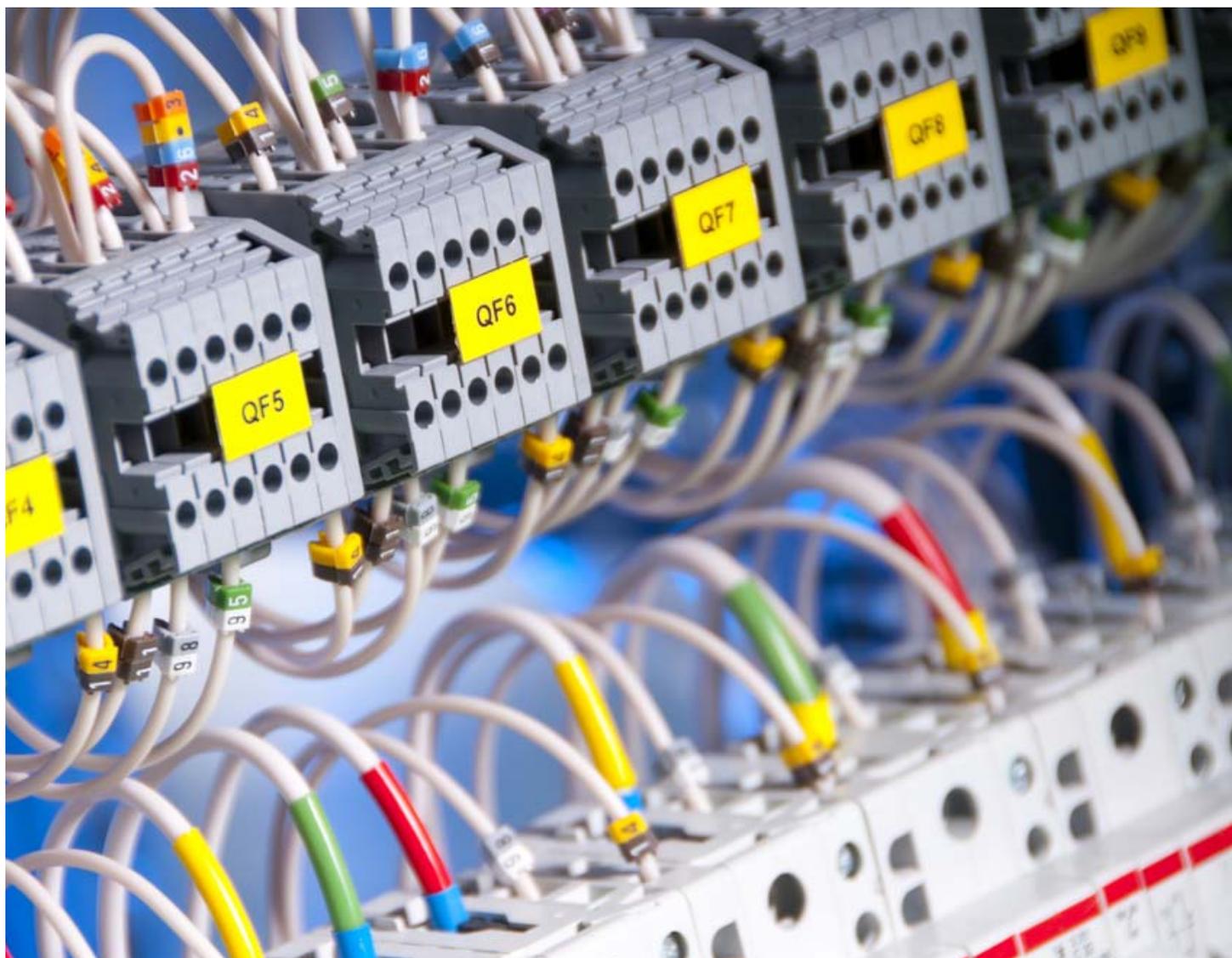


NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica |Nº19| junho de 2017

<http://www.neutroaterra.blogspot.com>



Máquinas e Veículos Elétricos



Produção, Transporte e Distribuição Energia



Instalações Elétricas



Telecomunicações



Segurança



Gestão de Energia e Eficiência Energética



Automação, Gestão Técnica e Domótica

EUTRO À TERRA

Índice

03| Editorial

13| Máquinas e Veículos Elétricos

155| Produção, Transporte e Distribuição Energia

279| Instalações Elétricas

413| Telecomunicações

482| Segurança

558| Gestão de Energia e Eficiência Energética

660| Automação, Gestão Técnica e Domótica

714| Autores

FICHA TÉCNICA

DIRETOR:	José António Beleza Carvalho, Doutor
SUBDIRETORES:	António Augusto Araújo Gomes, Eng.º Roque Filipe Mesquita Brandão, Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Doutor
PROPRIEDADE:	Área de Máquinas e Instalações Elétricas Departamento de Engenharia Electrotécnica Instituto Superior de Engenharia do Porto
CONTATOS:	jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt
PUBLICAÇÃO SEMESTRAL:	ISSN: 1647-5496

Estimados leitores

Nesta edição comemora-se 10 anos de publicações da nossa revista semestral Neutro-à-Terra. Os nossos objetivos são os mesmos desde a primeira publicação: intervir na área científica da Engenharia Eletrotécnica com artigos de natureza técnico-científica que sejam uma referência para todos os profissionais deste setor da engenharia.

As nossas publicações destinam-se, fundamentalmente, aos alunos dos cursos de Engenharia Eletrotécnica, mas de uma forma geral, a todos os profissionais que, individualmente ou integrados em Empresas, atuam no setor da Engenharia Eletrotécnica. Em todas as edições dos últimos 10 anos publicamos artigos nas áreas de especialização das Máquinas e Veículos Elétricos, da Produção, Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, das Instalações Elétricas, das Infraestruturas de Telecomunicações, dos Sistemas de Segurança, da Gestão de Energia e da Eficiência Energética e da Automação, da Gestão Técnica e Domótica.

Ao longo dos últimos anos o interesse pela nossa revista foi crescendo gradualmente, destacando-se o aumento da procura por parte de leitores de países estrangeiros. Este facto levou-nos a publicar com regularidade artigos em língua Inglesa, especialmente os de carácter mais científico. Já começa a ser comum encontrar-se referências às nossas publicações, em bibliografias de teses e dissertações de várias escolas de engenharia, relatórios de projetos e outros documentos enquadrados na área científica da engenharia eletrotécnica.

Nesta edição, que podemos dizer comemorativa dos 10 anos de publicações, apresentamos divididos pelas diferentes áreas de especialização, todos os artigos publicados nos últimos 6 anos, fazendo assim uma edição digital alargada com todos os bons artigos publicados até ao momento.

Como referência desta edição comemorativa, apresenta-se 3 testemunhos de entidades e personalidades relevantes na área científica da Engenharia Eletrotécnica. O Senhor Vice Presidente do ISEP, Engenheiro José Carlos Oliveira, o Senhor Professor Doutor Machado e Moura, Professor Catedrático na FEUP e a Dr^a Fátima Borges, pela Schneider Electric Portugal.

Fazendo votos que esta edição comemorativa dos 10 anos da nossa revista “Neutro à Terra” vá ao encontro das habituais expectativas dos nossos leitores, apresento os meus cordiais cumprimentos.

Porto, junho de 2017

José António Beleza Carvalho

Página deixada intencionalmente em branco!

A área de engenharia está em franco crescimento e desenvolvimento em Portugal. É visível, no país, uma clara transição de uma economia baseada em ordenado mínimo para uma economia assente em recursos especializados. Este facto é justificado e, simultaneamente, corroborado, pelo aparecimento de empresas multinacionais que procuram as instituições de ensino superior e verificam in loco a qualidade dos engenheiros que estão a ser formados. Nesse sentido, a importância das instituições de ensino superior, em particular das da área de engenharia, assume um papel preponderante no futuro económico do país, que se pretende baseado no conhecimento e nas novas tecnologias.

No caso específico da engenharia eletrotécnica, não basta apenas dizermos que “somos bons”. É necessário demonstrar aos *stakeholders* a qualidade existente. Essa demonstração passa, impreterivelmente, pelo recurso a certificações nacionais e internacionais. Nesse sentido, o ISEP tem apostado fortemente, quer a nível da licenciatura, quer a nível de mestrado, na obtenção de certificações EURACE, atribuídas, em Portugal, pela Ordem dos Engenheiros. Os cursos dependentes do departamento de engenharia eletrotécnica já se estão incluídos nessa categoria e, em consequência, a garantia de qualidade já se encontra comprovada.

No entanto, o trabalho desenvolvido numa instituição de ensino superior não se esgota no ensino sendo igualmente importantes as atividades de investigação e desenvolvimento. Neste contexto os docentes do departamento estão, em grande percentagem, envolvidos em atividades de I&D seja em grupos de investigação residentes no ISEP quer em grupos em que o ISEP é parte integrante.

Por último, não se devem olvidar as atividades de divulgação específicas para o setor quer por intermédio de livros técnicos que recorrendo à publicação de revistas. Neste contexto, aparece a revista “neuro à terra”. Revista gratuita, com longa tradição na área de eletrotecnia, que ao longo dos anos apresentou artigos técnicos das mais diversas áreas, apresentados de uma forma cientificamente cuidada, mas acessível, que cobrem de uma forma homogénea os mais diversos recantos da vasta área que é a Engenharia eletrotécnica.

Um bem-haja pela existência desta revista que permite de uma forma despreziosa, mas eficaz, a um profissional do setor acompanhar o que mais relevante se passa.

Porto, 30 de Junho de 2017

José Carlos Barros Oliveira, Vice-Presidente do ISEP

Página deixada intencionalmente em branco!

No segundo semestre de 2007, por iniciativa de um grupo de ilustres colegas do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), com destaque para o Professor José Bezeza de Carvalho, nascia a publicação digital que constituía uma Revista técnico-científica, a que foi dado o nome de “Neutro à Terra”.

Uma década passada, esta publicação digital foi progressivamente alargando o horizonte dos seus leitores, granjeando uma reputação invejável no panorama profissional, técnico e científico da Engenharia Eletrotécnica, e transformando-se numa publicação verdadeiramente internacional, com leitores em vários continentes.

Esta iniciativa teve o mérito de conseguir reunir uma equipa de colaboradores de grande qualidade e que lhe permitiu abordar com profundidade uma vasta abrangência de temas, sempre com muita oportunidade e atualidade. Sem ser exaustivo, pois tal seria praticamente impossível, queria destacar as instalações e as máquinas elétricas, as energias renováveis, as “*smart grids*” e a automação industrial, a micro eletrónica, a mobilidade elétrica e muitos outros inúmeros temas de interesse e atualidade. Em todos estes temas é bem patente o elevado nível técnico e científico dos seus artigos e o elevado interesse que desperta nos seus numerosos leitores que se repartem por diversos sectores da área eletrotécnica, os quais, no país e no estrangeiro, têm sido contemplados com uma panóplia de documentos de muita qualidade e que vão sempre ao encontro das suas exigentes expectativas.

Ao longo desta primeira década, tive a oportunidade de ser convidado a dar o meu contributo à Revista “Neutro à Terra”, o que fiz com grande gosto e me deixou muito honrado. Nessa ocasião, pude privar mais de perto com a equipa redatorial da Revista e pude aperceber-me do elevado empenho e motivação que a envolvia, o que se reflete diretamente na qualidade do produto disponibilizado aos seus leitores.

As últimas edições da Revista têm incluído sistematicamente um artigo escrito em língua inglesa, procurando ir ao encontro do crescente número de leitores no estrangeiro, designadamente nos Estados Unidos da América.

No panorama nacional de publicações técnicas, a Revista “Neutro à Terra” ocupa um lugar de muito merecido destaque e com forte impacto nos seus leitores, maioritariamente profissionais do sector eletrotécnico, cujas expectativas não são, seguramente, defraudadas.

Termino este breve depoimento com os sinceros desejos de que a publicação siga o seu rumo de muito sucesso que a norteou até aqui e veja a continuação do crescimento do seu número de leitores, mantendo a elevada qualidade a que nos habituou. Espero que nos próximos dez anos o prestígio da Revista se consolide e terei todo o gosto em poder contribuir, de algum modo, ainda que modestamente, para esse sucesso, em particular, sempre que para tal seja solicitado.

Na pessoa do Senhor Professor José Bezeza de Carvalho, endereço as minhas mais sinceras felicitações a toda a equipa que está na base da produção da Revista e desejo as maiores felicidades e venturas para a segunda década de vida desta publicação, que agora se inicia, a qual será seguramente recheada de constantes desafios, altamente motivadores, que ela não deixará de acompanhar e de dar a adequada resposta!

Porto, 30 de Junho de 2017

António Machado e Moura, Professor Catedrático da FEUP

Página deixada intencionalmente em branco!

A Schneider Electric tem no ISEP um parceiro histórico com o qual tem desenvolvido um conjunto de iniciativas técnicas, tecnológicas e pedagógicas que contribuem para o desenvolvimento da componente formativa de muitos jovens. Esse longo relacionamento tem-nos permitido enriquecer a nossa cultura de inovação, ganhando a consciência de que é a proximidade ao ensino que faz de nós uma empresa mais próxima do essencial: as pessoas e, em particular, os jovens.

A Schneider Electric Portugal associa-se, também à revista “Neutro à Terra”, onde já por diversas vezes publicou artigos de carácter técnico e científico. Muito nos honra esta associação e a oportunidade de contribuirmos, ainda que de forma modesta, para a publicação de conhecimento relacionado com segurança, conforto, produtividade e eficiência energética, entre muitos outros importantes temas.

Assim, pretendemos continuar a trabalhar, lado a lado, com o ISEP e com a revista “Neutro à Terra”, com o objetivo de chegar a alunos, professores e profissionais especializados, através de artigos que discutam problemáticas, lancem ideias e, como não poderia deixar de ser, abordem as mais recentes tendências do mercado.

Todas estas discussões contribuem para um debate alargado sobre os grandes desafios da sustentabilidade e eficiência energética. A este propósito, referir que nos próximos 40 anos, o consumo de energia aumentará cerca de 50%, sendo impulsionado por três grandes tendências: urbanização, industrialização e digitalização.

Quanto o primeiro aspeto, importa salientar que a densidade populacional das cidades está já a colocar uma grande sobrecarga nas redes energéticas, sendo, por essa razão, fundamental olhar para o tema da urbanização como um desafio essencial. As cidades, e os edifícios em particular, são responsáveis por 33% do consumo energético mundial – o que significa que aspetos como a construção sustentável, a reabilitação e a gestão energética são aspetos mais importantes do que nunca.

Já no que respeita à industrialização, importa reafirmar o quão fundamental se verifica sedimentar o caminho da modernização tecnológica das economias, não só do ponto vista da promoção da sua competitividade, mas também na perspetiva de tornarmos as indústrias mais sustentáveis e energeticamente eficientes.

Por último, a digitalização afirma-se como o grande aglutinador das mudanças em curso, permitindo-nos, por um lado, evoluir a um ritmo como nunca antes visto, ao mesmo tempo que nos afiança soluções para lidar com todo este crescimento a que vamos assistindo. Esse complexo exercício a que hoje estamos sujeitos – crescer de forma sustentável – é a principal razão que nos leva a contribuir para o universo académico, estando certos que é na investigação, no estudo da ciência e na íntima relação entre as universidades e as empresas que reside a chave para endereçar os grandes desafios que a nossa era enfrenta.

Fátima Borges

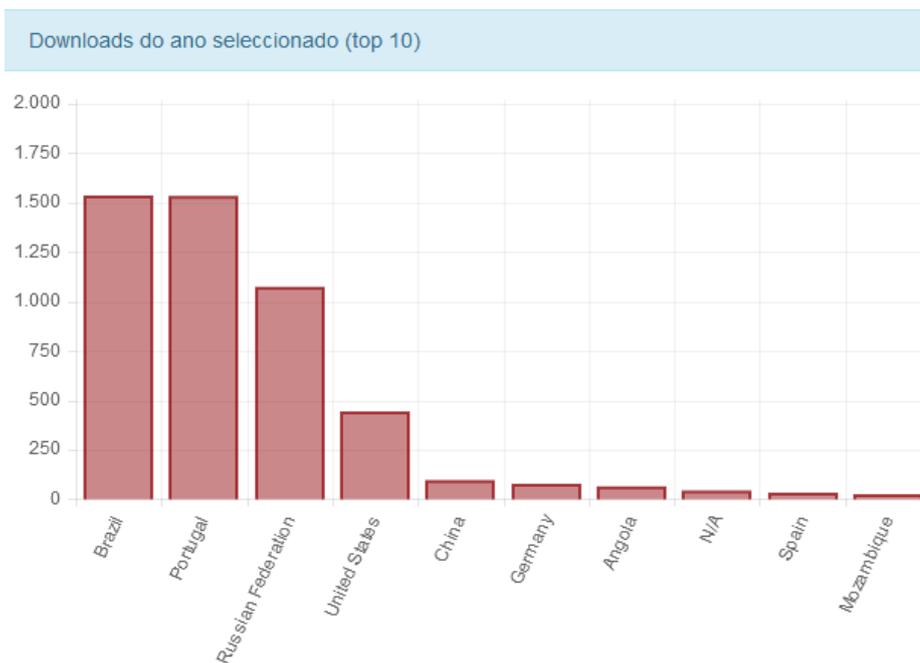
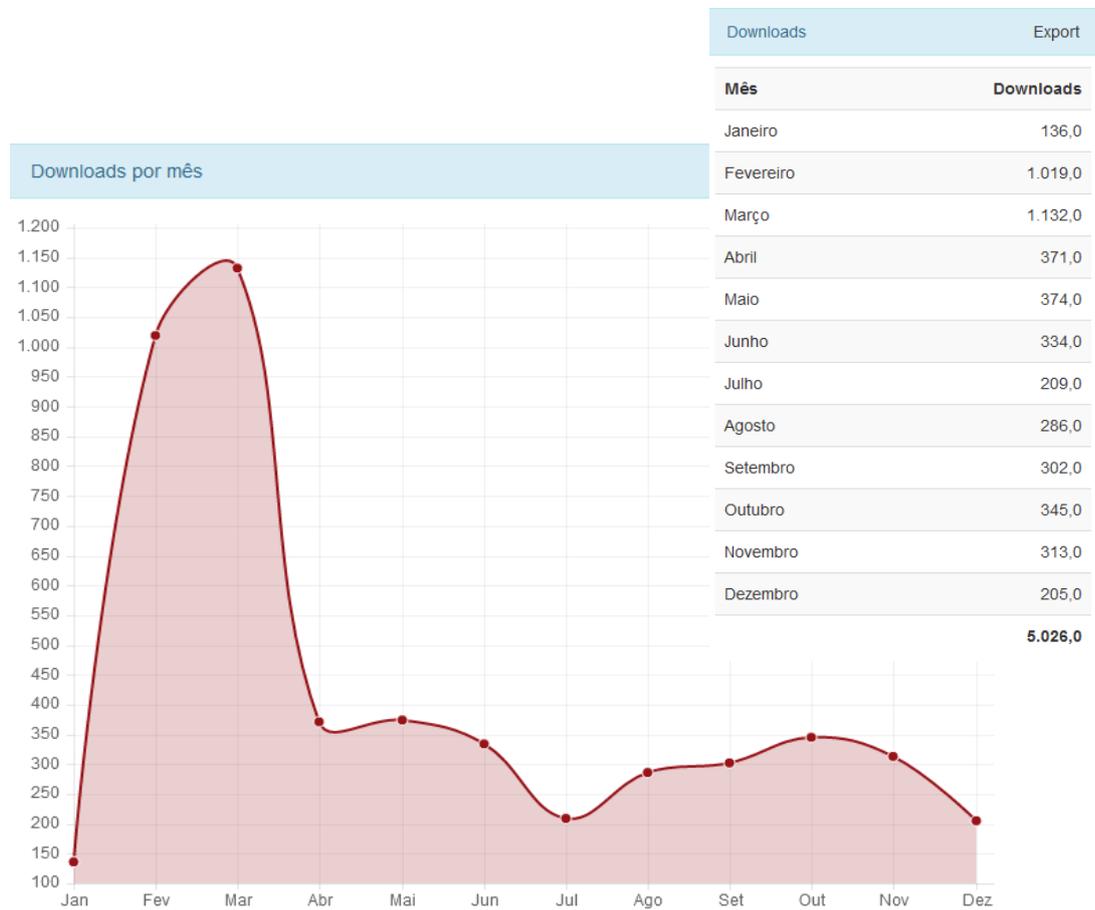
Responsável pela área do ensino e formadora
Centro de Formação da Schneider Electric Portugal

Página deixada intencionalmente em branco!

Repositório Científico do Instituto Politécnico do Porto:

<http://recipp.ipp.pt/>

Downloads: 2016



Blog:

www.neutroaterra.blogspot.com

Histórico de visualizações:

27 328

Entrada	Visualizações de páginas
Portugal	20394
Estados Unidos	2629
Brasil	1507
Alemanha	403
França	379
Rússia	234
Angola	178
Reino Unido	164
Ucrânia	116
Espanha	100



- Transformadores. Funcionamento em paralelo na rede elétrica Alexandre Miguel Marques da Silveira	15
- Geradores Eólicos. Caraterísticas Elétricas José António Beleza Carvalho, Roque Filipe Mesquita Brandão	29
- Aplicação de Motores Síncronos de Ímanes Permanentes e Motores de Indução em Veículos Elétricos: Comparação e Perspetivas de Evolução Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo	37
- <i>A general overview on hybrid and electric vehicles</i> Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo	45
- Diagnóstico remoto de defeitos em cargas acopladas a um motor de indução António Manuel Luzano de Quadros Flores	55
- Regulação de velocidade em motores de corrente contínua José António Beleza Carvalho	61
- Regulação de velocidade em motores assíncronos de corrente alternada José António Beleza Carvalho	65
- Motores de ímans permanentes para aplicações de alta eficiência Carlos Eduardo G. Martins, Sebastião Lauro Nau	77
- Controlo vetorial (FOC) de um motor de indução trifásico aplicado a um veículo elétrico Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo	81
- Manutenção e diagnóstico de avarias em motores de indução trifásicos Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo	89
- Requisitos do projeto elétrico de motores de indução para acionamento por variador de velocidade Henrique Gonçalves	107
- <i>Types and construction of power transformers</i> Manuel Bolotinha	115
- Utilização de um veículo elétrico para abastecer uma residência no horário de ponta Horst Huldreish Ardila Hamada Marques, Fernando Maurício Dias	119
- <i>PM Motors for High Efficiency Applications</i> Carlos Eduardo G. Martins, Sebastião Lauro Nau	125
- Mobilidade elétrica António Carvalho de Andrade	131
- Classificação de veículos híbridos – Evolução crescente do grau de eletrificação Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo	147

Página deixada intencionalmente em branco!

TRANSFORMADORES

FUNCIONAMENTO EM PARALELO NA REDE ELÉTRICA

Resumo

O crescimento do consumo de energia elétrica verificado nos últimos anos e o aparecimento e evolução dos sistemas de produção de energia por fontes de energia renováveis, como a eólica e fotovoltaica, levam a que sejam necessários ajustes no sistema de forma a comportar estas variações no trânsito de potências. Assim, pode ser necessário instalar transformadores em paralelo para comportar o aumento da potência consumida num determinado local. Este artigo aborda a utilização dos transformadores nos Sistemas Elétricos de Energia e explica as condições necessárias para o correto funcionamento de transformadores em paralelo.

1 Introdução

Desde a produção até ao consumidor final, passando pelo transporte e distribuição, a energia elétrica sofre várias alterações no valor do seu nível de tensão. Isto é conseguido com o uso de transformadores de potência que estão instalados em locais estratégicos do Sistema Elétrico de Energia (SEE), como se pode ver na Figura 1.

Um transformador é uma máquina elétrica estática com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternada num outro sistema de tensão e corrente com valores normalmente diferentes mas com a mesma frequência, para a transmissão de energia entre os dois sistemas [1].

Idealmente, o transformador altera o valor do nível de tensão da entrada para outro valor na saída, sem afetar a potência fornecida. Se o transformador eleva o valor da tensão de entrada a corrente tem necessariamente que diminuir para que a potência fornecida seja igual à absorvida. Desta forma, a energia pode ser gerada numa central, o valor da sua tensão pode ser elevado para níveis de transporte, em grandes distâncias com baixas perdas, e o valor da tensão pode ser novamente diminuído para níveis de distribuição. Como as perdas nas linhas são proporcionais ao quadrado da corrente que nelas circula, elevando o valor da tensão e diminuindo o valor da corrente num fator de 10 no transformador, significa uma diminuição do valor das perdas num fator de 100. Pode afirmar-se que sem o uso de transformadores não seria possível a utilização da energia elétrica como hoje a conhecemos [2].

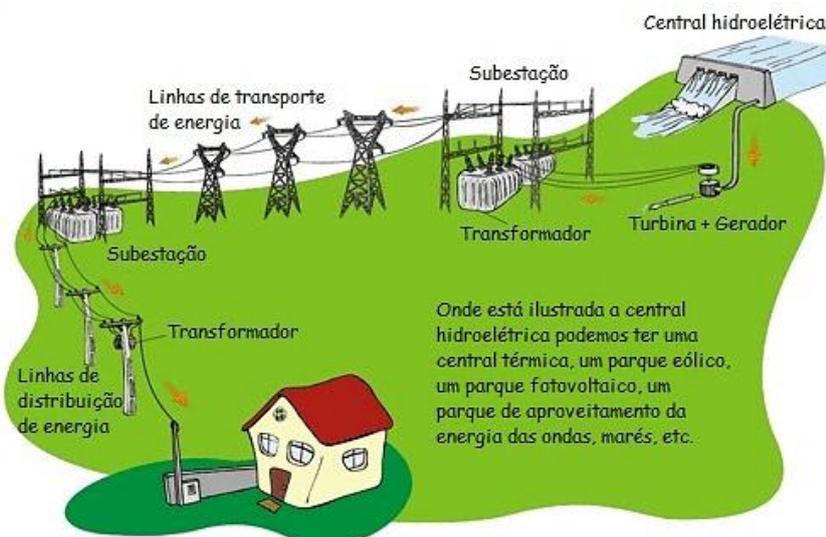


Figura 1 – Sistema Elétrico de Energia
(Imagem adaptada de: <http://arqaulas.wordpress.com>)

Graças aos transformadores, é possível utilizar a energia elétrica dentro de limites recomendáveis de tensão, embora ela seja gerada na gama dos milhares de volts (6-25 kV), transportada até um milhão de volt (Muito Alta Tensão – MAT: 150 kV, 220 kV, 400 kV) e em muitos casos distribuída com tensões superiores a 30 kV (Alta Tensão – AT: 60 kV; Média Tensão – MT: 6 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV). Finalmente chega ao utilizador final com valores de 400/230V.

Por outro lado, os transformadores tornam possível a interligação de sistemas com valores de tensão diferentes, tornando-os mais flexíveis e fiáveis, levando a um melhor aproveitamento da potência total instalada [3].

Há vários tipos de transformadores, consoante o fim a que se destinam. No entanto, neste documento, serão apenas abordados os transformadores de potência destinados ao transporte e distribuição de energia elétrica.

2 Transformadores de Potência

Os transformadores utilizados em sistemas de potência devem ser projetados e construídos para que, além de se conseguir um custo aceitável, também se consiga [3]:

- Uma boa regulação de tensão: implica que tenham reduzidas quedas de tensão. Consegue-se pela intensificação do acoplamento magnético entre enrolamentos para redução dos fluxos de dispersão e correspondentes quedas reativas;
- Altos rendimentos: Implica obtenção de baixas perdas de energia, tanto no cobre como no ferro do núcleo. Consegue-se limitando as solicitações dos materiais utilizados (densidades de corrente no cobre e induções no ferro) a níveis compatíveis com os custos, melhorando por outro lado as suas propriedades;
- Baixas correntes e perdas no funcionamento em vazio: As baixas correntes em vazio conseguem-se com altas indutâncias de magnetização, utilizando núcleos altamente permeáveis. Menores perdas em vazio significam, principalmente, menores perdas no ferro.

Como se tratam de sistemas trifásicos, os transformadores utilizados também o são (podem ser usados bancos de três transformadores monofásicos). As ligações entre enrolamentos podem ser realizadas em estrela 'Y ou y', triângulo 'D ou d' ou zigue-zague 'Z ou z' (letra maiúscula refere-se ao enrolamento de tensão mais elevada e a letra minúscula ao enrolamento de tensão mais baixa). A partir daqui, neste documento, considera-se o enrolamento de mais alta tensão como o primário (transformador abaixador).

Desta forma, de acordo com a ligação de ambos os enrolamentos podemos ter diferentes configurações para um transformador. O esquema de ligação Yy é normalmente usada à saída de centrais e grandes subestações de distribuição. O esquema Dy é usado nos postos de transformação com o triângulo para as tensões da ordem dos 15 kV e a estrela do secundário para as tensões compostas de cerca de 400 V. É usado com condutor neutro e ligação à terra do neutro dos enrolamentos. A ligação Yd surge em subestações de distribuição para reduzir a tensão do transporte para níveis da distribuição. Normalmente, o neutro da estrela é ligado à terra e o triângulo a alimentar linhas aéreas ou redes de cabos [4].

3 Circuito Equivalente do Transformador

O funcionamento do transformador pode ser modelizado através do seu circuito equivalente, que está ilustrado na Figura 2. O transformador real pode ser representado por um transformador ideal em que aos enrolamentos do primário e secundário se encontram ligadas impedâncias representativas dos fenómenos que ocorrem no transformador real: quedas de tensão devidas às resistências e às indutâncias de fugas magnéticas, perdas de energia por efeito de Joule nas resistências, magnetização e perdas no ferro [4].

Este modelo é válido para regimes permanentes de funcionamento, com grandezas sinusoidais, não considerando os fenómenos não lineares do transformador real, como a saturação, histerese, etc.

O transformador ideal representado na figura está isento de quedas de tensão, fugas magnéticas e perdas de energia. Para qualquer regime de funcionamento, as tensões e intensidades de corrente são transformadas com alteração do módulo na proporção direta do número de espiras para as tensões e na proporção inversa para as correntes, e com uma rotação de fase de 180° para ambas as grandezas.

As perdas no cobre ($R I^2$) traduzem-se no aquecimento dos enrolamentos do primário e secundário devido à passagem da corrente. No modelo estão consideradas em r_1 e r_2 que representam a resistência do enrolamento primário e secundário, respetivamente.

As perdas no ferro devido às correntes de *Foucault* traduzem-se no aquecimento do núcleo do transformador. São proporcionais ao quadrado da tensão aplicada ao transformador. As perdas histeréticas estão associadas à orientação dos domínios magnéticos do material ferromagnético. Estas perdas são função não linear da tensão aplicada ao transformador. As perdas no ferro estão consideradas no modelo em R_0 .

As reactâncias x_1 e x_2 estão associadas aos fluxos de fugas ou dispersão que ocorrem no transformador quando o fluxo do núcleo (principal) se escapa e atravessa apenas um dos enrolamentos. Os efeitos da excitação magnética do núcleo são considerados na reatância de magnetização X_m .

As equações de funcionamento do transformador são (as letras sublinhadas indicam fasores) [4]:

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{Z}_1 \underline{I}_1 \quad (1)$$

$$\underline{E}_2 = \underline{U}_2 + \underline{Z}_2 \underline{I}_2 \quad (2)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}_{21} \quad (3)$$

$$\underline{I}_{21} = -\frac{N_2}{N_1} \underline{I}_2 \quad (4)$$

$$\underline{E}_1 = -j\omega N_1 \frac{\Phi_M}{\sqrt{2}} \quad (5)$$

$$\underline{E}_2 = -j\omega N_2 \frac{\Phi_M}{\sqrt{2}} \quad (6)$$

em que:

$Z_1=r_1+jx_1$ e $Z_2=r_2+jx_2$;

N_1 – número de espiras do enrolamento primário;

N_2 – número de espiras do enrolamento secundário;

E_1 – f.e.m. induzida no primário;

E_2 – f.e.m. induzida no secundário;

Φ_M – valor máximo do fluxo principal;

I_{21} – corrente do secundário referida ao primário.

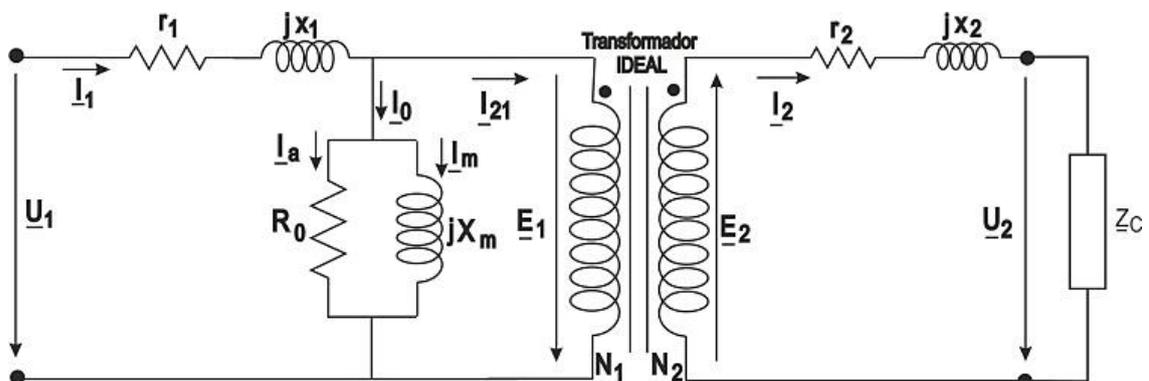


Figura 2 – Circuito equivalente do transformador

Sendo o transformador uma máquina que está ligada em conjunto com outras máquinas nas redes de energia elétrica, será mais cómodo o tratamento dos problemas relativos ao seu funcionamento se for representado como uma associação de impedâncias ou um quadripolo. Olhando para o esquema da Figura 2, verifica-se que uma simples associação de impedâncias se torna impossível devido à presença dos dois enrolamentos do transformador ideal [4].

É possível obter um circuito equivalente referido a um enrolamento, onde as grandezas no enrolamento equivalente vão ter valores diferentes das correspondentes no enrolamento real. Designar-se-ão com o índice 12 as grandezas primárias referidas ao secundário. No esquema da Figura 3 mostra-se o circuito equivalente referido ao secundário, com uma carga ligada aos terminais do secundário.

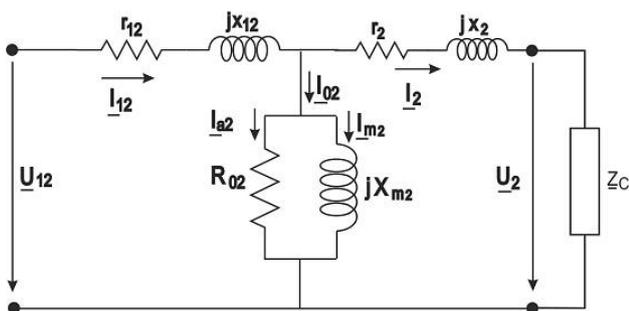


Figura 3 – Circuito equivalente referido ao secundário

Assim, sendo a razão do número de espiras dada por:

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (7)$$

a passagem das impedâncias do primário para o secundário pode ser feita dividindo o seu valor pelo quadrado da razão do número de espiras, como se segue:

$$z_{12} = \frac{z_1}{a^2} \quad (8)$$

O valor da tensão do primário referido ao secundário U_{12} pode ser obtido a partir da expressão:

$$\underline{U}_{12} = -\frac{\underline{U}_1}{a} \quad (9)$$

O valor da corrente no primário será igual a:

$$\underline{I}_1 = -\frac{\underline{I}_{12}}{a} \quad (10)$$

Se o transformador tem baixas fugas magnéticas e o dimensionamento da corrente em vazio foi feito com cuidado, é possível, obter um circuito equivalente simplificado relativamente ao circuito anterior. Assim, considerando que a queda de tensão na impedância do primário assume valores muito baixos, o valor do fluxo e indução são praticamente constantes independentemente do regime de carga. Chega-se desta forma ao circuito equivalente simplificado, que está representado na figura seguinte:

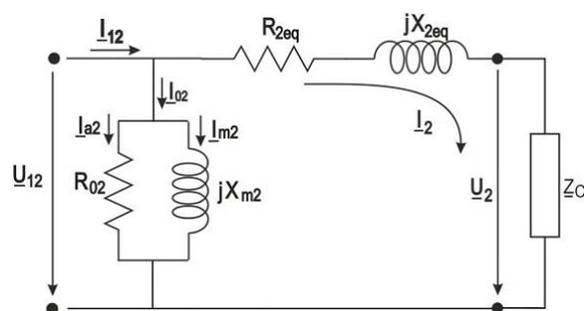


Figura 4 – Circuito equivalente simplificado referido ao secundário

Neste circuito, a resistência do primário referida ao secundário r_{12} e a resistência do secundário r_2 foram agrupadas em R_{2eq} , assim como as reactâncias em X_{2eq} . Então, $R_{2eq}=r_{12}+r_2$ e $X_{2eq}=x_{12}+x_2$.

Para transferir as impedâncias do secundário para o primário estas são multiplicadas pelo quadrado da razão do número de espiras:

$$\underline{z}_{21} = a^2 \underline{z}_2 \quad (11)$$

Quando se trata de transformadores trifásicos deve utilizar-se os valores das tensões simples e correntes nas linhas, e este deverá considerar-se um circuito equivalente por fase (fase-neutro). Por outro lado, deve utilizar-se a razão de transformação m no lugar da razão do número de espiras pois, dependendo do tipo de ligação dos enrolamentos do primário e secundário, estas podem ser diferentes. A razão de transformação pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$m = \frac{U_{1N}}{U_{20}} \quad (12)$$

em que U_{1N} é a tensão nominal do primário e U_{20} a tensão do secundário em vazio.

Para a análise do paralelo de transformadores vai considerar-se este esquema equivalente simplificado, cujo diagrama fasorial está representado na Figura 5, para uma carga indutiva.

4 Funcionamento de Transformadores em Paralelo

Conforme referido, o agrupamento de transformadores em paralelo é de grande importância para o funcionamento dos sistemas elétricos de energia. Esta ligação em paralelo tem algumas vantagens, nomeadamente [3]:

- Maior fiabilidade do sistema: se um dos transformadores ficar com algum defeito, o outro pode continuar a alimentar a carga;

- Possibilidade de manutenção sem cortes de alimentação: pode realizar-se manutenção num dos transformadores sem que seja necessário desligar a alimentação da carga (se a potência disponível no outro transformador for suficiente para alimentar a restante carga);
- Expansão do sistema: possibilidade de aumento da capacidade do sistema, acrescentando um transformador para aliviar outro que esteja em sobrecarga, ou simplesmente, aumento da potência disponível para alimentar a carga.
- Operação sob condições mais favoráveis de carga: com as variações de carga que existem ao longo do dia, é vantajoso ter os transformadores a funcionar em condições próximas às de máximo rendimento. Isto significa introduzir ou retirar de funcionamento unidades, para que se mantenham ligadas as que fiquem a funcionar próximo do seu regime nominal.

A questão fundamental que surge quando se pretendem ligar dois transformadores em paralelo, seja porque é necessário aumentar a potência instalada num posto de transformação, seja por razões de garantir melhor fiabilidade do serviço, tem a ver com o modo como a carga total solicitada ao conjunto se vai repartir pelos diferentes transformadores. O ideal será repartir a carga pelos transformadores de forma proporcional às suas potências nominais e haver concordância de fase entre a corrente que circula no secundário de cada transformador e a corrente total na carga. Não se verificando estas condições significará que a capacidade do conjunto à plena carga será inferior à soma das potências nominais de cada transformador [4].

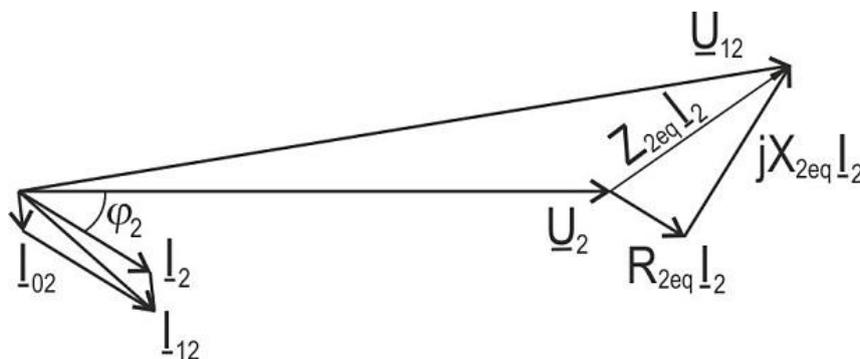


Figura 5 – Diagrama fasorial correspondente ao circuito simplificado referido ao secundário

4.1 Condições para o Funcionamento de Transformadores em Paralelo

Para que se consiga uma distribuição da carga pelos transformadores de forma proporcional à sua potência nominal é necessário ter atenção ao seguinte [3]:

- Às polaridades dos transformadores monofásicos e sequência de fases dos polifásicos;
- Aos deslocamentos de fase entre primários e secundários de transformadores trifásicos;
- Às tensões nominais e relações de transformação;
- Aos valores das impedâncias de curto-circuito dos transformadores;

4.1.1 Polaridade

A polaridade de um enrolamento refere-se à característica que mostra a dependência do sentido da f.e.m. induzida em relação ao fluxo que a gera (normalmente assinalada com uma seta ou um ponto). Assim, dois terminais de dois enrolamentos são da mesma polaridade ou homólogos quando estiverem igualmente situados relativamente ao sentido positivo num e noutro enrolamento [4].

A figura seguinte ilustra um processo simples de identificar os terminais com a mesma polaridade de um transformador. Em primeiro lugar, alimenta-se um dos enrolamentos com uma tensão alternada, que pode ser de baixo valor relativamente ao valor nominal do enrolamento. Os terminais identificados com ponto têm a mesma polaridade se o valor da tensão V_t for igual à soma das tensões V_1 e V_2 . Estas tensões podem ser medidas com um voltímetro ou com um osciloscópio [3].

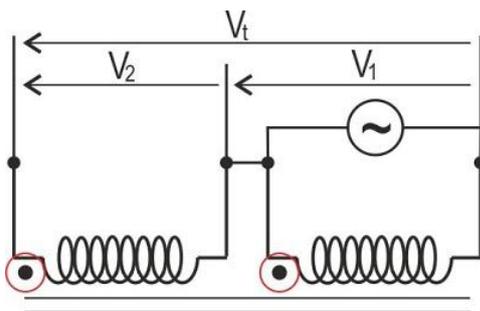


Figura 6 – Identificação de terminais com mesma polaridade

Uma vez identificados os terminais do transformador, a ligação em paralelo é feita interligando-se os terminais igualmente identificados nos dois transformadores.

4.1.2 Deslocamentos de fase

No caso dos transformadores trifásicos (ou polifásicos) além do problema da polaridade dos enrolamentos de cada fase no primário e secundário, há que acrescentar o problema dos defasamentos que podem ocorrer entre as tensões aos seus terminais, nas ligações em estrela, triângulo ou zig-zague. Podem ligar-se em paralelo dois transformadores trifásicos quando os seus deslocamentos de fase forem iguais. Se não o forem, as correntes de circulação entre eles podem atingir valores inaceitáveis [3].

Este assunto será abordado mais adiante neste documento.

4.1.3 Tensões nominais e relações de transformação

Para que dois transformadores possam ser ligados em paralelo é necessário, além de terem razões de transformação iguais, que os valores eficazes das suas tensões nominais sejam iguais. Diferenças nas relações de transformação levariam ao aparecimento de correntes de circulação entre os transformadores que poderiam atingir valores inaceitáveis.

Por outro lado, quando dois (ou mais) transformadores se ligam em paralelo significa que recebem energia da mesma linha pelo primário e a transferem para outra linha pelo secundário. Assim, devem ter a mesma tensão quer no primário quer no secundário, tanto em módulo como em fase. Desta forma, uma condição que deve ser garantida quando se pretende ligar dois transformadores em paralelo é que ambos tenham as mesmas tensões nominais no primário e secundário, que significa que devem ter a mesma razão de transformação m [5].

Uma forma simples de verificar se os dois transformadores têm as mesmas tensões em valor eficaz, frequência e fase, está ilustrada na Figura 7 (para dois transformadores monofásicos) [4]:

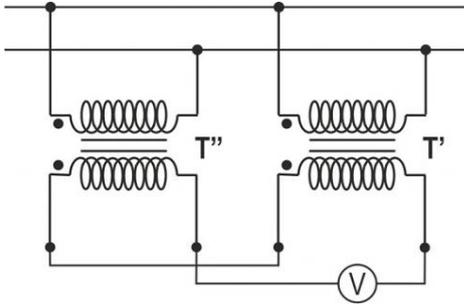


Figura 7 – Paralelo de dois transformadores monofásicos

Se, com as ligações indicadas, houver concordância de fase, a tensão indicada no voltímetro será nula. Se por outro lado o valor indicado no voltímetro for o dobro da tensão de cada transformador, significa que as ligações estão trocadas.

4.1.4 Valores das impedâncias equivalentes

A análise que se segue aplica-se aos dois transformadores monofásicos da Figura 7, T' e T'', com razões de transformação $m'=m''=m$. Dessa análise verifica-se que o agrupamento em paralelo dos dois transformadores é ideal quando se tem igualdade de argumentos assim como módulos das suas impedâncias complexas equivalentes. Isto significa terem tensões de curto-circuito iguais. Assim, ao alimentarem uma carga com uma potência total S [3]:

As contribuições de cada um dos transformadores S' e S'' serão proporcionais às suas potências nominais. Assim, ambos podem funcionar em simultâneo à plena carga.

A potência total S solicitada pela carga será numericamente igual à soma das potências individuais fornecidas por cada transformador $S=S'+S''$, situação resultante da concordância de fase das correntes I' e I'' fornecidas por T' e T'' respetivamente [3].

Dado que esta análise se vai referir às correntes secundárias, no esquema equivalente de cada transformador não se considera a impedância de excitação, pelo que o esquema equivalente dos dois transformadores em paralelo será o representado na Figura 8. Considera-se ainda que: $\underline{U}'_{1N}=\underline{U}''_{1N}$ e $\underline{U}'_{20}=\underline{U}''_{20}=\underline{U}_{20}$.

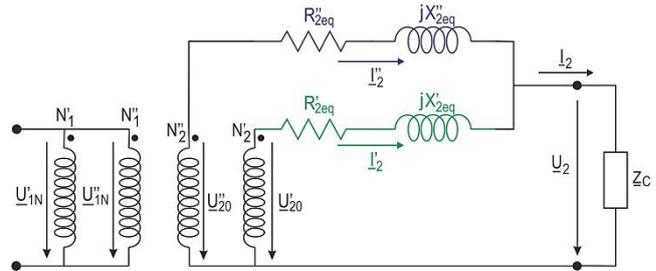


Figura 8 – Circuito equivalente de dois transformadores em paralelo

As equações de funcionamento do lado secundário do transformador são [4]:

$$\underline{U}_{20} - \underline{U}_2 = \underline{Z}'_{2eq} \underline{I}'_2 = \underline{Z}''_{2eq} \underline{I}''_2 \quad (13)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}'_2 + \underline{I}''_2 \quad (14)$$

Deste sistema pode obter-se:

$$\frac{\underline{I}'_2}{\underline{I}''_2} = \frac{\underline{Z}''_{2eq}}{\underline{Z}'_{2eq}} \quad (15)$$

$$\underline{I}'_2 = \frac{\underline{Z}''_{2eq}}{\underline{Z}'_{2eq} + \underline{Z}''_{2eq}} \underline{I}_2 \quad (16)$$

$$\underline{I}''_2 = \frac{\underline{Z}'_{2eq}}{\underline{Z}'_{2eq} + \underline{Z}''_{2eq}} \underline{I}_2 \quad (17)$$

As equações (16) e (17) determinam as correntes de cada transformador enquanto (15) mostra que estas se distribuem na razão inversa das impedâncias equivalentes.

4.1.4.1 Impedâncias iguais em módulo e fase

Como referido anteriormente, o ideal seria que a carga se dividisse proporcionalmente às potências nominais de cada transformador e quando houvesse concordância de fase entre a corrente de cada transformador e a corrente solicitada pela carga. Estas condições traduzem-se na seguinte relação [4]:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} \quad (18)$$

Como, de acordo com (15) temos:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{Z''_{2eq}}{Z'_{2eq}} \quad (19)$$

Agrupando estas duas equações, obtém-se:

$$Z'_{2eq} I'_{2N} = Z''_{2eq} I''_{2N} \quad (20)$$

o que implica que os dois transformadores tenham iguais tensões de curto-circuito nominais.

Se os dois transformadores tiverem também iguais quedas óhmicas e indutivas nominais [4]:

$$R'_{2eq} I'_{2N} = R''_{2eq} I''_{2N} \quad (21)$$

$$X'_{2eq} I'_{2N} = X''_{2eq} I''_{2N}$$

então:

$$\frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} = \frac{R''_{2eq}}{R'_{2eq}} = \frac{X''_{2eq}}{X'_{2eq}} \quad (22)$$

Substituindo em (19) e (20) obtém-se:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{Z''_{2eq}}{Z'_{2eq}} = \frac{R''_{2eq}}{R'_{2eq}} = \frac{X''_{2eq}}{X'_{2eq}} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} \quad (23)$$

Analisando esta expressão, verifica-se que, independentemente do valor da carga, os dois transformadores funcionam com iguais quedas óhmicas e iguais quedas indutivas.

Isto significa que os diagramas de tensões são coincidentes e as correntes fornecidas por cada transformador estão em fase com a corrente solicitada pela carga, como ilustrado na figura seguinte (carga indutiva):

Em relação às potências que cada transformador fornece à carga elas serão proporcionais à potência nominal de cada um, como se demonstra a seguir [4]:

$$\frac{S'}{S''} = \frac{U'_2 I'_2}{U''_2 I''_2} = \frac{U'_{20} I'_{2N}}{U''_{20} I''_{2N}} = \frac{S'_{2N}}{S''_{2N}} \quad (24)$$

$$\frac{P'}{P''} = \frac{U'_2 I'_2 \cos \varphi'_2}{U''_2 I''_2 \cos \varphi''_2} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} = \frac{S'_{2N}}{S''_{2N}} \quad (25)$$

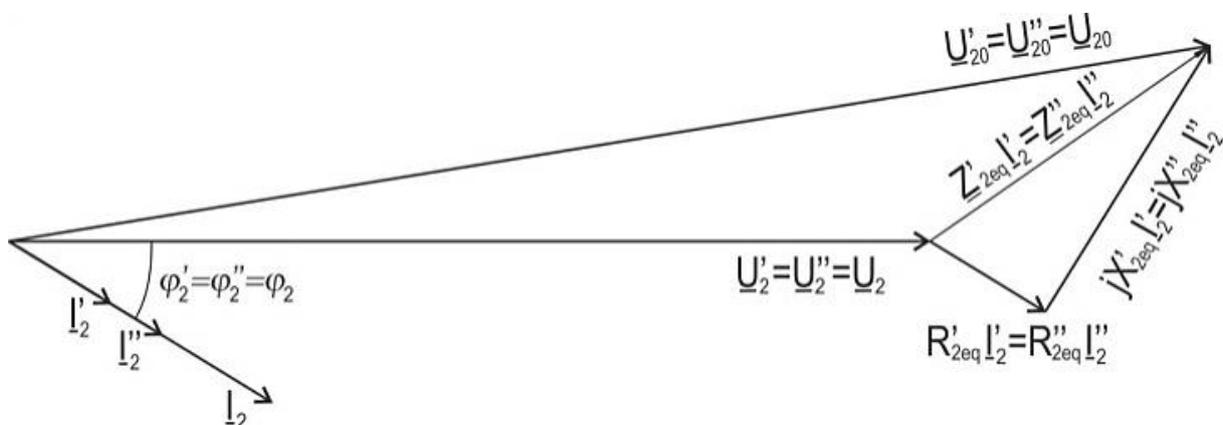


Figura 9 – Diagrama fasorial para o paralelo de dois transformadores com iguais quedas óhmicas e indutivas

Então, ao se efetuar o agrupamento de dois transformadores em paralelo o pretendido é que a carga seja dividida pelos transformadores de forma proporcional à sua potência. Se os transformadores forem de potências iguais, podem dividir por eles a carga em partes iguais se, fornecendo a mesma corrente, apresentarem a mesma queda de tensão. Assim, é necessário que as resistências e reatâncias equivalentes de ambos sejam iguais. Pode afirmar-se que devem ter a mesma tensão de curto-circuito [6].

4.1.4.2 Impedâncias iguais apenas em módulo

Suponhamos agora que os triângulos de quedas não são iguais, embora tenham a mesma hipotenusa, ou seja, igualdade em módulo das tensões de curto-circuito. Assim, pode escrever-se [4]:

$$\begin{aligned} Z'_{2eq} I'_{2N} &= Z''_{2eq} I''_{2N} \\ R'_{2eq} I'_{2N} &\neq R''_{2eq} I''_{2N} \\ X'_{2eq} I'_{2N} &\neq X''_{2eq} I''_{2N} \end{aligned} \quad (26)$$

As equações (18), (19) e (20) mantêm-se, por isso há uma distribuição proporcional das correntes. Há ainda uma distribuição proporcional das potências aparentes (24). Assim, os dois diagramas de tensões vão ter triângulos de quedas apenas com as hipotenusas coincidentes, como ilustrado na Figura 10, para uma carga indutiva. Verifica-se facilmente que as fases das correntes são diferentes, não sendo proporcional a distribuição das potências ativas [4].

Daqui se pode concluir que os dois transformadores podem funcionar em paralelo, simultaneamente à plena carga mas,

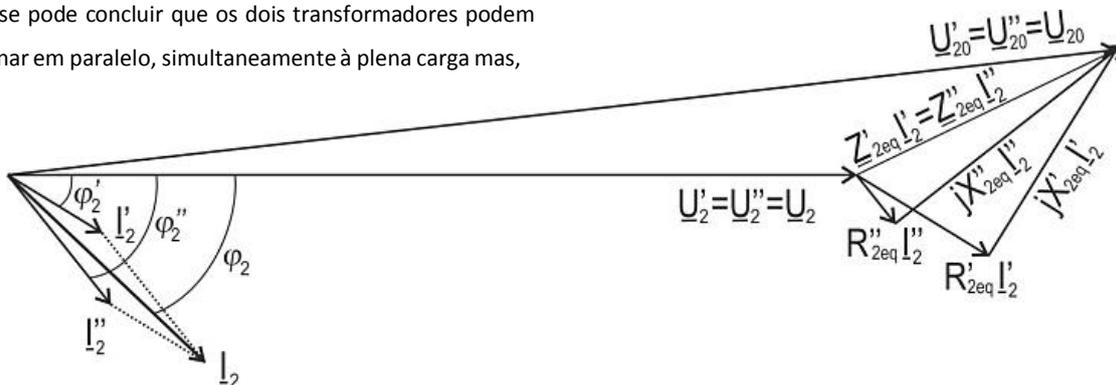


Figura 10 - Diagrama fasorial para o paralelo de dois transformadores com diferentes quedas ôhmicas e indutivas

como se tem $\phi'_2 \neq \phi''_2$, há diferença de fase nas correntes e $|I_2| < |I'_2 + I''_2|$.

4.1.4.3 Impedâncias diferentes em módulo e fase

Se também não for possível igualar os módulos das tensões de curto-circuito, temos [4]:

$$Z'_{2eq} I'_{2N} = \alpha Z''_{2eq} I''_{2N} \quad (\alpha > 1) \quad (27)$$

Como (19) se mantém, combinando com esta última expressão, fica:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{I'_{2N}}{\alpha I''_{2N}} \quad (28)$$

Verifica-se desta forma que deixa de haver uma distribuição de correntes proporcional. Senão vejamos: se o transformador T' estiver a funcionar em regime nominal, ou seja, $I'_2 = I'_{2N}$, teríamos $I''_2 = \alpha I''_{2N}$, que significa que o transformador T'' estaria a funcionar em sobrecarga. Para que T'' não entre em sobrecarga, a máxima corrente que T' deve fornecer à carga é I'_{2N}/α , que é inferior ao seu valor nominal.

Se um dos transformadores possuir uma tensão de curto-circuito menor significa que tem uma menor impedância equivalente. Como a potência se divide por eles na razão inversa das impedâncias equivalentes, o que possuir menor impedância equivalente, para ter a mesma queda de tensão, é forçado a fornecer uma maior corrente [6].

Daqui se conclui que este conjunto está subaproveitado, pois para um deles funcionar à corrente nominal o outro (o que tem maior tensão de curto-circuito) estará a funcionar abaixo do regime nominal.

4.2 Paralelo de Transformadores Trifásicos

Para se efetuar o paralelo de dois transformadores trifásicos devem garantir-se as condições enunciadas anteriormente. Assim, deve garantir-se que os deslocamentos de fase das tensões secundárias sejam iguais. Nos transformadores trifásicos, esta igualdade está relacionada com a forma de ligação dos seus enrolamentos (estrela, triângulo ou zig-zague), ou seja, depende do desvio angular dos transformadores.

Segundo a norma CEI 60076 [1], o desvio angular corresponde ao desfasamento entre os fasores representativos das tensões entre o ponto neutro (real ou fictício) e os terminais homólogos de dois enrolamentos, quando aos enrolamentos de mais alta tensão se supõe ligado um sistema de tensões trifásico direto com sequência numérica ou alfabética, se os seus terminais forem designados por números ou letras, respetivamente. O desfasamento correspondente ao desvio angular é medido em atraso.

Desta forma, o desvio angular é o desfasamento, em atraso, entre as tensões simples dos enrolamentos do primário (mais alta tensão) e do secundário (reais ou fictícias), da mesma fase. Este desfasamento pode traduzir-se pela hora indicada num relógio em que a posição do fasor que traduz a tensão entre o neutro e o terminal de linha do enrolamento de tensão mais elevada é fixada nas 12 horas (ponteiro dos minutos). O ponteiro das horas corresponde ao fasor que traduz a tensão entre o neutro e o terminal de linha homólogo do enrolamento de mais baixa tensão. O desvio angular exprime-se numericamente pelas horas correspondentes, ou seja, obtém-se dividindo por 30° o desfasamento entre os fasores indicados [4].

Para o conceito ficar mais claro, suponhamos o transformador ilustrado na Figura 11. O enrolamento do primário (mais alta tensão) está ligado em triângulo e o secundário em estrela.

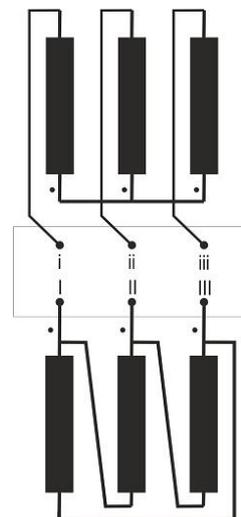


Figura 11 – Transformador trifásico com primário ligado em triângulo e secundário em estrela

Para determinar o desvio angular e desta forma o índice horário, toma-se como referência a tensão simples I (fictícia neste caso) coincidente com as 12 horas. Como na estrela estão disponíveis os terminais não homólogos, as relações de fase entre as tensões correspondentes dos dois lados são:

- i em oposição a I-III
- ii em oposição a II-I
- iii em oposição a III-II

Estas relações estão ilustradas na Figura 12:

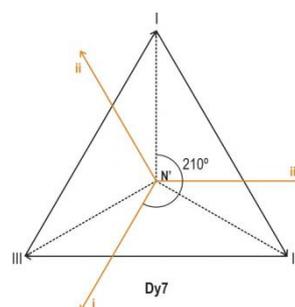


Figura 12 – Determinação do desvio angular do transformador trifásico

Como indicado na figura, o atraso de i relativamente a I é de 210° , correspondente às 7 horas.

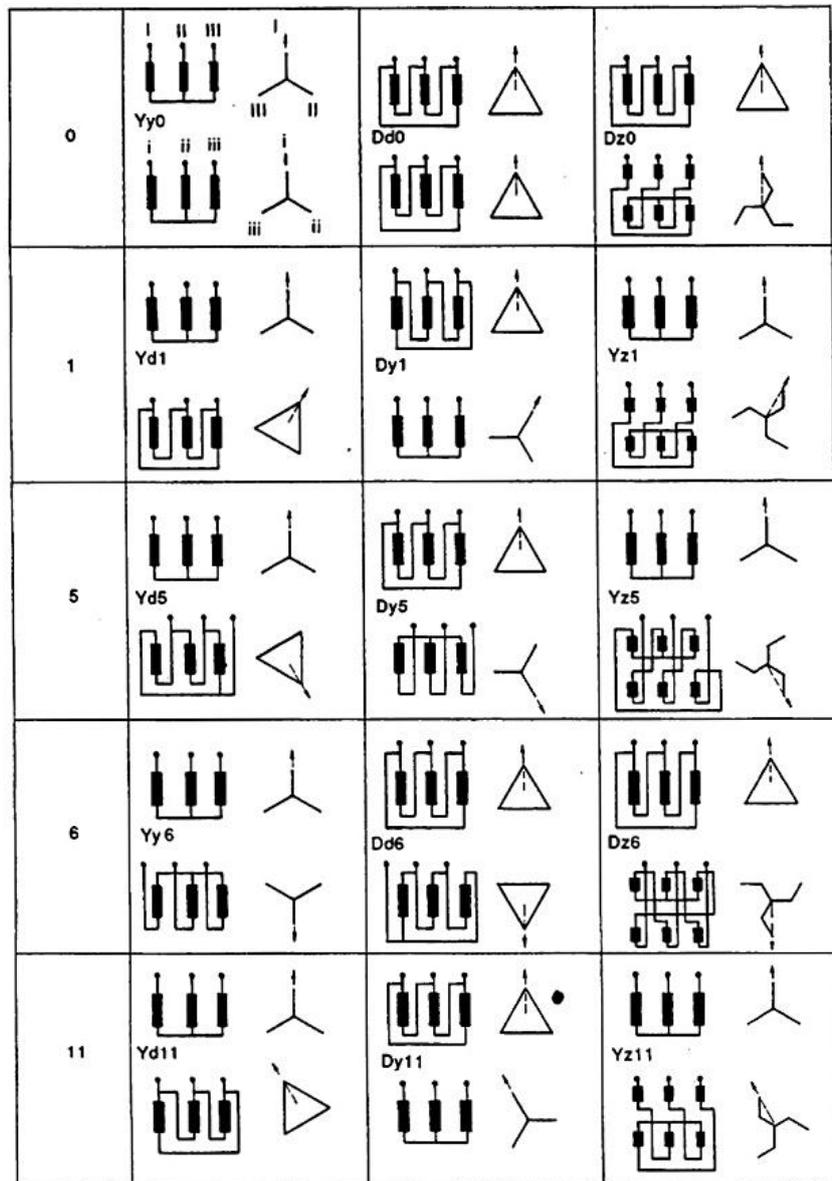
Desta forma o transformador tem um índice 7 (210/30). Na chapa de características deste transformador aparecerá a designação Dy7.

As ligações mais usuais estão ilustradas na figura 13 [1]:

Do que foi exposto, percebe-se que dois transformadores

com o mesmo sistema de tensões no lado da alta tensão, um com o índice 6 e outro com o índice 7, não vão ter as tensões do lado da baixa em fase. Assim, para se efetuar o paralelo de dois transformadores trifásicos eles deverão pertencer a um mesmo grupo. Os quatro grupos existentes são os seguintes:

- GRUPO I: Índices horários 0, 4, e 8;
- GRUPO II: Índices horários 6, 10 e 2;
- GRUPO III: Índices horários 1 e 5;
- GRUPO IV: Índices horários 7 e 11.



IEC 265/93

Figura 13 – Esquemas de ligação mais usuais em transformadores trifásicos

Para o paralelo de transformadores com o mesmo índice, bastará ligar em ambos os lados os terminais com a mesma designação.

Dentro de um grupo, se os índices horários apresentam uma diferença de 4 ou 8, isto significa que há um desfasamento entre eles de 120° ou 240° , coincidente com o de duas fases de um sistema trifásico. Desta forma, ligam-se num dos lados os terminais com a mesma designação e no outro lado ligam-se entre si terminais por permutação circular das designações, como ilustrado na Figura 14 [4].

Há porém a possibilidade de efetuar o paralelo de transformadores de grupos diferentes (III e IV), de acordo com o seguinte [4]: Um transformador do grupo III pode ligar-se em paralelo com um do grupo IV se a ordem de sucessão das fases de um transformador se inverte em relação ao outro, como ilustrado na Figura 15.

Com exceção desta possibilidade anteriormente referida, é impossível o paralelo de transformadores pertencentes a grupos diferentes.

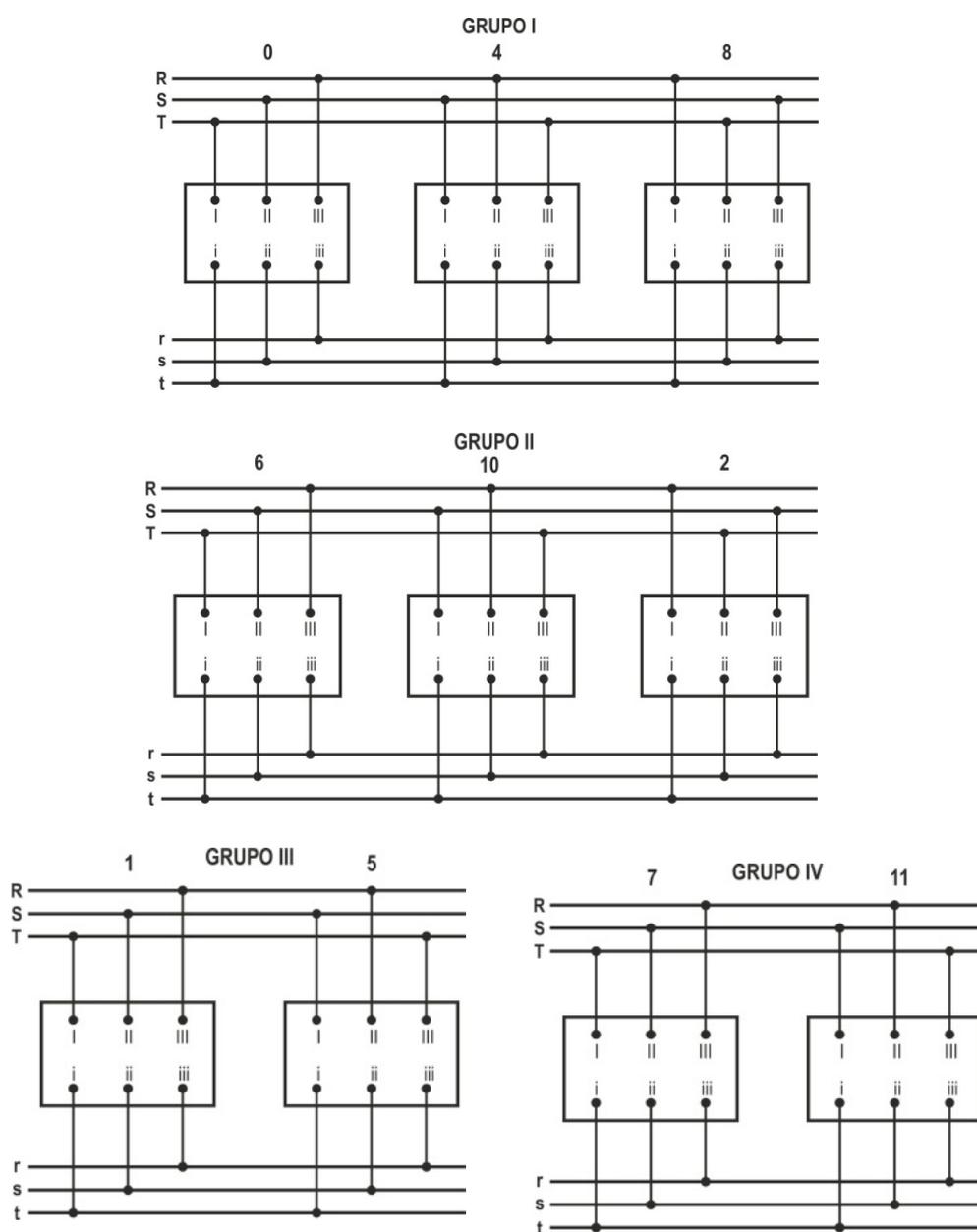


Figura 14 – Ligações para o paralelo de transformadores trifásicos pertencentes ao mesmo grupo horário

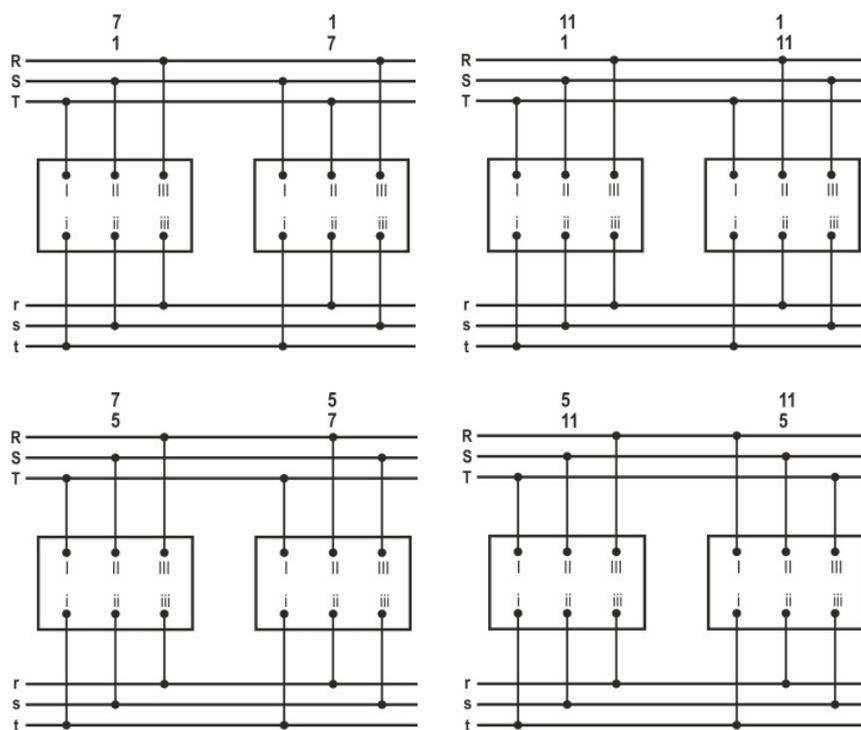


Figura 15 – Ligações para o paralelo de transformadores trifásicos pertencentes a grupos horários diferentes (III e IV)

5 Conclusões

Quando se pretende colocar dois ou mais transformadores monofásicos a funcionar em paralelo, há que ter alguns cuidados. Para que o funcionamento em paralelo se realize de forma ideal, ou seja, com distribuição da potência solicitada pela carga proporcional à potência de cada transformador, devem garantir-se as seguintes condições:

- Iguais tensões nominais dos enrolamentos primários e secundários;
- Iguais relações de transformação;
- Iguais tensões de curto-circuito com iguais quedas ôhmicas e indutivas nominais;
- Mesma polaridade nos terminais interligados.

Quando se trata de transformadores trifásicos, além destas condições é necessário garantir que as tensões estão em fase, ou seja, ambos devem pertencer ao mesmo grupo horário, embora se possam ligar em paralelo transformadores pertencentes ao grupo III e IV.

Quando se agrupam transformadores de potências

diferentes, o que tiver menor potência deve ter maior impedância equivalente. Os triângulos fundamentais dos dois devem estar entre si na razão inversa das suas potências.

No entanto não é aconselhável efetuar o paralelo de transformadores com potências muito diferentes (no máximo 1:3), porque assim será difícil satisfazer os requisitos anteriores e o conjunto estará a ser subproveitado.

Referências

- [1] I. E. Commission, "IEC 60076-1: Power Transformers," in General, ed, 1999, p. 96.
- [2] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals, Fourth ed.: McGraw Hill, 2005.
- [3] R. G. Jordão, Transformadores, 1ª edição ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2002.
- [4] C. C. Carvalho, "Transformadores," Sebenta ed. Porto: FEUP, 1983, p. 249.
- [5] M. A. R. Pozueta. (2008, Dezembro). Transformadores em Paralelo. Available: http://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trafos_Paralelo.pdf
- [6] A. Martignoni, Transformadores, 8ª ed.: Editora Globo, 1969.

Página deixada intencionalmente em branco!

GERADORES EÓLICOS.

CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS.

Introdução

A produção de eletricidade a partir de energia eólica tem vindo a crescer de forma rápida e sustentada desde 1985. Atualmente, existem geradores eólicos localizados em todo o mundo cuja potência já atinge valores superiores a 3000 MW.

As principais tecnologias utilizadas na conversão eletromecânica de energia eólica em energia elétrica são baseadas principalmente em três tipos de máquinas elétricas:

- A máquina de Corrente Contínua (Máquina DC)
- A máquina Síncrona de Corrente Alternada
- A máquina Assíncrona de Indução

Estas máquinas apresentam um princípio de funcionamento baseado nas leis da indução eletromagnética, assente no princípio das ações e reações eletromagnéticas, devidamente justificadas pelas leis de Faraday, Lenz e Laplace.

A conversão eletromecânica de energia resultante é sempre reversível. A mesma máquina pode ser usada como motor para a conversão da energia elétrica em energia mecânica, ou como o gerador convertendo a energia mecânica em energia elétrica. Normalmente, há um elemento externo estacionário (estator) e um elemento interno rotativo (rotor). O rotor é montado sobre rolamentos fixos ao estator. Tanto o estator como o rotor são núcleos de ferro cilíndrico, que estão separados por um espaço denominado entre ferro. Os núcleos são feitos de material ferro magnético de alta permeabilidade, e os condutores embutidos em ranhuras apresentam-se distribuídos na superfície do núcleo. Noutro tipo de bobinagem, normalmente apenas com funções de excitação magnética, os condutores envolvem os principais pólos magnéticos. Na Figura 1 é possível ter uma visão transversal da máquina elétrica rotativa, em que o estator apresenta-se com pólos salientes, e cuja bobinagem se destina a circuito indutor, ou

de excitação, e o rotor com bobinagem distribuída cujo circuito se destina a induzido ou armadura. O fluxo magnético criado pela corrente de excitação atravessa o núcleo ferro magnético rotórico, “cortando” a bobinagem do induzido e fechando-se pela carcaça da máquina, formando assim um circuito fechado. A conversão eletromecânica de energia é realizada através da interação entre o fluxo magnético produzido pelo circuito indutor, com o campo magnético de reação produzido pela corrente elétrica que circu

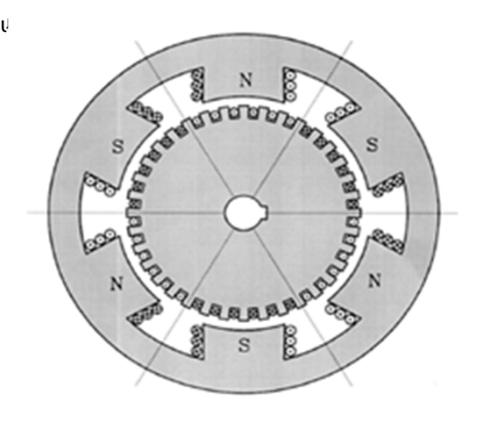


Figura 1 – Secção transversal do estator e rotor da máquina elétrica rotativa

1 Máquina DC

A máquina de DC convencional pode ser de excitação independente ou auto excitada. Na máquina de excitação independente existe uma fonte de corrente contínua que alimenta o circuito indutor ou de excitação de forma separada do induzido. Por outro lado, na máquina auto excitada, o circuito indutor será constituído por bobinas em série ou paralelo com o circuito induzido, e cuja corrente contínua que as vai percorrer produzirá o campo magnético necessário ao funcionamento da máquina. Atualmente, a máquina DC é muitas vezes concebida com ímanes permanentes para eliminar a necessidade do sistema de coletor e escovas da máquina convencional. Os ímanes permanentes ficam localizados no rotor e, a bobinagem do induzido, ou armadura, ficará alojada no núcleo ferro

magnético estático. A corrente que vai circular na armadura será alternada, sendo retificada por conversores de estado sólido. Estas máquinas não precisam do sistema de anel coletor seccionado e escovas, daí, a elevada fiabilidade e bom desempenho destas máquinas. A máquina DC de ímanes permanentes é usada em turbinas eólicas de pequeno porte, devido à limitação da capacidade magnética dos ímanes permanentes. Esta máquina de corrente contínua sem escovas tem uma utilização limitada a potências inferiores a 100 kW.

2 Máquina síncrona de corrente alternada

A maior parte da energia elétrica consumida no mundo é produzida pelo gerador síncrono de corrente alternada. Por esta razão, a máquina síncrona é uma máquina muito utilizada. A máquina síncrona funciona a uma velocidade fixa e constante relacionada com a frequência. Portanto, não é adequada para a operação de centrais eólicas de velocidade variável. Além disso, a máquina síncrona necessita de corrente contínua para excitar o campo indutor localizado no rotor, o que impõe a necessidade do sistema de anéis e escovas de carbono para se aceder a um circuito que fica localizado numa peça em movimento. Isto representa uma limitação à sua utilização. A necessidade de excitação em corrente contínua e das escovas pode ser eliminada pelo binário de relutância. O desempenho e a fiabilidade da máquina são muito beneficiados, reduzindo também o seu custo. A utilização da máquina, porém, é limitada a dezenas de kW. O gerador de relutância síncrono é efetivamente utilizado para pequenos geradores eólicos. Na Figura 2 é possível ver o esquema das ligações de geradores eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável.

No sistema representado na Figura 2, a máquina síncrona é ligada através de um sistema de conversão CA/CC/CA, pois a frequência da tensão e corrente estática é diferente da frequência da rede elétrica.

Estes geradores não costumam ter caixa de velocidades, e a velocidade mecânica de rotação do rotor é idêntica à da velocidade de rotação da turbina. Normalmente a velocidade de rotação da turbina (e do rotor da máquina síncrona) varia

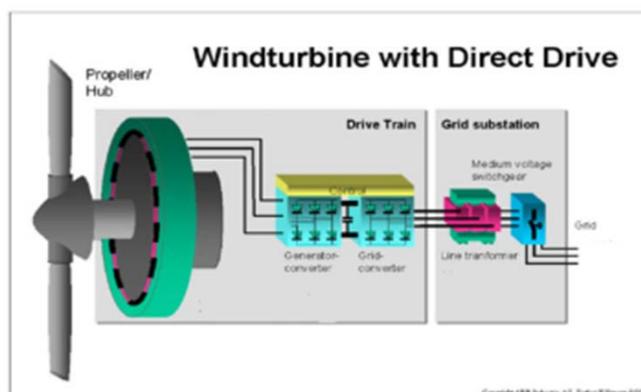


Figura 2 – Diagrama de ligações de um gerador síncrono funcionando a velocidade variável [1].

entre 17 rpm e 36 rpm, possuindo a máquina um elevado número de pólos.

O estator da máquina síncrona tem seis fases e está ligado a dois sistemas independentes de conversão CA/CC/CA. O paralelo entre os dois sistemas de conversão é feito na saída dos conversores CC/CA (conversores de rede) que é ligado ao transformador elevador.

Cada um dos conversores CA/CC ligado ao gerador (conversores de gerador) é constituído por um conversor em ponte paralelo duplo equipado com 6 tirístores. Estes tirístores funcionam com um ângulo de disparo constante.

A tensão contínua aos terminais do condensador, colocado em paralelo com os conversores, deve ser definida para um valor constante. No entanto, para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação da máquina síncrona é incapaz de garantir esse valor, sendo necessário o uso de um "chopper" (conversor CC/CC). Este conversor instalado entre o gerador e o condensador é desligado sempre que a velocidade do rotor ultrapassa um determinado valor.

O conversor de rede é um conversor em ponte paralelo duplo equipado com IGBTs, com um sistema de controlo baseado na modulação por largura de pulso (PWM). Este conversor controla a potência ativa injetada na rede e o fator de potência. O controlo de potência ativa na rede pelo conversor permite a imposição ao gerador do binário eletromagnético, tornando assim possível controlar a velocidade de rotação do grupo gerador e da turbina eólica, a fim de se obter a velocidade específica ótima da ponta da lâmina, para cada valor da velocidade do vento [2].

A figura 3 ilustra a potência ativa e reativa fornecida pelo conversor de rede do gerador de energia eólica de acordo com a velocidade de rotação do rotor.

Ao contrário da máquina de indução, a máquina síncrona, quando utilizada no sistema de ligação à rede, tem algumas vantagens. Não exige potência reativa da rede, resultando isso numa melhoria da qualidade da energia no interface com a rede. Esta vantagem é tanto mais importante quando o parque eólico é ligado a uma rede de pequena capacidade, de alta e baixa tensão. Na verdade, as centrais eólicas geralmente encontram-se ligadas a redes de grande potência, usando linhas de menor distância, e na maioria dos casos utilizam o gerador de indução [3].

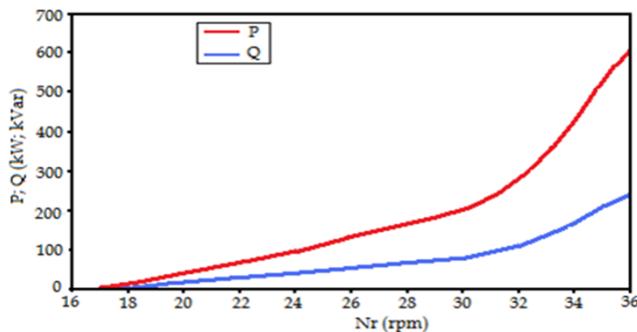


Figura 3 – Potência ativa e reativa fornecida por um gerador de energia eólica equipado com gerador síncrono funcionando a velocidade variável.

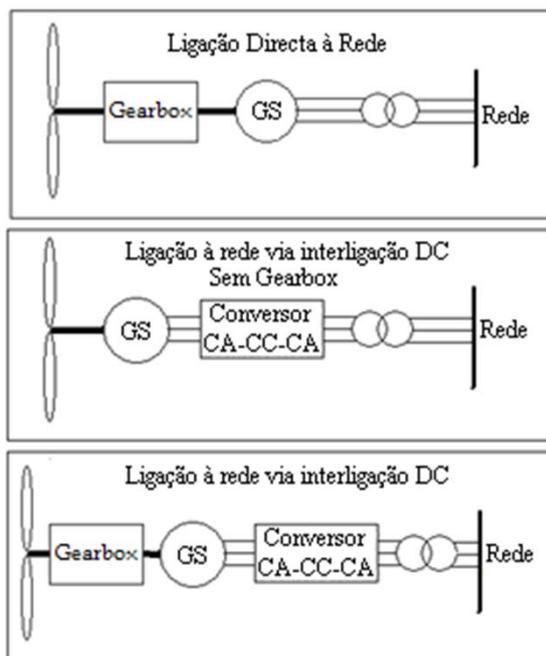


Figura 4 – Configurações da máquina síncrona utilizada como um gerador de energia eólica.

3 Máquina de indução

A principal vantagem da máquina de indução é a sua construção robusta, sem necessidade de coletor e escovas e sem necessidade de excitação independente em corrente contínua. As principais desvantagens da máquina DC e da máquina Síncrona são eliminadas na máquina de indução, resultando em melhor desempenho em regime transitório, manutenção reduzida e, obviamente, menor custo. Por estas razões, o gerador de indução é amplamente utilizado em parques eólicos e em pequenas e grandes centrais hidroeléctricas.

A máquina de indução encontra-se disponível em vários níveis de potência, desde reduzidos valores de potência até dezenas de megawatts, ou até mais.

A máquina de indução necessita de excitação em corrente alternada. A máquina pode ser auto excitada ou excitada externamente. Uma vez que a corrente de excitação é apenas reativa, uma máquina isolada é auto excitada com condensadores colocados em paralelo. O gerador de indução ligado à rede é excitado através desta. Os geradores síncronos em paralelo com a rede devem ser capazes de fornecer esta potência reativa, necessária para a excitação das máquinas de indução. Por razões económicas e de fiabilidade, muitos sistemas de energia eólica utilizam como gerador a máquina de indução.

a. Funcionamento do gerador de indução em regime isolado

A máquina de indução para funcionar como um gerador deve ser operada a uma velocidade acima da velocidade síncrona e, ser-lhe fornecida energia reativa para produzir e manter constante o campo magnético da máquina. Esta energia reativa pode ser produzida por condensadores, ligados à máquina da forma que se apresenta na Figura 5. Assim, é possível obter a necessária auto excitação da máquina, de forma a ser possível alimentar isoladamente uma carga.

Os condensadores são normalmente ligados em triângulo, porque assim têm a vantagem de poderem ter menor capacidade para obter o mesmo efeito que condensadores ligados em estrela. Deste modo, a tensão "V1" e frequência "f1" dos geradores de indução em vazio e em carga depende principalmente dos parâmetros da máquina, da capacidade dos condensadores e da velocidade $n > f1/p$, onde "p" é o número pares de pólos.

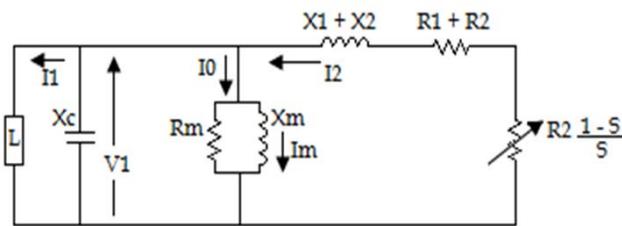


Figura 5 – Esquema equivalente aproximado de um gerador de indução em regime isolado de carga.

A existência de magnetismo residual na máquina, com esta a girar, vai resultar na existência de um circuito de oscilação entre as bobinas do estator e os condensadores. Na verdade, as bobinas de indutância "L" e os condensadores de capacidade "C" formam um circuito oscilante e, portanto, vão manifestar-se flutuações de energia entre ambos, que podem ser atenuadas ou amplificadas.

Se o rotor girar com velocidade angular ω_r , cuja frequência é maior do que a frequência das oscilações próprias (obtidas por $\frac{1}{\sqrt{LC}}$), a energia resultante será dissipada no rotor em potência de perdas no cobre. Se, no entanto não houver magnetismo residual, ou se este não for suficiente, não ocorrem oscilações ou são amortecidas rapidamente.

A tensão e a frequência de funcionamento são definidas nos termos do circuito equivalente aproximado da figura 5. Em nenhum regime de carga, a corrente no condensador $I_c = V1/Xc$ deve ser igual à corrente de magnetização $I_m = V1/Xm$. A tensão V1 é uma função linear de I_m até ser atingido ponto de saturação do núcleo ferro magnético (figura 5). O funcionamento estável requer que a linha $I_m Xc$ possa cruzar a curva V1 versus I_m . O ponto de operação é fixado onde $V1/Xc$ e $V1/Xm$ são iguais, isto é, quando $1/Xc = 1/Xm$, em que $Xc = 1/\omega C$. Isto impõe a frequência da tensão de funcionamento. Para o valor do condensador C, a frequência de saída do gerador auto excitado é:

$$f = \frac{1}{2\pi X_m} = \frac{1}{2\pi \sqrt{CL_m}} \quad (1)$$

Em regime de carga, a potência gerada $V_1 I_2 \cos \phi_2$ providencia a dissipação de potência na resistência de carga e na resistência de perdas no ferro R_m . A soma da corrente reativa deve ser zero:

$$\frac{V_1}{X} + \frac{V_1}{X_m} + I_2 \cdot \sin \phi_2 = \frac{V_1}{X_c} \quad (2)$$

Esta equação determina a tensão de saída da máquina em regime de carga.

Como é possível ver na Figura 6, o processo de auto excitação requer a existência de magnetismo residual e de saturação magnética na curva de magnetização da máquina, para que seja possível ter uma intersecção clara entre as duas características (de magnetização e tensão nos condensadores).

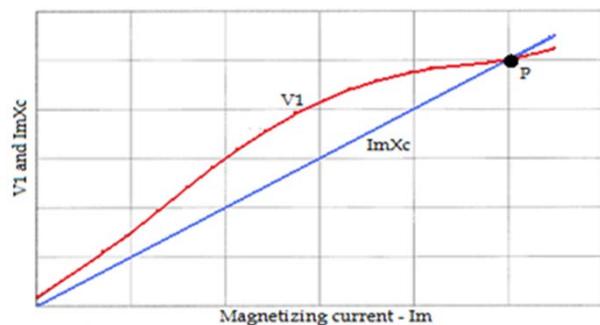


Figura 6 – Características de funcionamento do gerador de indução com auto excitação capacitiva.

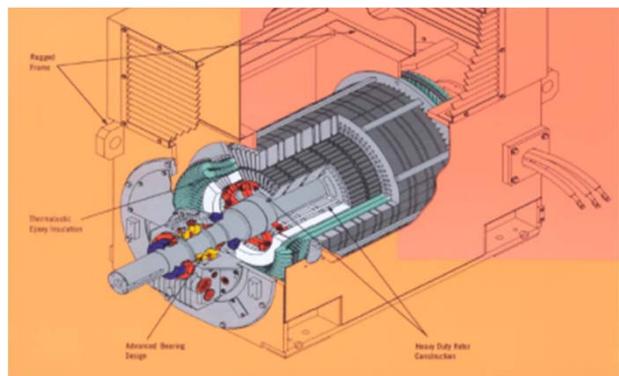


Figura 7 – Máquina de indução de 2 MW [7].

b. Funcionamento do gerador de indução ligado à rede de potência infinita

A energia eletromagnética transferida através do entre ferro é dada por:

$$P_{em} = 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{R_2}{s} \quad (3)$$

que é positiva para $s > 0$ e negativa para $s < 0$, onde "s" é o deslizamento da máquina. Ou seja, para $s < 0$, o fluxo de energia eletromagnética flui do rotor para o estator. Parte dessa energia é dissipada (por efeito Joule) no enrolamento de cobre estatórico e a restante é fornecido para a rede. Isto corresponde ao funcionamento da máquina como um gerador (figura 8). Neste caso, a máquina deve funcionar a uma velocidade $n > f1/p$ e tanto a potência como o binário eletromagnético são negativos.

Ao analisar o desempenho do gerador de indução, pode-se usar o esquema equivalente aproximado da figura 5, com $s < 0$. A resistência $((1-s) / s) R_2$, que traduz a energia eletromagnética, depende do deslizamento, mas a reactância X não depende do deslizamento, ou seja, será sempre positiva. Por conseguinte, a máquina de indução absorve sempre energia reativa em qualquer regime de funcionamento.

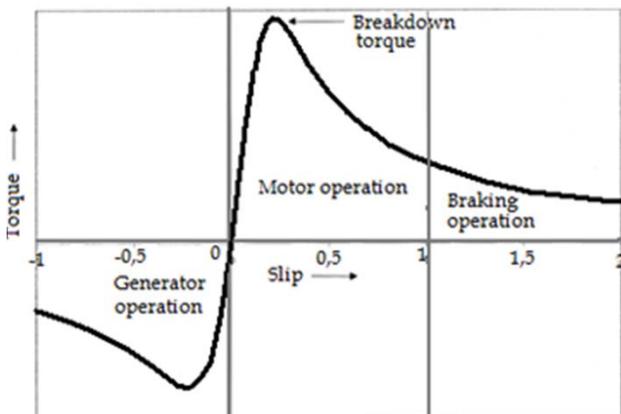


Figura 8 – Característica binário versus velocidade da máquina de indução em três modos de funcionamento.

Como é possível ver na figura 9, se o gerador é colocado em regime de binário constante, ele tem dois pontos de funcionamento possíveis, P1 e P2. Apenas um destes dois pontos, P1, é estável. Qualquer variação na velocidade em torno do ponto P1 vai produzir um binário de estabilização para trazê-lo de volta ao ponto P1. A figura mostra também o limite de carga que o gerador pode aceitar. O binário máximo que pode suportar é chamado limite de sobrecarga, e é apresentado como T_{max} . Se o gerador em regime de binário constante é sobrecarregado acima de T_{max} , torna-se instável e irá parar, absorvendo corrente em excesso, podendo mesmo destruir-se termicamente se não for devidamente protegido [4].

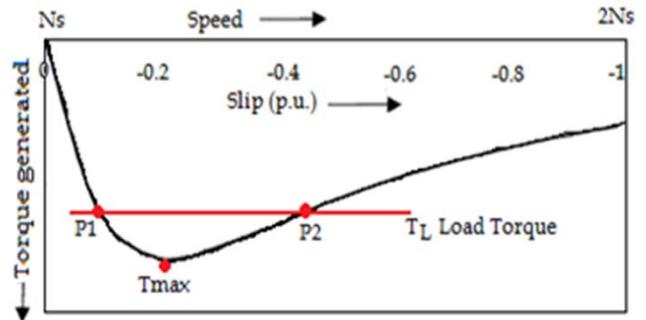


Figura 9 – Característica de binário versus velocidade do gerador de indução em carga,

c. Configuração usual do gerador de indução

Os geradores de indução ligados à rede ou em modo isolado são usados principalmente, para situações de velocidade constante ou variável e uma relação tensão / frequência constante ou variável, em mini-hídricas e sistemas de energia eólica. As possibilidades de utilização de geradores de indução duplamente alimentados ou de rotor gaiola de esquila são resumidas na seguinte Tabela I.

O princípio de funcionamento da máquina de indução duplamente alimentada baseia-se na capacidade de controlar a sua velocidade por variação da resistência do circuito rotórico.

Tabela I – Configuração usual e utilização dos geradores de indução.

Gerador de indução	Velocidade		Ligação à Rede	Isolada	Frequência		Tensão	
	Constante	Variável			Constante	Variável	Constante	Variável
Duplamente alimentado		X	X		X		X	
Gaiola de esquilo	X	X	X	X	X	X	X	X

A figura 10 ilustra a variação das curvas de binário / deslizamento da máquina de indução em função da variação da resistência ligada em série com a bobinagem rotórica.

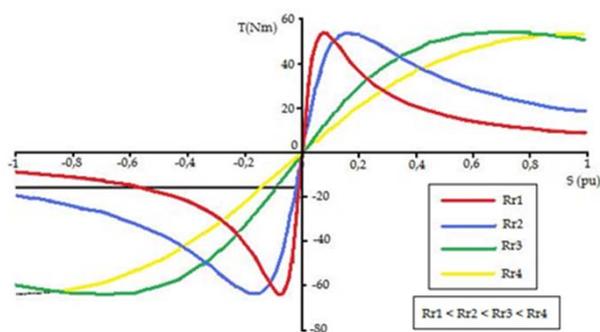


Figura 10 – Curvas características binário-velocidade para diferentes valores da resistência do rotor.

Como se apresenta na figura 10, para um determinado binário mecânico T , pode-se variar a velocidade da máquina de indução pela variação da resistência do rotor. Se ao invés de uma resistência variável, se instalar um sistema de conversão eletrónico CA/CC/CA ligado ao rotor, é possível extrair a potência ativa pelo rotor da máquina e, assim, controlar a velocidade. Este é o método de obter energia da máquina de indução pelo enrolamento do rotor.

No modo de funcionamento do gerador de indução duplamente alimentado com base no princípio descrito acima: com deslizamento negativo, até se atingir a intensidade da corrente nominal do estator da máquina, a potência extraída pelo rotor da máquina é controlada de forma a otimizar a velocidade especificada o tipo de lâmina do rotor e, assim, maximizar o valor do coeficiente de potência da turbina.

Para deslizamentos negativos, o mais elevado (em módulo) para o qual a intensidade da corrente do estator atinge o valor nominal, a potência ativa no estator e rotor permanece constante, como se pode ver na linha a preto da figura 10 [4].

Este princípio de controlo de velocidade através do uso da energia de deslizamento significa que esta máquina pode funcionar como gerador com deslizamento positivo. Para garantir este modo de funcionamento, é necessário fornecer potência ativa ao rotor. Na figura 11 estão representadas as diferentes maneiras de utilizar a máquina de indução como gerador de energia eólica [3].

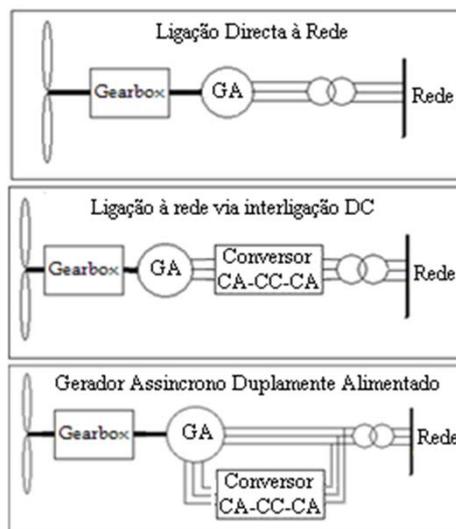


Figura 11 – Diferentes configurações da máquina de indução utilizada como gerador de energia eólica.

As ligações da máquina de indução duplamente alimentada são apresentadas na figura seguinte.

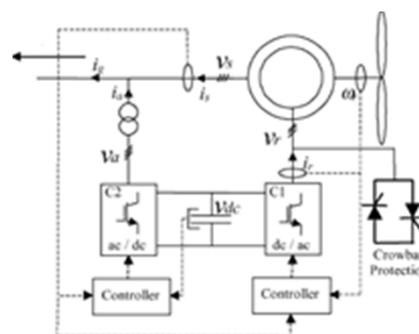


Figura 12 – Esquema de ligações da máquina de indução duplamente alimentada [5].

O estator da máquina de indução está diretamente ligado à rede de energia elétrica. O rotor é ligado à rede através de um sistema eletrônico de conversão CA/CC/CA e um transformador.

Os conversores AC/DC/AC que interligam o rotor da máquina à rede através do transformador, são conversores tipo ponte-PD3 a seis impulsos equipados com transistores bipolares porta isolada (IGBTs), controlados por modulação de largura de impulso.

Normalmente, na máquina de indução duplamente alimentada, o conversor ligado ao transformador controla a tensão nos terminais do condensador, e controla o fator de potência no ponto comum para os circuitos do rotor e do estator. O conversor ligado diretamente ao rotor do motor de indução, controla o módulo e o argumento da intensidade da corrente injetada ou extraída através do rotor [6].

O princípio de funcionamento do sistema de controlo por modulação de largura de impulso pode impor uma forma de onda aproximadamente sinusoidal, com frequência, amplitude e fase ajustável aos terminais AC dos conversores. Na figura 12, o conversor CA/CC/CA ligado ao rotor da máquina de indução, permite o controlo da frequência da forma de onda aplicada ao rotor, que é igual à frequência de escorregamento da máquina para um determinado ponto de funcionamento. Simultaneamente, também controla o módulo e o argumento da intensidade da corrente no rotor.

Referências

- [1] www.abb.com
- [2] Akhmatov, Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators –Part I ; Modelling in Dynamic Simulation Tools. Wind Engineering, (2002) Vol 26, nº2, pp 85-108.
- [3] Cigrè, Task Force 38.01.10, 2001.
- [4] Manwell, J. ; McGowan, J. G. & Rogers, A. L. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, John Wiley & Sons, 2002, ISBN 047 1499722.
- [5] Almeida, R. G.; Peças Lopes, J. A. & Barreiros, J. A. L. (2004). Improving Power System Dynamic Behaviour Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.4, November 2004, pp. 1942-1950.
- [6] Ekanayake, J. B.; Holdsworth, L.; Wu, X. & Jenkins, N. (2003). Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.2, (May 2003) pp. 803-809.
- [7] Teco Westinghouse Motor Company, World Series Motors Brochure.
- [8] José Bezeza Carvalho, Roque Filipe Brandão, Fernando Maciel Barbosa. "Wind Energy Technology", capítulo do livro "Renewable Energy", ISBN 978-953-7619-52-7.". Editado por T.J. Hammons. Publicado por In-Tech. Dezembro de 2009.
- [9] Roque Filipe Mesquita Brandão, "Assinatura Digital de Geradores Eólicos", dissertação de doutoramento, FEUP, 2012.

O conversor CA/CC ligado aos terminais do transformador controla a magnitude da tensão nos terminais do condensador. A frequência da corrente alternada é igual à frequência da rede com a qual o conversor está interligado, e o controlo da fase impõe o fator de potência da máquina. Esta característica do sistema de controlo por modulação de largura de impulso para ajustar a fase da onda de tensão e intensidade da onda de corrente, pode dispensar o uso de baterias de condensadores na maioria dos casos. Normalmente, os fabricantes fornecem um controlo do fator de potência entre 0,9 indutivo e 0,9 capacitivo aos terminais da máquina [2].

O objetivo do sistema de controlo dos conversores eletrónicos CA/CC/CA é garantir a maximização do coeficiente de potência da turbina, principalmente na região característica da potência em função do vento e onde a potência não é controlada. Além disso, os sistemas de controlo dos conversores permitem manter um determinado valor do fator de potência no ponto de interligação da máquina de indução duplamente alimentada com a rede de energia elétrica. Na região característica em que a potência da turbina é controlada, o sistema de controlo dos conversores CA/CC/CA mantém constante a potência total, extraída pelo estator e rotor da máquina, complementada pelo sistema de controlo do ângulo de passo das pás do rotor. Pode-se portanto concluir que o sistema de controlo dos geradores eólicos do tipo máquinas de indução duplamente alimentadas pode maximizar a energia elétrica entregue à rede numa ampla gama de variação da velocidade do vento [6].

Página deixada intencionalmente em branco!

APLICAÇÃO DE MOTORES SÍNCRONOS DE ÍMANES PERMANENTES E MOTORES DE INDUÇÃO EM VEÍCULOS ELÉTRICOS: COMPARAÇÃO E PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO.

Resumo

Os sistemas de propulsão baseados em motores síncronos de ímanes permanentes (MSIP) têm sido considerados como a opção mais promissora para os veículos híbridos (VH) e elétricos (VE). A situação atual relativa às reservas e custos dos elementos de terras-raras poderá trazer algumas alterações nesta tendência; a opção por motores que prescindem destes elementos poderá trazer um novo estímulo à aplicação dos motores de indução neste domínio.

Este artigo procura apresentar uma análise comparativa entre MSIP e motores de indução (MI) num espectro alargado de velocidades de funcionamento, com especial destaque para os seus desempenhos energéticos. Começa-se por abordar as características gerais de comportamento exigidas aos VE, que definem os múltiplos cenários de funcionamento que poderão ser impostos aos motores. Em seguida, são focadas as principais características de ambas as máquinas, procurando realçar as vantagens e desvantagens mais relevantes, no contexto dos VE. Com base nos regimes de funcionamento a que serão submetidos, analisam-se as diferenças dos rendimentos naturais de ambos os motores. Para os MI é também abordado o importante tema dos algoritmos de minimização de perdas, com vista ao aumento dos rendimentos em regimes de carga onde o desempenho destas máquinas é inferior.

1. Introdução

A dependência dos meios de transporte sobre os combustíveis fósseis, aliada à limitação dos impactos ambientais, tem promovido, nos últimos anos, um crescente investimento no desenvolvimento de alternativas mais eficientes e ecológicas. Os VH (sistema de propulsão composto por um motor de combustão interna (MCI), auxiliado por motor elétrico) e os VE (sistema de propulsão composto por motor(es) elétrico(s)) têm surgido como uma alternativa aos veículos convencionais, baseados em MCI –

sobretudo os primeiros. Atualmente, a sua expressão é já bastante significativa: nos últimos anos, os principais fabricantes de automóveis têm vindo a desenvolver e comercializar vários modelos híbridos [1], [2].

Uma questão essencial é a escolha do tipo de motor elétrico, o qual deverá responder a exigentes requisitos impostos por diferentes ciclos de condução. São de destacar: bons desempenhos dinâmicos com elevados níveis de eficiência energética (numa ampla gama de variação de binário-velocidade, incluindo as frenagens), elevadas capacidades de sobrecarga, bem como densidades de potência e fiabilidade, naturalmente com custos que tornem viável a sua implementação [3]. Tais exigências colocam múltiplos desafios ao desenvolvimento e aplicação dos motores elétricos.

Num artigo anterior [4], foram focados os principais tipos de motores atualmente mais promissores:

- MI;
- MSIP;
- Motores de relutância comutada (MRC).

A tecnologia associada aos MI apresenta um nível de maturidade muito elevado, não significando que esteja esgotado o espaço para novos desenvolvimentos. Fundamentalmente, a aplicação de novos materiais e alterações de projeto [5], [6], bem como a implementação de métodos de limitação de perdas [7], apresentam um potencial considerável de desenvolvimento. Por seu lado, os MSIP e os MRC são conceções mais recentes, cujas aplicações para VH e VE têm merecido um enorme interesse da parte da comunidade científica e dos fabricantes: a vasta quantidade de trabalhos publicados nos últimos anos confirma este facto, de que são exemplos as referências [8], [9].

Até ao momento, as opções têm vindo a incidir, fundamentalmente, nos MSIP e MI. Por este motivo, optou-se por analisar principalmente estas máquinas. Em termos comparativos, os primeiros apresentam maior rendimento nominal e densidade de binário, juntamente com excelentes comportamentos dinâmicos.

Como tal, os MSIPs têm sido encarados como a escolha mais promissora para os VH e VE pela generalidade dos fabricantes. São, no entanto, de referir as exceções da General Motors e da Tesla, que optaram pelo MI [2].

As recentes pressões impostas pela China sobre os elementos de terras-raras (*atualmente, este país suporta cerca de 97% da procura mundial destes materiais*), tanto ao nível dos preços, como das quantidades exportadas, começam a colocar em causa a preponderância dos sistemas de propulsão baseados nos MSIP [10].

Com efeito, os ímanes permanentes que apresentam atualmente as maiores densidades de energia são compostos por estes materiais.

Ainda recentemente, a Toyota anunciou que o novo RAV4 EV virá equipado com MI [2].

O presente artigo procura efetuar uma caracterização dos MSIP e MI, realçando as principais vantagens e desvantagens, sobretudo ao nível dos rendimentos.

À luz do contexto atual da exploração e comercialização dos materiais de terras-raras, procura-se referir as tendências que parecem indiciar algumas mudanças no papel que estas máquinas poderão vir a desempenhar no contexto da mobilidade elétrica (VH e VE). Na secção 2 são abordados os desempenhos espectáveis de um VE, focando as exigências impostas aos respetivos motores elétricos.

A secção 3 apresenta alguns aspetos construtivos dos MI e MSIP, bem como vantagens e desvantagens relativas na aplicação em VE. As características dos seus rendimentos são o principal destaque.

Neste sentido, a secção 4 refere uma ferramenta gráfica muito disseminada, com vista à caracterização do rendimento de um motor em toda a sua gama de funcionamento: os mapas de eficiência. Pela sua relevância neste domínio, a secção 5 faz uma breve referência aos algoritmos de minimização de perdas para MI. Por último, na secção 6 são apresentadas algumas conclusões.

2 Características de desempenho dos e VE

Em termos gerais, os requisitos comportamentais dos VE caracterizam-se por elevados binários na zona das baixas velocidades, estando a gama das altas velocidades associada a funcionamentos com potência constante (Figura 1).

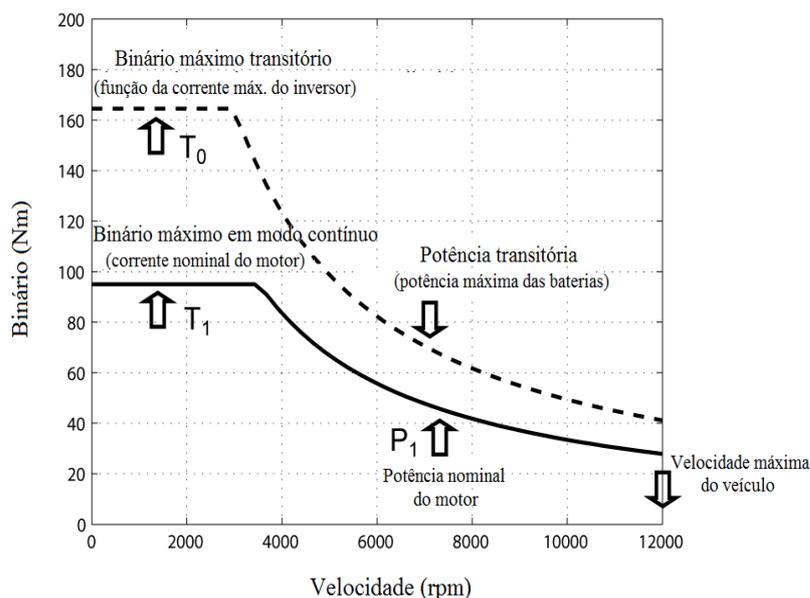


Figura 1 – Requisitos de um Veículo Elétrico [11]

Naturalmente, as características dos percursos previstos (ciclos de condução) são fundamentais na fixação daquelas grandezas: do binário máximo disponível (modo contínuo) dependerá o desempenho do veículo em subidas; em trajetos planos, a velocidade máxima atingida (modo contínuo) é determinada pela potência fixada para a gama de altas velocidades.

A capacidade de funcionamento em sobrecarga dos motores elétricos (por períodos limitados, tanto menores quanto maior o valor da sobrecarga) é uma mais-valia muito relevante sobre os MCI [11]. Com efeito, há a considerar um acréscimo do binário máximo e potência máxima desenvolvidos: o funcionamento em sobrecarga está representado pela característica a tracejado da Figura 1.

Surgem vantagens tanto em modo motor (*possibilidade de desenvolver elevados binários em toda a gama de velocidades \Rightarrow maiores acelerações, bem como picos de velocidade*), como em modo frenagem (*aumento da capacidade de frenagem eletromagnética do veículo*). É, no entanto, de realçar a extrema importância das características do inversor do motor, bem como das baterias do sistema. Em termos práticos, o acréscimo do binário máximo será limitado pela corrente nominal do inversor; por outro lado, no aumento da potência máxima devem estar presentes as limitações das baterias [11]; embora tenham elevadas densidades de energia (Wh/Kg), apresentam baixas densidades de potência (W/Kg).

3 MI e MSIP em VE: Análise Comparativa

3.1 Motores de Indução

Os MI com rotor em gaiola apresentam elevada robustez e simplicidade, aliadas a custos comparativamente mais baixos. Em termos de controlo dinâmico, os sistemas baseados no controlo vetorial por orientação de campo – principalmente, do campo rotórico – encontram-se, atualmente, muito disseminados e com custos bastante atrativos [8].

Os tipos de perdas mais relevantes nestas máquinas são as perdas por efeito de Joule e as magnéticas. Na zona de enfraquecimento de campo (velocidades elevadas), as perdas magnéticas são naturalmente menores. Este é o principal motivo para os valores mais elevados do rendimento se encontrarem em regimes de funcionamento associados a velocidades superiores à nominal; pelo contrário, o rendimento é menor na gama das baixas

velocidades (entre o repouso e a velocidade nominal), em particular com cargas baixas. Nesta gama de velocidades sobressaem as vantagens do MSIP. Atendendo à maior dificuldade em dissipar as elevadas perdas no ferro e por efeito de Joule que podem ocorrer no MI (poderá justificar a inclusão de sistemas de ventilação forçada), a capacidade de sobrecarga do MI aparece limitada, em comparação com o MSIP [3].

No contexto dos VH e VE, este é um aspeto de grande relevância em ambos os modos de funcionamento (motor e frenagem). Estas distribuições de perdas decorrem da regulação convencional do campo magnético, implícita na Figura 1.

É de realçar o facto de, na zona de binário máximo constante, o campo magnético ser mantido no seu valor nominal; voltar-se-á a este aspeto na secção 5.

No caso de ocorrer uma falha na alimentação do motor (problema no inversor), a tensão aos seus terminais é nula (após a extinção dos transitórios eletromagnéticos), uma vez que a máquina fica desmagnetizada. Tal não acontece com os MSIP. Tratando-se de um aspeto diretamente relacionado com a segurança do veículo e seus utilizadores, é, pois, uma vantagem importante dos MI face a estes últimos [8].

3.2 Motores Síncronos de Ímanes Permanentes

Estas máquinas são dotadas de ímanes permanentes no rotor, baseados em terras-raras (*ligas compostas por neodímio (Nd), ferro (Fe) e boro (B)*). Sendo ímanes com elevadas densidades de energia, obtêm-se máquinas mais compactas em relação aos MI e com melhores fatores de potência.

A ausência de enrolamentos rotóricos permite a eliminação das perdas por efeito de Joule no rotor (em regime permanente), sendo possível alcançar elevados rendimentos nominais, superiores aos do MI. Para estes regimes de funcionamento são de realçar os valores consideráveis das perdas no ferro do estator, atendendo às características dos ímanes utilizados [3].

O rendimento é fundamentalmente elevado na vizinhança da velocidade nominal. Com efeito, o enfraquecimento do campo magnético está associado à regulação da componente i_d da corrente estatórica, responsável pela criação de um campo magnético de reação do induzido que se opõe ao campo indutor desenvolvido pelos ímanes permanentes. Como consequência, a gama de velocidades elevadas (zona de enfraquecimento do campo) é caracterizada por elevados valores de i_d (*componente longitudinal da corrente do estator*), tanto maiores quanto a velocidade: embora as perdas no ferro do estator diminuam, as perdas por efeito de Joule são agora preponderantes, levando a diminuições do rendimento.

Importa ter presente que elevados valores de i_d poderão conduzir à desmagnetização dos ímanes; por outro lado, sendo estes muito sensíveis à temperatura, a sua monitorização no interior da máquina é fundamental [3]. Deste modo, as sobrecargas que lhe são impostas deverão ter sempre estes dois aspetos em consideração, sobretudo na gama das altas velocidades.

Contrariamente aos MI, no caso de haver uma falha no inversor, poderá surgir uma sobretensão nos terminais estatóricos da máquina. O valor desta sobretensão depende da velocidade, pelo que na gama das altas velocidades a possibilidade de ocorrência destas falhas representa um sério risco para os ocupantes do veículo, bem como para os respetivos equipamentos. Existem duas configurações distintas, tal como indicado na Figura 2:

- ímanes montados na superfície do rotor (SR);
- ímanes colocados no interior do rotor (IR).

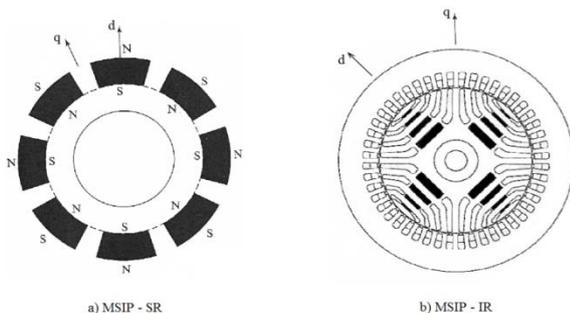


Figura 2 – Variantes Construtivas de MSIP: a) [12], b) [8]

Em termos construtivos, há a salientar a maior vulnerabilidade às forças centrífugas dos ímanes na variante SR (particularmente crítico nas altas velocidades). No caso IR, é necessária a inclusão de barreiras de fluxo (Figura 2-b)), o que introduz uma complexidade superior na sua manufatura [11].

As consequências mais importantes das diferenças construtivas das variantes anteriores são as seguintes [4]:

- O circuito magnético IR apresenta características anisotrópicas ($L_d \neq L_q$) [L_d -coeficiente de autoindução longitudinal do enrolamento induzido; L_q -coeficiente de autoindução transversal do enrolamento induzido], mais concretamente, **anisotropia inversa ($L_d < L_q$)**, uma vez que a permeabilidade magnética (μ) dos ímanes é aproximadamente igual à do ar (μ_0);
- Como tal, o binário desenvolvido tem duas componentes: uma resultante da interação do campo magnético fixo e do campo de reação do induzido; uma segunda componente resultante do binário de anisotropia \Rightarrow maior capacidade de sobrecarga mecânica em toda a gama de velocidades, bem como menor influência do aumento de temperatura, uma vez que este ocorre essencialmente no estator [8], [11].

Torna-se claro o maior potencial de aplicação da configuração IR. É também de salientar que as sobretensões associadas a falhas no inversor são menores, comparativamente à configuração SR. Com efeito, o valor do fluxo magnético dos ímanes é menor no caso IR, atendendo à anisotropia da máquina [11].

Tabela 1 – Comparação entre MI e MSIP [3]

	MI	MSIP
Densidade de Potência	Média	Muito Boa
Rendimento Nominal	Bom	Muito Bom
Custos	Muito Bom	Mau
Fiabilidade	Muito Bom	Média
Maturidade Tecnológica	Bom	Média

4 Mapas de Eficiência

Com vista à caracterização do desempenho energético de uma determinada máquina (não necessariamente elétrica), é frequente a utilização de mapas de eficiência. Trata-se de representações bidimensionais (curvas de nível) do rendimento da máquina no plano (binário, velocidade). É importante referir que são representações estáticas, isto é, os valores do rendimento estão associados apenas a regimes permanentes de funcionamento. A título de exemplo, a Figura 3 apresenta um mapa de eficiência de um MI.

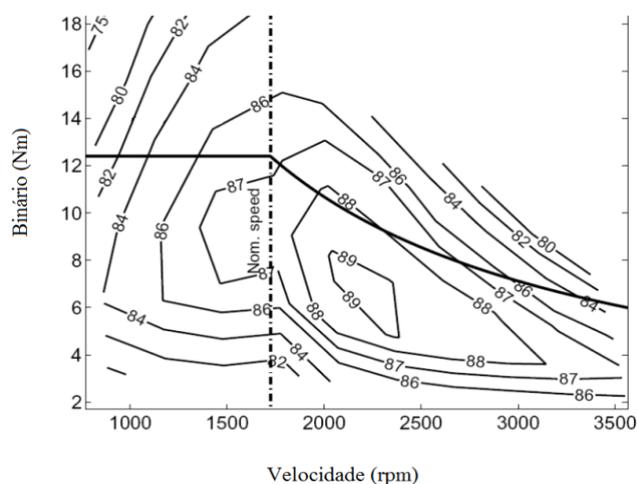


Figura 3 – Mapa de eficiência do motor de Indução com regulação de fluxo convencional [13]

Na Figura 4 estão representadas as zonas de rendimentos elevados (>85%), tipicamente associadas aos MSIP, MI e MRC.

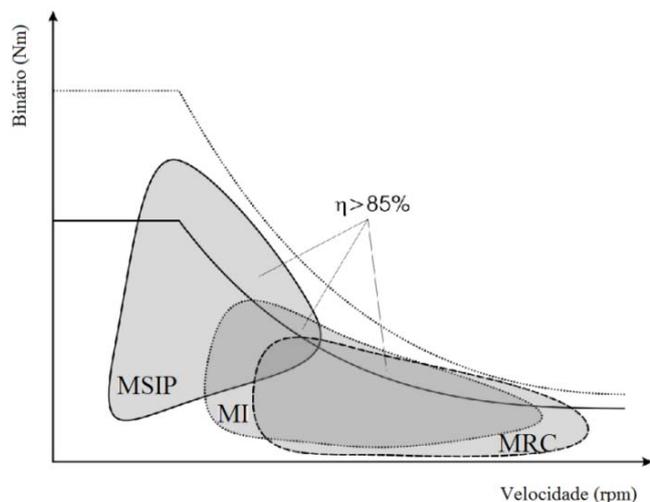


Figura 4 – MSIP, MI e MRC: Zonas de funcionamento com elevados rendimentos [3]

Naturalmente, serão as características do ciclo de condução que delimitam a zona de funcionamento no plano (*binário, velocidade*). No caso do MSIP, é visível que na vizinhança da velocidade nominal e na parte inicial da zona de enfraquecimento de campo estão concentrados os valores de rendimento mais elevados; no caso do MI, os maiores rendimentos situam-se entre as áreas correspondentes ao MSIP e ao MRC (mais próxima deste último), na zona de enfraquecimento de campo. Daqui ressalta que o tipo de percurso em causa (citadino, estrada ou misto) tornará mais favorável a opção por um determinado tipo de motor.

Poder-se-ão considerar algumas formas de contornar as limitações anteriores. Uma hipótese evidente será a de incluir um sistema de engrenagens, possibilitando o funcionamento do motor em regimes de carga com elevados rendimentos, na gama de velocidades pretendida [13]. No caso dos MSIP, há também a vantagem de poder ser eliminada a implementação de algoritmos de enfraquecimento de campo (regulação da componente i_d da corrente estática), os quais implicam uma maior complexidade em termos de controlo, bem como o perigo de desmagnetização. No entanto, é bem conhecida a influência da massa dos VH e VE sobre as suas características (dinâmicas, autonomia, maior complexidade,...). Como tal, compreendem-se os esforços que têm vindo a ser desenvolvidos na procura de soluções que possam simplificar a estrutura mecânica, sobretudo nos VE [13].

De facto, na literatura especializada há inúmeros exemplos de trabalhos sobre esta temática, desenvolvidos nos últimos anos. A conceção/ novos materiais aplicados nos motores [6] e o desenvolvimento de algoritmos de minimização de perdas [14] enquadram-se nos esforços referidos.

5 Algoritmos de Minimização de Perdas para MI

Embora exista uma grande quantidade de algoritmos de minimização de perdas (AMP) que têm sido desenvolvidos para os MI, MSIP e MRC, este é um assunto que continua a merecer a atenção de vários investigadores – veja-se o elevado número de exemplos referidos em [7] e [14], apenas para MI.

Atendendo ao reforço do interesse dos MI em VE, apresenta-se uma breve referência aos AMP para estas máquinas.

Em termos gerais, os AMP assentam na resolução de problemas de otimização, pelo que, dependendo da formulação matemática, há diversas metodologias que podem ser aplicadas na sua resolução (determinísticas, heurísticas, lógica difusa, “machine learning”, ...). A velocidade de convergência (determinante em aplicações em tempo-real) e precisão da solução, bem como a sensibilidade à variação dos parâmetros do motor são fatores críticos a considerar no desenvolvimento dos AMP [14].

A Figura 5 apresenta uma estrutura relativa à classificação de AMP: são de destacar os métodos “Offline” e “Online”.

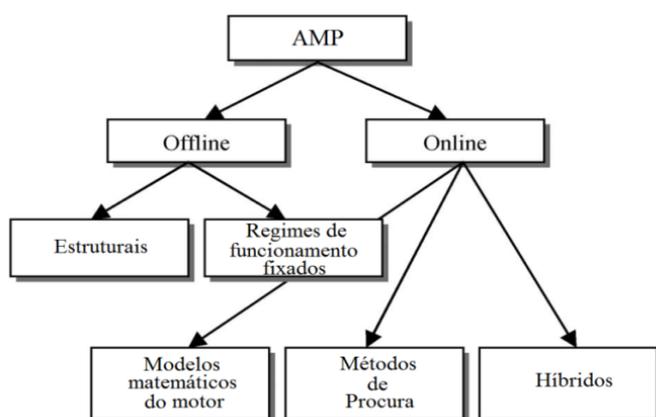


Figura 5 – Categorias de AMP para MI [14]

Os métodos “Offline” assentam na otimização das características da máquina (melhorias no projeto, utilização de materiais de melhor qualidade) ou no conhecimento prévio de regimes de funcionamento previstos para o motor.

Estando a máquina em funcionamento, não é possível qualquer regulação do valor das perdas. Como tal, a eficácia da sua aplicação está dependente da verificação das condições inicialmente previstas, pelo que não são as metodologias convenientes para aplicações em VH e VE.

As metodologias “Online” baseiam-se no conhecimento dos valores instantâneos – *por medição direta ou através de*

estimadores de estado – das grandezas físicas que caracterizam o funcionamento do motor (tensões, correntes, fluxos magnéticos, velocidade, ...).

Podem ser agrupadas do seguinte modo [7], [14]:

- Algoritmos baseados em modelos matemáticos do motor (estáticos ou dinâmicos), a partir dos quais se extraem expressões analíticas para as perdas – *funções de custo a minimizar*. A influência das variações dos seus parâmetros é determinante na eficácia destes algoritmos. A monitorização de tais variações representa um desafio complexo (em geral, não sendo possível a sua medição, procura-se obter estimações dessas variações). Como tal, o desenvolvimento de AMP com menor sensibilidade às alterações dos parâmetros reveste-se de grande importância.
- Métodos de procura (*search controllers of minimum losses*). Não dependem de qualquer modelo do motor, pelo que são imunes às variações dos seus parâmetros. Para um determinado valor de carga (definida pelo binário e velocidade), a potência absorvida é reduzida para o valor mínimo que garanta os requisitos impostos pela carga. Em geral, o tempo de convergência da solução é superior ao dos algoritmos anteriores.
- Métodos híbridos (combinações dos anteriores, com vista a reunir as vantagens de ambos).

A zona de baixas velocidades, onde tipicamente o fluxo é mantido no valor nominal, é a que apresenta maior potencial para aumentos do rendimento, tal como é perceptível na figura 4. Em particular, para cargas reduzidas, aquele valor de fluxo é normalmente excessivo, pelo que se torna possível reduções apreciáveis nas perdas no ferro, sem comprometer as condições impostas pela carga.

Com efeito, uma boa parte dos AMP desenvolvidos para MI assenta na otimização do fluxo magnético nas velocidades mais baixas. Deste modo, torna-se possível o funcionamento com elevados níveis de rendimento, numa extensa gama de velocidades.

6 Conclusões

As aplicações associadas à tração impõem cenários de funcionamento muito díspares entre si. Independentemente do tipo de motor elétrico selecionado, haverá a considerar necessidades de funcionamento sob múltiplos regimes de carga, incluindo sobrecargas, nos modos motor e frenagem, com rendimentos necessariamente distintos. As condições impostas aos motores nestas aplicações são muito exigentes, a vários níveis (elétricas, térmicas, mecânicas, ambientais, ...).

Até agora, os MSIP têm sido a escolha preferencial para os sistemas de propulsão dos VH e VE, principalmente dos primeiros. As elevadas densidades de potência e binário, bem como os altos rendimentos nominais, estão na base desta opção.

Entre outras opções, os MI possuem uma sólida tecnologia de fabrico, aliada a várias características (simplicidade, robustez e custo) que os tornam sérios candidatos para a propulsão dos VH e VE.

A atual situação relativa ao comércio dos elementos de terras-raras (preços elevados e dificuldade em aceder a estas matérias primas), poderá mudar o posicionamento dos MSIP como primeira escolha para os sistemas de propulsão elétrica. É de prever, a curto e médio prazo, um aumento do interesse por motores que prescindem de terras raras, de que são exemplos os MRC e os MI. Entre vários aspetos, a melhoria dos rendimentos e densidades de potência dos MI (*conjugação da fase de projeto com a utilização de novos materiais*) e a procura de novos AMP (*permitindo aumentar o espectro das velocidades associadas a elevados rendimentos*) poderão ser ainda mais estimulados, com vista a fortalecer a opção pelos MI na propulsão elétrica.

Bibliografia

[1] Bucherl, Dominik et al. "Comparison of Electrical Machine Types in Hybrid Drive Trains: Induction Machine vs. Permanent Magnet Synchronous Machine", Proceedings of the 18th International Conference on Electrical Machines, 2008.

[2] Miller, Peter "xEV market trend and prospect", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2012.

[3] Finken, Thomas et al. "Comparison and design of different electrical machine types regarding their applicability in hybrid electrical vehicles.", Proceedings of the 18th International Conference on Electrical Machines, 2008.

[4] Melo, Pedro "Características e Tipos de Motores em Veículos Elétricos", Revista Neutro à Terra, Nº 4, Outubro de 2009.

[5] Bazzi, Ali M., Krein, Philip T. "Comparative Evaluation of Machines for Electric and Hybrid Vehicles Based on Dynamic Operation and Loss Minimization", IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010.

[6] Morimoto, Masayuki "Rare Earth Free, Traction Motor for Electric Vehicle", IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC), 2012.

[7] Lim, S. and K. Nam "Loss-minimising control scheme for induction motors. IEE Proceedings - Electric Power Applications", Vol.151, No.4, pp. 385-397. 2004.

[8] Pellegrino, Gianmario et al. "Comparison of Induction and PM Synchronous motor drives for EV application including design examples", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.23, No99, pp. 107-115, 2012.

[9] Chin, Y.K., Soulard, J. "A Permanent Magnet Synchronous Motor for Traction Applications of Electric Vehicles", IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC), 2003.

[10] Poole, R., "Rare earth metals in short supply?", IET E&T, Vol. 7 issue 4, 23rd April 2012, <http://eandt.theiet.org/magazine/2012/04/releasingthe-rare-earths.cfm>

[11] Vagati, A. et al. "Comparison between SPM and IPM motor drives for EV application", XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010.

[12] Krishnan, R., "Electric Motor Drives – Modeling, Analysis and Control", Prentice Hall, 2001.

[13] Amrhein, Marco et al. "Evaluation of a Re-Rated Induction Machine", IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, 2005

[14] Bazzi, Ali M., Krein, Philip T. "Review of Methods for Real-Time Loss Minimization in Induction Machines", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.46, No.6, pp. 2319-2328, 2010.

Página deixada intencionalmente em branco!

A GENERAL OVERVIEW ON HYBRID AND ELECTRIC VEHICLES.

Abstract

The economical and environment impacts of fossil energies increased the interest for hybrid, battery and fuel-cell electric vehicles. Several demanding engineering challenges must be faced, motivated by different physical domains integration.

This paper aims to present an overview on hybrid (HEV) and electric vehicles (EV) basic structures and features. In addition, it will try to point out some of the most relevant challenges to overcome for HEV and EV may be a solid option for the mobility issue. New developments in energy storage devices and energy management systems (EMS) are crucial to achieve this goal.

Index Terms

Hybrid and electric vehicles, batteries and fuel cells, energy management systems.

1. Introduction

HEV and EV concepts were first introduced at the end of the XIX century. At that time the main efforts were made to improve the internal combustion engine (ICE) features and the autonomy of electric motor (EM) based vehicles. It should be noted that ICE development was in the beginning, while EM technology was in a much higher level: for instance, braking mode was already available, allowing recover the vehicle kinetic energy and storing it in batteries. That was a major contribution for HEV and EV efficiency and autonomy, which is still a fundamental issue for its development, particularly for the last one [1].

In the 1920's there was a huge evolution in the ICE – higher rated power and efficiency with smaller dimensions –, which overcame the EM option. Difficulties on its control, smaller autonomies, higher weight and cost turned out to be fatal for EV development [1].

The energy crises at the end of the 20th century, together with the environment impacts and the awareness of limitations on fossil fuel reservations are the main reasons why hybrid and electric vehicle's interest started to boost once again. In fact, so far they represent the most promising alternative to the classic vehicles based on internal combustion engine (ICE).

It is in the transportation sector that the fossil energy consumption achieves the highest levels, which are increasing every year [1]. Particularly on urban centers, electric vehicle's spreading will be responsible for considerable reductions in the air pollution, as well in noise levels. The green-house gases emissions of fuel electric plants related to the electric vehicles will be much lesser than the ones in ICE vehicles. The main reasons are the electric power train higher efficiency and regenerative braking mode.

Since the 1990 decade hybrid conceptions started to get a general interest, as a consequence of serious difficulties in overcome EV limitations, when compared to ICE based vehicles. Several automobile manufacturers developed different hybrid prototypes, although none of them achieved the commercial stage. The exceptions were the Japanese manufacturers: in 1997, Toyota launched the Prius and Honda released the hybrid versions of Insight and Civic. Since then, other manufacturers started to produce hybrid versions. Presently, the most important car manufacturers offer hybrid vehicles with good dynamic performances and energy consumption [1], [2].

HEV and EV are bringing new engineering challenges, since several different domains (electric motors, power electronics, energy storage devices, control theory, automobile technology) must be integrated, in order to achieve (at least) drivability performances similar to conventional vehicles.

As for the EV development and diffusion, the fundamental issue is still on the energy storage devices, although a lot of work and progress has been made in this field. So far, batteries energy and power densities are in a much lower level than the fuel deposit of a conventional vehicle. As a consequence, the relative short trails in urban centers are presently the ones with higher potential for EV acceptance.

Meanwhile, a considerable amount of effort has been made in fuel cells (FC) development for EV, both by car manufacturers and academic researchers. The biggest challenges to deal with are the energy storage levels so far achieved, manufacturing costs and hydrogen storage and distribution. FC technology is still far from a mature stage, which brings some uncertainty for this option in the future.

This paper is structured as follows: Section 2 presents an overview on HEV (sub-section 2.1) and EV (sub-section 2.2) main features: an emphasis is made on the energy storage devices (batteries and fuel cells), EV EMS's major challenges, different configurations and plug-in vehicles. In Section 3 some conclusions are presented.

2. Hybrid and electric vehicles features

Currently, HEVs and EVs are the most promising alternatives to ICE conventional vehicles. The first ones combine ICE together with EM, while in EVs only EMs are present. Energy supply systems for both alternatives include batteries or fuel cells (FCs). Super-capacitors (SC) may also be considered.

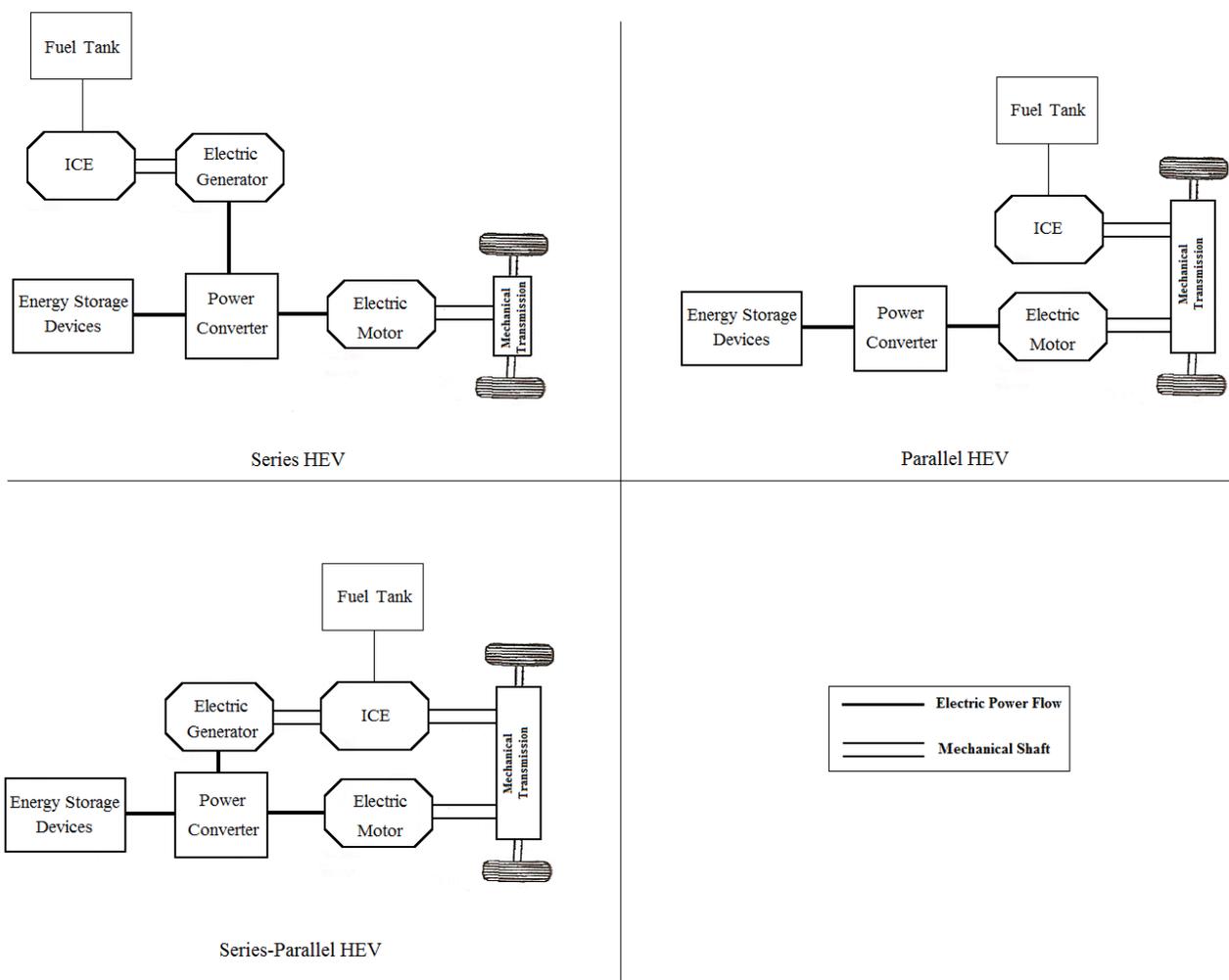


Figure 1 – HEV major configurations

2.1. Hybrid Electric Vehicles

HEVs use a combination of ICE and electric motor power train to overcome the disadvantages of both ICE vehicles (demand for oil, green-house gas emissions) and the pure battery-powered electric vehicle (high initial cost, short driving range and long charging time) [3]. HEVs use the electric motor(s) to optimize the efficiency of the ICE, as well to recover the kinetic energy during the vehicle braking. Basically, there are three different configurations, depending on the ICE connection to the electric propulsion system, as depicted in figure 1 [1], [4]:

2.1.1. Series HEV

The ICE mechanical output is converted into electricity using a generator, which either charges the battery or is used to propel the wheels through electric motor and mechanical transmission. So, there is no mechanical connection between the ICE and the traction load. The decoupling between the ICE and the driving wheels has the advantage of flexibility for fixing the engine operating states. Nevertheless, it has three propulsion devices (ICE, generator, electric motor). Therefore, the efficiency of series HEV is generally lower.

2.1.2. Parallel HEV

It allows both the ICE and electric motor to deliver power in parallel to drive the wheels. Both the ICE and electric motor are generally coupled to the drive shaft of the wheels via two clutches, so the propulsion power may be supplied by the ICE alone, by the electric motor, or by both.

The electric motor can be used as a generator to charge the battery in two ways:

- Regenerative braking;
- Absorbing power from the ICE when its output is greater than that required to drive the wheels.

The parallel hybrid needs only two propulsion devices – ICE and the electric motor. Another advantage over the series case is that a smaller ICE and a smaller electric motor can be used to get the same performances.

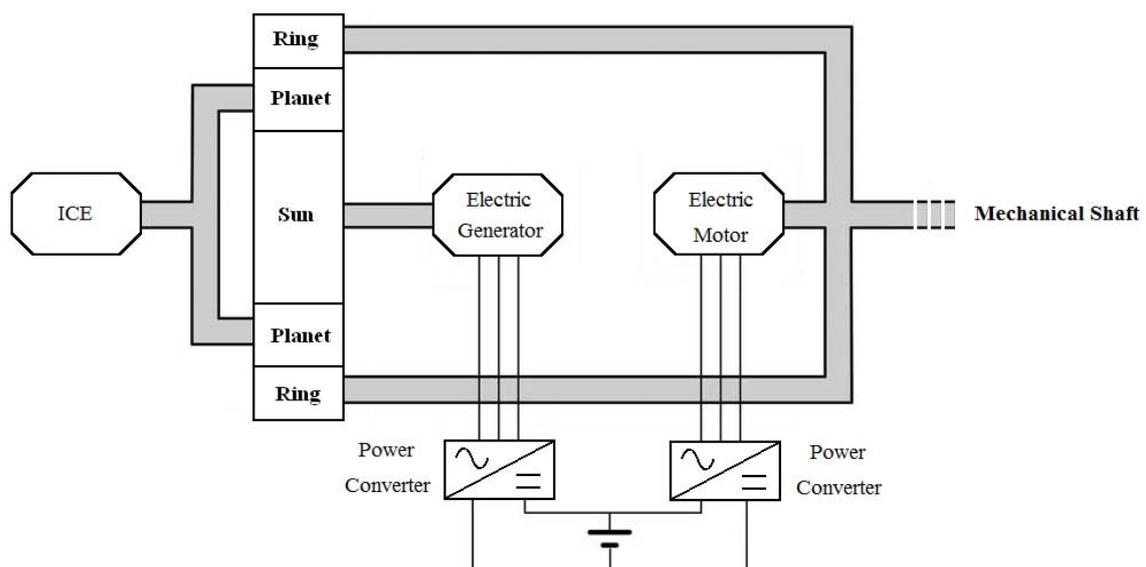


Figure 2 – Planetary gear set [5]

2.1.3. Series-Parallel HEV

This configuration incorporates the features of both the series and parallel HEVs, but involving an additional mechanical link and an additional electric machine compared with, respectively, the series hybrid and parallel hybrid. A planetary gear set (figure 2) must be included in the drive-train, in order to allow the mechanical coupling between the three machines and the transmission shaft.

However, the planetary gear set and the three machines make the drive train more complicated, costly and increase the control complexity. In order to reduce the system weight and size, a combination of two concentric electric machines can be used as a power split device, instead of the planetary gear set [4]. Also, in addition, special electromechanical converters were developed: the two electric machines are substituted by a single one, with double rotor – the electric variable transmission concept [5], [6].

2.2. Electric Vehicles

EV main obstacles are its high weight and initial cost, battery limited ranges and high charging time, together with small power densities (W/Kg) Nevertheless, several achievements have been made in recent years, both by academic and industry, aiming to the development of new battery devices [7], [10]. Hybrid energy storage systems (e.g. battery + super-capacitor) are also considered, in order to overcome batteries (and fuel-cells) low energy density features. Figure 3 presents an EV basic structure.

There are three fundamental sub-systems:

- Electrical Power Propulsion System;
- Energy Source/Storage System;
- Auxiliary Services System.

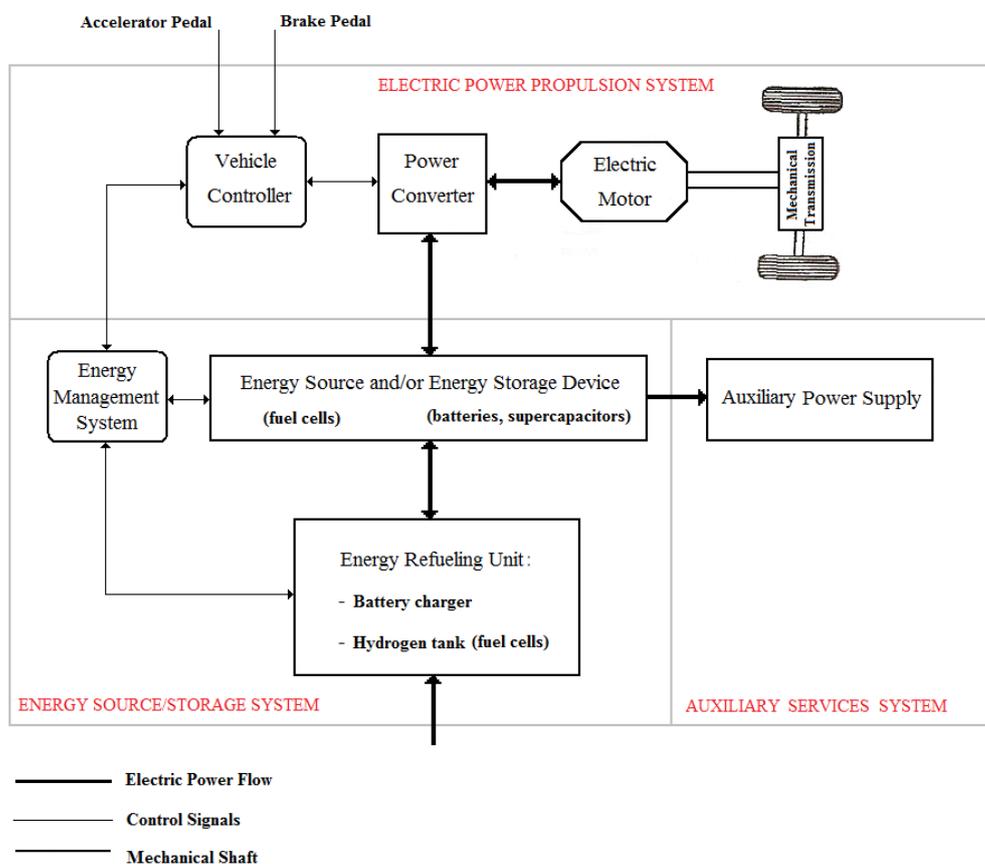


Figure 3 – EV general structure (based in [1])

The electrical power propulsion system includes the vehicle propulsion controller (VPC), static power converter, electric motor(s) and the mechanical power transmission.

The energy storage system includes the energy source and/or storage devices, the energy management system and an exterior interface for energy supply.

The auxiliary services system provides energy for several units, like steering system, ABS, active suspension, air conditioning, etc. They are in every kind of vehicle, conventional, hybrid or pure electric; the number of services included in this system has a clear trend to increase and, of course, its energy needs.

Signals generated by the accelerator and brake pedals are processed by the VPC unit in order to regulate the energy fluxes between the electric motor(s) and the energy storage devices, in both ways. Naturally, the VPC actuates directly on the power converter unit.

The VPC also gets information from the EMS, which has a crucial role in the vehicle's performances: it controls the braking modes and energy storage operations, the energy supply from the exterior, the monitoring of energy storage devices, just to mention some of its mainly tasks.

For EVs there are several electric motor topologies, including more than one motor (see 2.2.4). Regarding to the vehicle energy supply, basically two different options may be considered: Battery Electric Vehicles and Fuel Cell Electric Vehicles.

2.2.1. Battery Electric Vehicles (BEV)

Presently, the most common batteries for HEV and EV are Lead Acid (Pb Acid), Nickel Metal Hydride (NiMH), and Lithium Ion (Li-Ion). Particularly, Li-Ion seems to be the most promising option (at the moment they present the highest energy density values). Considering batteries and super-capacitors features (see figure 4), integrating both devices through power electronic converters not only allows to decouple the power (acceleration, braking mode) and energy (cruise speed) functions, providing lower power levels in batteries, but also improves the energy management efficiency in the storage system [8], [9], [10].

Figure 4 shows some relevant facts: batteries features for HEV and Plug-in HEV (PHEV) already reached its goals; however, for pure EV, batteries technology does not fulfill its requirements. Currently, metal-air batteries are the ones with higher potential, both in energy and power density; in addition, they allow a substantial reduction in the battery's weight.

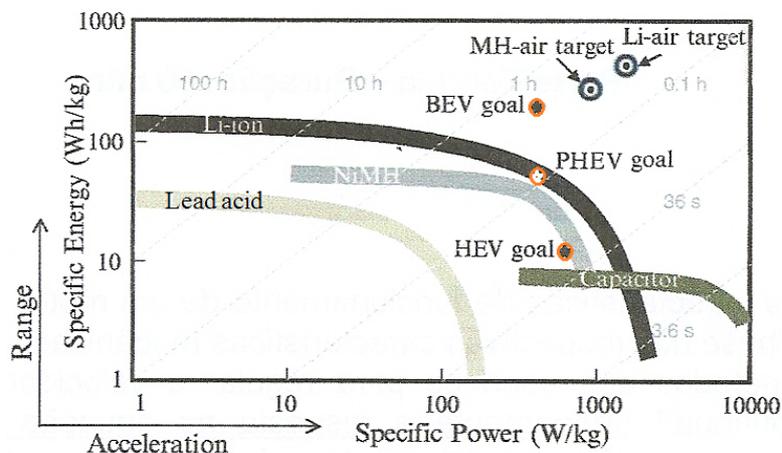


Figure 4 – Batteries and super-capacitors for propulsion [11]

Traction batteries may operate in very aggressive environments (wide temperature ranges, shock and vibration). Besides the hard loading cycles to which they are subjected, a fast aging process may occur (loss of capacity and internal resistance increase) [9]. There are several factors that affect battery performance, such as [10]:

- State of charge (SOC);
- Battery storage capacity;
- Rate of charge/discharge;
- Operation temperature;
- State of health (SOH);
- Age.

Every battery pack must include a management system, not only to monitor and protect the battery and its users, but also for keeping it ready to deliver (or charging) the power demanded by the Energy Management System (EMS). The battery management system (BMS) must pay a special attention to acceleration and braking modes, since the large current and gradient values may destroy the battery pack.

Particularly, lithium battery cells must be operated under tight controlled conditions. These cells are affected by over voltage, over current and temperature, which may lead to irreversible cell damage.

An important challenge in BMS development is also the ability to monitoring the battery SOH in real time. In fact, most of the present methods used for this purpose are time consuming, meaning they are not suitable for online applications [10], [11].

As stated before, the high initial cost of BEVs and its weight, its short driving range and long recharging time, together with low power densities and relative low energy density (Wh/Kg), when compared to a conventional fuel tank, are its main drawbacks.

2.2.2. Fuel Cell Electric Vehicles (FCV)

FCs generate electrical energy as a result of an electrochemical reaction based on hydrogen (nonpolluting fuel, with high energy content per unit of weight). ; FCs reaction's product is water steam. There is an important difference between a FC and a battery: the first one generates (convert) energy, the last one stores it. Some of its advantages are efficient conversion of fuel (hydrogen) to electrical energy, quiet operation, zero or very low emissions and rapid refueling [2], [4].

Fuel cell's produced electricity can be used to provide power to the propulsion motor or stored in batteries or super-capacitors for future use [2].

FCV development is in a considerable lower technologic level than batteries. The future of FCV is dependent on the development of a large scale hydrogen infrastructure – hydrogen economy paradigm; however many authors and experts have a reluctant perspective about a hydrogen based economy [12].

2.2.3. EMS for EVs

The EMS is a fundamental component for HEV, BEV and FCV, since the energy flux in the drive-train must be always associated to high efficiency levels, without compromising the vehicle performance constraints.

Since Evs near future (at least) will pass by multiple energy sources and converters, to benefit from the best characteristics of the available energy sources. EMS will have to deal with the necessity of multiple energy sources (hybridization) [13].

Modeling these systems is a fundamental step to achieve efficient EMS. However, it is complex due to the multiple interconnected physical subsystems and its different dynamic interactions [4]. For instance, considering EV, basic drive train structure includes fuel cell and/or batteries, super-capacitors, power converters, electric motors and mechanical transmission [8].

Due to system's complexity, EMSs should be considered at two different levels [4]:

- Local energy management for each subsystem, in real time;
- Global energy management, at system level to coordinate the power flow in each subsystem and supervising the whole system.

Designing EMSs with good efficiency in different scenarios determined by traffic conditions, topography and driver characteristics, is a hard task, particularly for real-time applications. With the availability of traffic information from global positioning systems (GPS), mobile phones, and geographic information systems (GIS), predictions of the vehicle propulsion load can be made.

Different EMS structures, together with efficient real-time performance, significantly increase the control task complexity. Modeling and simulation are crucial to achieve efficient EMS, since it allow concept evaluation and prototyping, in a non-expensive and time consuming way. This is determinant for new powertrain configurations and controllers development [3].

2.2.4. EV Configurations Based on EMs Features

As stated before, there are several possible configurations for the propulsion system, related to the EM's high flexibility.

In figure 5 are depicted different possibilities, with distinct features [1].

- Given the high EM working flexibility, both in low speed (constant torque region) and high speed (flux weakening region), the multi-gear system (unavoidable for ICE vehicles) may be replaced by a simpler system, with a fixed gear. This way, the clutch is eliminated and the size and weight of the mechanical system have a substantial reduction.
- The mechanical differential is replaced by an electronic one. Naturally, EM's controllers will adjust both wheel's speed in a coordinate way, particularly in curve paths where wheel speeds are different.

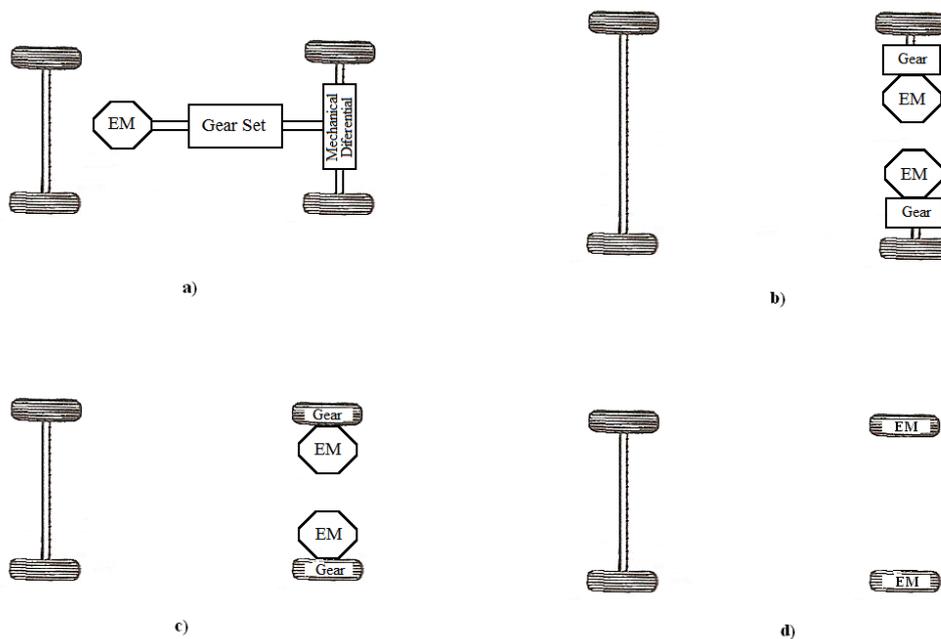


Figure 5 – EV possible configurations

- c) In order to simplify the mechanical transmission, each EM is fixed on the traction wheel through its own gear (in-wheel system). Several issues must be taken into account (motor dimension, weight, robustness, reliability,...).
- d) When compared to c), the gear system is removed. The rotor is directly attached to the wheel, so motors are directly controlled both in torque and speed. In addition to the issues mentioned in c), motor must be able to develop high starting torques, since there is no gear system.

Although EV has zero local emissions, global emissions in battery charge may have a significant impact, depending on the level of green-house utilities for its energy supply.

2.3. External Electric Energy Supply – (Plug-in Vehicles)

An external charging system supplies the vehicle's battery.

The propulsion system of Plug-in HEV is similar to the conventional ones. For short distances, only electrical propulsion is activated, meaning that batteries must ensure the energy propulsion; on longer distances, when batteries SOC is below a certain level, the ICE starts working, together with the electric motors (hybrid mode). In both scenarios, Plug-in HEV propulsion is close to pure EV [14]. As a consequence, it should be noted that batteries for Plug-in HEV must have similar features to the ones in EV (usually, these are Plug-in vehicles).

Another relevant possibility for Plug-in vehicles (PV) is that they can be used as energy storage units to serve the grid when they are parked and plugged-in (particularly at night), and supply energy to the grid during day time, helping to achieve a more uniform charge diagram [14].

Table 1 presents a summary of the main characteristics of each kind of vehicle.

Table I – Characteristics of the HEV, BEV and FCV [4]

	HEV	BEV	FCV
Energy Storage Subsystem (ESS)	<ul style="list-style-type: none"> - Battery - Supercapacitor - Fossil or alternative fuels 	<ul style="list-style-type: none"> - Battery - Supercap. 	<ul style="list-style-type: none"> - H₂ tank - Battery & supercapacitor to enhance power density
Energy Source and Infrastructure	<ul style="list-style-type: none"> - Gasoline stations - Electrical grid charge facilities (Plug-in hybrid) 	<ul style="list-style-type: none"> - Electric grid charge facilities 	<ul style="list-style-type: none"> - H₂ - H₂ production and transport infrastructure
Characteristics	<ul style="list-style-type: none"> - Low local emissions - High fuel economy - Dependence on fossil fuel - Long driving range - Higher cost than ICE vehicles 	<ul style="list-style-type: none"> - Zero local emissions - High energy efficiency - Independent of fossil fuel - Relatively short range - High initial cost 	<ul style="list-style-type: none"> - Zero local emissions - High energy efficiency - Fossil fuel independent (if not using gasoline to produce H₂) - High cost
Major Issues	<ul style="list-style-type: none"> - Battery sizing and management - Control, optimization and management of multiple energy sources 	<ul style="list-style-type: none"> - Battery sizing and management - Charging facilities - Cost - Battery lifetime 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuel cell cost, life cycle and reliability - Hydrogen production and distribution infrastructure - Cost

3. Conclusions

The economical and environment impacts of fossil energies increased the interest for hybrid, battery and fuel-cell electric vehicles. HEV and BEV spreading, particularly in urban centers, will be responsible for considerable reductions in the air pollution, as well in noise levels. The green-house gases emissions of fuel electric plants related to BEV will be much lesser than the ones in ICE vehicles. The main reasons are the electric power train higher efficiency and regenerative braking mode.

The integration of multi-domain efforts (electric motors, power electronics, energy storage devices, control theory, automobile technology) in order to achieve high drivability, safety and reliability performances make HV and EV conception a very challenging engineering task. Modeling and simulation are crucial in order to reach these goals.

EMS's are a fundamental key for vehicle's energy fluxes control with high efficiency levels, particularly in real-time. Also, several vehicle power-train architectures must be considered, which require different energy management approaches.

So far, HEVs have been known a higher development stage: there is already available a considerable commercial set of HEV. Vehicle final cost and the development of efficient EMS are the main challenges to face.

Large efforts are also being made for developing each of BEV's subsystems. The biggest issue is still relying on the batteries features (energy and power densities, charge/discharge cycles and its lifetime, costs). As for the FC, its development stage is far from being a mature one, which, in turn, puts important doubts about its future.

PV in particularly, pure electrical ones, are an important step towards zero emissions goal, particularly with renewable energy sources integration.

However, having in mind battery's state of the art, it is predictable, in the near future, that pure electrical PV will be limited to urban drive scenario (relative short distances).

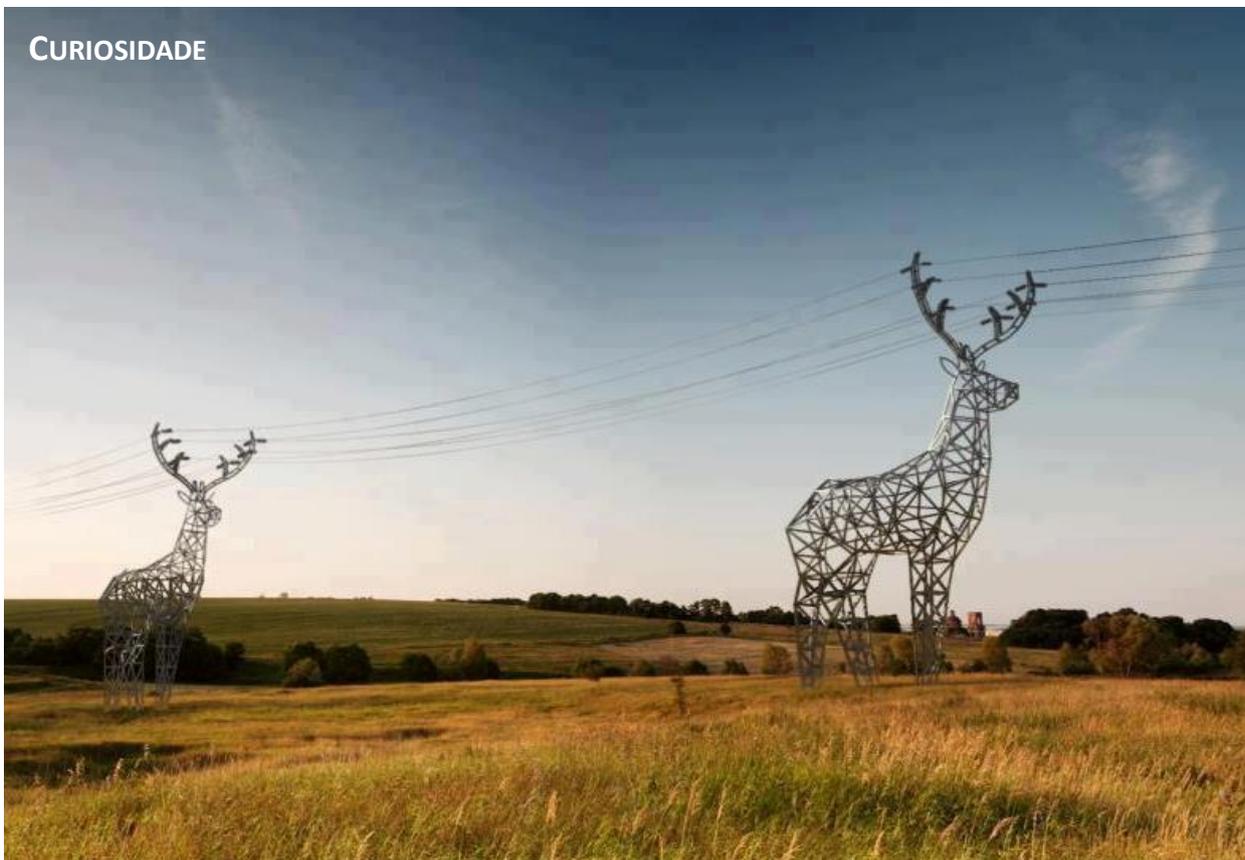
Finally, it should be pointed out that, besides technical and scientific issues previously discussed, HV and EV future will deeply rely on the integration of multiple social and economy players, like public opinions together with country's government incentives, automotive manufacturers, transport companies, academic research communities and energy utilities.

References

- [1] Ehsani, Mehرداد, Gao, Yimin, E. Gay, Sebastien, Emadi, Ali (2005). "Modern Electric, Hybrid Electric and Fuel Cell Vehicles – Fundamentals, Theory and Design", CRC Press.
- [2] Chan, C.C. (2007). "The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles", Proceedings of the IEEE, Vol. 95, No. 4, pp. 704-718.
- [4] Letrouvé, T., Bouscayrol, A., Lhomme, W., Dollinger, M., Calvairac, F.M. (2010). "Different Models of a Traction Drive for an Electric Vehicle Simulation". IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.
- [3] Chan, C.C., Bouscayrol, A., Chen, K. (2010). "Electric, Hybrid and Fuel- Cell Vehicles: Architectures and Modeling", IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol.59, 2, 589--598.
- [5] K. T. Chau and C. C. Chan (2007). "Emerging energy-efficient technologies for Hybrid Electric Vehicle", Proc. IEEE, vol. 95, no. 4, pp. 821–835.
- [6] Hoeijmakers, Martin J., Ferreira, Jan A. (2006). "The Electric Variable Transmission", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.42, No4, pp. 1092-1100.

- [7] Affanni, Antonio et al. (2005). "Battery Choice and Management for New-Generation Electric Vehicles", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.52, No5, pp. 1343-1349.
- [8] Guzzella, Lino, Sciarretta, Antonio (2005). "Vehicle Propulsion Systems-Introduction to Modeling and Optimization", Springer, Heidelberg.
- [9] Miller, John M., Startorelli, Gianni (2010). "Battery and Ultracapacitor Combinations – Where Should the Converter Go?", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.
- [10] Young, Kwo et al. (2013). "Electric Vehicle Battery Technologies". In: R. Garcia-Valle and J.A. Peças Lopes (eds), Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks . (pp.15-56). Springer Science+Business Media New York. ISBN 978-1-4614-0133-9.
- [11] Banaei, Anahita, Fahimi, Babak (2010). "Real Time Condition Monitoring in Li-Ion Batteries via Battery Impulse Response", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.
- [12] Neef, H.-J (2009). "International overview of hydrogen and fuel cell research". J. Energy 34, 327--333.
- [13] Silva, M., Trovão, J.P., Pereirinha, P., Marques, L. (2008). "Multiple Energy Sources Monitoring System for Electric Vehicle". SPEEDAM.
- [14] Amjad, Shaik al. (2010). "Review of Design Considerations and Technological Challenges for Successful Development and Deployment of Plug-in Hybrid Electric Vehicles", Renewable and Sustainable Energy Reviews, No14, pp. 1104-1110, Elsevier.

CURIOSIDADE



DIAGNÓSTICO REMOTO DE DEFEITOS EM CARGAS ACOPLADAS A UM MOTOR DE INDUÇÃO.

Resumo

A variação do binário de uma carga acoplada ao motor de indução desencadeia uma série de fenómenos internos conducentes a um novo ponto de funcionamento. No caso de um dente partido numa roda dentada de um redutor de velocidade, quando acionada, este tipo de defeito produz um aumento de binário sempre que a zona de defeito é sujeita à ação de engrenamento. Assim, pode afirmar-se que este tipo de defeito produz uma interferência periódica com frequência igual à frequência de rotação da roda dentada que possui o dente partido. Neste artigo apresenta-se uma abordagem teórica dos fenómenos internos do motor de indução na presença de uma interferência periódica da carga mecânica revelando a presença de frequências características na corrente absorvida.

Uma metodologia de diagnóstico remoto, baseada nos parâmetros de alimentação de um motor, que possibilite monitorizar o funcionamento sem uso de sensores dedicados, tem necessariamente de se apoiar nas grandezas elétricas de alimentação da máquina que, direta ou indiretamente, fornecem informação que poderá ser analisada utilizando software de aquisição e processamento de sinal.

Dado que a tensão de alimentação do motor é imposta pela rede, pode aceitar-se que esta não contém informação útil ao diagnóstico, embora o seu valor possa sofrer influência da variação da corrente absorvida pelo motor, através das quedas de tensão que esta produz. Considerando a tensão de alimentação trifásica equilibrada e constante, a corrente elétrica absorvida é, de facto, a única variável direta disponível para análise, mas o seu conhecimento permite determinar um conjunto de variáveis que podem fornecer indicações úteis sobre o estado de funcionamento do próprio motor e da carga associada.

O facto de se tratar de uma máquina trifásica permite dispor de três valores de corrente elétrica de alimentação que contêm informação resultante dos desequilíbrios das indutâncias dos enrolamentos da máquina que são provocados tipicamente por excentricidade ou desalinhamento do rotor ou por avarias, quer nos enrolamentos do estator quer do rotor que podem ser detetados com recurso a diversas técnicas: pela análise da representação do vetor de Park [1], por aplicação da técnica das componentes simétricas [2] e pela análise espectral das correntes [3] com posterior identificação de variações anormais de determinadas componentes espectrais associadas ao funcionamento normal da máquina. O conhecimento das tensões e correntes da máquina permite obter novas variáveis de funcionamento associadas à potência ativa, reativa, fator de potência e ângulo de fase que podem ser analisadas globalmente ou para cada fase e, além disso, também podem ser analisadas a nível bidimensional convertendo as grandezas trifásicas em coordenadas dq por transformação de variáveis. Os defeitos de engrenamento resultantes de dentes partidos nas rodas dentadas de redutores acoplados ao motor de indução produzem variações instantâneas periódicas de binário aplicado ao veio do motor. Quando estas variações correspondem a um aumento de binário da carga a consequência imediata é uma diminuição instantânea da velocidade do rotor, ou seja, um aumento do deslizamento que origina um aumento de corrente elétrica absorvida da rede.

Baseado nos trabalhos desenvolvidos por [4], ir-se-á seguidamente apresentar a análise teórica que revela a presença de frequências características na corrente absorvida por um motor, relativas a um dado defeito mecânico a diagnosticar. Como defeito da carga acionada pelo motor consideremos a situação de engrenamento de um redutor com um dente partido numa roda dentada.

A interferência cíclica resultante deste defeito produz um binário de defeito, T_d , constituído por um sinal periódico que pode ser decomposto numa série de sinusoides (Fourier) (1).

$$T_d(t) = \sum_k T_k \cos(\omega_k t) \quad (1)$$

sendo T_k a amplitude do termo de ordem k e ω_k a respetiva frequência. Considerando apenas o termo fundamental com a frequência característica do defeito, ω_d , resultante de um dente partido, pode obter-se uma expressão para o binário da carga total aplicada ao veio do motor (2).

$$T_{carga}(t) = T_{const} + T_d \cos(\omega_d t) \quad (2)$$

Assim, o binário aplicado ao veio do motor é constituído pela soma de um valor constante T_{const} associado à carga propriamente dita e de um termo correspondente a uma oscilação de binário $T_d \cos(\omega_d t)$ relativa ao defeito. Seguidamente analisar-se-á teoricamente qual é a sua influência na intensidade de corrente absorvida pelo motor. A equação (3) representa o equilíbrio dinâmico da máquina que é uma função da diferença entre os binários eletromagnético e da carga, da qual resulta uma aceleração no caso de existir um diferencial positivo e consequente alteração da velocidade do veio (3).

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_{em}(t) - T_{carga}(t) = T_{em}(t) - T_{const} - T_d \cos(\omega_d t) \quad (3)$$

sendo J a constante de inércia global do motor e carga, ω_r a velocidade do rotor e T_{em} o binário eletromagnético gerado pelo motor.

Se se considerar que, em regime permanente, num período de tempo suficientemente curto, o binário eletromagnético do motor é constante e com o mesmo valor da componente constante da carga, estas anulam-se, contribuindo apenas a componente das oscilações da carga para introduzir variações da velocidade do rotor (4):

$$\omega_r(t) = -\frac{1}{J} \int T_d \cos(\omega_d t) dt = \omega_{r0} - \frac{T_d}{J\omega_d} \sin(\omega_d t) \quad (4)$$

A leitura da equação (4) confirma que um aumento do binário de defeito T_d conduz a uma diminuição de velocidade do rotor ω_r , relativamente à sua velocidade em regime estacionário ω_{r0} .

Qualquer interferência na velocidade de rotação do rotor tem uma influência direta na frequência e no valor das tensões induzidas neste, as quais originam as correntes nos próprios enrolamentos e, conseqüentemente, estas correntes ao circularem produzem a força magnetomotriz do rotor que gira relativamente ao próprio rotor a uma velocidade dependente da frequência das correntes induzidas. Em rigor, a variação de velocidade do rotor produz variação na frequência das correntes induzidas e por conseguinte variação do valor da reatância ωL dos enrolamentos do rotor, variando o atraso da corrente relativamente à tensão induzida e conseqüentemente alterando também o ângulo de fase da força magnetomotriz do rotor FMM. Como os enrolamentos do rotor têm um número reduzido de espiras, o seu coeficiente de autoindução é pequeno e, por conseguinte, a variação da frequência das correntes no rotor produz uma variação do desfasamento desprezável. Tendo isso em atenção e dado se considerar ser pequena a amplitude de variação de velocidade do rotor, desprezar-se-á a variação de desfasamento entre a corrente e a tensão induzida do rotor e, assim, considerar-se-á constante o desfasamento da FMM do rotor que resulta da soma dos campos magnéticos produzidos no rotor que estão em quadratura com as respetivas correntes.

Quando o movimento de oscilação do rotor se dá em sentido contrário ao da rotação deste, produz-se uma diminuição da velocidade, ou seja, um atraso do rotor, logo surge um aumento de tensão induzida nos enrolamentos do rotor, dado aumentar a taxa de variação do fluxo nas respetivas espiras, produzindo um aumento de corrente e consequente aumento da FMM do rotor. Do mesmo modo, quando a oscilação conduz a um aumento de velocidade do rotor, a tensão induzida neste diminui, diminuindo a corrente e respetiva FMM.

Sintetizando, oscilações do binário da carga produzem variações de velocidade das quais resultam variações de amplitude da FMM produzida pelos enrolamentos do rotor.

A força magnetomotriz do rotor, F_r' , em situação normal pode ser expressa em função do número de pares de polos e da frequência das correntes do rotor pela equação (5) relativa ao referencial do rotor.

$$F_r'(\theta', t) = F_r \cos(s\omega_s t - p\theta') \quad (5)$$

em que s representa o deslizamento, p o número de pares de pólos, θ' o ângulo de rotação do vetor força magnetomotriz relativamente ao rotor e F_r o valor máximo da FMM do rotor. Os harmónicos de baixa amplitude resultantes da imperfeição do sistema não serão considerados nesta análise.

A força magnetomotriz do rotor, F_r , referida ao estator (6) pode ser obtida a partir da expressão (5) por substituição das variáveis $\theta = \theta' + \theta_r$, em que θ_r representa o ângulo de desfasamento do rotor relativamente ao estator e θ a posição angular do campo magnético girante produzido pelos enrolamentos do estator (6).

$$F_r(\theta, t) = F_r \cos(\omega_s t - p\theta) \quad (6)$$

Como se referiu anteriormente, quando o rotor sofre uma diminuição de velocidade, as tensões nele induzidas aumentam, aumentando as próprias correntes que por sua vez conduzem a um aumento da força magnetomotriz produzida por estes enrolamentos. No caso de um aumento de velocidade verifica-se o caso inverso.

Esta variação de amplitude da FMM do rotor, resultante da oscilação do binário de defeito de frequência ω_d , pode ser incorporada na equação (6) obtendo-se uma nova expressão para a força magnetomotriz do rotor (7).

$$F_r(\theta, t) = F_r [1 + k \cos(\omega_d t - \varphi_d)] \cdot \cos(\omega_s t - p\theta) \quad (7)$$

sendo k uma constante que representa a influência da oscilação de velocidade na variação de amplitude da força magnetomotriz do rotor e φ_d o desfasamento do defeito relativamente à origem angular.

Assim, esta expressão inclui o efeito da variação de binário aplicado ao rotor que se reflete numa modulação em amplitude da força magnetomotriz deste. Considerando a simplificação teórica de que pequenas oscilações do rotor não produzem efeito significativo na FFM do estator, esta última, em regime estacionário, pode representar-se pela equação seguinte (8).

$$F_s(\theta, t) = F_s \cos(\omega_s t - p\theta - \varphi_s) \quad (8)$$

sendo φ_s o desfasamento entre as FMM do estator e do rotor que se assumiu ser constante. Também neste caso, para simplificação, não se consideraram os harmónicos de tempo e espaço resultantes de imperfeições do sistema.

Supondo a relutância do circuito magnético \mathcal{R} constante e desprezando a influência das ranhuras e da não linearidade do entreferro, pode calcular-se a densidade do campo magnético B em função das FMM do rotor e do estator (9).

$$B(\theta, t) = \frac{F_s(\theta, t) + F_r(\theta, t)}{\mathcal{R}} \quad (9)$$

$$= B_s \cos(\omega_s t - p\theta - \varphi_s) + B_r [1 + k \cos(\omega_d t - \varphi_d)] \cdot \cos(\omega_s t - p\theta)$$

$$= B_s \cos(\omega_s t - p\theta - \varphi_s) + B_r \cos(\omega_s t - p\theta) + kB_r \cos(\omega_d t - \varphi_d) \cdot \cos(\omega_s t - p\theta)$$

$$= B_s \cos(\omega_s t - p\theta - \varphi_s) + B_r \cos(\omega_s t - p\theta) + \frac{kB_r}{2} \cos((\omega_s - \omega_d)t - \varphi_d - p\theta) + \frac{kB_r}{2} \cos((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_d - p\theta)$$

sendo B_s , B_r os valores máximos da densidade do campo magnético do estator e do rotor.

A expressão anterior pode simplificar-se, se se tiver em conta que as componentes fundamentais dos campos magnéticos do estator e do rotor giram à mesma velocidade

$$B(\theta, t) = B_{s1} \cos(\omega_s t - p\theta - \varphi_{s1}) + \frac{kB_r}{2} \cos((\omega_s - \omega_d)t - \varphi_d + p\theta) + \frac{kB_r}{2} \cos((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_d - p\theta) \quad (10)$$

e se somam vectorialmente resultando a expressão (10) em que B_{s1} representa o valor máximo correspondente e φ_{s1} o desfasamento resultante.

O fluxo de ligação pode ser obtido pelo integral da densidade do campo magnético $B(\theta, t)$ pela superfície do circuito magnético dos enrolamentos do motor. A estrutura dos enrolamentos tem apenas influência direta na amplitude

$$\Phi(t) = \Phi_s \cos(\omega_s t - \varphi_s) + \frac{\Phi_r}{2} \cos((\omega_s - \omega_d)t + \varphi_d) + \frac{\Phi_r}{2} \cos((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_d) \quad (11)$$

das componentes harmónicas e não altera o valor das próprias frequências. Tendo isso em consideração, partindo da expressão (10) pode obter-se uma expressão genérica (11) para o fluxo de ligação de uma dada fase.

em que Φ_s e Φ_r são constantes.

A corrente absorvida pelo motor está relacionada com o fluxo de ligação através da expressão (12).

$$v(t) - R_s i_s(t) = \frac{d\Phi(t)}{dt} \quad (12)$$

Calculando a derivada da equação (11) relativa ao fluxo de ligação obtém-se a equação (13).

$$\frac{d\Phi(t)}{dt} = -\omega_s \Phi_s \text{sen}(\omega_s t - \varphi_s) - (\omega_s - \omega_d) \frac{\Phi_r}{2} \text{sen}((\omega_s - \omega_d)t + \varphi_d) - (\omega_s + \omega_d) \frac{\Phi_r}{2} \text{sen}((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_d) \quad (13)$$

Considerando a tensão da fonte $v(t)$ constante na equação (12), verifica-se existir uma relação linear entre a derivada do fluxo de ligação e a corrente absorvida pelo motor $i_s(t)$ conservando-se o respetivo conteúdo harmónico. Tendo isso em atenção, a partir da expressão (13) obtém-se a equação genérica para a corrente absorvida pelo motor (14).

$$i_s(t) = I_s \text{sen}(\omega_s t - \varphi_s) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s - \omega_d)t + \varphi_d) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_d) \quad (14)$$

sendo φ_s o desfasamento entre a componente fundamental da corrente I_s e as componentes de defeito I_d que se podem considerar constantes durante um período de tempo suficientemente curto em que a carga média se pode considerar invariável.

Dado que φ_s representa o desfasamento na origem entre a componente fundamental e as bandas laterais correspondentes à existência de defeito, se se considerar a

origem das fases coincidente com a componente fundamental, este desfasamento passará para as bandas laterais (15) em que $\varphi_{d1} = \varphi_d + \varphi_s$.

$$i_s(t) = I_s \text{sen}(\omega_s t) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s - \omega_d)t + \varphi_{d1}) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_{d1}) \quad (15)$$

Tendo em atenção que, em corrente alternada, a origem das fases é normalmente atribuída à tensão da fonte, a corrente absorvida pelo motor de indução está atrasada,

$$i_s(t) = I_s \text{sen}(\omega_s t - \varphi) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s - \omega_d)t + \varphi_{d2}) + \frac{I_d}{2} \text{sen}((\omega_s + \omega_d)t - \varphi_{d2}) \quad (16)$$

Obtém-se, assim, uma expressão para a corrente elétrica composta por três componentes: uma é relativa à componente fundamental correspondente ao regime estacionário e as outras duas são consequência da oscilação de binário da carga. Estas duas componentes surgem no espectro das frequências como duas bandas laterais igualmente espaçadas de f_d da componente fundamental de frequência f_s .

Pode então concluir-se que, de facto, a análise espectral da intensidade de corrente absorvida pelo motor de indução permite identificar a presença de frequências que podem ter origem em defeitos provenientes da carga mecânica acionada por um motor de indução.

Referências

- [1] Cardoso, A. J. M., "Diagnóstico e análise da ocorrência de excentricidade estática em motores de indução trifásicos, através da aplicação da Transformada Complexa Espacial (Vetor de Park)", Dissertação de Doutoramento, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, 1995.
- [2] Wu, L., "Separating load torque oscillations and rotor faults in stator current based-induction motor condition monitoring," Ph.D. Thesis, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology, U. S. A., 2007.
- [3] Attia, H. B., "Detection et localisation de defaults mécaniques d'un entrainement électrique à vitesse variable", Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2003.

relativamente à tensão, de um ângulo φ correspondente ao fator de potência, resultando uma nova expressão para a corrente em que $\varphi_{d2} = \varphi_{d1} + \varphi$ (16).

- [4] Flores, A. Q., "Utilização do Motor de Indução no Diagnóstico de Avarias em Cargas Acopladas", Dissertação de Doutoramento, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, 2013.



Página deixada intencionalmente em branco!

REGULAÇÃO DE VELOCIDADE EM MOTORES DE CORRENTE CONTÍNUA.

1. Introdução

Uma grande parte das aplicações em que se utiliza força motriz beneficiaria, em termos de consumo de energia elétrica e de desempenho global, se a velocidade do motor se ajustasse às necessidades do processo. Existem muitas aplicações em que é necessário regulação e controlo de velocidade, como em máquinas ferramentas, ventoinhas, elevadores, veículos de tração elétrica, entre outras.

A utilização de variadores eletrónicos de velocidade (VEVs) permite responder a alterações nas condições de carga do motor através da variação da sua velocidade. Através da regulação da velocidade de rotação dos motores, os variadores eletrónicos de velocidade proporcionam uma melhoria das condições de funcionamento dos processos, um menor desgaste dos componentes mecânicos, um menor ruído de funcionamento e, fundamentalmente, uma substancial poupança de eletricidade.

Os motores de corrente contínua (DC) são ainda muito utilizados em sistemas que requerem variação de velocidade. Nestes motores, o controlo e a regulação de velocidade acima e abaixo da respetiva velocidade nominal é facilmente conseguido, sendo os reguladores de velocidade destas máquinas mais simples e menos dispendiosos que os reguladores de velocidade usados nas máquinas de corrente alternada (AC).

As tecnologias inerentes ao controlo e regulação de velocidade evoluiu muito nos últimos anos.

No sistema clássico pelo método Ward-Leonard, máquinas rotativas eram utilizadas para variar a velocidade dos motores DC. Atualmente, são utilizados conversores eletrónicos com semicondutores de estado sólido para esta finalidade.



Figura 1. Motor de Corrente Contínua

2. Sistema Ward-Leonard

Este sistema apareceu por volta de 1890 e utiliza um grupo motor-gerador (M-G) para controlar a velocidade do motor DC, como se apresenta na Figura 2. O motor do grupo M-G (normalmente um motor AC de indução) gira a velocidade constante. Variando RC_1 (reóstato de excitação do gerador) é possível variar a corrente de excitação do gerador i_g , alterando assim a tensão V quer aos terminais do gerador quer aos terminais do motor. A variação da tensão V aos terminais do motor DC permite variar a velocidade deste. Este sistema funciona em dois modos de controlo.

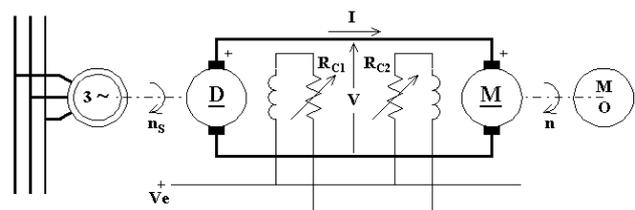


Figura 2. Sistema Ward-Leonard

a) Controlo pela Tensão na Amadura V

Neste modo de controlo a corrente excitação do motor através de RC_2 (reóstato de excitação do motor) é mantida constante e no seu valor nominal. A corrente de excitação do gerador é ajustada em RC_1 , para variar a tensão desde zero até ao seu valor nominal. A velocidade do motor irá variar desde zero até à velocidade nominal, como se pode ver na figura 3.

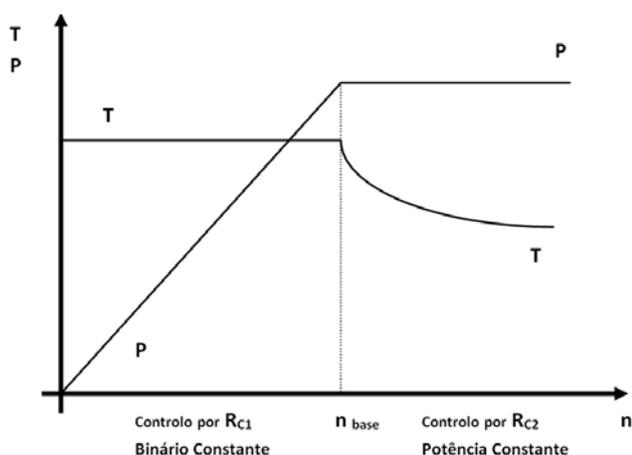


Figura 3. Sistema Ward-Leonard. Regulação mista

b) Controlo pela corrente de excitação

Este modo de controlo é utilizado para variar a velocidade acima do valor nominal. Neste caso, a tensão na armadura mantém-se constante e vai-se diminuindo a corrente de excitação do motor em RC2, obtendo-se assim velocidades mais elevadas. Como a corrente na armadura vai-se manter aproximadamente constante, diz-se que o motor funciona a potência constante. Obviamente que o binário do motor decresce ligeiramente com o aumento da velocidade, como se pode ver na Figura 3.

2. Controlo Eletrónico

Os conversores de estado sólido são atualmente usados para substituir o grupo D-M do sistema Ward-Leonard no controlo de velocidade dos motores DC. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos de um sistema conversor de estado sólido. Os conversores utilizados baseiam-se em retificadores e *choppers* de comutação controlada.

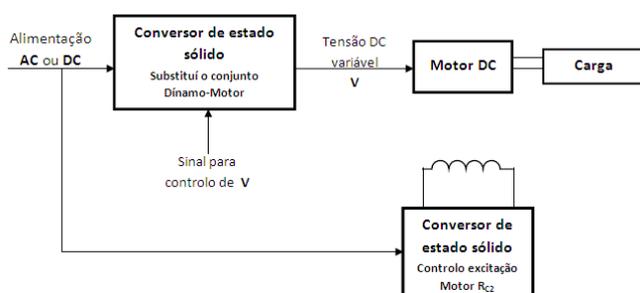


Figura 4. Diagrama de blocos de um sistema conversor de estado sólido

2.1 Retificadores controlados

Quando a fonte de alimentação é alternada, os retificadores podem ser utilizados para converter uma tensão constante AC numa fonte de tensão variável DC. Se os dispositivos de comutação forem todos dispositivos controlados, como os tiristores, o conversor é denominado de Totalmente Comandado. Se os dispositivos comutadores forem metade deles tiristores e a outra metade díodos, o conversor é denominado de Semicomandado. Como é apresentado na Figura 5, o ângulo α de disparo dos tiristores determina o valor médio da tensão de saída V_t . O sinal de controlo V_c varia o ângulo de disparo α e, conseqüentemente, varia a tensão V_t .

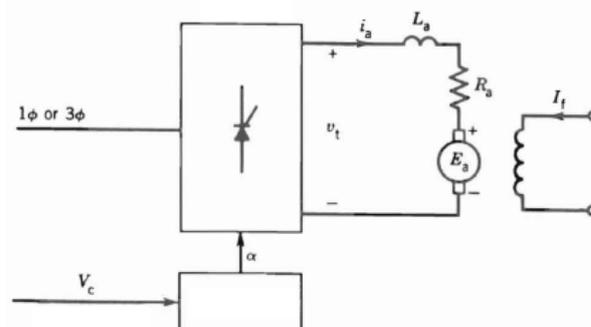


Figura 5. Retificador controlado para controlo velocidade de motores DC

Alimentação monofásica: conversor totalmente controlado

$$V_t = \frac{2\sqrt{2}V_p}{\pi} \cos \alpha \quad (1)$$

Alimentação monofásica: conversor semicontrolado

$$V_t = \frac{\sqrt{2}V_p}{\pi} (1 + \cos \alpha) \quad (2)$$

Alimentação trifásica: conversor totalmente controlado

$$V_t = \frac{3\sqrt{6}V_p}{\pi} \cos \alpha \quad (3)$$

Alimentação trifásica: conversor semicontrolado

$$V_t = \frac{3\sqrt{6}V_p}{2\pi} (1 + \cos \alpha) \quad (4)$$

Onde V_p é o valor eficaz da tensão alternada monofásica. A variação da tensão V_t aos terminais do motor em função do ângulo de disparo α é apresentada na Figura 6, para ambos

os conversores, totalmente controlado e semicontrolado. Se a queda de tensão $R_a I_a$ for desprezada ($V_t = E_a$), as curvas da Figura 6 também representam a variação de E_a e, como tal, a variação da velocidade com o ângulo de disparo.

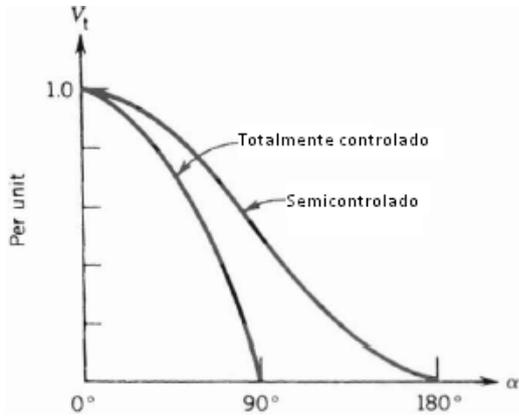


Figura 6. Características do retificador controlado

2.2 Choppers

O *chopper* converte uma tensão contínua fixa numa tensão contínua variável. O diagrama esquemático e as formas de onda são apresentadas na Figura 7.

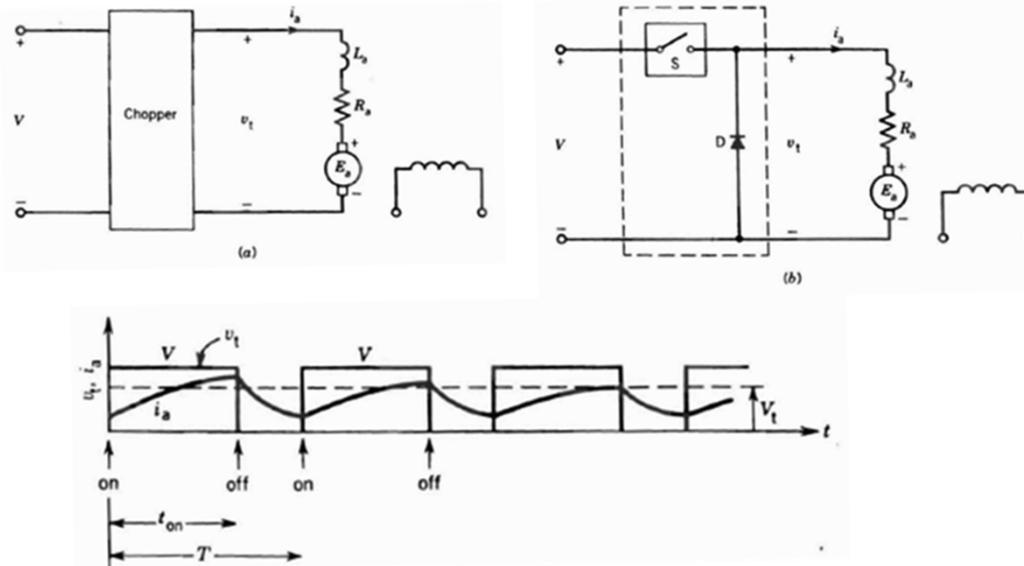


Figura 7. Circuito e Operação de um Chopper

$$V_t = \frac{t_{on}}{T} \times V = \alpha V \quad (5)$$

Em que: t_{on} representa interruptor fechado, α o índice de modulação do *chopper* e T o período de comutação.

2.3 Operação em malha fechada

Em acionamentos do motor DC onde se exige uma velocidade rigorosamente constante, o controlo em malha aberta não é totalmente satisfatório.

Em malha aberta, variações no binário da carga originam variações na velocidade. Em controlo em malha fechada a velocidade pode ser mantida constante, ajustando a tensão aos terminais do motor de acordo com as variações do binário de carga. A Figura 8 apresenta um diagrama de blocos de um controlo em malha fechada

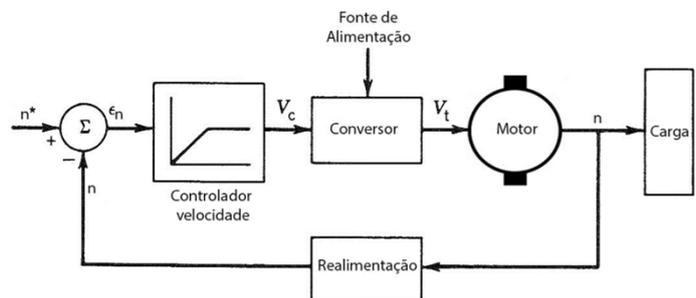
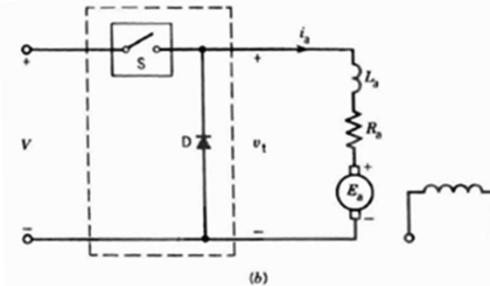


Figura 8. Controlo em malha fechada



As principais vantagens da operação em malha fechada é a possibilidade de obter velocidade de funcionamento constante, a precisão no valor da velocidade obtida, excelente resposta dinâmica e estabilidade de funcionamento.

Em malha fechada o sistema também pode ser dimensionado para funcionar a potência constante ou binário constante, ou seja, permitir uma regulação mista. Um sistema de controlo em malha fechada com anel de realimentação de corrente permite a regulação mista do motor DC. Na Figura 9 apresenta-se um diagrama de blocos dum sistema de controlo deste tipo.

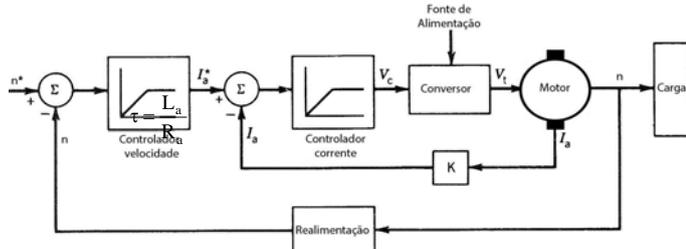


Figura 9. Controlo em malha fechada com realimentação de corrente

No motor DC, a resistência da armadura (R_a) e a indutância (L_a) tomam valores reduzidos. Como tal, a constante de tempo do circuito da armadura também é reduzida. Assim, uma pequena variação da tensão aplicada resulta numa variação elevada de corrente no circuito da armadura. O anel de realimentação de corrente protege o conversor e o motor para variações que possam tomar valores elevados de corrente.

A saída do controlador de velocidade representa um comando de binário. Como o binário será proporcional à corrente I_a^* , a saída do controlador de velocidade representa o controlo da corrente I_a . O controlador de corrente vai limitar a corrente na armadura. O controlador de velocidade e o controlador de corrente podem ser do tipo Proporcional (tipo P) ou Proporcional-Integral (tipo PI). A escolha depende da qualidade e do rigor que se pretende para o controlo em malha fechada do motor.

3. Conclusão

Os motores de corrente contínua são ainda muito utilizados em sistemas que requerem variação de velocidade. O controlo e a regulação de velocidade acima e abaixo da respetiva velocidade nominal é facilmente conseguido, sendo os reguladores de velocidade destas máquinas mais

simples e menos dispendiosos que os reguladores de velocidade usados nas máquinas de corrente alternada.

A utilização de VEVs na regulação da velocidade de rotação dos motores de corrente contínua proporcionam uma melhoria das condições de funcionamento dos processos, um menor desgaste dos componentes mecânicos, um menor ruído de funcionamento e, fundamentalmente, uma substancial poupança de energia elétrica.

A regulação de velocidade destes motores assenta fundamentalmente no controlo e regulação da tensão aplicada na armadura e, ou, controlo da corrente de excitação do motor. Para tal, utilizam-se conversores eletrónicos baseados em retificadores controlados e *choppers*.

A operação destes conversores em malha fechada permite obter nos motores velocidade de funcionamento constante, maior precisão no valor da velocidade obtida, excelente resposta dinâmica e regimes de funcionamento com elevada estabilidade

Bibliografia

- [1] Beleza Carvalho, J. A., Máquinas Elétricas de Corrente Contínua. Apontamentos da disciplina de Máquinas Elétricas I. ISEP, Porto, março de 2014.
- [2] WEG, Motores de Corrente Contínua. www.weg.net. Catálogo WEG 2012.
- [3] Sen, P.C., Principles of Electric Machines and Power Electronics. Editor: John Wiley & Sons.
- [4] Fitzgerald, A.E., Charles Kingsley. Electric Machinery. Editor: McGraw Hill.
- [5] ABB, Low Voltage Industrial Performance Motors. Catálogo ABB 2009.

REGULAÇÃO DE VELOCIDADE EM MOTORES ASSÍNCRONOS DE CORRENTE ALTERNADA.

1. Introdução

O motor assíncrono de indução é uma máquina essencialmente de velocidade constante, alimentado por uma fonte de energia elétrica de tensão e frequência constantes.

A velocidade de funcionamento em regime nominal é muito próxima da velocidade síncrona. Se o binário da carga aumenta, a velocidade do motor decresce ligeiramente. É, como tal, uma máquina orientada para aplicações que requerem velocidade constante. Entretanto, muitas aplicações necessitam de vários escalões ou ajuste contínuo de velocidade.

Tradicionalmente, estas tarefas que necessitavam de variação de velocidade eram efetuadas por motores de corrente contínua (motores DC).

Estes motores são dispendiosos, requerem manutenção frequente das escovas e coletor e são proibitivos em atmosferas perigosas.

Os motores de indução de rotor em gaiola-de-esquilo, por outro lado, são robustos, baratos, não tem escovas nem coletor e podem ser utilizados em aplicações que requerem elevadas velocidades.

Atualmente, existem conversores eletrónicos, muito mais complexos que os utilizados em motores DC, que permitem utilizar os motores de indução em sistemas que necessitam de variação de velocidade. A variação de velocidade destes motores baseia-se na relação entre a rotação síncrona, ou do campo girante, da rotação do rotor e do deslizamento:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

em que:

$$n_s = \frac{f}{p}$$

e assenta fundamentalmente nos seguintes métodos ($n=(1-s)n_s$):

- Variação do número pares de pólos (p);
- Variação do deslizamento (s);
- Variação da frequência da tensão de alimentação (f).

Neste artigo, são analisados estes métodos de controlo e regulação de velocidade do motor assíncrono de indução.



Figura 1. Motor assíncrono de indução

2. Variação do número pares de pólos

Como a velocidade de funcionamento da máquina é próxima da velocidade de sincronismo, pode-se variar a velocidade do motor de indução pela alteração do número de pólos da máquina:

$$n_s = \frac{f}{p}$$

Isto pode ser conseguido alterando as ligações da bobinagem do estator. Normalmente os pólos são alterados na razão de 2 para 1.

Este método permite obter duas velocidades de sincronismo. Se dois conjuntos independentes de bobinagem forem utilizados, poderá conseguir-se quatro velocidades síncronas para o motor de indução.

No motor de rotor em gaiola-de-esquilo este método é bastante utilizado, pois o rotor pode operar com qualquer número de pólos do estator.

Obviamente que este método apenas permite variar a velocidade em escalões e, dada a complexidade da bobinagem do estator, este será sempre um motor com custo mais elevado.

A figura seguinte apresenta a configuração da bobinagem de um motor *Dahlander*, que permite 2 escalões de rotação por alteração do número de pares de pólos.

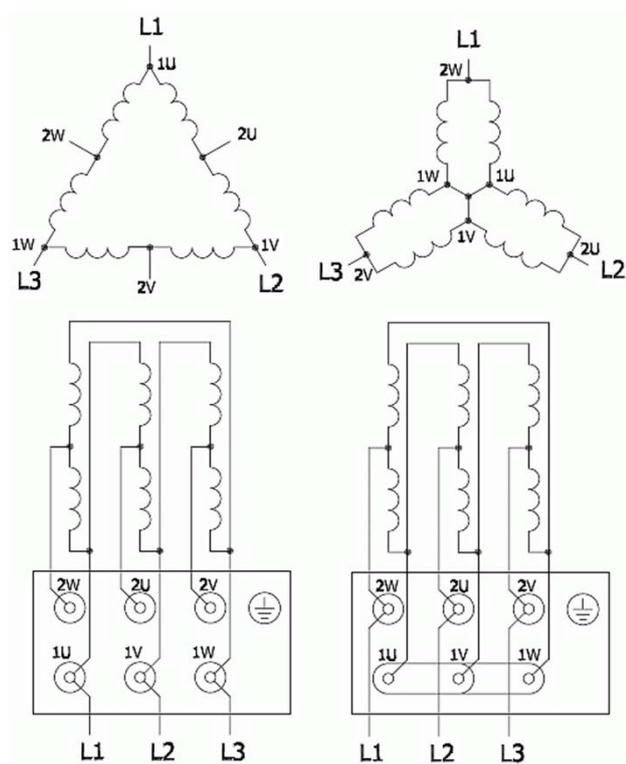


Figura 2. Motor assíncrono de indução *Dahlander*

Este motor terá sempre alguns inconvenientes, como má utilização do circuito magnético e a manifestação de componentes harmónicas, devido a uma distribuição espacial do campo magnético não sinusoidal.

3. Variação do deslizamento

3.1 Variação da tensão de alimentação

Sabemos que o binário desenvolvido pelo motor de indução é proporcional ao quadrado da tensão de alimentação.

Um conjunto de características T-n para várias tensões aos terminais é apresentado na figura 3.

Se o rotor acionar uma carga do tipo ventoinha, a velocidade pode variar entre s_1 e s_5 por variação da tensão de alimentação.

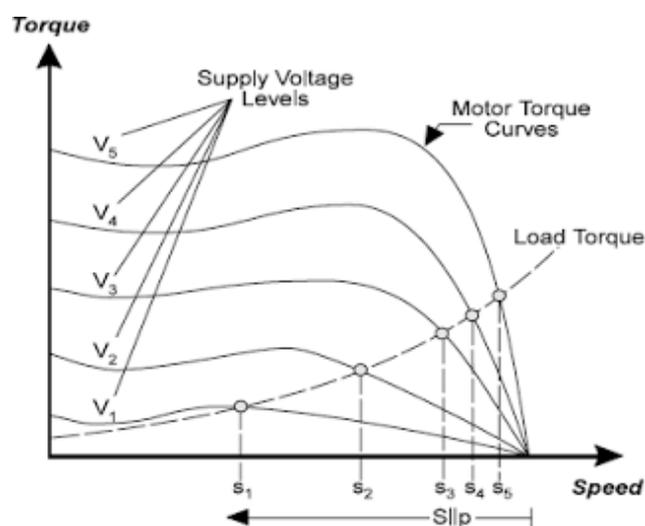


Figura 3. Características binário-velocidade do motor assíncrono de indução

A tensão aos terminais V_1 pode ser variada pela utilização de um auto transformador trifásico, ou por um conversor eletrónico de estado sólido, como se apresenta na figura 4.

O auto transformador permite obter uma tensão perfeitamente sinusoidal para alimentar o motor indução, enquanto no conversor de estado sólido a tensão aos terminais não é sinusoidal.

A variação de velocidade com conversor de estado sólido é muito comum em motores de gaiola-de-esquilo que acionam cargas centrífugas (ventoinhas).

Em aplicações de maior potência, torna-se necessário utilizar um filtro, para eliminar as elevadas componentes harmónicas de corrente injetadas nas linhas de alimentação.

O conversor eletrónico de tensão a tirístores apresentado na figura 4 é simples de entender mas complicado de analisar.

Um sinal de comando para uma determinada velocidade dispara os tirístores, com um determinado ângulo de disparo (α), para providenciar uma determinada tensão aos terminais do motor. Se o sinal de comando de velocidade é alterado, o ângulo de disparo dos tirístores é também alterado, o qual resulta uma nova tensão aos terminais do motor e, como tal, uma nova velocidade de funcionamento.

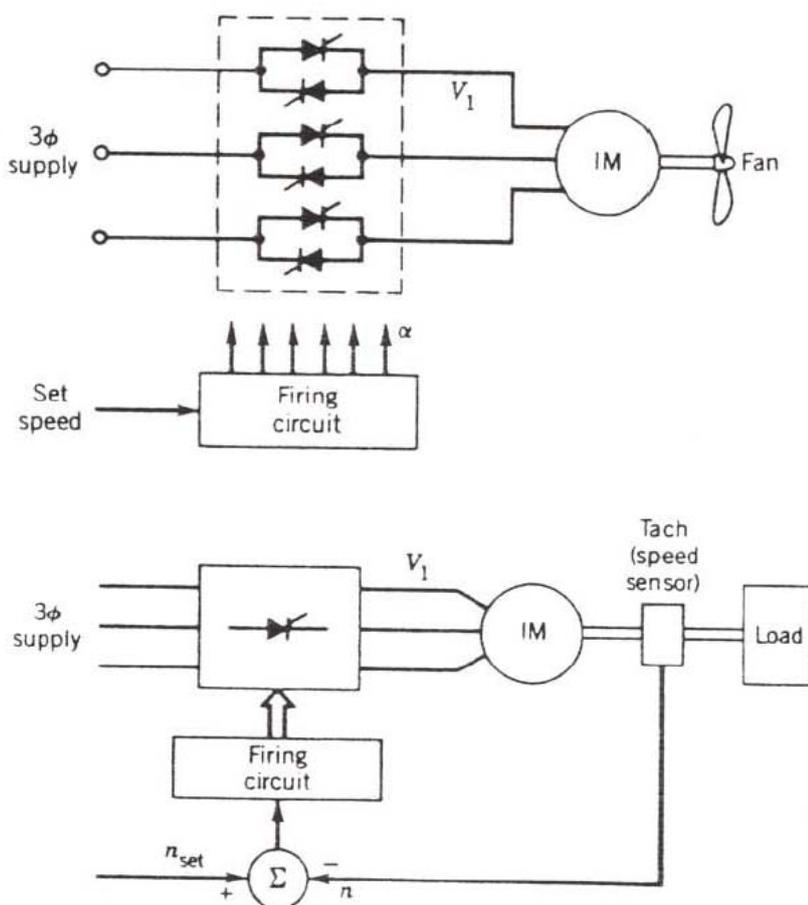


Figura 4. Variação de velocidade do motor por variação de tensão de alimentação

O funcionamento em malha aberta não é satisfatório se, para determinada aplicação, for necessário um controlo preciso da velocidade. Na maioria dos casos é necessário o controlo em malha fechada.

A figura 4 apresenta um diagrama simples de um sistema eletrónico de funcionamento em malha fechada.

Se a velocidade do motor decresce devido a qualquer perturbação, como flutuação da tensão de alimentação, a diferença entre a velocidade especificada para o motor e a verdadeira velocidade deste é aumentada. Este facto altera o ângulo de disparo do tiristor de maneira a incrementar a tensão aos terminais, a qual por sua vez permitirá que o motor desenvolva um binário superior.

O incremento do binário tende a restabelecer a velocidade para o valor anterior à perturbação.

Reparar que neste método de controlo de velocidade, o deslizamento aumenta para as velocidades mais baixas (Figura 3), tornando a operação ineficiente. De qualquer maneira, para ventoinhas, ou de uma maneira geral cargas centrífugas, nas quais o binário varia aproximadamente com o quadrado da velocidade, a potência decresce significativamente com o decréscimo da velocidade.

Assim, embora as perdas no circuito rotórico (=sPag) possam ser uma parte significativa da potência do entreferro, a potência no entreferro é ela própria reduzida e, como tal, o rotor não entrará em sobreaquecimento.

Os dispositivos reguladores de tensão são simples e, embora ineficientes, são orientados para aplicações como ventoinhas, bombas e, de uma maneira geral para cargas centrífugas.

3.2 Variação da resistência rotórica

As características binário-velocidade para este caso são apresentadas na figura 5.

A característica T-n da carga é apresentada em tracejado.

Variando a resistência exterior entre $0 < R_{ex} < R_{ex4}$, a velocidade da carga pode ser controlada na gama $n_1 < n < n_5$.

Reparar que um ajustamento apropriado da resistência exterior ($R_{ex} = R_{ex2}$), pode proporcionar o máximo binário no período de arranque.

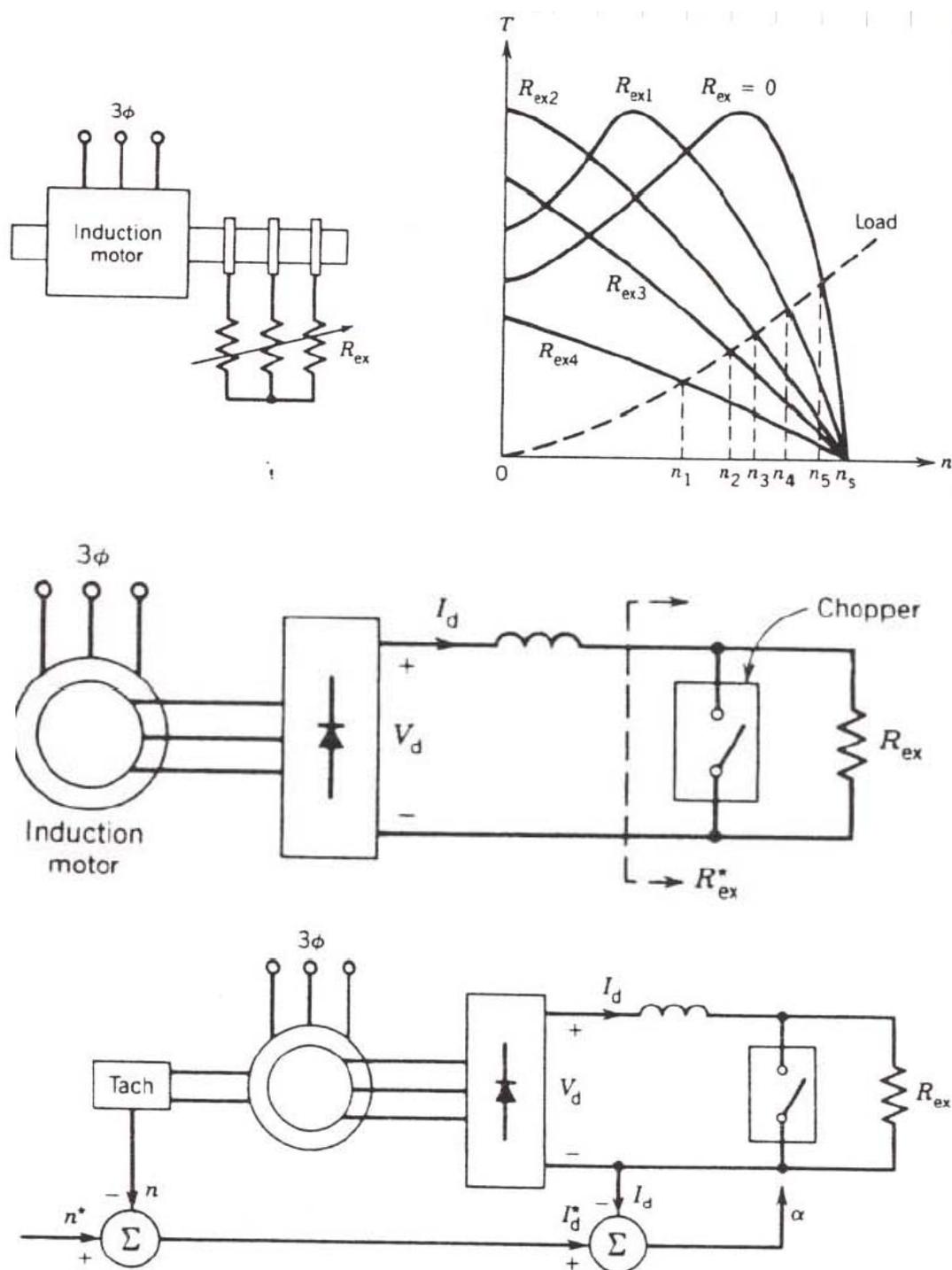


Figura 5. Variação de velocidade do motor por variação da resistência rotórica

O esquema da figura 5 requer um banco de resistências trifásico, de maneira que para um modo de funcionamento equilibrado, as três resistências apresentem o mesmo valor em qualquer posição.

O ajuste manual das resistências não é satisfatório em algumas aplicações, particularmente em sistemas de controlo em malha fechada.

Um controlo eletrónico da resistência externa pode melhorar a operação. Um diagrama de blocos de um sistema de controlo deste tipo é apresentado na figura 5.

A potência do rotor trifásico é retificada na ponte de díodos. O efetivo valor R^{*ex} da resistência externa R_{ex} , pode ser alterado por variação do “tempo-on” (também chamado razão de comutação $\alpha = T_{on}/T$) do *chopper* conectado aos terminais de R_{ex} . Prova-se que $R_{ex} = (1 - \alpha)R_{ex}$.

Quando $\alpha = 0$, isto é, o *chopper* fora de serviço, $R^{*ex} = R_{ex}$. Quando $\alpha = 1$, isto é, o *chopper* sempre em “on”, R_{ex} é curto-circuitada pelo *chopper* e como tal $R^{*ex} = 0$. Neste caso, a resistência do circuito rotórico é apenas a resistência da própria bobinagem. Assim, por variação de α na gama de $1 > \alpha > 0$, a resistência efetiva é variada na gama $0 < R^{*ex} < R_{ex}$, e as características binário-velocidade obtidas serão idênticas às da figura 5.

A tensão retificada V_d depende da velocidade e do deslizamento da máquina. Com o rotor travado, a f.e.m. induzida na bobinagem do rotor será E_2 . A tensão média à saída do conversor trifásico (retificador com seis díodos) é:

$$V_0 = \frac{3 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot V_{\max}$$

então, a tensão retificada V para o deslizamento s é:

$$V_d = s \cdot |V_d|_{s=1} = s \cdot \frac{3 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot E_2$$

A potência elétrica no circuito rotórico é:

$$P_2 = s \cdot P_{ag}$$

Se a potência de perdas na bobinagem do rotor for desprezada, a potência P_2 será a potência DC à saída do retificador. Assim:

$$s \cdot P_{ag} \approx V_d \cdot I_d$$

Pelas equações anteriores obtém-se:

$$s \cdot T \cdot \omega_{syn} = s \cdot \frac{3 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot E_2 \cdot I_d$$

$$T \propto I_d$$

Esta relação linear entre a potência desenvolvida e a corrente retificada, é uma vantagem sob o ponto de vista do controlo de velocidade de sistemas em malha fechada.

Um diagrama de blocos deste modo de controlo em malha fechada é apresentado na figura 5.

A velocidade atual n é comparada com a velocidade desejada n^* , e o sinal de erro representa o comando do binário, ou a corrente de referência I_d^* . Esta corrente I_d^* é comparada com a corrente atual I_d , e o sinal de erro altera a razão de comutação do *chopper* α , de maneira que a corrente I_d se aproxime do valor I_d^* .

A maior desvantagem deste método de controlo pela resistência rotórica é o baixo rendimento às menores velocidades devido aos elevados deslizamentos.

Mesmo assim, este método de controlo é bastante utilizado devido à sua simplicidade. Em aplicações onde o funcionamento a baixa velocidade é apenas uma pequena parte do trabalho da máquina, o baixo rendimento neste caso é aceitável.

Este método será orientado para controlo de velocidade de motores que atuam cargas centrífugas, numa gama de velocidades próxima do seu máximo valor.

3.3 Recuperação de energia de deslizamento do rotor

No método apresentado, se for possível recuperar para a fonte AC a energia de deslizamento dissipada na resistência, o rendimento global do sistema será bastante melhor.

Um método para recuperar a energia de deslizamento é apresentado na figura 6.

A potência do rotor é retificada na ponte de diodos. O *ripple* da corrente retificada é atenuado na indutância. A saída DC do retificador é ligada aos terminais do inversor, o qual inverte a potência DC em AC e realimenta-a para a fonte AC. O inversor é um conversor retificador controlado, que funciona no modo ondulator (ou inversor).

Em vazio o binário necessário é reduzido, então $I_d \sim 0$. Pela figura 6, $V_d = V_i$. Se o deslizamento em vazio é s_0 , então a tensão média na saída dos conversores trifásicos controlados,

$$V_0 = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_{\max} \cos \alpha$$

vem:

$$s_0 \cdot \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_2 = -\frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_1 \cos \alpha$$

ou

$$s_0 = -\frac{V_1}{E_2} \cos \alpha$$

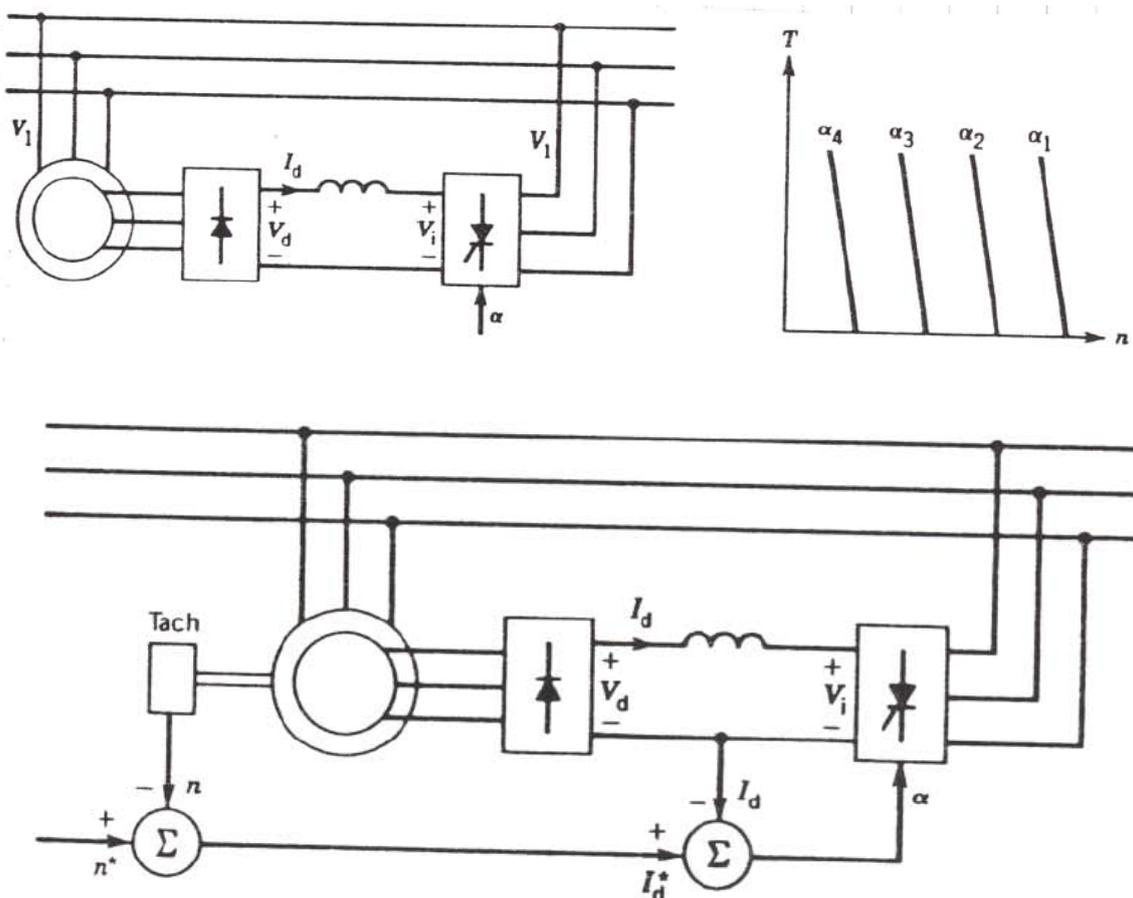


Figura 6. Variação de velocidade do motor por variação da resistência rotórica

O ângulo de disparo α do inversor deve ser ajustado para a velocidade em vazio. Se for aplicada carga, a velocidade decresce.

As características binário-velocidade para diferentes ângulos de disparo são apresentadas na figura 6. Estas características são idênticas á do motor DC de excitação separada, para várias tensões aplicadas na armadura. O binário desenvolvido pela máquina é proporcional à corrente DC I_d .

Um sistema de controlo em malha fechada, utilizando a técnica da recuperação da energia de deslizamento é apresentado na figura 6.

Este método de controlo de velocidade é largamente utilizado em aplicações de potência, onde a variação numa larga gama de velocidades envolve elevadas energias de deslizamento.

4. Variação da frequência da tensão de alimentação

A velocidade síncrona e, como tal, a velocidade do motor, pode ser variada pela alteração da frequência da tensão de alimentação. A aplicação deste método de controlo de velocidade requer um variador de frequência.

A figura 7 apresenta em diagrama de blocos um sistema de controlo de velocidade em malha aberta, no qual se pode alterar a frequência da tensão de alimentação do motor.

O fluxo por pólo do motor de indução é:

$$\Phi_p \propto \frac{E}{f}$$

Se a queda de tensão na impedância estatórica (R_1 e X_1) for reduzida, comparativamente com a tensão aos terminais V_1 , uma vez que $V_1 \sim E_1$, então:

$$\Phi_p \propto \frac{V}{f}$$

Para evitar uma elevada saturação do circuito magnético, a tensão aos terminais do motor deve ser variada proporcionalmente com a frequência.

Este tipo de controlo de velocidade é conhecido como Volts por Hertz Constante (Tensão por Frequência constante).

Ás baixas frequências, a queda de tensão na impedância estatórica é comparável à tensão aos terminais V_1 e, como tal, a equação apresentada deixa de ser válida. Para manter a mesma densidade de fluxo no entreferro, a razão V/f deve ser incrementada para as mais baixas frequências.

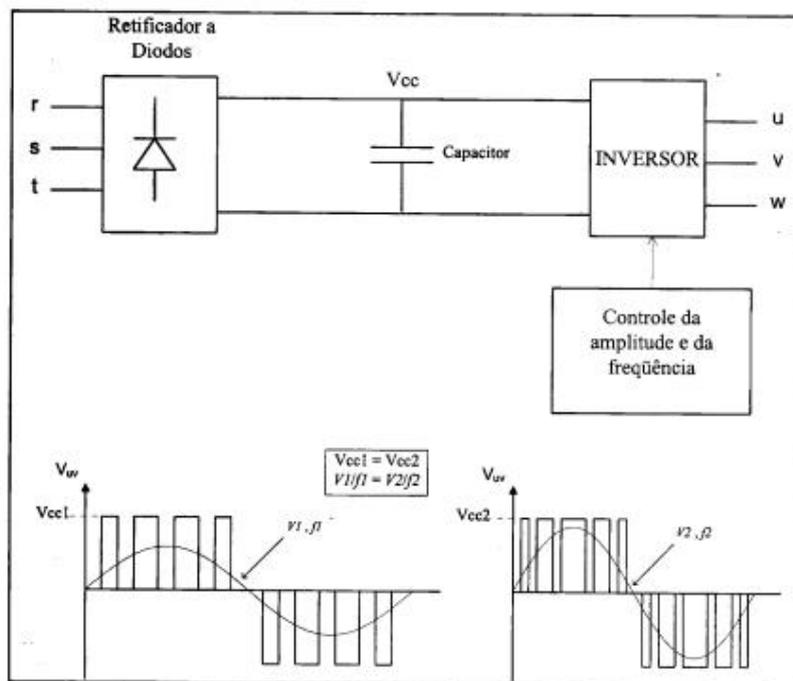


Figura 7. Variação da frequência da tensão de alimentação

A necessária variação *tensão - frequência* é apresentada na figura 8b.

Na figura 9, a tensão aos terminais da máquina irá variar se a tensão aos terminais do inversor for alterada; Esta tensão pode ser alterada pela variação do ângulo de disparo dos semicondutores do retificador controlado.

Se a tensão à saída do inversor puder ser variada no próprio inversor (inversores de Modulação Largura de Impulso), o retificador deixará de ser controlado e constituído apenas por díodos, tornando V_i constante, como se pode ver na figura 9.

As características binário-velocidade para este sistema de variação de velocidade são apresentadas na figura 8.

Até à frequência base f_{base} a tensão aos terminais da máquina pode ser obtida a partir do inversor. Abaixo desta frequência, o fluxo no entreferro é mantido constante por variação da tensão com a frequência; por esta razão, o binário é mantido constante e no seu valor máximo. Acima de f_{base} , a tensão não pode voltar a ser incrementada com a frequência, neste caso o fluxo no entreferro decresce assim como o binário máximo disponível.

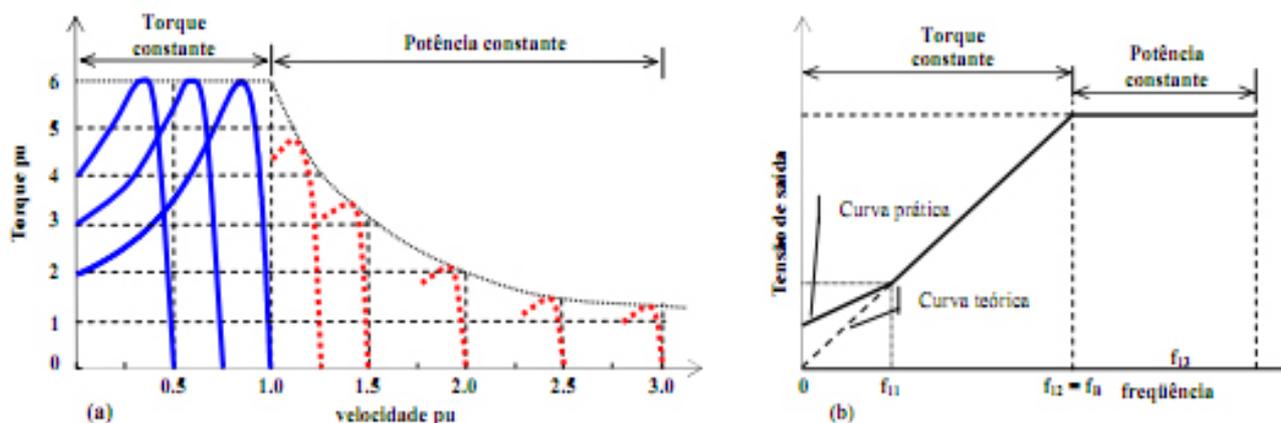


Figura 8. Variação da frequência da tensão de alimentação

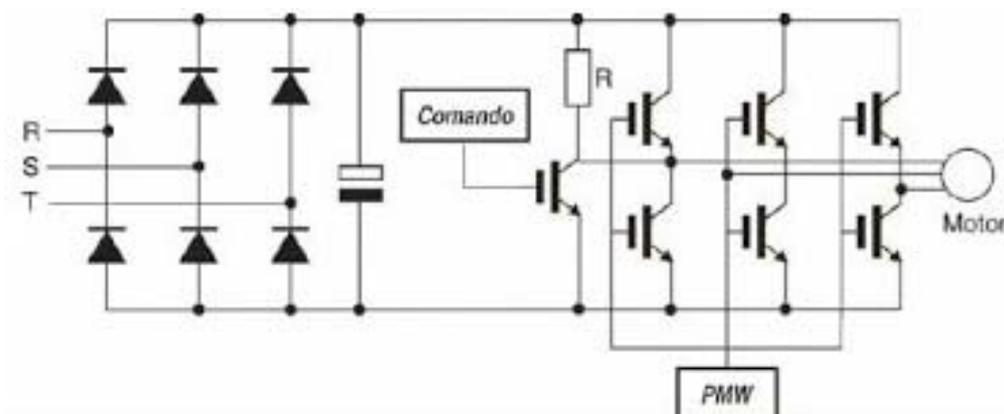


Figura 9. Controlo de velocidade por variação da frequência da tensão de alimentação

4.1 Controlo em malha fechada

Em aplicações onde se requer um rigoroso controlo da velocidade, torna-se necessário utilizar sistemas de controlo realimentados em malha fechada.

A Figura 10 apresenta um diagrama de blocos que utiliza a regulação pela frequência de deslizamento e funciona no modo Volt/Hertz constante.

No primeiro ponto de soma, obtém-se a diferença entre a velocidade pretendida n^* e a velocidade atual n , que corresponde à velocidade de deslizamento n_{sl} ou seja, à frequência de deslizamento. Se a frequência de deslizamento se aproxima da frequência de corte, este valor é limitado, restringindo a operação apenas para valores abaixo da frequência de corte (limite máximo para a frequência).

No segundo ponto de soma, a frequência de deslizamento é somada à frequência f_n (que representa a velocidade do motor), para assim gerar a frequência do estator f_1 .

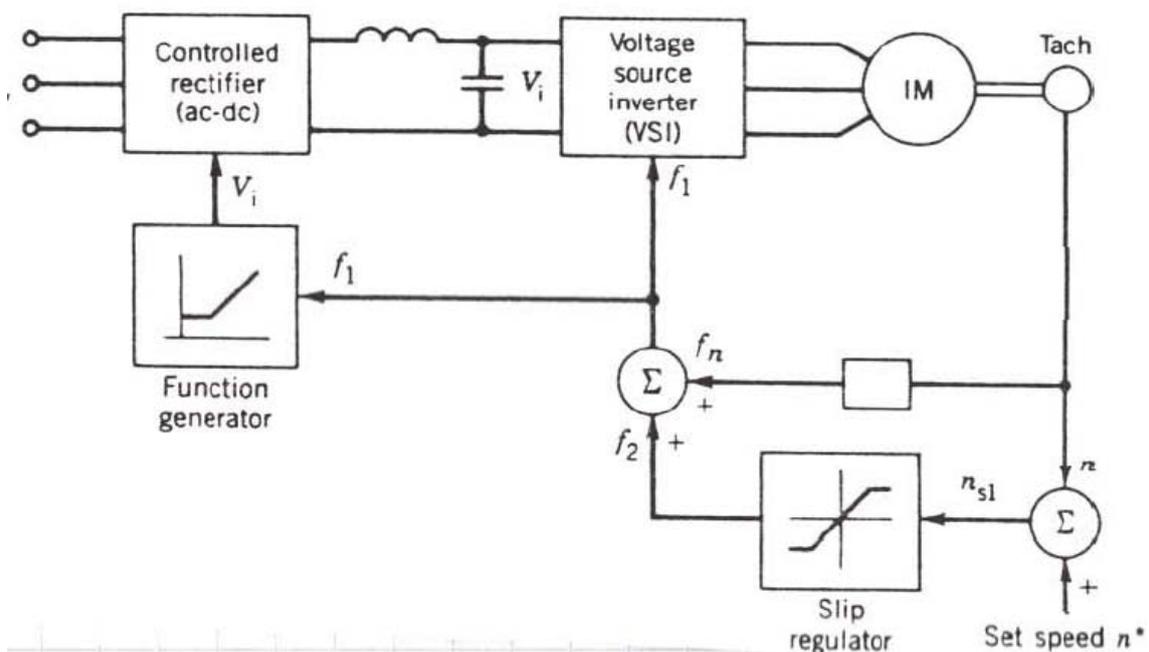


Figura 10. Sistema de controlo em malha fechada, com operação a V/f constante

Um gerador de funções providencia um sinal para controlo do retificador, de maneira que a operação da máquina se efetue a Tensão - Frequência constante (Volt/Hertz - constante).

Um sistema simplificado de controlo de velocidade utilizando um inversor de corrente, é apresentado na figura 11.

A frequência de deslizamento é mantida constante e a velocidade é controlada pela regulação da corrente contínua I_d e como tal, pela amplitude da corrente da máquina. Em aplicações de tração elétrica, como os metropolitanos e outros veículos de trânsito, o binário é diretamente controlado.

Um sistema típico de controlo de um veículo de trânsito é apresentado na figura 12.

Como a tensão disponível nos sistemas de trânsito é contínua e constante, é utilizado um inversor de tensão controlado por Modulação de Largura de Impulso (PWM), de maneira a que se possa variar a tensão AC na saída.

Se a frequência de deslizamento se mantiver constante, o binário varia com o quadrado da corrente do estator.

O comando do binário é obtido através de uma função geradora de raiz quadrada, que gera a corrente de referência I^* . O sinal que representa a diferença entre I^* e a atual corrente I_1 , irá alterar a tensão na saída do inversor PWM de maneira que I_1 se aproxime o mais possível do valor desejado I^* , que representa o comando do binário.

Na frenagem regenerativa com recuperação de energia dos veículos de trânsito, o sinal da frequência de deslizamento f_2 é negativo. Neste caso, o motor de indução vai funcionar no modo gerador ($f_n > f_1$), e realimentará para a fonte DC a energia cinética armazenada no sistema.

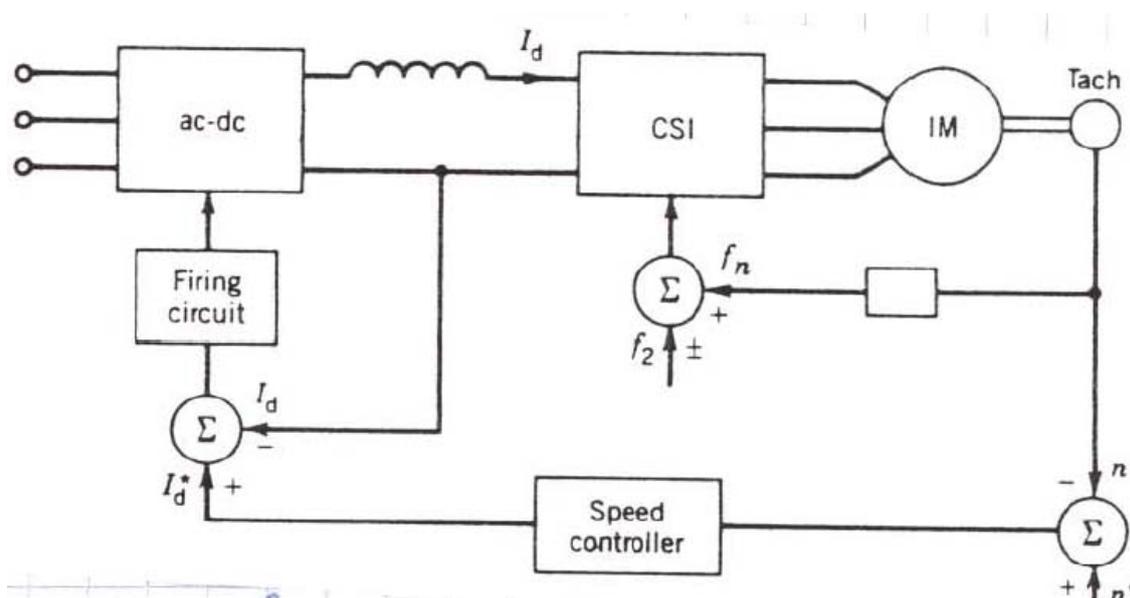


Figura 11: Sistema de controle em malha fechada, utilizando um inversor de corrente

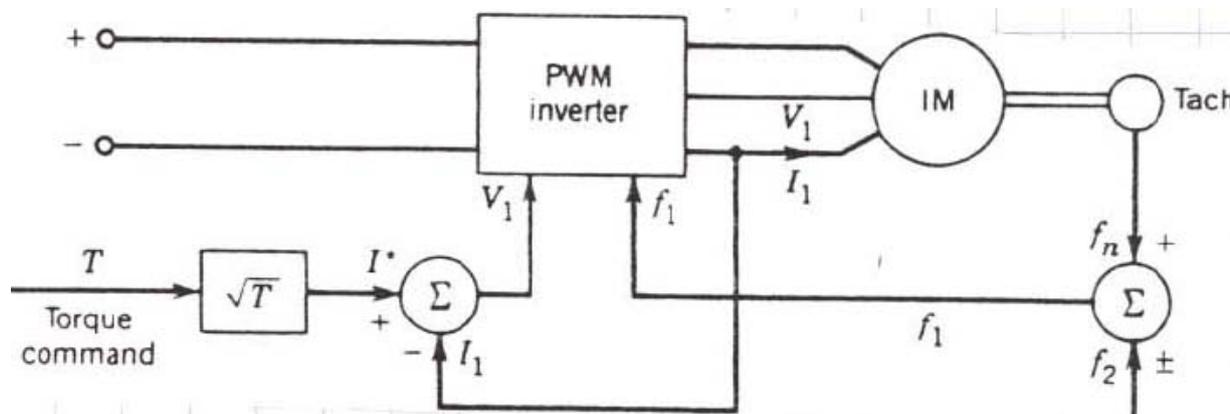


Figura 12. Sistema típico de controle de velocidade em veículos de trânsito

5. Conclusão

Os motores assíncronos de indução, especialmente os de rotor em gaiola-de-esquilo, são robustos, baratos, não tem escovas nem coletor e podem ser utilizados em aplicações que requerem elevadas velocidades.

A variação de velocidade destes motores assenta fundamentalmente na variação do número de pares de pólos (motor *Dahlander*), na variação do deslizamento através da variação da tensão aplicada ao estator, ou variação da resistência rotórica, no caso dos motores de rotor bobinado, e na variação da frequência da tensão aplicada ao motor.

Atualmente, existem conversores eletrónicos, muito mais complexos que os utilizados em motores DC, que permitem utilizar os motores de indução em sistemas que necessitam de variação de velocidade. Os conversores eletrónicos são fundamentalmente utilizados na variação de velocidade por variação do deslizamento da máquina e na variação da frequência da tensão de alimentação.

Em termos técnicos, as soluções mais evoluídas correspondem à variação de velocidade por controlo escalar tensão/frequência constante, ou, uma solução ainda mais evoluída, por controlo vetorial da corrente estatórica.

Estes métodos de variação de velocidade permitem em qualquer regime adaptar a resposta do motor às necessidades da carga, originando funcionamentos do motor com deslizamentos reduzidos e, como tal, com eficiência muito elevada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Beza Carvalho, J. A., Máquinas Assíncronas de Indução. Apontamentos da disciplina de Máquinas Elétricas II. ISEP, Porto, março de 2014.
- WEG, Motores de Corrente Alternada. www.weg.net. Catálogo WEG 2012.
- Sen, P.C., Principles of Electric Machines and Power Electronics. Editor: John Wiley & Sons.
- Fitzgerald, A.E., Charles Kingsley. Electric Machinery. Editor: McGraw Hill.
- ABB, Low Voltage Industrial Performance Motors. Catálogo ABB 2009.



WEG Equipamentos Elétricos S.A.
<http://www.weg.net/>

Página deixada intencionalmente em branco!

MOTORES DE ÍMANS PERMANENTES PARA APLICAÇÕES DE ALTA EFICIÊNCIA.

Resumo

Motores de ímãs permanentes (motores PM) podem ser utilizados em praticamente todas as aplicações, tais como bombas, elevadores, compressores, ventiladores, extrusoras, geradores, veículos elétricos, servoacionamentos, torres de refrigeração, eletrodomésticos, etc. Este artigo apresenta algumas aplicações para evidenciar que o uso de motores PM traz melhorias em eficiência energética e qualidade do processo.

1. Introdução

De acordo com estudos recentes [1], sistemas acionados por motores elétricos representam de 43% a 46% de todo o consumo global de energia elétrica. Os motores de indução têm sido o tipo de acionamento mais usado na indústria, devido à robustez, fiabilidade e facilidade de operação (ligação direta à rede de energia, sem necessidade de controlo eletrónico), embora em muitas aplicações os acionamentos de velocidade variável oferecem um grande potencial de economia de energia [2]. Neste cenário os motores PM são competitivos face aos motores de indução, pois têm um maior rendimento e não necessitam de ventilação forçada nem sobredimensionamento para funcionamento com binário constante.

2. Motores de ímãs permanentes (PM)

Os motores PM têm um maior rendimento comparativamente com outros motores, devido à ausência de perdas joule no rotor, e ao elevado fator de potência devido ao fluxo magnético de excitação fornecido pelos ímãs permanentes. Como os motores PM não têm perdas joule no rotor, a temperatura dos rolamentos é mais baixa, e o tempo de vida é maior. Apresentam também um rendimento significativamente maior nas baixas velocidades comparativamente com os restantes motores de indução, como mostrado na figura 1.

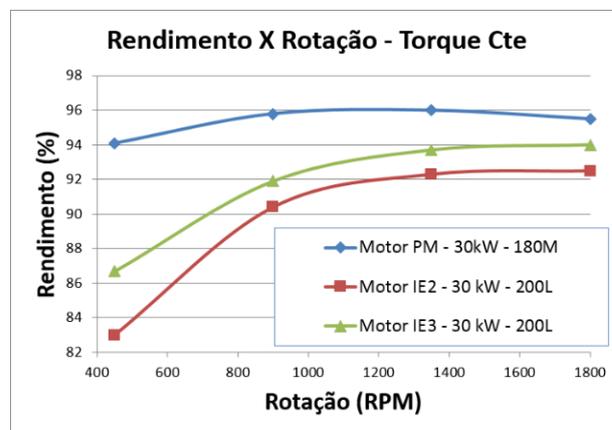


Figura 1. Rendimentos numa faixa de velocidade de 4:1 com binário constante para três motores: um motor síncrono de ímãs permanentes e dois motores de indução categoria IE2 e IE3 segundo IEC.

3. Características construtivas

Motores PM podem ter diferentes características construtivas. Os ímãs podem ser colocados na superfície ou dentro do rotor, o rotor pode ser externo ou interno, os enrolamentos podem ser do tipo distribuído (como nos motores de indução) ou do tipo bobinado sobre o pólo (como nos motores universais). Eles podem usar ímãs de ferrite (baixa energia e baixo custo) ou ímãs de terras-raras (alta energia, alto custo), estes últimos permitindo motores mais compactos e com maior relação binário/volume. Além disso, eles podem ser classificados como BLAC (*Brushless Alternating Current*) ou BLDC (*Brushless Direct Current*). Os primeiros usam um acionamento com corrente sinusoidal (a sua força contraelectromotriz é sinusoidal), e os últimos usam um acionamento do tipo onda quadrada (sua força contraelectromotriz é mais trapezoidal). Tipicamente os motores BLDC têm enrolamentos bobinados sobre o pólo, e os motores BLAC têm enrolamentos distribuídos. Mas motores BLAC também podem ter enrolamentos sobre o pólo, principalmente para aplicações de baixa potência.

Existem diversas tipologias, e a aplicabilidade de cada uma depende dos requisitos de cada aplicação, como mostrado na tabela 1.

4. Aplicações para motores PM

4.1. Motores PM Industriais

i. Motores de ímãs internos

Motores síncronos de ímãs internos geralmente usam ímãs de terras-raras no interior do rotor (figura 2) e podem ter um tamanho de carcaça abaixo dos motores de indução (até 43% de redução no volume e 35% de redução no peso), além de apresentarem rendimentos superiores aos mínimos exigidos pela norma.

Como eles estão em uma carcaça reduzida, eles apresentam menores níveis de ruído do que os motores de indução de mesma potência.

As principais aplicações são bombas, sistemas de ventilação, compressores, extrusoras e e tapetes transportadores.



Figura 2. Motor de ímãs internos de terras-raras e carcaça reduzida.

Tabela 1. Características das diferentes topologias

Tipologia	Características/Aplicação	Exemplo
Rotor externo	Aplicações de alto binário em baixa velocidade (ex. máquinas de lavar roupa, elevadores), aplicações em ventilação.	
Ímãs superficiais	Aplicações de baixa e média velocidade (ex. ventilação, exaustão, bombas residenciais, elevadores).	
Ímãs internos	Aplicações de baixa e alta velocidade (ex. Ventiladores, compressores, bombas, elevadores, veículos elétricos).	
Arranque direto	Aplicações de baixa velocidade e baixa inércia, arranque direto da rede (ventiladores, bombas).	

ii. Motor PM com arranque direto da rede

Estes motores são híbridos, pois possuem ímãs de terras-raras abaixo da gaiola de alumínio do rotor [4]. Eles têm enrolamentos similares aos dos motores de indução e a particularidade de arrancar diretamente ligados à rede, sem necessidade de controlo eletrónico, como é o caso dos motores PM convencionais. Eles arrancam e aceleram como os motores de indução, até atingirem o sincronismo, mantendo velocidade constante mesmo com variação da carga. Se for necessário variar a velocidade, eles podem ser acionados por conversores de frequência convencionais, em modo escalar. Isto permite que vários motores sejam acionados pelo mesmo inversor, na mesma velocidade. A figura 3 mostra os níveis de rendimento dos motores com ímãs e arranque da rede em comparação com os níveis de rendimento da norma e em relação aos motores de indução W22 e aos motores de indução W22 Premium (que cumprem aos rendimentos IE3 da IEC). Os motores com ímãs e arranque na rede atingem os níveis de rendimento IE4 da IEC.

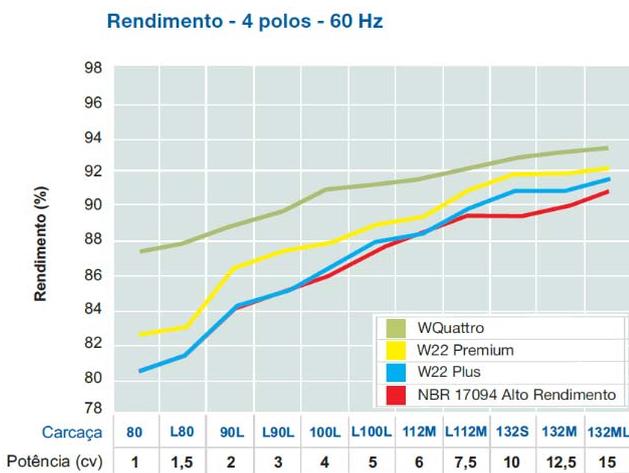


Figura 3. Comparação de rendimento entre motores PM com arranque da rede e motores de indução.

As principais aplicações são cargas de baixa inércia, e aplicações multimotor com variação de velocidade, com um único conversor.

- Aplicação em compressor

A figura 4 mostra um motor de ímãs aplicado num compressor de parafuso de 200 HP. A figura 5 mostra a comparação de rendimento do compressor ao longo da sua faixa de operação quando acionado pelo motor PM e por um motor de indução.

O motor de indução antes utilizado tinha 150 kW, 2 pólos, carcaça IEC 280 S/M. O motor PM que o substituiu tem 150 kW, 3600 rpm, carcaça IEC 250 S/M. Houve um significativo aumento no rendimento pelo uso do motor PM, além deste estar numa carcaça menor e com 52% do peso do motor de indução previamente utilizado.



Figura 4. Compressor com motor PM

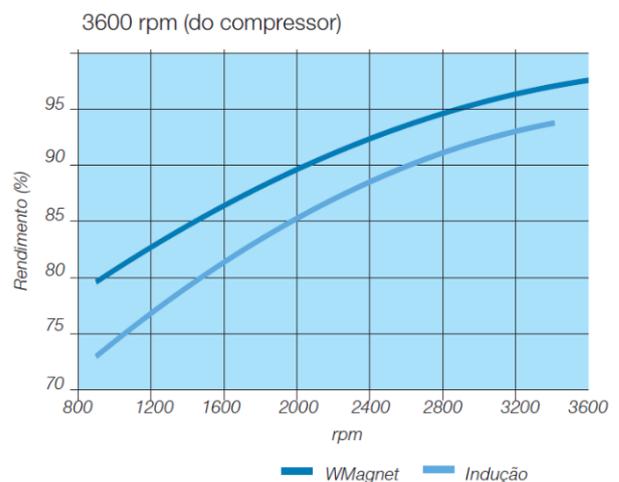


Figura 5. Rendimento do compressor com motor PM e com motor de indução

- Aplicação na indústria têxtil

O motor original da máquina de engomar fios da figura 6 era um motor de rotor bobinado, que tinha escovas que necessitavam de ser trocadas regularmente e precisava de manutenção constante. Quando este motor queimou e necessitou de ser reparado, a decisão de procurar uma alternativa mais eficiente levou à escolha de um motor PM. O custo para reparar o motor de rotor bobinado seria de 115% do valor de aquisição de um motor PM novo e mais eficiente. Assim, o novo motor escolhido foi um motor PM de 15 kW. A substituição reduziu os custos de manutenção para praticamente zero, bem como o número de horas de máquina parada, e aumentou a eficiência do processo pela variação de velocidade com binário constante (economia de energia) e mais potência na operação da máquina. O motor PM é 50% menor em tamanho do que o motor original, ocupando menos espaço e facilitando eventuais manutenções.



Figura 6. Máquina de engomar fios

- Aplicação em torre de refrigeração

Motores PM para torres de refrigeração usam ímãs de terras-raras e têm um grande número de pólos, produzindo elevado binário em baixas rotações, para acoplamento direto. Isso elimina as caixas de redução, diminuindo a necessidade de manutenção e eliminando perdas devido ao acoplamento, que juntamente com a menor perda elétrica do motor PM, eleva o rendimento global do sistema de acionamento.

5. Conclusões

Os motores PM podem ter características construtivas bastante diversas, para atender diferentes aplicações. Devido ao seu alto rendimento, permitem uma significativa redução no consumo de energia em todas as aplicações apresentadas no artigo. Em aplicações de velocidade variável, os motores PM são ainda mais vantajosos, pois eles não necessitam de ventilação forçada nem sobredimensionamento para funcionamento com binário constante. Além disso, à medida que a velocidade é reduzida, o rendimento é menos prejudicado do que no caso dos motores de indução.

Deve ser enfatizado ainda que para aplicações industriais os motores de ímãs de terras-raras podem ser fabricados numa carcaça abaixo do tamanho de carcaça necessário para o motor de indução de mesma potência. Isto leva a uma redução de volume e peso, e também redução nos níveis de ruído e vibração. Uma vez que o motor PM funciona mais frio porque não tem perdas joule no rotor, a temperatura dos rolamentos é menor, aumentando a vida útil.

Referências

- [1] P. Waide, C. U. Brunner, "Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motor-Driven Systems", International Energy Agency (IEA), 2011.
- [2] A. T. de Almeida, F. J. T. E. Ferreira, D. Both, "Technical and Economical Considerations in the Application of Variable-Speed Drives With Electric Motor Systems", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 1, Jan/Feb 2005.
- [3] Catálogo Wmagnet Drive System, <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-wmagnet-drive-system-50015189-catalogo-portugues-br.pdf>
- [4] Catálogo WQuattro, <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-wquattro-50025714-catalogo-portugues-br.pdf>

CONTROLO VETORIAL (FOC) DE UM MOTOR DE INDUÇÃO TRIFÁSICO APLICADO A UM VEÍCULO ELÉTRICO.

I. INTRODUÇÃO

Os motores de indução (MI) com rotor em gaiola de esquilo estão muito disseminados nos atuais sistemas de variação de velocidade (“drives”). A sua simplicidade e robustez, aliadas a baixos preços (comparativamente a outras máquinas) e ampla gama de potências disponíveis, são as principais razões.

A evolução verificada nos domínios da eletrónica de potência e nos sistemas de controlo (em particular, o controlo digital), permitiram aplicar os MI em sistemas de elevado desempenho dinâmico (e.g., controlo de binário e/ou posição), substituindo os motores DC, cujas características dinâmicas e simplicidade de controlo os tornavam a primeira escolha em tais aplicações. Com efeito, as “drives” baseadas em MI apresentam características dinâmicas em tudo semelhantes aos sistemas DC, incluindo a possibilidade de funcionamento nos quatro quadrantes do plano (T, n). No entanto, a complexidade dos conversores e, sobretudo, dos sistemas de controlo é muito mais elevada em AC. O controlo vetorial é o mais usual nas “drives” baseadas nas máquinas AC convencionais (assíncronas e síncronas). Existem outras metodologias também usadas na indústria (e.g., controlo direto do binário – DTC), mas neste trabalho somente o controlo vetorial será abordado. Neste domínio existem diversas variantes, sendo o método mais poderoso e utilizado o controlo por orientação de campo (Field Oriented Control – FOC). Desde finais da década de 60 do século passado, têm vindo a ser desenvolvidos vários métodos de controlo por orientação de campo [1]. Na sua essência, assentam numa filosofia semelhante aos sistemas DC: controlo independente do fluxo magnético e do binário desenvolvido. A sua implementação assenta na consideração de um referencial que gira com velocidade instantânea igual à do campo girante (referencial síncrono), estando alinhado, em qualquer instante, com a posição desse mesmo campo¹.

¹ Poderá ser considerado qualquer um dos campos girantes presentes no motor: estator, entreferro ou rotor.

² De modo a simplificar a representação, na Figura 1 estão somente representados os eixos d.

O mais eficaz é sem dúvida o controlo por orientação do campo do rotor, sendo por isso o mais usual. No entanto, a implementação deste processo em AC é bastante mais complexa: para além dos valores das amplitudes é também necessário o controlo instantâneo da posição relativa dos fasores da expressão anterior, ou seja, é imprescindível o conhecimento, em cada instante, da posição espacial do fluxo do rotor em relação ao estator (i.e., referencial fixado ao estator).

II. ROTOR FOC

A implementação do controlo por orientação de campo rotórico assenta na conversão da máquina polifásica em análise (não necessariamente trifásica), num sistema bifásico equivalente (eixos ortogonais d-q)², definido no referencial síncrono ω_{Ψ_r} . A Figura 1 ilustra os conceitos associados ao controlo por orientação do campo do rotor – Rotor FOC (com base em [2]).

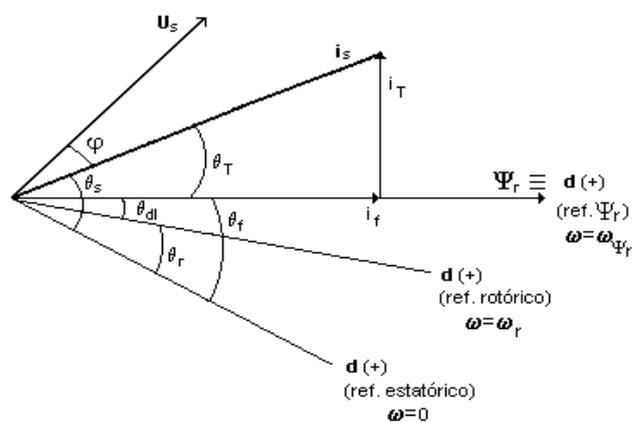


Figura 1. Controlo por orientação do campo do rotor em MI

O Rotor FOC assenta na definição das equações elétricas e magnéticas no referencial síncrono ($\omega_{\Psi_r} = 2\pi f/p$ (rads⁻¹)), sendo a direção do fluxo do rotor alinhada, em cada instante, com o eixo d desse referencial. As partes real e imaginária do fasor espacial corrente estatórica (i_s) são, respetivamente, i_f e i_T , pelo que:

$i_f \rightarrow$ alinhada com Ψ_r , regula o seu valor (eixo d);

$i_T \rightarrow$ desfasada de $\pi/2$ rad. eléctricos em relação a i_f , controla o binário electromagnético desenvolvido (eixo q).

Em regime permanente tem-se:

$$\Psi_r = L_m i_f \quad (1)$$

$$T_{el} = K_T \Psi_r i_T \quad (2)$$

Em termos conceptuais, o controlo é implementado no referencial síncrono. No entanto, o controlador físico (hardware) actua ao nível do referencial do estator, isto é, sobre as tensões e correntes que alimentam o motor (3 fases $\rightarrow (u_a, u_b, u_c), (i_a, i_b, i_c)$). A determinação instantânea de i_f e i_T no referencial estático ($\omega=0$) é fundamental. Uma vez que $\theta_f = \arctg(i_T/i_f)$, a obtenção do valor instantâneo de θ_f é o ponto central (simultaneamente, o mais exigente) na implementação do Rotor FOC.

Rotor FOC – Método Indireto

Sendo esta a metodologia mais usualmente empregue, apresenta-se em seguida o modelo matemático do respetivo algoritmo de controlo. No essencial, θ_f é determinado através da medição de θ_r , e da estimação de θ_{dl} (ver Figura 1).

Considerando a representação no sistema de eixos d-q, no referencial síncrono, as equações elétricas do rotor de um MI com gaiola de esquilo são dadas por:

$$0 = i_{rd} R_r + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - (\omega_{\Psi_r} - \omega_r) \Psi_{rq} \quad (3)$$

$$0 = i_{rq} R_r + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} + (\omega_{\Psi_r} - \omega_r) \Psi_{rd} \quad (4)$$

Sendo: $\Psi_{rd} = \Psi_r$ e $\Psi_{rq} = 0$, as equações anteriores tomam a forma seguinte:

$$0 = i_{rd} R_r + \frac{d\Psi_r}{dt} \quad (5)$$

$$0 = i_{rq} R_r + (\omega_{\Psi_r} - \omega_r) \Psi_r \quad (6)$$

Por outro lado, as equações magnéticas do rotor, definidas no mesmo referencial, tomam a seguinte forma:

$$\Psi_{rd} = \Psi_r = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (7)$$

$$\Psi_{rq} = 0 = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (8)$$

Fixando: $i_{sd} = i_f$ e $i_{sq} = i_T$, vem que:

$$i_{rd} = \frac{\Psi_r - L_m i_f}{L_r} \quad (9)$$

$$i_{rq} = -\frac{L_m}{L_r} i_T \quad (10)$$

Substituindo estas últimas expressões nas equações eléctricas do rotor, obtém-se:

$$i_f = \frac{1}{L_m} (\Psi_r + T_{r0} \frac{d\Psi_r}{dt}) \quad (11)$$

$$i_T = \frac{1}{L_m} T_{r0} (\omega_{\Psi_r} - \omega_r) \Psi_r \quad (12)$$

[T_{r0} : constante de tempo do rotor c/ o estator em circuito aberto]]

Com base nas equações magnéticas do estator, também definidas no referencial ω_{Ψ_r} , o binário electromagnético instantâneo é dado por:

$$T_{el} = \frac{3}{2} p (\Psi_{sd} i_{sq} - \Psi_{sq} i_{sd}) = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_r} \Psi_r i_T \quad (13)$$

Assim, a velocidade associada ao deslizamento, ω_{dl} , expressa em função de T_{el} e Ψ_r é dada por:

$$\omega_{dl} = \omega_{\Psi_r} - \omega_r = \frac{L_m}{T_{r0}} \frac{i_T}{\Psi_r} = \frac{2R_r T_{el}}{3p \Psi_r^2} \quad (14)$$

O campo girante do rotor gira com velocidade igual a ω_{ψ_r} , relativamente ao referencial estático. Desta forma, considerando um instante t_0 , tal que: $\theta_f(t_0)=\theta_{r0}$; $\theta_r(t_0)=\theta_{r0}$; $\theta_{dl}(t_0)=\theta_{dl0}$, tem-se:

$$\theta_{dl}(t) = \theta_{dl}(t_0) + \int_{t_0}^t \omega_{dl} dt \quad (15)$$

Através da velocidade instantânea do rotor (ω_r), obtém-se:

$$\theta_r(t) = \theta_r(t_0) + \int_{t_0}^t \omega_r dt \quad (16)$$

O valor de θ_f é então obtido através de (ver Figura 1):

$$\theta_f(t) = \theta_{dl}(t) + \theta_r(t) \quad (17)$$

A conversão entre as mesmas grandezas definidas nos referenciais estático e síncrono é efetuada através da transformada de Park. Atendendo à ausência das componentes homopolares (dado que, usualmente, não existe condutor neutro nos MI), esta transformada é dada por:

$$\begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin\theta_e & \sin(\theta_e - \frac{2}{3}\pi) & \sin(\theta_e + \frac{2}{3}\pi) \\ \cos\theta_e & \cos(\theta_e - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta_e + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (18)$$

III. SIMULAÇÃO

O modelo de simulação utilizado baseia-se no conteúdo do bloco “*Field Oriented Control Induction Motor Drive*”, integrado na “*Electric Drives Library*” do MATLAB/SIMULINK. Existem diversas limitações a considerar, sendo de referir:

- As perdas do conversor de potência não são consideradas;
- O modelo do motor não inclui as perdas no ferro;
- Não é possível efetuar frenagens regenerativas, somente dissipativas (i.e., sem recuperação de energia).

Em síntese, o modelo do sistema da cadeia de potência do veículo inclui somente a drive do motor e a transmissão mecânica. Deste modo, a tónica principal será dada ao desempenho do controlador, baseado no Rotor FOC (indireto). Na figura 2, está representado o modelo considerado da cadeia de potência do veículo.

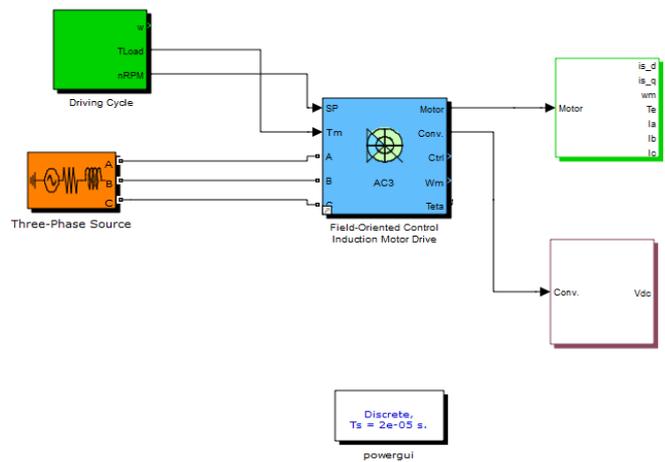


Figura 2. Modelo dinâmico do veículo

Os principais blocos são o “*Driving Cycle*” (a verde, inclui o ciclo de condução pré-definido e os modelos do veículo e da transmissão) e o “*Field Oriented Control Induction Motor Drive*” (a azul, representa a drive do motor de indução).

Ciclo de condução + Modelo do veículo (dinâmico e transmissão)

Para a implementação dos modelos da transmissão mecânica e da dinâmica do veículo, recorreu-se à *toolbox* “*QuasiStatic Simulation Toolbox*” (QSS TB), desenvolvida por [3], em ambiente MATLAB/SIMULINK. Esta *toolbox* foi especificamente desenvolvida para a modelização de veículos híbridos e elétricos, com os seguintes elementos: ciclos de condução, modelo dinâmico do veículo, transmissão mecânica, motor de combustão interna e motor elétrico, baterias, super-condensadores e células de combustível (*fuel-cells*). Na figura 3 estão representados os elementos utilizados neste trabalho.

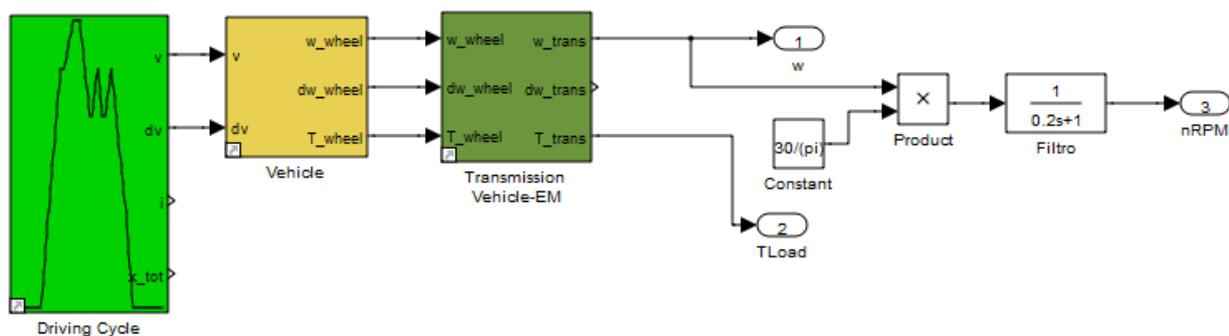


Figura 3. Ciclo de condução e modelo do veículo (dinâmica + transmissão)

A potência instantânea pedida ao MI ($T_{load} \cdot \omega_r$) é calculada com base no ciclo de condução selecionado, no comportamento dinâmico do veículo (considera o atrito resultante do contacto roda-pavimento e a resistência aerodinâmica do ar, em deslocamentos planos) e num sistema de transmissão mecânico com uma razão constante.

A equação seguinte corresponde ao modelo dinâmico do veículo:

$$M_t \frac{dv(t)}{dt} = F_d(t) - M_t g C_r - \frac{1}{2} \rho C_w A v(t)^2 \quad (19)$$

M_t Massa do veículo + massa equivalente dos elementos móveis;

$v(t)$ Velocidade instantânea do veículo, (direção longitudinal);

$F_d(t)$ Força motora (instantânea) aplicada ao veículo, segundo a direção longitudinal;

g Aceleração gravítica [$9.8 \text{ m} \cdot \text{s}^{-2}$];

C_r, C_w Coeficiente de atrito de rolamento; coeficiente de atrito aerodinâmico;

$\rho; A$ Densidade do ar [$1.294 \text{ kg}/\text{m}^3$]; superfície frontal do veículo.

O 1º membro representa a força de inércia associada à aceleração do veículo, considerando também a variação da energia cinética acumulada nos componentes do veículo animados de movimento rotativo (*Massa equivalente dos elementos móveis – Tabela 3*).

Com efeito, tais variações da energia cinética são suportadas pelo motor.

Os parâmetros do veículo e do sistema de transmissão considerados estão indicados, respetivamente, nas Tabelas 1 e 2:

Tabela 1. Parâmetros do veículo

Massa (kg)	350
Massa equivalente dos elementos móveis (%)	5
Secção Transversal (m^2)	1,5
Diâmetro da roda (m)	0,3
Coeficiente de atrito aerodinâmico	0,3
Coeficiente de atrito de rolamento	0,008

Tabela 2. Parâmetros da Transmissão Mecânica

Razão de transmissão	4
Rendimento (%)	98
Idling losses by friction (W)	10
Velocidade da roda acima da qual são geradas perdas (rad/s)	1

Na figura 4 está representado o modelo da drive do MI3 (conversor de potência + controlador + Motor de indução).

É visível a cadeia de transmissão de potência (conversor + motor de indução), bem como o controlador de velocidade e o controlador vetorial – bloco “F.O.C.”. O valor de referência do fluxo do rotor (Flux^*)³ é gerado pelo controlador de velocidade.

³ O símbolo * está associado à representação das grandezas de referência.

Drive do motor de indução trifásico

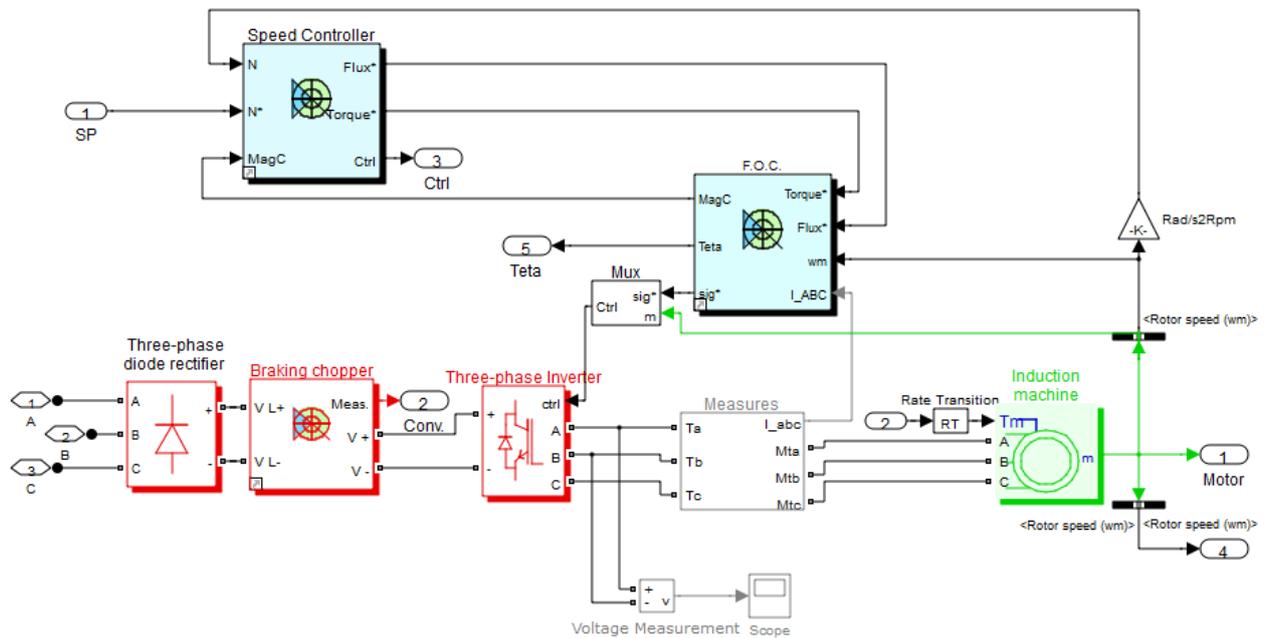


Figura 4. Estrutura da drive: conversor(vermelho), motor (verde) e controlador (azul)

Deste modo, é definida a gama de velocidades associada a fluxo constante (binário máximo constante) e a zona de enfraquecimento de campo (potência constante), de acordo com a figura 5:

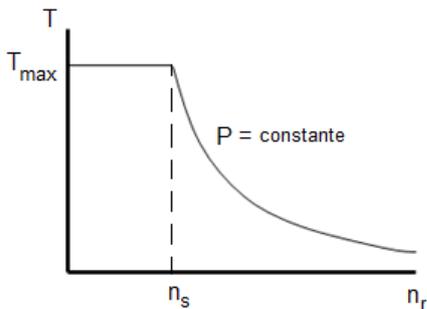


Figura 5. Zonas de funcionamento do MI: Fluxo constante (Baixas velocidades) e enfraquecimento de campo (Elevadas velocidades)

O conversor é do tipo fonte de tensão (*Voltage Source Inverter – VSI*), usual para a potência do motor considerado. É composto por um retificador não controlado (ponte de díodos – *Three-phase diode rectifier*) um andar DC intermédio (incluído no bloco “*Braking chopper*”) e um inversor (*Three-phase inverter*), cuja tensão de saída é regulada por PWM (*Pulse Width Modulation*). Neste caso, a fonte externa da figura 2 e o retificador representam, de modo muito simplificado, a bateria do veículo.

Existe a possibilidade de funcionamento nos 4 quadrantes, através de frenagens dissipativas (i.e., não é possível a recuperação da energia cinética do veículo): com efeito, há somente uma resistência de frenagem (bloco “*Braking chopper*”), onde se dá a dissipação da referida energia cinética. Com vista a evitar sobretensões na alimentação do inversor (V_{dc}) devido a desacelerações bruscas ou velocidades excessivas nas descidas. A ação frenante associada à resistência é regulada através de um controlador histerético de tensão (ON se $V_{dc} \geq V_{max}$; OFF se $V_{dc} \leq V_{min}$).

A Tabela 3 contém os parâmetros do MI considerado.

Tabela 3. Parâmetros do motor de indução (7.5 kW; 400 V; 13 A; 50 Hz; 4 pólos; 1440 rpm)

[Rs; Rr] (Ω)	[0,7384; 0,7402]
[Ls; Lr] (H)	[127,14; 127,14]*10 ⁻³
[ls; lr] (H)	[3,045; 3,045]*10 ⁻³
Lm (H)	124,1*10 ⁻³
J(kg m ²)	0,0343

Rotor FOC

A Figura 6 ilustra o conteúdo do bloco “F.O.C.”, onde é implementado o algoritmo da secção 2.1.

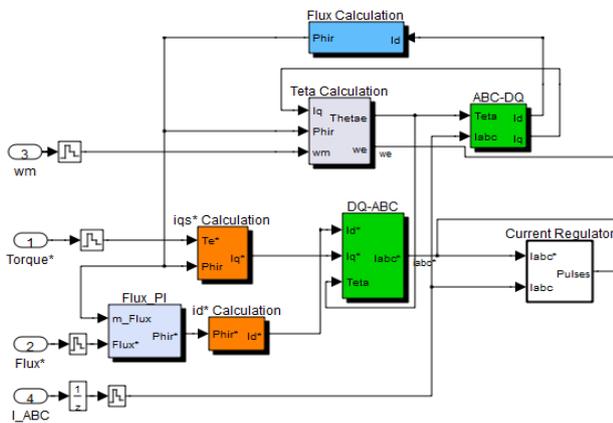


Figura 6. Implementação do Rotor FOC (indireto)

É bem visível o desacoplamento da regulação do fluxo rotórico e do binário: através do controlador PI do fluxo do rotor (“Flux_PI”) é gerado o sinal Phir^* , sendo calculado o valor de referência Id^* através de (1).

O bloco “ iqs^* Calculation” determina a referência da corrente associada ao binário (Iq^*), com base em (2).

Os blocos a verde estão associados à transformada de Park no referencial síncrono (ABC-DQ) e respetiva inversa (DQ-ABC). Neste referencial, o fluxo instantâneo do rotor é regido por (11); o seu valor é obtido através do bloco “Flux Calculation”.

Finalmente, ω_{dl} e θ_f são calculados no bloco “Teta_Calculation”, através de, respetivamente, (14) e (17).

O *duty-cycle* do trem de impulsos aplicado aos terminais das “gates” dos IGBTs do inversor é regulado em função da diferença entre labc^* e labc – bloco “Current Regulator”.

Análise de Resultados

Nas figuras 7-10 estão representados os resultados obtidos, para o ciclo de condução considerado (Japan: 11-Mode).

A figura 7 ilustra as referências de velocidade (ciclo de condução) e binário (eixo motor), bem como o desempenho do M13.

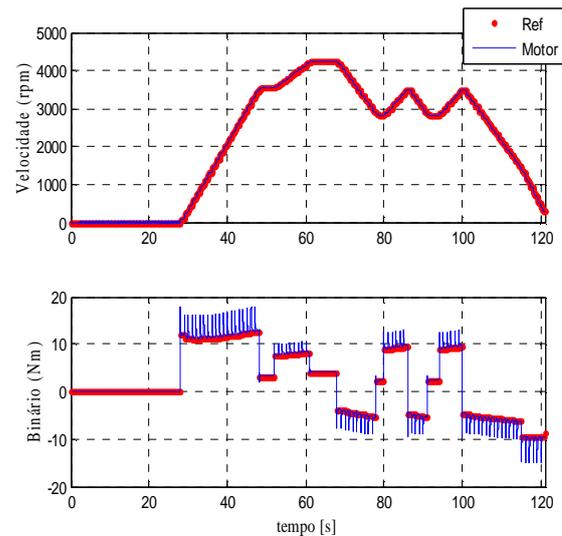


Figura 7. Perfil de velocidade e binário

A velocidade rotórica segue de modo muito fiel a referência pretendida. Naturalmente, tal resulta do facto do perfil do binário motor desenvolvido seguir a respetiva referência (modo motor: valores positivos; frenagem: valores negativos).

É de salientar o “ripple” existente nos intervalos de aceleração e desaceleração: sendo uma componente de alta frequência, o momento de inércia do sistema (motor+transmissão+carga) atenua quase na totalidade a influência desta componente, o que é visível no perfil de velocidade obtido.

As influências de Id e Iq (referencial síncrono) sobre, respetivamente, o fluxo rotórico e o binário desenvolvido estão bem evidenciadas na Figura 8.

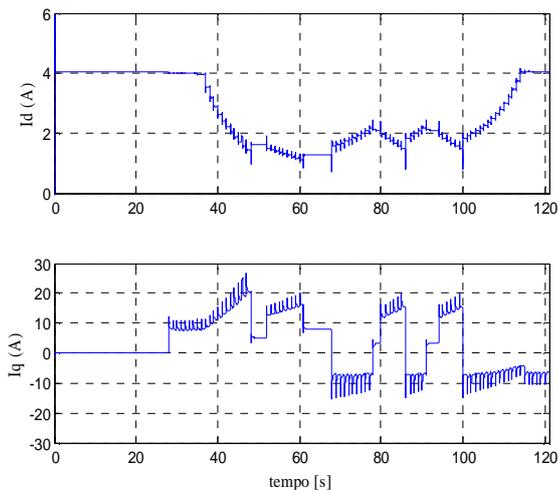


Figura 8. Perfis de I_d e I_q (referencial síncrono)

A fronteira entre zona de “fluxo constante” e „enfraquecimento de campo” é definida pela velocidade de sincronismo do motor (n_s) – neste caso, 1500 rpm. Observa-se o valor constante de I_d para $n_r < 1500$ rpm. Para valores superiores da velocidade (zona de enfraquecimento de campo), I_d varia de forma inversamente proporcional à velocidade. Por seu turno, é visível a semelhança entre os perfis de I_q e do binário desenvolvido: naturalmente, na zona de enfraquecimento de campo, I_q tende a desviar-se do perfil do binário, de modo a compensar a diminuição do fluxo rotórico, de acordo com (2).

Para o ciclo de condução seleccionado, a potência instantânea é inferior à potência nominal do motor seleccionado (Figura 9).

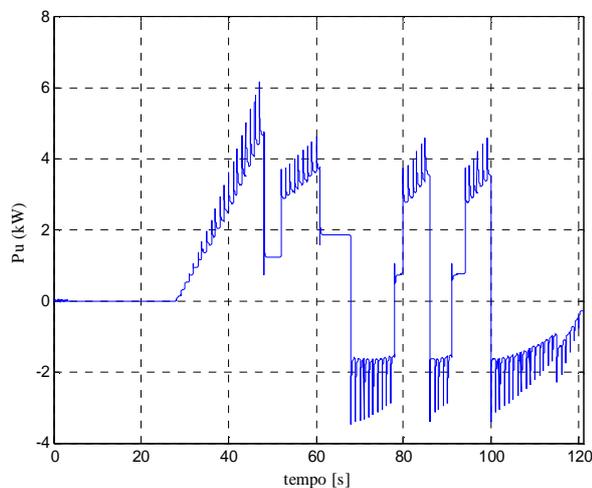


Figura 9. $P_{\text{útil}}$ do motor

No entanto, tratando-se de regimes dinâmicos, é necessária uma análise mais profunda relativamente às condições de funcionamento do motor. A título de exemplo, na Figura 10 é patente o risco de danos causados pelos efeitos térmicos, atendendo aos intervalos em que a corrente se encontra entre 20 A e 30 A (altas velocidades). Notar que o valor da corrente de pico nominal do motor é igual a: $\sqrt{2} \cdot 13 = 18,4$ A).

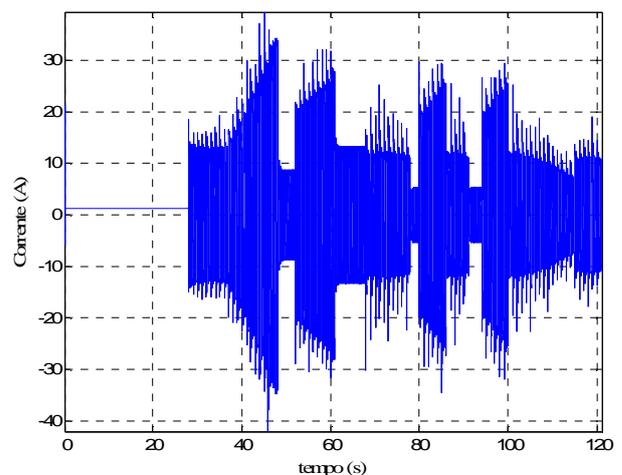


Figura 10. Corrente absorvida pelo motor

A escolha da classe de isolamento do motor e a necessidade de inclusão de ventilação forçada deverão ser devidamente ponderadas. As solicitações mecânicas nas altas velocidades (nomeadamente, nos rolamentos) é outro fator a ser analisado.

Por outro lado, o motor é submetido a uma gama de potências bastante ampla. Torna-se importante caracterizar o rendimento da máquina em múltiplos regimes de funcionamento tanto em modo motor como em frenagem. Os mapas de eficiência são usualmente empregues com este fim.

Na Figura 11 está representado o mapa da máquina usada (modo motor – 1º quadrante), bem como os regimes de funcionamento impostos pelo ciclo de condução escolhido (vermelho). De referir que as perdas no ferro do motor foram aqui incluídas.

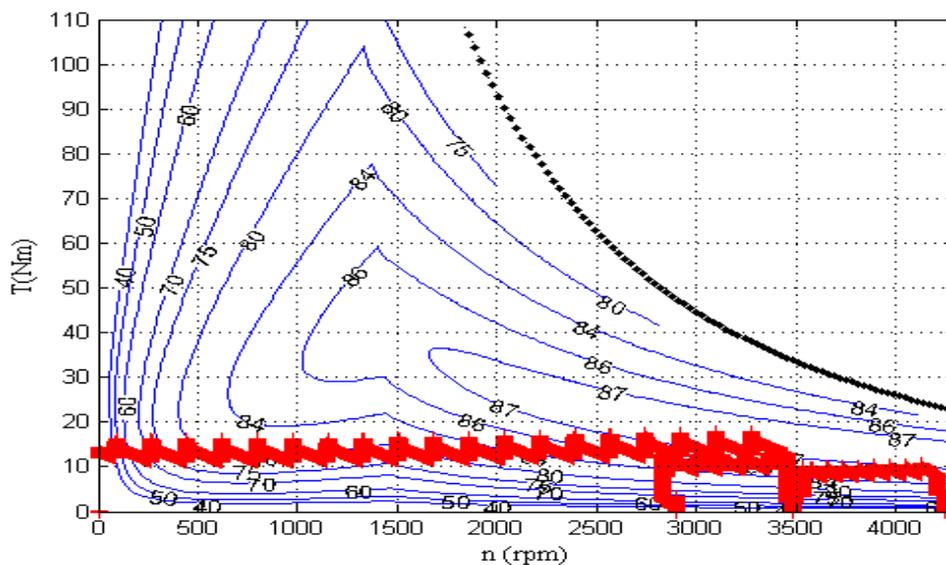


Figura 11. Mapa de eficiência do MI3 e pontos de funcionamento

Neste caso, o motor funciona com rendimentos relativamente elevados, em quase todo o ciclo de condução. As zonas de rendimentos mais baixos situam-se nas baixas velocidades, com cargas baixas. Dependendo das características dos ciclos de condução e da razão de transmissão, o motor poderá funcionar preponderantemente em tais zonas. Nesses casos, com vista a melhorar o rendimento da máquina, duas opções poderão ser consideradas:

-Optar por um sistema de transmissão com múltiplas razões;

-Incluir algoritmos de otimização de fluxo, uma vez que a principal razão dos baixos rendimentos nas zonas referidas se deve ao valor demasiado elevado do fluxo magnético, face ao binário exigido [4].

IV. CONCLUSÕES

Neste artigo procurou-se incidir nos princípios de base do controlo vetorial por orientação do campo rotórico, aplicado aos motores de indução trifásicos. Os níveis de exigência dinâmica associados aos sistemas de tração dos veículos elétricos são muito elevados (e.g., funcionamento nos 4 quadrantes, múltiplos regimes de funcionamento com variações mais ou menos bruscas, rendimentos distintos).

Como tal, a opção por um MI3 (ou outras máquinas elétricas) só é viável através de sistemas de controlo capazes de dotarem as máquinas de comportamentos dinâmicos que estejam à altura de tais exigências – o controlo vetorial (Rotor FOC) é a opção mais usual, no caso das “drives” AC convencionais. Com base num modelo de simulação, apresentou-se um exemplo de aplicação num veículo elétrico, procurando também evidenciar algumas das condições de funcionamento da máquina elétrica, e respetivos impactos sobre a mesma. Por último, é de frisar o carácter introdutório com que se procuraram abordar estes assuntos; é essa a perspetiva com que se pretende que este artigo seja encarado.

Referências

- [1] Marques, Gil (1999). “Controlo de Motores Eléctricos”, IST.
- [2] Krishnan, R. (2001). Electric Motor Drives – Modeling, Analysis and Control (1 edition), Prentice Hall, ISBN 13: 978-0130910141.
- [3] Guzzella, L., & Amstutz, A. (2005), The QSS Toolbox Manual, Measurement and Control Laboratory –Swiss Federal Institute of Technology Zurich.
- [4] P. Melo, R. d. Castro, and R. E. Araújo, “Evaluation of an Energy Loss-Minimization Algorithm for EVs Based on Induction Motor”, Induction Motors - Modelling and Control, Intech (2012)

MANUTENÇÃO E DIAGNÓSTICO DE AVARIAS EM MOTORES DE INDUÇÃO TRIFÁSICOS.

Resumo

Os motores de indução trifásicos são usados na maioria dos sistemas eletromecânicos, pelo que a sua manutenção reveste-se de enorme importância. A monitorização contínua dos equipamentos é o elemento chave dos atuais sistemas de manutenção condicionada. A análise espectral da corrente absorvida pelo motor está muito implantada na indústria, mas apresenta várias limitações. Diversos métodos de deteção e diagnóstico de avarias têm sido desenvolvidos, baseados nas múltiplas grandezas que caracterizam o funcionamento do motor. A análise no domínio das frequências, com recurso a técnicas de processamento digital de sinal, tem sido bastante explorada. Este artigo pretende focar-se nas principais causas e métodos de diagnóstico de avarias no estator e rotor dos motores de indução.

1. Introdução

Os motores elétricos são elementos centrais em qualquer processo industrial atual. Na União Europeia, a sua utilização está associada a cerca de 70% da energia consumida no sector industrial. Em Portugal, verifica-se um valor semelhante para o mesmo sector, sendo que 30% do total de energia elétrica consumida no país é da responsabilidade dos motores elétricos [1]. Neste contexto, os motores de indução trifásicos (MI3) assumem uma importância determinante: cerca de 90% dos motores de corrente alternada utilizados são deste tipo, em particular, a variante de gaiola de esquilo.

Compreende-se a importância dos níveis de fiabilidade destas máquinas, ao longo do seu tempo de vida útil, na generalidade dos processos produtivos. A variedade de ambientes (mais ou menos agressivos), associada às condições de funcionamento dos motores, são os principais fatores que estão na origem do aparecimento de avarias: para além dos inconvenientes que podem surgir em termos produtivos, estão normalmente associadas à redução do tempo de vida útil dos motores [2].

Os dispositivos de proteção convencionais dos motores elétricos atuam somente após a ocorrência de falhas [3] (e.g., relés & disjuntores magneto-térmicos: curto-circuitos entre fases ou fase-terra, sobrecargas, defeitos à terra, flutuações e desequilíbrios nas tensão; fusíveis: curto-circuitos; proteções diferenciais: contra contactos indiretos). Se forem graves, tal implicará interrupções nos processos de fabrico, podendo também provocar danos noutros componentes dos sistemas eletromecânicos onde os motores se inserem. Naturalmente, os custos associados poderão ser avultados, tanto em equipamentos como, mais grave ainda, em vidas humanas.

Deste modo, a deteção antecipada de possíveis avarias reveste-se de enorme importância: redução dos custos de manutenção e tempos de interrupção, aumentando a fiabilidade e o tempo de vida útil dos motores e respetivos acionamentos [2]. Atualmente, o diagnóstico e deteção de avarias assenta na monitorização não intrusiva dos componentes do sistema, conjugadas com técnicas de processamento digital de sinal, cuja análise permite a identificação de múltiplas avarias no motor.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: A Secção 2 apresenta alguns conceitos gerais sobre manutenção condicionada de motores elétricos. Na Secção 3 descrevem-se os principais tipos de avarias em MI3. A Secção 4 incide sobre as avarias elétricas mais frequentes: falhas nos enrolamentos do estator e quebra de barras no rotor. São também abordados alguns dos métodos mais relevantes que têm sido aplicados na sua deteção. A Secção 5 refere-se a duas técnicas aplicadas na deteção e diagnóstico de falhas, realçando as suas vantagens e limitações: a transformada rápida de Fourier (FFT) e a transformada de Park. Na Secção 6 são apresentados os resultados de algumas simulações de avarias e respetivo diagnóstico, com base nas técnicas anteriores. Finalmente, a Secção 7 contém as conclusões finais.

2. Manutenção Condicionada em Motores Elétricos

Tradicionalmente, as ações de manutenção em motores elétricos baseavam-se em métodos intrusivos (e.g., ensaios de isolamento à massa, medição da temperatura e da resistência dos isolantes & índice de polarização, ensaios de continuidade elétrica, análise de lubrificantes, etc). Estas técnicas são normalmente implementadas nos períodos de paragem das máquinas, no âmbito de operações de manutenção preventiva sistemática [4].

Nos últimos anos, os sistemas de diagnóstico e deteção de avarias têm sido alvo de consideráveis desenvolvimentos, assentes na manutenção condicionada ou preditiva: a monitorização contínua do estado da máquina durante o seu tempo de vida útil (idealmente, também dos restantes componentes do acionamento), de modo não intrusivo, permite a identificação de falhas numa fase inicial, ou mesmo a previsão do seu aparecimento.

São vários os benefícios da sua aplicação: aumento da eficiência dos processos, diminuição de paragens não planeadas, aumento da vida útil dos equipamentos e, igualmente importante, o registo detalhado das falhas ocorridas nas máquinas [3], [4].

Na Figura 1 está representada a estrutura básica destes sistemas (retângulo cinzento).

Os programas de manutenção condicionada utilizados na indústria assentam na medição e análise de múltiplas grandezas (e.g., mecânicas, elétricas, térmicas, etc.). A utilização de técnicas de processamento digital de sinal tem revelado um enorme potencial no diagnóstico de avarias (e.g., tensões, correntes, fluxos magnéticos, descargas parciais, vibrações, velocidade, binário).

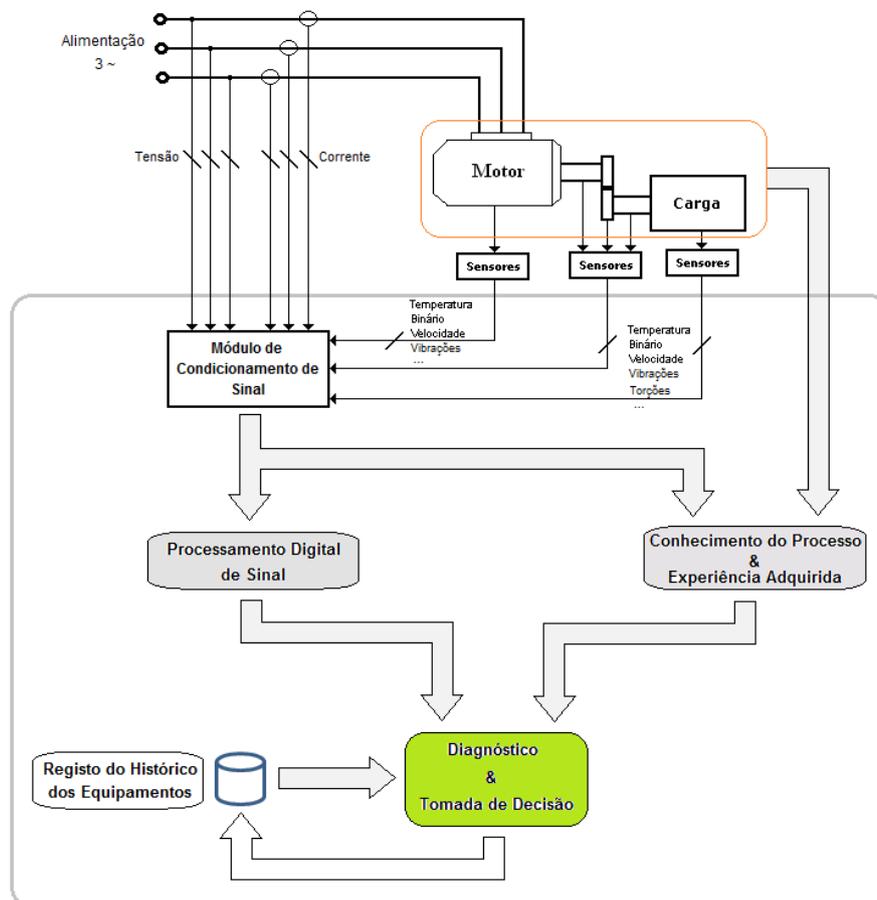


Figura 1. Deteção e diagnóstico de avarias em sistemas eletromecânicos

Atualmente, os sistemas industriais de diagnóstico de avarias de motores elétricos assentam na análise espectral das correntes absorvidas – *Motor Current Signature Analysis (MCSA)*. No entanto, há algumas limitações a considerar na sua aplicação, sendo de salientar:

- As características da máquina (e.g., assimetrias construtivas no estator e rotor, saturação magnética) podem levar a alterações no sinal da corrente, semelhantes à ocorrência de certas falhas, introduzindo erros nos diagnósticos de detecção de falhas [3];
- Em regimes transitórios de funcionamento ou se o motor é alimentado através de um conversor de frequência.

A disseminação das técnicas de análise dos sinais das grandezas do motor deve muito ao desenvolvimento e variedade de sensores atualmente disponíveis (e.g., fluxos magnéticos radiais e axiais, velocidade e posição do rotor, binário, vibrações, temperatura, etc.), bem como dos sistemas de aquisição de dados e técnicas de processamento de sinal.

Deste modo, torna-se possível a detecção de múltiplas avarias no motor, através de uma monitorização de “largo espectro” [5], [6].

Os conversores de potência utilizados no controlo dos motores fomentam o aparecimento de avarias, limitando o seu tempo de vida útil. As técnicas de detecção de avarias atualmente mais usadas foram concebidas no âmbito de alimentações sinusoidais. Deste modo, o desenvolvimento de sistemas de detecção de falhas vocacionados para alimentações não sinusoidais reveste-se de extrema importância.

3. Tipos de Avarias em Motores de Indução [7]

As principais avarias em motores elétricos estão fundamentalmente associados a falhas mecânicas e elétricas – causas internas. Existem também avarias com origens externas ao motor; a disseminação dos conversores de potência na sua alimentação contribui para o aumento das avarias. Na Tabela 2 são referidas as avarias mais frequentes.

Tabela 2. Tipos de Avarias em MI

Avarias Eléctricas	Avarias Mecânicas	Avarias com Origem Exterior
Curto-circuitos entre fases ou entre espiras de enrolamentos – falhas de isolamento eléctrico.	Barras rotóricas partidas e/ou Anéis partidos das extremidades das gaiolas rotóricas.	Sobretensões, subtensões e desequilíbrios nas tensões de alimentação do motor.
Curto-circuitos entre fases ou entre espiras de enrolamentos – falhas de isolamento eléctrico.	Danificação do circuito magnético do motor (deteriorização das propriedades magnéticas em consequência de temperaturas elevadas, ambientes agressivos, etc)	Arranques intempestivos ou cortes na alimentação.
Ligações erradas entre enrolamentos.	Entreferros não uniformes.	Sobrecargas e/ou perda de uma ou mais fases.
Resistência elevada no contacto entre condutores de bobinas da mesma fase.	Falhas nos rolamentos.	Má selecção do motor.
Circulação de correntes nos rolamentos e no veio – motores alimentados através de conversores de potência.	Deslocamento do veio: axial, radial (excentricidades), desalinhamentos.	Falhas nos componentes mecânicos de transmissão de potência (e.g., correias, engrenagens).
Problemas na ligação à terra.	Veios torcidos.	Avarias no conversor de potência que alimenta o motor.

A figura 2 apresenta o peso relativo das avarias nos principais constituintes do motor, com base em dois estudos, efetuados em ambiente industrial [8]: o primeiro, pelo *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), sendo o segundo da responsabilidade do *Electric Power Research Institute* (EPRI).

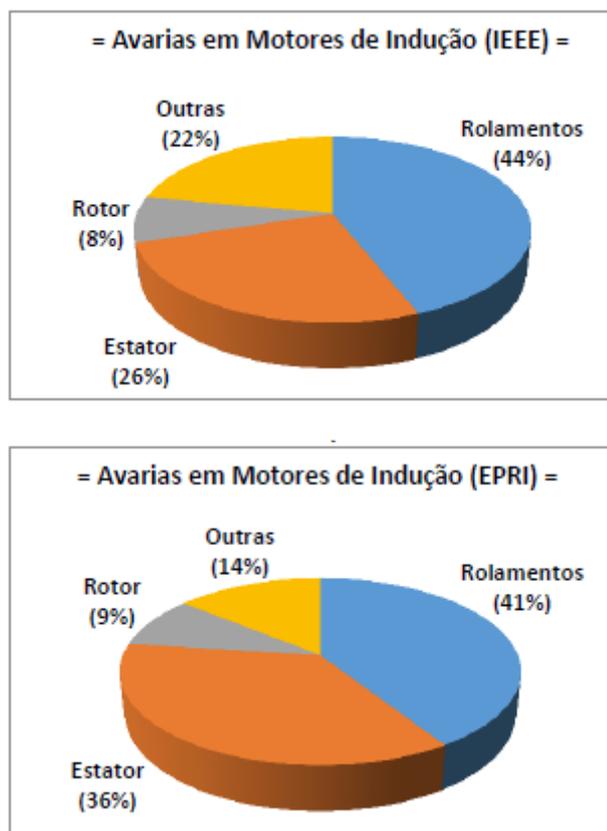


Figura 2. Distribuição das avarias pelos principais componentes do motor

Levantamentos adicionais permitiram reduzir o peso da incerteza das causas de avarias (“Outras”), evidenciando que as falhas nos rolamentos correspondem a mais de 50% do total de avarias, enquanto as do estator situam-se em cerca de 20% [9].

Não obstante algumas discrepâncias, todos os resultados evidenciam que as falhas mais frequentes ocorrem nos rolamentos e no estator, principalmente, no isolamento dos seus enrolamentos.

4. Métodos de Detecção de Avarias

Nesta secção, apresenta-se as principais causas das avarias nos enrolamentos do estator e nas barras e anéis rotóricos, seguida de uma descrição dos métodos atuais mais relevantes na sua deteção.

4.1. Avarias em enrolamentos estatóricos

As avarias no estator podem ocorrer na sua estrutura magnética (e.g., correntes de circulação entre lâminas ou entre enrolamentos e o circuito magnético), na carcaça do motor (correntes de fugas para a terra) ou nos enrolamentos estatóricos (e.g., deterioração/envelhecimento dos materiais isolantes, deslocamento de condutores, etc.). Em todos os casos, as avarias estão sempre associadas a falhas nos isolantes, em particular, entre as espiras que compõem as bobinas dos enrolamentos.

Para além de boas propriedades dielétricas (e.g., elevada rigidez dielétrica e perdas reduzidas), os materiais isolantes requerem também características complementares, tais como tolerância a temperaturas e respetivas variações, a esforços mecânicos (forças, vibrações e conseqüente desgaste por abrasão (e.g., testas das bobinas)), bem como a ambientes quimicamente agressivos (contaminação & corrosão) [10]. O próprio processo de colocação das espiras que compõem os enrolamentos de fase do motor poderá alterar as propriedades dos materiais isolantes: em certos casos, os impactos sofridos nesta fase são superiores àqueles que se verificam no funcionamento posterior do motor [11]. Todas estas solicitações afetam, em maior ou menor grau, o processo de envelhecimento dos isolantes do motor.

São bem conhecidos os efeitos das temperaturas elevadas: trata-se de um dos principais fatores responsáveis pelas avarias nos isolantes. Situações extremas poderão levar a que aqueles materiais derretam – tais avarias ocorrem em intervalos de tempo muito curtos, uma vez que as subidas de temperatura ocorrem muito rapidamente (e.g., curto-circuitos).

Funcionamentos com temperaturas elevadas (mas abaixo dos casos anteriores), durante intervalos de tempo longos, são o principal motivo do envelhecimento precoce dos isolantes: dão-se alterações químicas nos materiais, tornando-os quebradiços. Por outro lado, a expansão dos enrolamentos de cobre dá-se de um modo distinto dos materiais isolantes que os revestem, pelo que estes são também submetidos a esforços mecânicos deteriorantes [12]. As falhas daí decorrentes contam-se entre as mais frequentes, normalmente manifestando-se a médio/longo prazo. Com exceção das perdas por ventilação, as restantes perdas no interior do motor (perdas por efeito de Joule, magnéticas, mecânicas e adicionais) contribuem para o valor da temperatura máxima atingida no seu interior. Como tal, os fatores de serviço impostos ao motor, bem como as respetivas durações temporais, são determinantes na ocorrência destas avarias.

Um outro fenómeno igualmente responsável pelo envelhecimento dos materiais isolantes são as descargas parciais (arcos elétricos que surgem no interior do próprio isolante ou entre condutores e isolantes, devido a distribuições não uniformes do campo elétrico que excedem a sua rigidez dielétrica). Tipicamente, ocorrem em motores de alta tensão (>2300 V) ou quando alimentados através de inversores [10]. As descargas parciais são responsáveis pela deterioração progressiva dos materiais isolantes; a sua deteção é difícil, uma vez que são caracterizadas por amplitudes baixas com períodos muito curtos [10]. No entanto, a sua monitorização é de extrema importância, uma vez que é um meio eficaz de verificar o nível de envelhecimento dos isolantes [10], [12].

4.1.1. Deteção de Avarias

As falhas de isolamento podem ter consequências muito nefastas, tanto ao nível do processo em curso e impactos económicos, como, principalmente, na segurança dos operadores. Várias técnicas de diagnóstico têm sido desenvolvidas, baseadas em diferentes abordagens. A sua aplicação depende de vários fatores: potência nominal e custo do motor, impacto da avaria, etc.

Alguns dos métodos mais usuais são descritos em [13], [14], sendo de destacar: utilização da matriz de impedâncias do motor, análise da potência elétrica instantânea e análises espectrais (tensões, correntes, binário eletromagnético, fluxo magnético axial). Esta última referência apresenta uma descrição bastante exaustiva das causas de avarias em enrolamentos estáticos de motores de indução e respetivos métodos de diagnóstico.

Há a distinguir os métodos intrusivos – que requerem a paragem do motor (Off-line) –, dos métodos não intrusivos (On-line):

- **Off-Line**

Com vista a identificar o estado dos materiais isolantes, os ensaios mais comuns são os seguintes: medição da resistência óhmica, rigidez dielétrica, capacidade entre condutores estáticos e o circuito magnético do estator ligado à terra e o fator de perdas do dielétrico ($\tan(\delta)$). Podem ser também realizados ensaios de impulsos (e.g., ondas de choque) e ensaios de descargas parciais. Os diferentes ensaios permitem efetuar análises complementares aos isolantes; o maior inconveniente da sua realização é o facto de serem intrusivos e de colocar o motor fora de serviço [10]. Por estes motivos, os ensaios on-line, não intrusivos, têm merecido um maior interesse.

- **On-Line**

A monitorização da temperatura dos enrolamentos estáticos é a forma mais evidente de analisar o estado e/ou risco de deterioração dos seus isolantes. Tal poderá ser conseguido através da inclusão de termopares nos próprios enrolamentos (em motores de grande potência), ou através de câmaras termográficas. Complementarmente, é possível detetar avarias em partes específicas do motor, através de aumentos anormais da temperatura (locais ou globais) – e.g., avarias no sistema de ventilação, pontos mais quentes da máquina, etc. Como tal, o recurso à termografia tem-se revelado um instrumento valioso na deteção de avarias (não apenas no estator).

A monitorização on-line das descargas parciais é uma forma bastante eficaz de antecipação de avarias resultantes do envelhecimento dos isolantes estatóricos [10], [15]. Uma das consequências das descargas parciais nos enrolamentos estatóricos é a produção de ozono, pelo que a monitorização da sua concentração indicia o aparecimento destas avarias. No entanto, este fenómeno tende a ocorrer pouco antes de surgir a avaria, por isso deve ser usado de forma complementar [7], [10]. Sendo necessária a instalação de sensores e equipamentos específicos, somente em motores de grande potência (tensões nominais elevadas) será justificável esta monitorização.

4.2. Barras rotóricas partidas

Este tipo de falhas estão normalmente associadas a barras rotóricas partidas ou anéis de extremidade danificados. As principais causas devem-se aos seguintes fenómenos [13]:

- Sobrecargas térmicas e/ou distribuições não uniformes de temperatura na gaiola;
- Ruído e vibrações, forças eletromagnéticas excessivas sobre as barras e anéis (e.g., esforços de torção);
- Imperfeições de construção (e.g., assimetrias na distribuição das barras);
- Perturbações dinâmicas causadas pelas cargas acionadas e/ou pelos ciclos de funcionamento;
- Causas ambientais (e.g., corrosão);
- Falhas mecânicas (e.g., problemas nos rolamentos, separação de lâminas do circuito magnético do rotor, etc.).

Quando ocorrem, o motor poderá funcionar ainda por algum tempo, sem que se manifestem consequências extremas sobre a máquina.

A quebra de uma barra impede a circulação de corrente nesse trajeto; se existirem correntes entre barras, a deteção desta avaria torna-se muito mais difícil, uma vez que tais correntes atenuam o desequilíbrio provocado pelas barras partidas [7].

4.2.1. Deteção de Avarias

A deteção destas avarias implica que o motor esteja a funcionar em carga (em vazio, as correntes rotóricas são praticamente nulas).

A análise espectral da corrente absorvida pelo motor tem-se revelado como uma ferramenta eficaz de deteção deste tipo de avarias, contrariamente ao que sucede no caso das falhas estatóricas.

A quebra de uma barra rotórica implica uma alteração na distribuição das correntes nas restantes barras – aumenta a corrente nas barras adjacentes [7].

Surgem interações entre campos e correntes rotóricas que originam componentes alternadas no binário desenvolvido, provocando oscilações na velocidade (dependentes da inércia da carga acionada). Em consequência, surgem componentes das correntes no estator, cujas frequências (f_b) se situam em torno da frequência fundamental [16]:

$$f_b = f_s(1 \pm k2s), \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (1)$$

Normalmente, atendendo à atenuação provocada pela inércia da carga sobre estes fenómenos, as frequências laterais ($\pm 2sf_s$) são as mais significativas. Por outro lado, a relação entre as amplitudes destas componentes e a amplitude da componente fundamental da corrente, reflete a gravidade da falha ocorrida [5], [17].

5. Técnicas de Deteção e Diagnóstico de Avarias

5.1. Técnicas de Processamento de Sinal

Atualmente, as técnicas de manutenção condicionada, com

vista ao diagnóstico de avarias em máquinas elétricas, assentam na combinação de sistemas de aquisição de dados a diversos algoritmos de processamento digital de sinal. A análise no domínio das frequências está muito disseminada, em particular, através da Transformada Rápida de Fourier – Fast Fourier Transform (FFT) – e respetivas variantes. É no entanto de referir que a eficácia da FFT está associada a sinais estacionários (regimes permanentes de funcionamento), exigindo um número elevado de amostras do sinal a analisar, o que implica amostrar um amplo intervalo de tempo. Um outro aspeto fundamental são as dificuldades trazidas pela presença de ruído nos sinais amostrados, incontornável em ambientes industriais.

Assim, para regimes dinâmicos de funcionamento e/ou para eliminar a influência do ruído, outros algoritmos de processamento de sinal mais elaborados têm vindo a ser considerados. Não se pretende tratar aqui este assunto de forma exaustiva. Com vista a aprofundar este tema, sugerem-se as referências [18] e [19].

5.2. Transformada de Park

O vetor de Park da corrente elétrica de alimentação do motor constitui também uma ferramenta de diagnóstico de avarias em máquinas elétricas de corrente alternada convencionais [14].

Esta transformada permite representar uma máquina polifásica convencional (iguais parâmetros nas diferentes fases, simetria de eixos magnéticos, distribuições de campos magnéticos no espaço do entreferro do tipo sinusoidal), através de um sistema bifásico equivalente, representado por um sistema de eixos ortogonais (ângulos elétricos), d-q, animado com velocidade genérica ω . É também possível considerar a existência de assimetrias no sistema com componentes homopolares da corrente não nulas, através da inclusão de um terceiro eixo, perpendicular ao plano d-q. Para uma máquina trifásica, no referencial estatórico ($\omega=0$), a relação invariante entre as correntes definidas do domínio d-q-0 e as correntes nas fases (a,b,c) é dada por:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

Sendo vulgar a ausência do condutor neutro nos motores de indução, a componente homopolar (i_0) é nula, o que implica, em qualquer instante:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (3)$$

Assim, as componentes do vetor de Park da corrente (i_d e i_q) são obtidas do seguinte modo:

$$i_d = \frac{\sqrt{6}}{2} i_a \quad (4)$$

$$i_q = \frac{1}{\sqrt{2}} (i_b - i_c) \quad (5)$$

A representação das componentes do vetor de Park da corrente elétrica (i_d e i_q) no referencial mencionado, tem sido aplicada na deteção de curto-circuitos entre espiras dos enrolamentos estatóricos.

Em condições de simetria das correntes em cada fase, a representação no plano $[i_d, i_q]$ corresponde a uma circunferência. Havendo curto-circuitos entre espiras, surgem elipses cujas orientações podem ajudar a identificar a fase do motor onde ocorreu a avaria. Esta representação apresenta algumas limitações quando aplicado à deteção de outras avarias. Por exemplo, no caso da quebra de barras rotóricas, surgem componentes com frequências $f_s(1 \pm 2s)$ em i_d e i_q que não são representadas no plano definido por estas correntes. Deste modo, foi proposta em [20] uma nova metodologia de diagnóstico, baseada na análise espectral do módulo do vetor de Park, designada por EPVA (*Extended Park Vector Approach*).

Atendendo a (3), (4) e (5), o módulo do vetor (P) é dado por:

$$P = (i_d^2 + i_q^2)^{\frac{1}{2}} = [i_a^2 + i_b^2 + (i_a + i_b)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (6)$$

Com efeito, havendo quebra de barras no rotor, o espectro de P contém uma componente contínua – resultante da componente associada à frequência de alimentação das correntes nas fases estatóricas do motor –, bem como duas componentes associadas às frequências $[[2sf]]_s$ e $[[4sf]]_s$. Assim, torna-se mais evidente a detecção deste tipo de avarias. Mais, sendo estas frequências reduzidas, é também mais simples a eliminação do ruído que os sinais amostrados possam conter.

O EPVA foi também aplicado no diagnóstico de outras assimetrias (e.g., desequilíbrios no sistema de tensões de alimentação e a ocorrência de excentricidade estática e/ou desalinhamentos entre o motor e a carga mecânica a ele acoplada) [21].

De referir ainda a aplicação deste método na detecção de curto-circuitos entre espiras nos enrolamentos estatóricos de motores síncronos e assíncronos [22]. Se o motor for alimentado por um sistema de tensões equilibrado, não havendo qualquer avaria, o conteúdo espectral do módulo do vetor de Park não contém nenhuma componente. No caso de ocorrência de curto-circuitos entre espiras, surge uma componente espectral com o dobro da frequência de alimentação do motor (se não houver outras avarias). No entanto, desequilíbrios no sistema de tensões de alimentação, bem como assimetrias construtivas no motor, podem igualmente originar o aparecimento dessa componente espectral, pelo que não é possível concluir se existe realmente uma avaria deste tipo.

6. Simulações de Avarias

Nesta secção são apresentados alguns resultados de simulações de avarias.

Na Figura 3 está representado o modelo de simulação utilizado (MATLAB/SIMULINK): o bloco *Motor_Indução* consiste no modelo dinâmico do MI3 (espaço de estados), definido no sistema de eixos d-q. A opção por um motor de rotor bobinado permitiu simular avarias no rotor.

Dado que a análise efetuada incide sobre grandezas do estator, o modelo está definido no referencial estático, estando as fases estatóricas ligadas em estrela.

Começa-se por salientar as principais restrições e limitações do modelo:

- As perdas no ferro não são incluídas;
- As indutâncias parciais de fugas (estator e rotor) são assumidas como constantes, pelo que a influência da saturação nos trajectos dos fluxos magnéticos de fugas é desprezada;
- A influência da saturação no trajecto do fluxo útil principal é considerada somente em termos estáticos, i.e., a inclusão da característica em vazio do motor permite ajustar no modelo os valores da indutância de magnetização da máquina, em função do valor eficaz da corrente de magnetização: o ciclo histerético do circuito ferromagnético não é considerado;
- Trata-se de um modelo de parâmetros concentrados, assente no pressuposto da existência de simetria na disposição dos enrolamentos e homogeneidade das propriedades do circuito magnético da máquina, bem como na igualdade dos parâmetros eléctricos em cada fase. Na ocorrência de avarias, estas características deixam de ser válidas, pelo que a inclusão no modelo de tais alterações apresenta diversas dificuldades e limitações. Não obstante, pretendeu-se evidenciar as potencialidades de algumas das técnicas de diagnóstico, em certos tipos de avarias e circunstâncias concretas: os resultados obtidos enquadram-se no que foi exposto nas secções anteriores, sublinhando também a necessidade de utilização de modelos mais elaborados, que possam incluir com maior profundidade os impactos das avarias sobre a máquina.

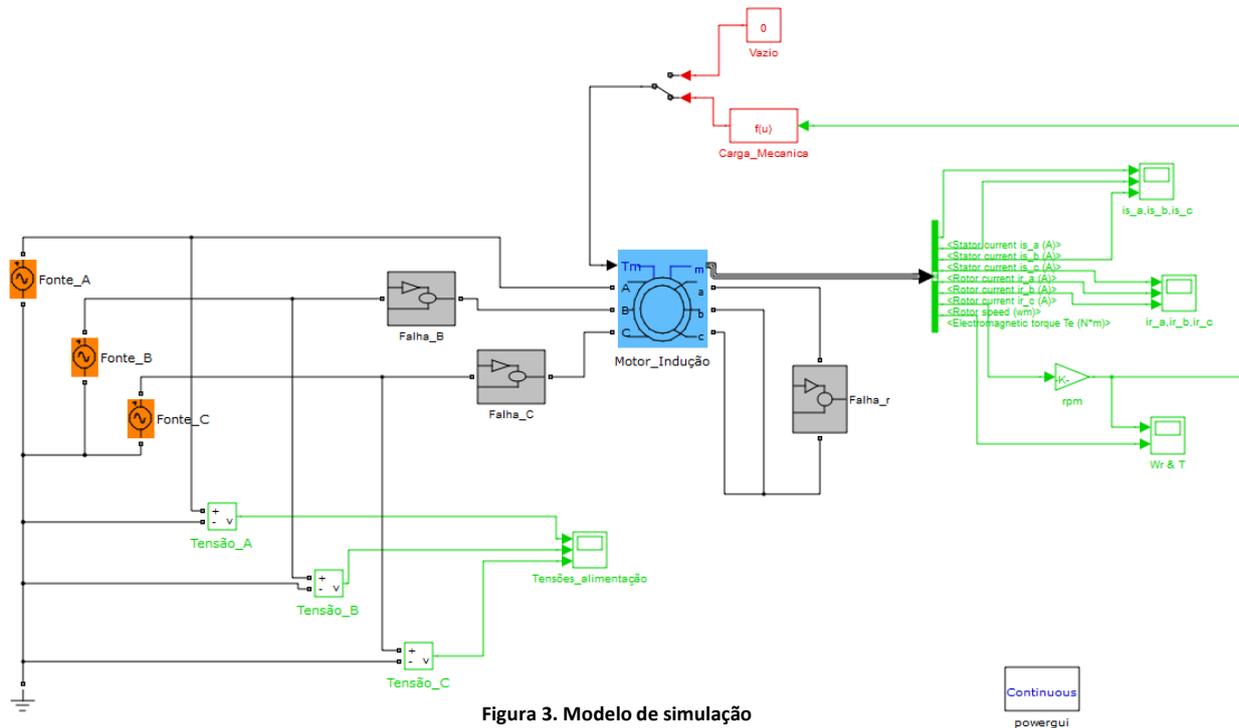


Figura 3. Modelo de simulação

Características do motor considerado:

$P_n=3$ kW; $U=400$ V; $f=50$ Hz; $n=1450$ rpm, 2 pares de pólos

Os respetivos parâmetros estão incluídos na tabela seguinte:

Tabela 2. Parâmetros do motor (referidos ao estator)

$[R_s; R_r]$ (Ω)	[1,115; 1,083]
$[l_s; l_r]$ (H)	[5,974; 5,974]* 10^{-3}
L_m (H)	(substituída pela caract. vazio)
J ($kg \cdot m^2$)	0,096

R_s ; R_r – resistências óhmica por fase, respetivamente, do estator e do rotor;

l_s ; l_r – indutâncias parciais de fugas por fase, respetivamente, do estator e do rotor;

L_m – indutância de magnetização.

No cenário inicial, o motor é alimentado à tensão e frequência nominais, acionando uma carga do tipo parabólica (T_c), definida como:

$$T_c = 4,87 \times 10^{-6} n^2 + 8 \quad [Nm; rpm] ; J_c = 1 \text{ kg} \cdot m^2 \quad (7)$$

As avarias consideradas foram as seguintes:

- Curto-circuitos entre espiras de uma fase estatórica;
- Quebra de barras rotóricas.

Posteriormente, analisou-se a eficácia do diagnóstico das avarias no rotor para os seguintes casos:

- Influência do momento de inércia do sistema mecânico;
- Motor em vazio.

O diagnóstico implementado baseia-se na FFT das correntes absorvidas e na aplicação da transformada de Park – componentes (i_q , i_d) e EPVA. Como tal, somente os regimes permanentes de funcionamento serão alvo de análise, não sendo considerados para este efeito os períodos de arranque. Finalmente, importa referir que os dados apresentados foram obtidos com uma frequência de amostragem de 10 kHz.

6.1. Funcionamento Normal

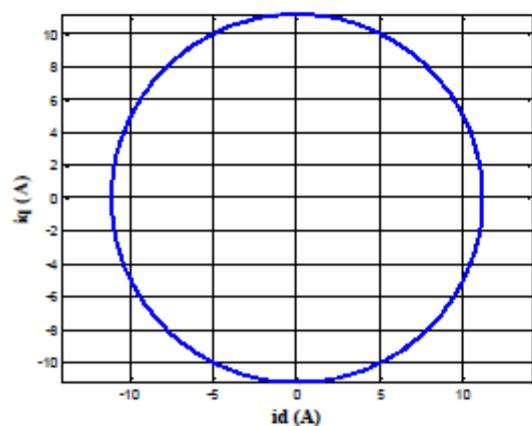
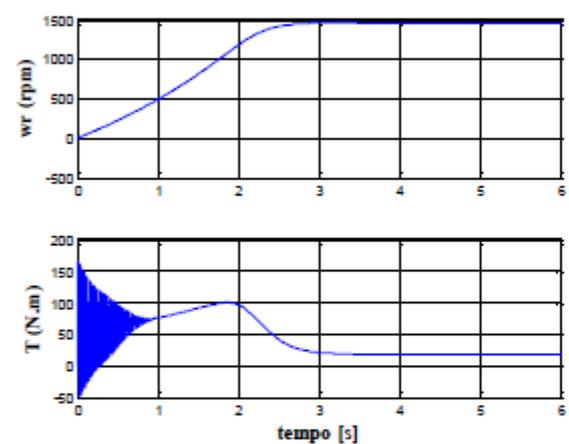
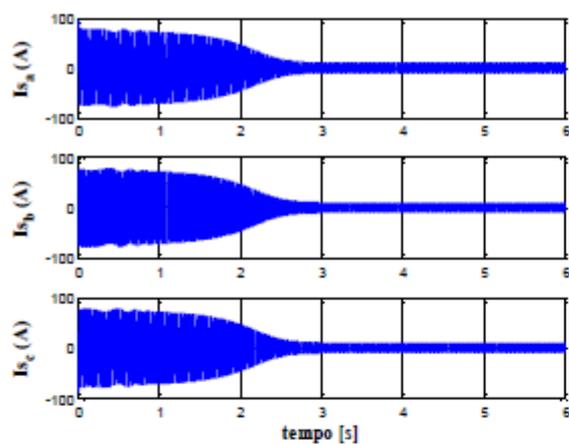


Figura 4. [correntes_estator]; [binário & velocidade]; [componentes_Park]

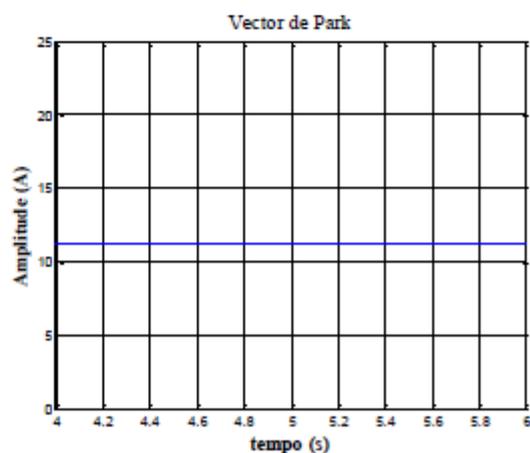
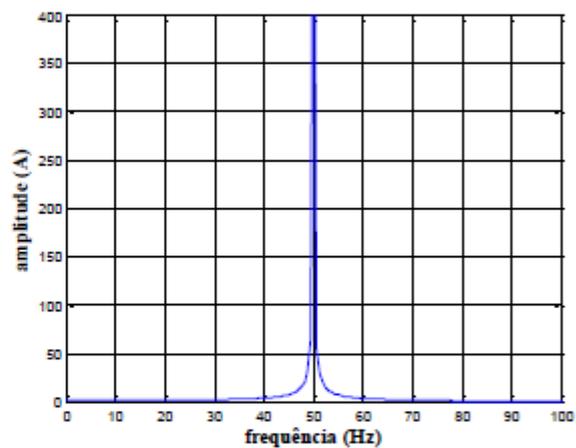
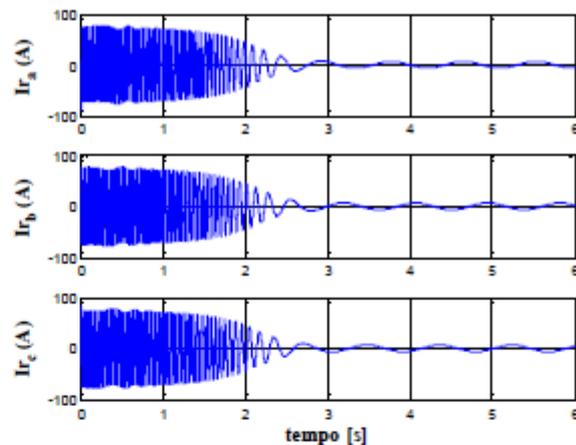


Figura 5. [correntes_rotor]; [FFT($I_{a_estator}$), $N=16384$]; [amplitude_Park]

O regime permanente corresponde a $T=18$ N.m; $\omega_r=1450$ rpm. Como espectável, sendo uma sinóide pura, a FFT da corrente absorvida apenas contém a frequência de alimentação. O módulo do vetor de Park é constante, pelo que a característica no plano $[i_q, i_d]$ é uma circunferência, cujo raio é igual ao módulo referido.

6.2. Curto-Circuito numa Fase do Estator

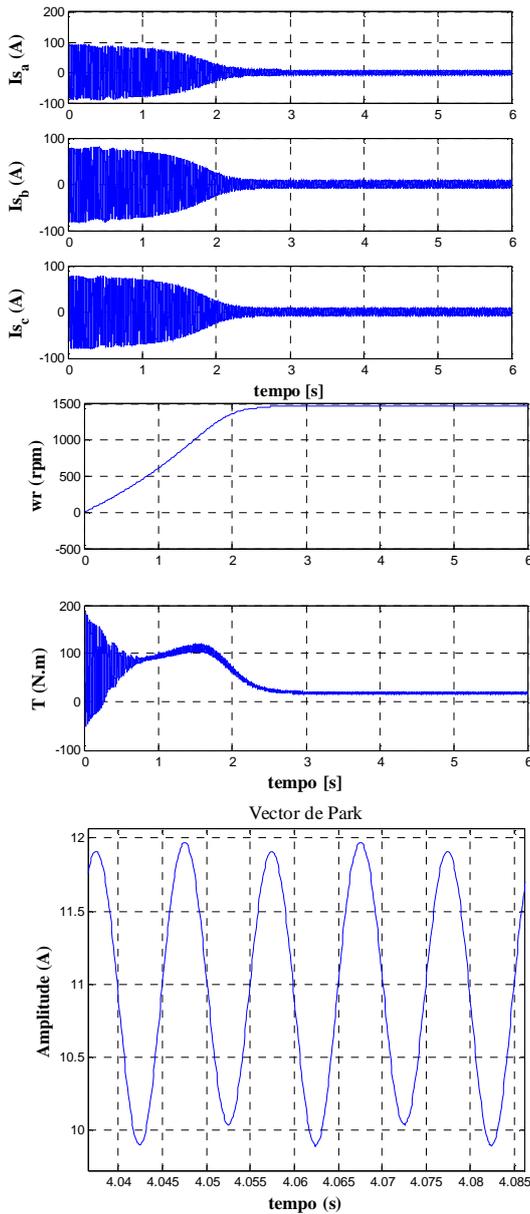


Figura 6. [correntes_estator];[binário & velocidade]; [amplitude_Park]

A transformada de Park permite representar simbolicamente os campos girantes desenvolvidos na máquina, no plano anterior. Neste caso, é nítida a presença de um campo girante perfeito: a sua amplitude máxima é constante e proporcional ao módulo de Park; os raios da circunferência representam as posições instantâneas do eixo magnético do campo girante no sistema de coordenadas $[i_q, i_d]$.

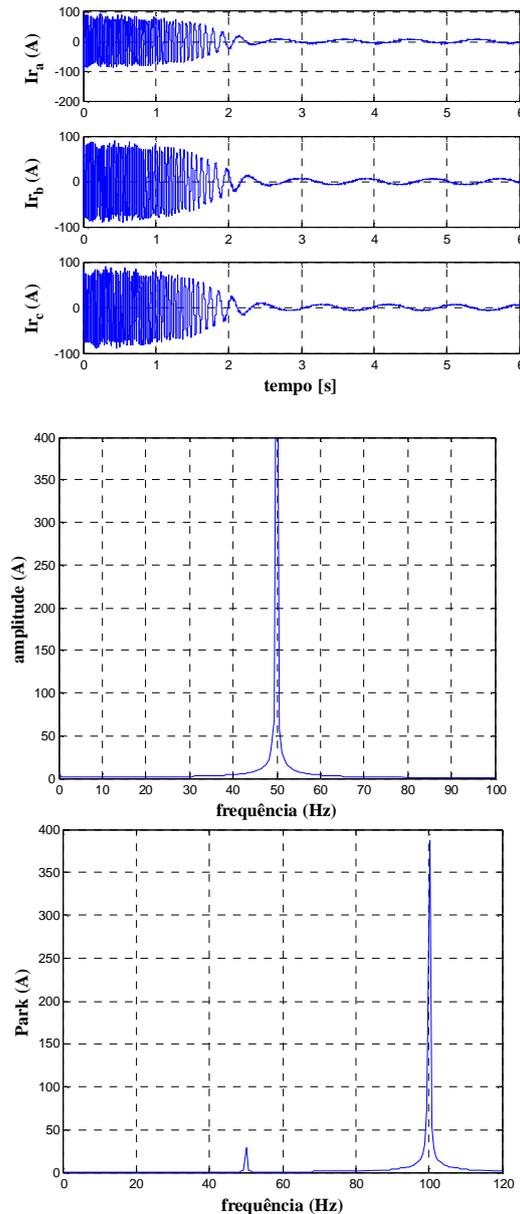


Figura 7. [correntes_rotor];[FFT(I_a _estator),N=16384]; [FFT(comp_altern_Park),N=16384]

A implementação deste tipo de falhas foi feita através dos blocos “Falha_” – Figura 6. Estes consistem na série de uma resistência óhmica com uma indutância. Deste modo, os parâmetros R_s e l_s foram previamente alterados, simulando um curto-circuito entre espiras de uma fase; A inclusão dos blocos anteriores nas outras fases permite assumir, do lado das fontes de alimentação, a constância daqueles parâmetros. Os resultados apresentados a seguir, assumem uma diminuição em 30% do número de espiras do enrolamento. O valor de l_s foi alterado com base apenas na diminuição do número de espiras, não considerando possíveis alterações ao nível da saturação do trajeto do fluxo de fugas do estator. Deste modo, os novos valores assumidos para aqueles parâmetros foram os seguintes:

$$R_s = 0,7 \times 1,115 = 0,7805 \Omega \quad (8)$$

$$l_s = N_e^2 \left(\frac{l_{fe}}{\mu_{fe} A} + \frac{l_0}{\mu_0 A} \right)^{-1} = 0,7^2 \times 5,974 \times 10^{-3} = 2,93 \times 10^{-3} H \quad (9)$$

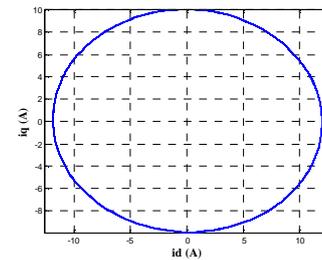
N_e – número efetivo de espiras do enrolamento de uma fase do estator;

μ_{fe} μ_{f0} – permeabilidades magnéticas associadas ao trajeto do fluxo de fugas de uma fase do estator (respetivamente, trajetos no material ferromagnético (fe) e no ar (0));

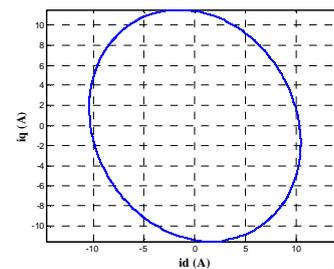
A – secção reta associada ao trajeto do fluxo de fugas de uma fase do estator;

l_{fe} , l_0 – Comprimentos associados ao trajeto do fluxo de fugas de uma fase do estator, respetivamente, no material ferromagnético (fe) e no ar (0)).

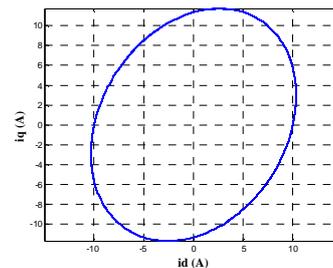
Sendo a componente alternada do vetor de Park (100 Hz) francamente menor do que nos casos anteriores, também o são as oscilações nas correntes rotóricas e no binário desenvolvido. A sua FFT apresenta uma componente associada à frequência de alimentação, visível na modulação da sua amplitude máxima. Este facto poderá estar associado à influência da redução considerada do número de espiras sobre o valor de l_s , de acordo com (8). No entanto, é prematura uma conclusão definitiva sem confirmação experimental.



(a)



(b)



(c)

Figura 8. a) c.c. (fase_a); b) c.c. (fase_b); c) c.c. (fase_c)

6.3. Quebra de Barras Rotóricas

A opção pelo modelo de um motor de rotor bobinado, permite efetuar algumas alterações nos parâmetros rotóricos. No entanto, a simulação de barras partidas é feita com várias limitações. Por um lado, não será possível quantificar o número de barras afetadas; por outro lado, é inviável associar uma determinada barra com uma fase equivalente rotórica. Inevitavelmente, tal foi feito no modelo em questão: incluiu-se um bloco “Falha_” ($R=4\Omega$) em série com a fase rotórica onde se pretendeu simular a avaria (fase_a). Atendendo à maior dificuldade em estimar o impacto que uma avaria deste tipo terá no valor de l_r , e tendo presente que a análise efetuada corresponde a um regime de funcionamento com baixo deslizamento

(R_r/s assume uma maior relevância), apenas se efetuaram alterações no valor destes parâmetros.

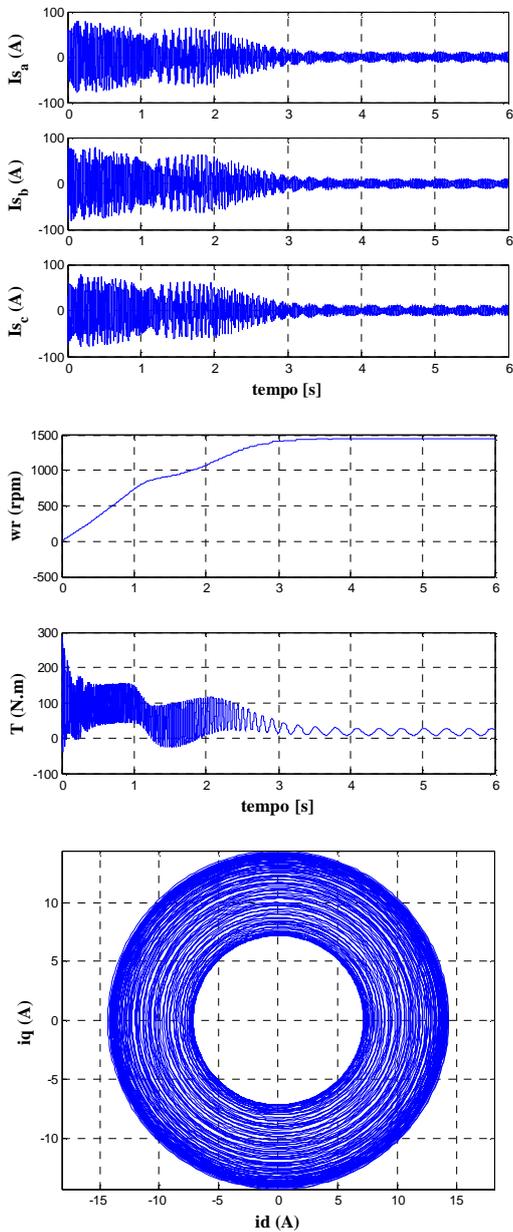


Figura 9. [correntes_estator];[binário & velocidade];
componentes_Park

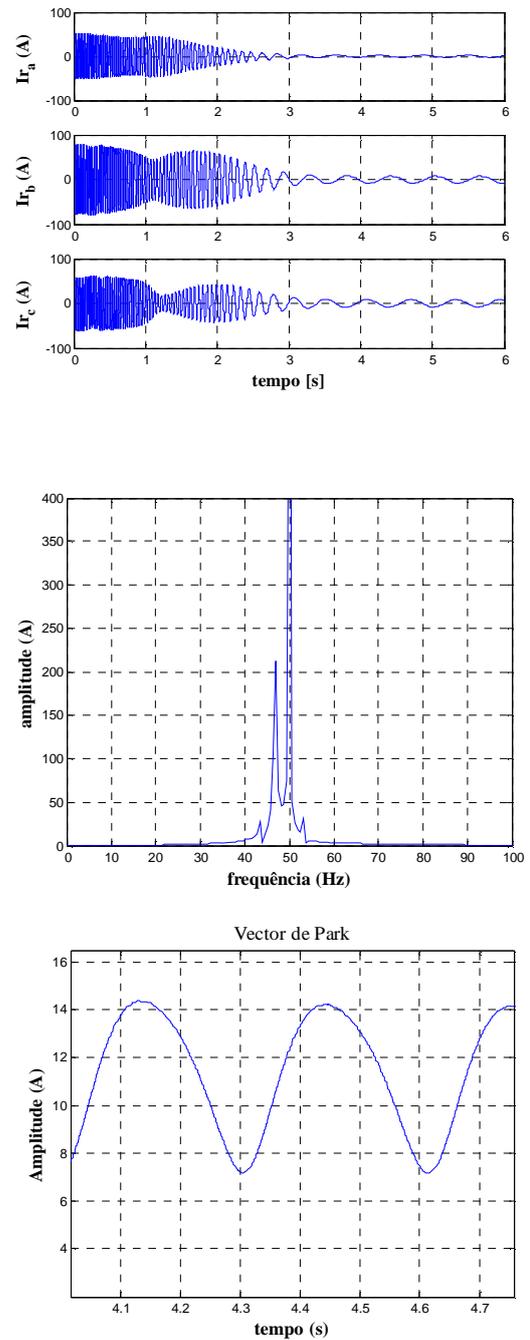


Figura 10. [correntes_rotor];[FFT(I_a _estator),N=16384];
[amplitude_Park]

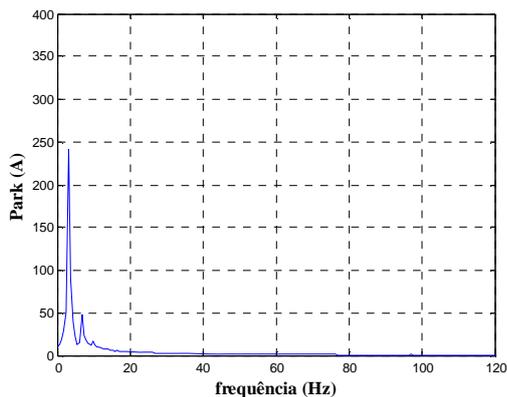


Figura 11. FFT(comp_altern_Park), N=16384

É bem visível o impacto da modulação da amplitude máxima da corrente do estator na sua FFT. O deslizamento associado ao regime de carga imposto ao motor é igual a 3,33 %, verificando-se que as componentes principais estão associadas a f_s (1 ± 2), principalmente a que é inferior à frequência de alimentação – é bem patente o efeito da inércia do sistema, tal como referido em 4.2.1. As características no plano $[i_q, i_d]$ evidenciam a ocorrência e intensidade da avaria: a frequência de modulação da amplitude máxima (3 Hz), provoca alterações periódicas na amplitude máxima do campo girante estático (de notar que o campo girante é praticamente perfeito, uma vez que: $50 \text{ Hz} \gg 3 \text{ Hz}$). É nítida a correlação entre o valor desta última frequência e as bandas laterais do espectro da corrente estática.

A diferença entre os valores máximo e mínimo do raio das circunferências traduz a intensidade da avaria.

A análise da FFT da componente alternada do módulo do vector de Park é complementar às anteriores, verificando-se que as componentes principais são dadas por $[2sf]_s$ e $[4sf]_s$ (aprox.), o que confirma o exposto na secção 5.2. A frequência de modulação da amplitude máxima da corrente absorvida reflete-se na principal componente do módulo de Park, bem como na componente oscilatória do binário desenvolvido.

6.3.1. Influência do Momento de Inércia

Com vista à análise do efeito da inércia do sistema, apresentam-se os resultados seguintes. Para o cenário inicial de avaria na fase_a do rotor, fixou-se o momento de inércia em $0,1 \text{ Kg.m}^2$.

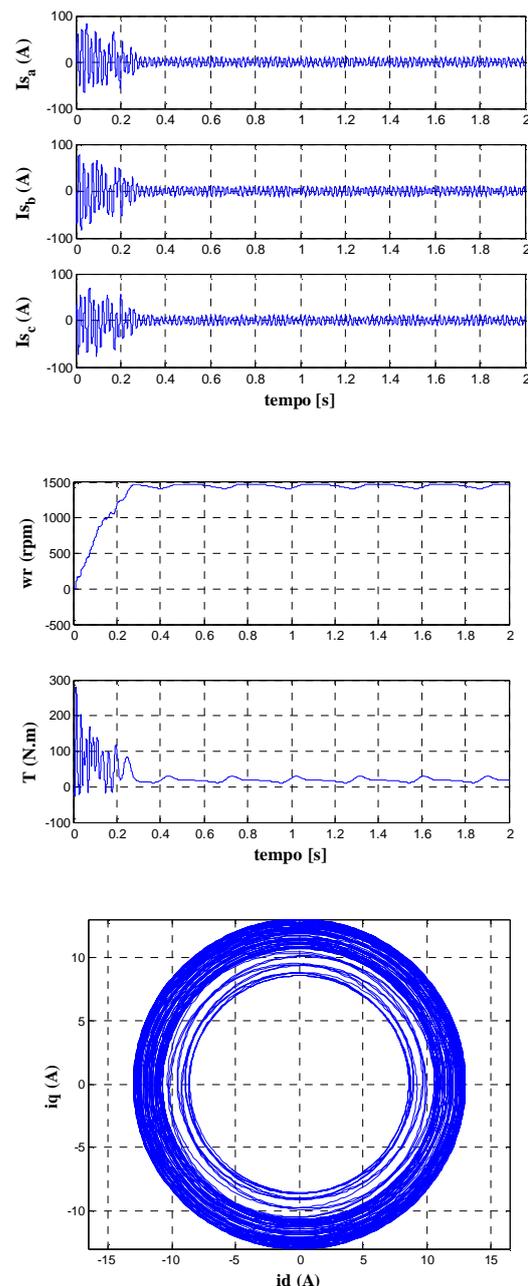


Figura 12. [correntes_estator];[binário & velocidade];
[componentes_Park]

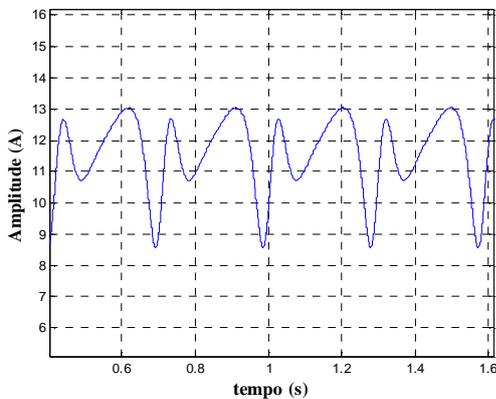
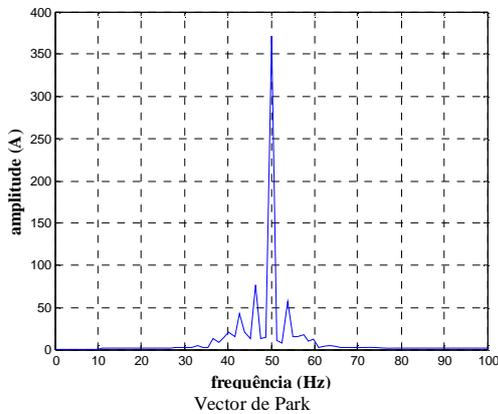
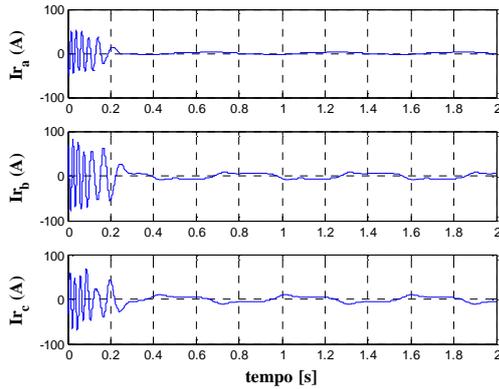


Figura 13. [correntes_rotor];[FFT(I_{a_estator}),N=1638]
[amplitude_Park]

São claramente visíveis as oscilações rotóricas, que se refletem em FFT's com conteúdos mais ricos. Com efeito, as principais componentes do espectro da corrente absorvida são dadas aproximadamente por (ver 4.2.1):

$$f_s(1 \pm k2s), \quad k = 1 \quad \rightarrow \quad [46,7; 53,3] \text{ Hz} \quad (10)$$

$$f_s(1 - k2s), \quad k = 2 \quad \rightarrow \quad [43,3; 56,7] \text{ Hz} \quad (11)$$

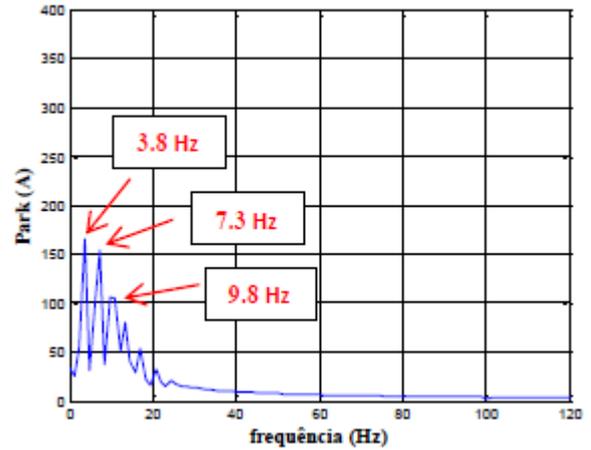


Figura 14. FFT(comp_altern_Park), N=16384

Também na FFT da componente alternada de Park se verifica que as principais componentes são as seguintes (aprox.):

$$2sf_s = 3,33 \text{ Hz} \quad (12)$$

$$4sf_s = 6,7 \text{ Hz} \quad (13)$$

$$6sf_s = 10 \text{ Hz} \quad (14)$$

6.3.2. Funcionamento em Vazio

De modo a analisar a influência do regime de carga imposto ao motor, considerou-se a mesma avaria anterior, estando agora o motor em vazio. Naturalmente, tem-se agora $J=0,096 \text{ Kg.m}^2$. Os resultados obtidos são os seguintes:

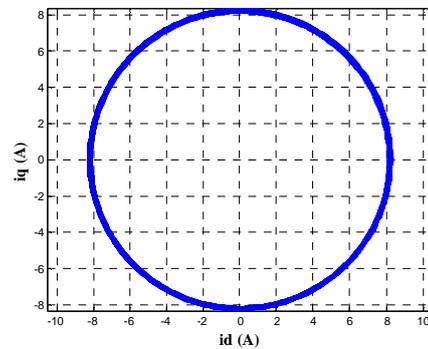


Figura 15. [componentes_Park] & [FFT(I_{a_estator}),N=8192]
[amplitude_Park]

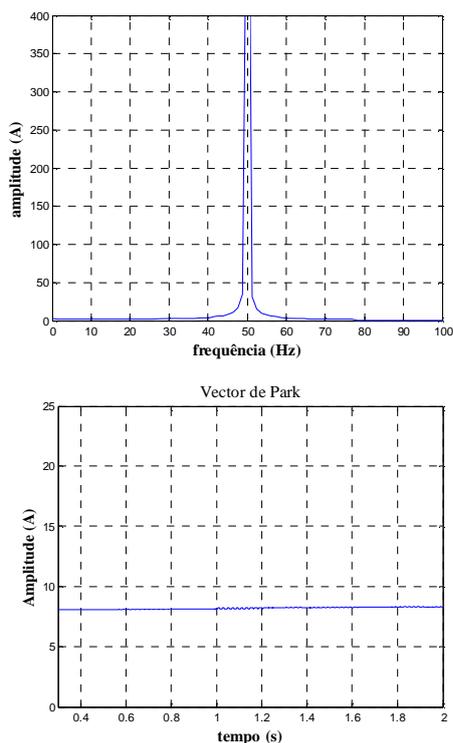


Figura 15. [componentes_Park] & [FFT(I_{3_estator}),N=8192] (9)
[amplitude_Park]

Não há alterações significativas relativamente ao funcionamento sem avarias, o que está de acordo com o exposto em 4.2.1. Não sendo conclusivo o diagnóstico, são realçadas as limitações destas técnicas na deteção de avarias, quando o motor funciona com baixas frações de carga. O desenvolvimento de técnicas cuja eficácia não dependa da fração de carga revela-se de grande importância.

Não obstante as limitações do modelo considerado, a aplicação da FFT e da Transformada de Park das correntes permitiu diagnosticar as avarias simuladas, realçando em simultâneo algumas das limitações destas técnicas.

7. Conclusões

A monitorização não intrusiva do estado dos equipamentos, permitindo a deteção precoce de avarias, sem perturbação dos processos, constitui a base dos atuais planos de manutenção dos sistemas eletromecânicos (conversor de potência + motor + transmissão + carga).

A análise através da FFT da corrente absorvida pelo motor

continua a ser o método mais disseminado na indústria. No entanto, apresenta várias limitações em certos tipos de avarias, pelo que a complementariedade com outras grandezas monitorizadas revela-se fundamental, no sentido de obter sistemas de diagnóstico mais eficazes. Por outro lado, a restrição a sinais estacionários, a necessidade de um número elevado de amostras, bem como a procura de técnicas com maior imunidade ao ruído, tem levado à aplicação de técnicas de processamento de sinal mais elaboradas. No entanto, a maior complexidade em implementá-las e interpretação de resultados, tem colocado alguns entraves à sua aplicação na indústria.

A disseminação dos conversores de potência na grande maioria dos sistemas eletromecânicos industriais, ou mesmo outras aplicações dinamicamente exigentes, como os veículos elétricos, tornam urgente o desenvolvimento de sistemas de diagnóstico de avarias que contemplem estas condições. A capacidade de processamento dos controladores já instalados, fornece uma plataforma para a integração de sistemas de diagnóstico de avarias; o tipo de controlo do motor terá uma influência relevante naqueles sistemas. A evolução dos sistemas de diagnóstico de avarias deverá assentar nos seguintes tópicos [18]:

- 1) Desenvolvimento de modelos mais detalhados do motor, que permitam a inclusão e diagnóstico de avarias;
- 2) Sensores e técnicas de monitorização vocacionados para a deteção de avarias;
- 3) Técnicas de diagnóstico com maior sensibilidade à ocorrência de falhas, simultaneamente mais robustas à influência da carga e inércia;
- 4) Maior integração dos procedimentos convencionais de diagnóstico e as técnicas de inteligência artificial.

O aumento da fiabilidade é um objetivo sempre presente. Os sistemas de deteção de avarias serão fundamentais na obtenção de sistemas eletromecânicos com maior tolerância a falhas. Em complemento, o dimensionamento de motores com múltiplas fases (e respetivos conversores) será também um importante contributo na aproximação daquele objetivo.

Referências

- [1] “Medidas de Eficiência Energética Aplicáveis à Indústria Portuguesa: Um Enquadramento Tecnológico Sucinto”, ADENE – Agência para a Energia, 2010.
- [2] Kalpesh J. Chudasama, Vipul Shah, “Induction Motor Noninvasive Fault Diagnostic techniques: A Review”, International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), Vol.1, Issue 5, July 2012.
- [3] R. Fišer et al., “Diagnostic System for On-line Detection of Rotor Faults in Induction Motor Drives”, IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics & Drives (SDEMPED), 2011.
- [4] Erik L. Bonaldi, Levy E. L. de Oliveira, Jonas G. B. da Silva, Germano L.-Torresm, Luiz E. B. da Silva, “Predictive Maintenance by Electrical Signature Analysis to Induction Motors”, Induction Motors - Modelling and Control, Prof. Rui Esteves Araújo (Ed.), ISBN: 978-953-51-0843-6, InTech, 2012.
- [5] M. El Hachemi Benbouzid, “A Review of Induction Motors Signature Analysis as a Medium for Faults Detection”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 47, no. 5, pp. 984–993, Oct. 2000.
- [6] Abdesselam Lebaroud, Amar Bentounsi, “Detection Improvement of the Broken Rotor Bars of IM After Supply Disconnection”, Journal of Electrical Engineering, Vol. 56, No. 11-12, pp. 322–326, 2005.
- [7] H. A. Toliyat, S. Nandi, S. Choi, and H. Meshgin-Kelk, “Electric Machines – Modeling, Condition Monitoring and Fault Diagnosis”. CRC Press, ISBN 13: 978-1-4200-0628-5 (eBook - PDF), 2013.
- [8] “Troubleshooting of Electric Motors - Technical Report”, Electric Power Research Institute, 2000.
- [9] A. H. Bonnett and C. Yung, “Increased efficiency versus increased reliability”, IEEE Industry Applications Magazine, vol. 14, no. 1, pp. 29–36, 2008.
- [10] S. Lee and G.B. Kliman, “An online technique for monitoring the insulation condition of ac machine stator windings”, IEEE Transactions on Energy Conversions, vol. 20, no. 4, pp. 737–745, 2005.
- [11] E.L. Brancato, “Insulation aging”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. EI-13, no. 4, 1978.
- [12] G. Stone and J. Kapler, “Stator winding monitoring”, IEEE Industry Applications Magazine, 1998.
- [13] S. Nandi, H. Toliyat, and X. Li, “Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Motors – a Review”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, no. 4, pp. 719–729, Dec. 2005.
- [14] Sérgio M. A. Cruz, “Diagnóstico e Análise de Avarias nos Enrolamentos Estatóricos de Motores de Indução Trifásicos Através da Aplicação do Método dos Referenciais Múltiplos”, Dissertação de Doutoramento, Universidade de Coimbra, Portugal, 2004.
- [15] Neelam Mehala, “Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Induction Motor Using Motor Current Signature Analysis”, Dissertação de Doutoramento, National Institute of Technology Kurukshetra, India, 2010.
- [16] F. Filippetti, G. Franceschini, C. Tassoni, and P. Vas, “AI techniques in induction machines diagnosis including the speed ripple effect”, in Proc. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting Conf., pp. 655–662, 1996.
- [17] Ian Culbert P., Wendell Rhodes, “Using Current Signature Analysis Technology to Reliably Detect Cage Winding Defects in Squirrel-Cage Induction Motors”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, no. 2, pp. 422–428, 2007.
- [18] A. Bellini, F. Filippetti, C. Tassoni, G.-A. Capolino, “Advances in Diagnostic Techniques for Induction Machines”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, nº 12, pp. 4109-4126, 2008.
- [19] Shahin H. Kia, Humberto H., Gérard-A. Capolino, “Some Digital Signal Processing Techniques for Induction Machines Diagnosis”, IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics & Drives (SDEMPED), 2011.
- [20] Cruz, S. M. A. and Cardoso, A. J. M., “Rotor cage fault diagnosis in three-phase induction motors, by Extended Park’s Vector Approach”, Electric Machines and Power Systems, vol. 28, nº 4, pp. 289-299, 2000.
- [21] Cruz, S. M. A. and Cardoso, A. J. M., “Diagnosis of the multiple induction motor faults using Extended Park’s Vector Approach”, International Journal of Comadem, vol. 4, nº 1, pp. 19-25, 2001.
- [22] Cruz, S. M. A., Cardoso, A. J. M., “Stator winding fault diagnosis in three-phase synchronous and asynchronous motors, by the Extended Park’s Vector Approach”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 37, nº 5, pp. 1227-1233, 2001.

Página deixada intencionalmente em branco!

REQUISITOS DO PROJETO ELÉTRICO DE MOTORES DE INDUÇÃO PARA ACIONAMENTO POR VARIADOR DE VELOCIDADE

Resumo

O acionamento de motores elétricos de indução por inversores estáticos de frequência (comercialmente denominados variadores de velocidade) é uma solução já amplamente utilizada na indústria. Contudo sendo, há ainda muito para ser, feito, estudado e compreendido principalmente ao nível da interação entre o variador e o motor, para que tais aplicações sejam efetivamente vantajosas em termos de eficiência energética e atrativas em termos de custo. Neste artigo são expostos os principais desafios que são colocados aos fabricantes de motores e que resultam da alimentação dos mesmos por uma fonte de tensão PWM com elevadas frequências de comutação. São apresentadas algumas considerações normativas e apresentadas algumas soluções comumente utilizadas para mitigar os problemas sentidos.

1. Introdução

De todos os tipos de motores o de indução é o mais usado, quer no sector industrial quer no sector comercial.

O seu baixo custo, uma simples e robusta construção, a elevada fiabilidade, a reduzida manutenção e os níveis de eficiência conseguidos com as atuais tecnologias de controlo fazem dele um elemento de conversão eletromecânica muito apetecível. Contudo, é já hoje unanimemente aceite que o desempenho da motor de indução é diferente quando este é alimentado por um conversor estático de potência (variador de velocidade), ou quando alimentado diretamente pela tensão da rede. Em aplicações onde o desempenho exigido não é elevado a utilização de motores com uma construção padrão tem resultados satisfatórios, mas quando é requerido elevado desempenho é mais apropriado um motor com uma conceção específica o que vai atenuar as restrições construtivas associadas às aplicações de velocidade constante.

Os variadores de velocidade podem utilizar um controlo escalar ou vetorial. Em ambos os casos a tensão que geram é do tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) com um conteúdo harmónico e gradientes de tensão cujos efeitos no motor assumem grande relevância e que necessitam de ser considerados no projeto do motor. O efeito dos elevados gradientes de tensão é particularmente importante quando o motor é alimentado por cabos longos, pois a impedância dos cabos de alimentação reduz o gradiente de tensão aos terminais do motor mas cria aí um efeito de onda amortecida onde as sobretensões podem ser várias vezes superiores à tensão nominal, reduzindo a vida útil do isolamento dos enrolamentos do motor. Para mitigar este problema alguns autores defendem a utilização de filtros [1]. Os harmónicos de tensão e corrente apesar de não contribuírem para um aumento do binário motor, uma vez que não aumentam o fluxo fundamental no entreferro que gira à velocidade síncrona, aumentam as perdas no ferro e no cobre, respetivamente [2, 3, 4]. Para agravar o problema o acionamento a velocidades mais baixas reduz a ventilação do motor. A conjugação destes dois fatores trás problemas adicionais ao nível do isolamento dos enrolamentos, podendo mesmo ser excedido o limite de temperatura definido pela classe de isolamento com que o motor foi construído. Este aumento da temperatura pode não provocar danos imediatos mas provocará, com certeza, uma diminuição do tempo de vida do motor. Para a maioria dos atuais isolantes um aumento da temperatura de 10°C resultará numa redução em 50% no tempo de vida esperado do mesmo [5].

Para além dos efeitos anteriormente referidos, podem aparecer outros efeitos, que não se devem especificamente aos harmónicos, mas que são também relevantes e que não devem ser desprezados, tais como a circulação de corrente pelos rolamentos [6] e o aumento dos níveis de vibração e ruído [7, 8].

2. Considerações Normativas

Analogamente a vários outros aspectos construtivos, também as condições de acionamento do motor de indução por variador de velocidade estão normalizadas.

Os principais organismos normalizadores internacionais dedicam vários capítulos das suas normas de máquinas elétricas rotativas inteiramente a esta temática, o que demonstra também a importância do tema. Assim, destacam-se:

- IEC: 60034-17: Rotating Electrical Machines - Cage induction motors when fed from converters - application guide;
- IEC 60034-25: Rotating Electrical Machines - Guide for the design and performance of cage induction motors specifically designed for converter supply;
- NEMA MG1 - Part 30: Application considerations for constant speed motors used on a sinusoidal bus with harmonic content and general purpose motors used with adjustable-voltage or adjustable-frequency controls or both;
- NEMA MG1 - Part 31: Definite purpose inverter-fed polyphase motor.

2.1. Conteúdo Harmônico

Os valores limite de distorção harmônica da tensão gerada pelo variador de velocidade, e consequentemente da corrente, não estão normalizados. No entanto, as normas consideram o aumento das perdas do motor devido ao uso do variador.

A norma IEC 60034-17 exemplifica o aumento das perdas do motor devido ao uso de um variador com o caso prático de um motor com uma carga 315, com valores nominais de binário e velocidade, apresentando para este caso perdas 15% maiores, sendo a maior contribuição a das perdas no ferro com 12% desses quinze. No capítulo IEC 60034-17 é comparado o acionamento à carga nominal e em vazio de um motor de 37 kW alimentado com tensões a variar entre os 20 e os 100 Hz, sendo apontadas soluções para mitigar o aumento de perdas verificado.

A NEMA MG1 – Parte 30 considera uma redução percentual do binário do motor (*derating factor*) para evitar o excessivo sobreaquecimento de um motor alimentado por um inversor, que estará sujeito a correntes harmônicas decorrentes do conteúdo harmônico da tensão PWM.

2.2. Gradiente de tensão

As definições do tempo de subida (*rise time*) são diferentes na norma IEC e NEMA, o que gera divergências de interpretação e conflitos entre fabricantes e consumidores.

Segundo o IEC 60034-25 o tempo de subida corresponde ao tempo que a tensão leva para subir de 10 a 90% da tensão do barramento DC. Pelo critério NEMA deve-se tomar o valor da tensão do barramento, enquanto que pelo IEC se deve usar o valor de pico da tensão aos terminais do motor. Este último leva em consideração o efeito do cabo de alimentação, podendo por isso ser mais preciso mas é mais difícil de ser previsto ou estimado a priori.

2.3. Isolamento dos enrolamentos

Relativamente aos efeitos sobre o isolamento dos enrolamentos dos motores, tanto a IEC 60034 como a NEMA MG1 apresentam tabelas e gráficos com os valores da tensão de pico e tempo de subida da tensão (*rise time*) que os isolamentos devem suportar. Para motores com tensões de alimentação mais elevadas sugerem o reforço do isolamento e a instalação de filtros na saída do inversor para limitar as tensões de pico. Garantindo que a tensão de saída do inversor não excede os limites apresentados na norma assume-se que não haverá significativa redução na vida útil do isolamento por stress de tensão.

2.4. Correntes de circulação pelos rolamentos

Os problemas devidos a tensão/corrente induzida no eixo são agravados pela forma de onda da tensão PWM gerada pelos variadores de velocidade, devido a estas serem tendencialmente desequilibradas e por terem componentes de alta frequência [9].

A IEC 60034 recomenda o uso de filtros para redução da componente de sequência zero, a redução do dV/dt e o isolamento dos rolamentos em motores com carcaças acima da 315 e ou potências superiores a 400 kW. Recomenda ainda a utilização de escovas de aterramento no eixo.

A NEMA MG1 refere a maior ocorrência de correntes de circulação nos rolamentos em motores com carcaças mais pequenas, menores que 500. E sugere o isolamento de ambos os rolamentos, ou alternativamente a utilização de escovas de aterramento no eixo para desviar a corrente dos rolamentos.

3. Considerações Relativas aos Harmônicos

Tal como referido anteriormente o motor de indução acionado por um variador de velocidade recebe nos seus terminais uma tensão PWM, pelo que estará sujeito a harmônicos que afetam o seu desempenho, nomeadamente, um aumento de perdas e de temperatura de funcionamento. A influência do variador sobre o motor depende de uma série de fatores relacionados com o controlo, tais como a frequência de comutação, a largura

efetiva dos pulsos, o número de pulsos, entre outros.

A Figura 1 ilustra a forma de onda típica da tensão composta e respetivo espectro de frequências de uma alimentação PWM. É visível o elevado conteúdo harmônico, com componentes até cerca dos 50kHz.

Estas componentes harmónicas não contribuem para a produção de binário motor, uma vez que não aumentam o fluxo fundamental no entreferro, que gira à velocidade síncrona. Contudo, são responsáveis por um aumento das perdas, uma vez que para frequências mais elevadas as perdas por histerese aumentam, assim como aumenta a saturação efetiva do núcleo. Concomitantemente, as correntes harmónicas aumentam as perdas por efeito de Joule nos condutores.

A operação do motor a velocidades de rotação mais baixas promove uma redução na ventilação e consequente perda de transferência de calor (em motores autoventilados), contribuindo também para a elevação da temperatura de estabilização térmica.

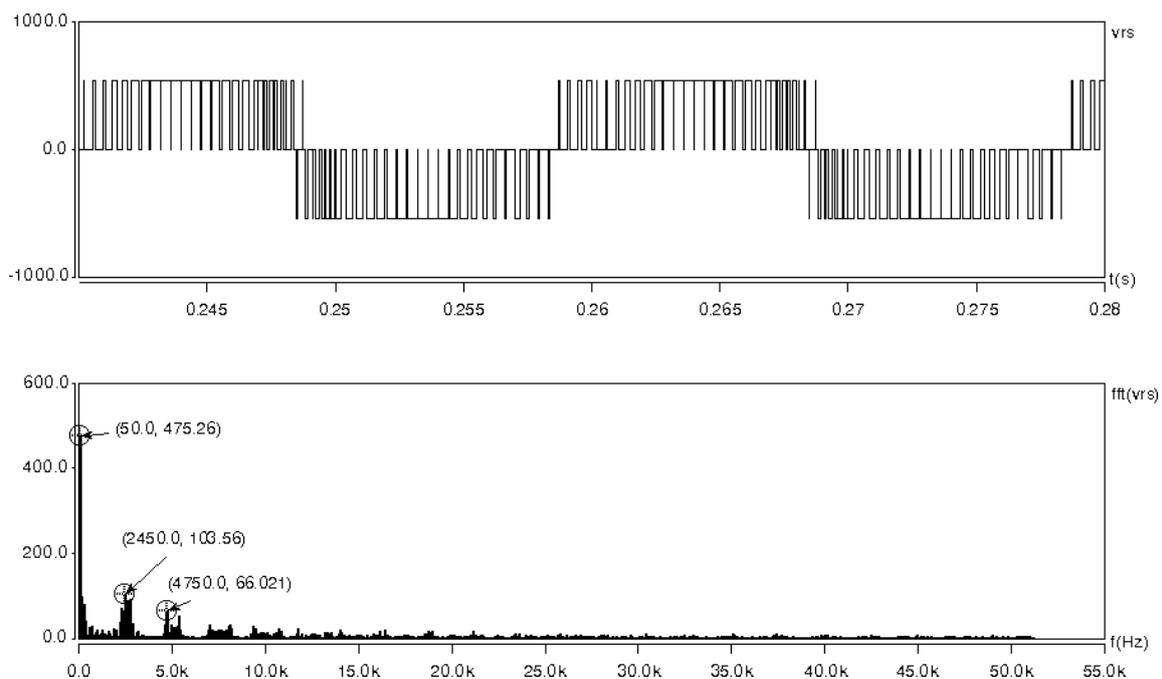


Figura 1. Tensão composta e respetivo espectro de frequências

Portanto, quando da operação com variador de velocidade, e por efeito da influência conjunta dos fatores supracitados devem ser consideradas medidas para mitigação do sobreaquecimento do motor, nomeadamente:

- Redução do binário nominal (sobredimensionamento do motor);
- Utilização de um sistema de ventilação independente;
- Utilização do “fluxo ótimo” (solução patenteada pela WEG [4]).

Na Figura 2 é apresentada uma curva típica de sobredimensionamento aplicável a motores de produção em série com projeto padrão. .

Na Tabela 1 são apresentadas algumas medidas, genéricas, para mitigação do conteúdo harmónico da tensão gerada por variadores de velocidade.

Tabela 1. Métodos de redução de harmónicos da tensão gerada por variadores de velocidade (fonte [10])

Método de redução de harmónicos	Características da solução
Instalação de filtros passivos de saída	Aumento do custo da instalação
	Restrições para operação nos modos vetoriais
	Queda de tensão (redução da potencia do motor)
Utilização de inversor com mais níveis	Aumento de custos
	Redução de fiabilidade do inversor
	Aumento da complexidade do controlo
Melhoria na qualidade da modulação PWM	<i>Space Vector Modulation</i>
	Não aumenta custos
	Melhoria no controle de tensão
	Maior rendimento do conjunto (motor + inversor)
Aumento da frequência de comutação	Redução do rendimento do inversor (aumento das perdas por comutação)
	Aumento das correntes de fuga para a terra

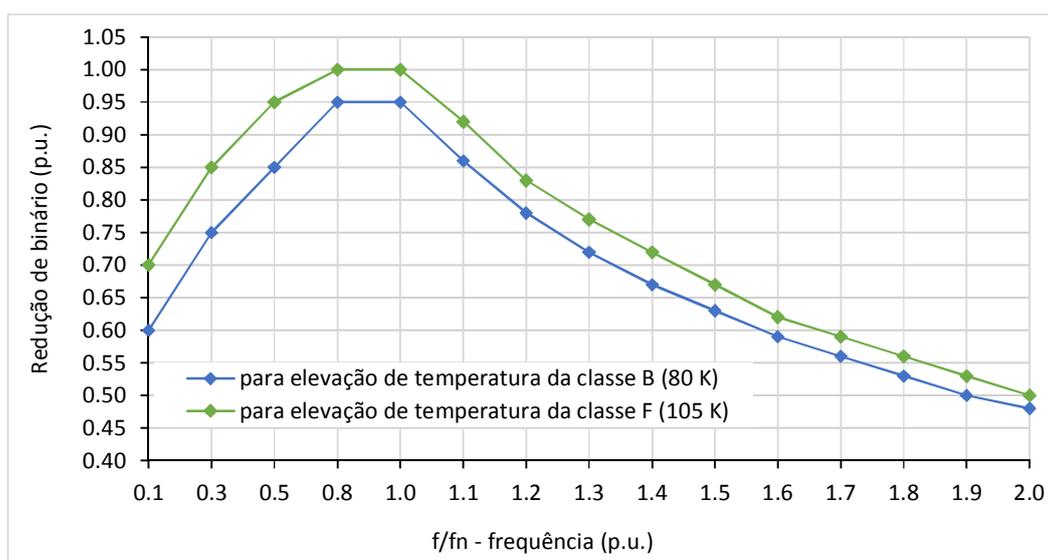


Figura 2. Curva típica de sobredimensionamento aplicável a motores de produção em série com projeto padrão

4. Considerações Relativas ao Isolamento dos Enrolamentos do Motor

A evolução dos semicondutores de potência tem levado à criação de transistores de potência mais eficientes e mais rápidos. Conseqüentemente, os conversores eletrônicos de potência operam a frequências de comutação superiores o que tem vantagens. Contudo, do ponto de vista do motor acarretam algumas conseqüências indesejáveis, tais como o aumento da emissão eletromagnética e a provável incidência de picos de tensão, bem como elevados valores de dV/dt (taxa de variação da tensão no tempo) aos terminais dos motores alimentados por variadores de velocidade.

Dependendo das características do controle, da modulação PWM adotada, e da impedância do cabo e do motor, podem-se gerar sobretensões, repetitivas, aos terminais do motor. Estes pulsos de tensão podem reduzir a vida do motor pela degradação do seu sistema de isolamento.

O cabo e o motor podem ser considerados um circuito ressonante excitado pelos pulsos retangulares da tensão modulada gerada pelo variador de velocidade. Assim, as sobretensões são determinadas, basicamente, pelos seguintes fatores: tempo de subida dos pulsos de tensão, tempo mínimo entre pulsos, comprimento do cabo de ligação do motor, e frequência de comutação do variador.

4.1. Tempo de subida

Para subir do valor mínimo até ao valor máximo, a tensão PWM requer um certo tempo, denominado de tempo de subida ("rise time"). Os avanços no desenvolvimento dos semicondutores de potência estão a tornar esses tempos cada vez menores e com grande repetibilidade, resultado do crescimento da frequência de comutação dos mesmos. Como conseqüência a(s) primeira(s) espira(s) da primeira bobina de cada fase fica(m) submetida(s) a um valor de tensão elevado e repetitivo, originando-se uma maior diferença de potencial entre espiras o que degrada mais rapidamente o isolamento dos enrolamentos do motor, pelo que este deve possuir características dielétricas reforçadas.

Devido às características indutivas e capacitivas dos enrolamentos do motor, ocorre um amortecimento do pulso nas bobinas subsequentes

4.2. Comprimento do cabo

Em muitas aplicações industriais o conversor e o motor têm de estar separados, algumas dezenas ou mesmo centenas de metros. Devido à natureza distribuída da impedância dos cabos, especialmente os mais longos, estes podem apresentar, em função do tempo de subida do pulso de tensão, da frequência de comutação e do seu comprimento, um comportamento igual ao de uma linha de transmissão onde surgem ondas de tensão incidente e refletida [11].

Os pulsos de tensão deslocam-se a uma velocidade aproximadamente igual a metade da velocidade da luz (150–200m/μs). Se um pulso de tensão demorar mais do que um terço do tempo de subida a percorrer o cabo, desde o variador ao motor, ocorrerá uma reflexão total aos terminais deste e a amplitude da tensão irá aproximadamente duplicar [11].

É importante salientar que com os cada vez menores tempos de subida dos conversores modernos, um comprimento de cabo relativamente pequeno pode já apresentar este comportamento. De acordo com [12] as sobretensões começam aparecer em cabos a partir de, aproximadamente, 3 m podendo chegar a 2 vezes o valor da tensão da fonte para comprimentos de cabo de 15 m, e a valores superiores a esse, para comprimentos de cabo acima de 120 m.

Na Figura 3 pode-se observar o valor da sobretensão de um cabo com 30 m de comprimento e uma impedância característica por metro: $R_c = 20 \text{ m}\Omega/\text{m}$, $L_c = 1.18 \text{ }\mu\text{H}/\text{m}$ e $C_c = 32.8 \text{ pF}/\text{m}$, alimentado por um pulso de tensão com uma amplitude de 600V e um tempo de subida $t_r = 0.1 \text{ }\mu\text{s}$.

Confirma-se o pressuposto inicial de que a amplitude da tensão iria aproximadamente duplicar.

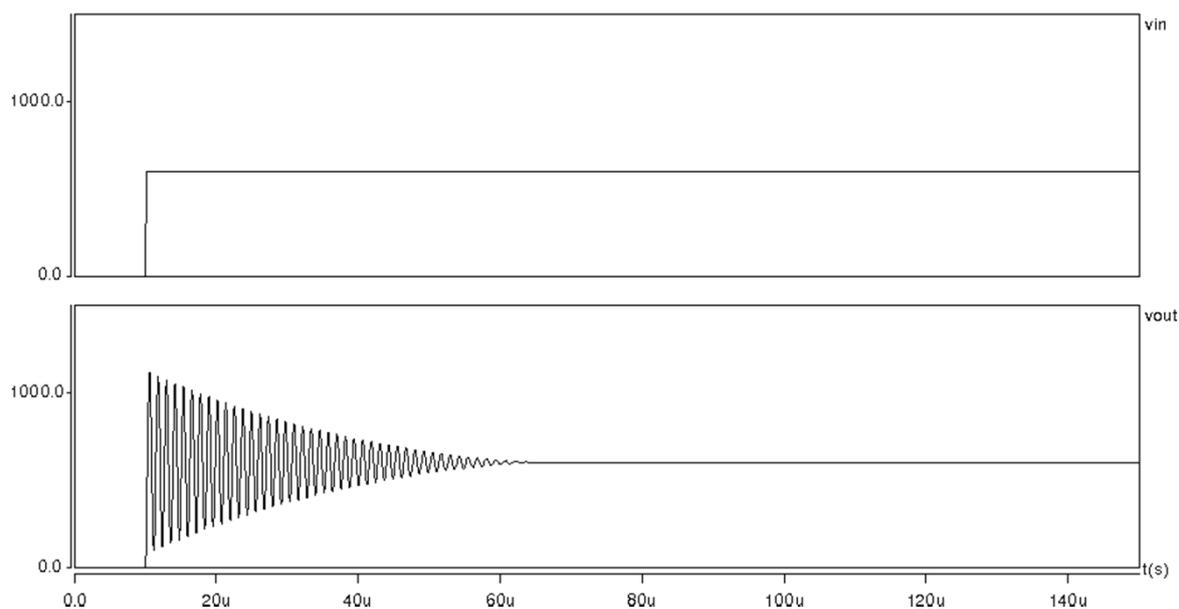


Figura 3. Tensão de entrada e de saída de um cabo elétrico alimentado com um pulso de tensão

Por forma a minimizar estas sobretensões podem ser implementados diferentes tipos de soluções, nomeadamente a introdução de uma bobina em série com o variador e o motor. Esta bobina limita a corrente, filtra a tensão PWM e reduz o ruído elétrico. Contudo, dada a elevada indutância necessária, afeta o desempenho dinâmico do conjunto, é volumosa e cara comparativamente com outras soluções.

Uma segunda solução é o já referido reforço do isolamento dos enrolamentos do motor e também a implementação de filtragem [13]. A filtragem pode utilizar diversas topologias e ser implementada do lado do variador ou do motor.

4.3. Efeito Corona

Dependendo da qualidade/homogeneidade do sistema de impregnação, o material impregnante pode conter bolhas de ar (vazios), que podem levar, em conjugação com as sobretensões ao aparecimento de Descargas Parciais que por sua vez podem levar ao rompimento do isolamento entre espiras. Um fenómeno complexo decorrente do efeito Corona. Este efeito resulta do campo elétrico criado pela diferença de potencial entre condutores adjacentes.

Se for estabelecido um campo elétrico suficientemente alto (mas abaixo da tensão de rutura do material isolante), a rigidez dielétrica do ar pode ser rompida, e o oxigênio (O₂) é ionizado em ozono (O₃). O ozono é altamente agressivo e ataca os componentes orgânicos do isolamento dos enrolamentos, deteriorando-os. Para que isso ocorra, o potencial nos condutores precisa exceder um valor limiar denominado CIV (*Corona Inception Voltage*), que é a rigidez dielétrica do ar “local” (dentro da bolha). O CIV depende do projeto do enrolamento, do tipo de isolamento, da temperatura, de características superficiais e da humidade. A erosão resulta na diminuição da espessura do material isolante, acarretando progressivas perdas de propriedades dielétricas, que acabarão por levar à falha do isolamento.

4.4. Tempo Mínimo entre Pulsos Consecutivos e Frequência de Comutação

Tal como o nome da modulação PWM sugere, o valor eficaz da tensão que é aplicada ao motor é controlado por variação da largura dos pulsos e pelo tempo entre eles. Acontece porem que o efeito de sobretensão é agravado quando o tempo entre os pulsos é mínimo. Condição que ocorre durante regimes transitórios, como aceleração e desaceleração do motor.

Se o tempo entre pulsos for menor que 3 vezes o período ressonante do cabo (tipicamente 0,2 a 2 μ s para cabos industriais), ocorrerá um acréscimo na sobretensão.

Associada aos efeitos originados pelo tempo de subida e tempo mínimo entre pulsos consecutivos, está a frequência com que os mesmos são produzidos. Atualmente são já comuns frequências de comutação na ordem dos 20 kHz. Porém, há estudos que indiciam que quanto maior for a frequência de comutação mais rápida será a degradação do isolamento dos enrolamentos. A relação de dependência entre o tempo de vida útil do isolamento e a frequência de comutação não é uma relação simples.

Resultados experimentais mostram que para frequências de comutação menores, ou iguais, a 5 kHz a probabilidade de falha do isolamento é diretamente proporcional à frequência de comutação, enquanto que para frequências de comutação maiores que 5 kHz a probabilidade de falha do isolamento é diretamente proporcional ao quadrado da frequência de comutação.

Por outro lado, o aumento da frequência de comutação melhora o conteúdo harmónico da tensão injetada no motor, tendendo, dessa forma, a melhorar o desempenho do motor em termos de temperatura e ruído.

5. Corrente de Circulação nos Rolamentos

O problema da tensão/corrente induzida no eixo gravou se com o advento dos variadores de velocidade. A soma vetorial instantânea das três fases da tensão PWM de saída do variador de velocidade não é igual a zero, mas igual a um potencial elétrico de alta frequência relativamente a um ponto comum de referência, usualmente a terra ou o polo negativo do barramento DC, denominada, por isso de tensão de modo comum. Havendo capacidades parasitas do motor para a terra, ocorre a circulação de uma corrente de modo comum indesejada que atravessa o rotor, eixo, rolamento e tampa aterrada.

Portanto, as causas de tensão induzida no eixo devido aos

variadores de velocidade somam-se àquelas intrínsecas ao motor (por exemplo, desbalanceamento eletromagnético Causado por assimetria) e que também provocam a circulação de corrente nos rolamentos.

Estas correntes desgastam as esferas e a pista dos rolamentos, dando origem a pequenos furos, que começam a sobrepor-se e, e que com o passar do tempo promovem a formação de sulcos (Figura 5), reduzindo a vida útil dos rolamentos e podendo mesmo provocar a falha do motor.

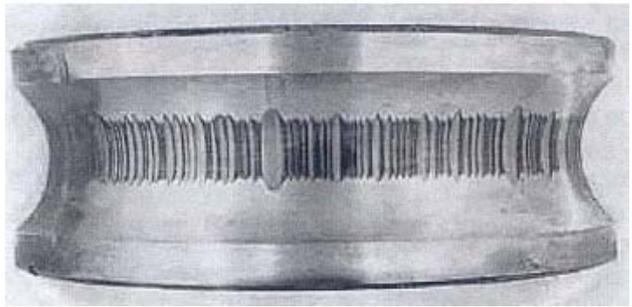


Figura 5. Pista de rolamento danificada devido à circulação de corrente elétrica (fonte [4]).

Estes efeitos podem ser mitigados utilizando rolamentos isolados e introduzindo escovas de aterramento entre o rotor e a carcaça do motor por intermédio de uma escova deslizante de grafite.

6. Conclusões

O rápido desenvolvimento da eletrónica de potência tem permitido que os motores de indução, tradicionalmente acionados a velocidade constante, sejam utilizados com sucesso em aplicações de velocidade variável. Nestes casos, o motor é alimentado por um variador de velocidade.

Estes sistemas apresentam grandes vantagens tanto energéticas quanto económicas, quando comparado com outras soluções existentes para aplicações industriais de velocidade variável. No entanto, o uso do variador traz consequências para o motor, fazendo com que os fabricantes de motores precisem de estar atentos.

Referências

- [1] C. Choochuan., "A survey of output filter topologies to minimize the impact of pwm inverter waveforms on three-phase ac induction motors," em the 7th International Power Engineering Conference - IPEC 2005, 2005.
- [2] E. N. H. a. H. Roehrdanz, "Losses in three-phase induction machines fed by pwm converter," IEEE Transactions on Energy, 2001.
- [3] T. C. G. a. A. C. S. Carlos A. Hernandez-Aramburo, "Estimating rotational iron losses in an induction machine," IEEE Transactions on Magnetics, vol. 39, 2003.
- [4] H. N. K.-H. H. J.-P. H. a. D.-H. H. Jeong-Jong Lee, "Loss distribution of three-phase induction motor fed by pulsewidth-modulated inverter," IEEE Transactions on Magnetics, vol. 40, 2004.
- [5] A. M. J. S. S. B. a. G. L. S. Mike Melfi, "Effect of surge voltage risetime on the insulation of low-voltage machines fed by pwm converters," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 34, p. 766–775, 1998.
- [6] S. Chen, T. Lipo e D. Novotny, "Circulating type motor bearing current in inverter drives," em Thirty-First IAS Annual Meeting, IAS '96, 1996.
- [7] S. Ueda, K. Honda, T. Ikimi, M. Hombu e A. Ueda, "Magnetic noise reduction technique for an AC motor driven by a PWM inverter," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 6, pp. 470-475, Jul 1991.
- [8] N. Hashemi, R. Lisner e D. Holmes, "Acoustic noise reduction for an inverter-fed three-phase induction motor," em 39th IAS Annual Meeting Industry Applications Conference, 2004.
- [9] WEG Equipamentos Elétricos S.A., "Guia Técnico - Motores de indução alimentados por inversores de frequência PWM," Jaraguá do Sul, 2009.
- [10] H. G. G. M. Waldiberto de Lima Pires, "Minimização de Perdas em Motores de Indução Alimentados Por Conversores de Frequência – Solução Fluxo Ótimo," Jaraguá do Sul - Barsil, 2006.
- [11] P. E. a. W. G. A. von Jouanne, "Application issues for pwm adjustable speed ac motor drives," IEEE Industry Application Magazine, 1996.
- [12] NEMA Standards Publication, "Application Guide for AC Adjustable Speed Drive Systems," National Electrical Manufacturers Association, Rosslyn, 2007.
- [13] P. T. Finlayson, "Output filters for pwm drives with induction motors," IEEE Industry Applications Magazine, p. 46–52, 1998.

Notas soltas:

Grandeza física		Unidade	
Denominação	Símbolo	Denominação	Símbolo
Capacidade	C	Farad	F
Carga elétrica	Q	Coulomb	C
Comprimento	L	metro	m
Corrente elétrica	I	Ampère	A
Densidade de corrente	J	Ampère/m ²	A/m ²
Energia	E	Joule	J
Fluxo magnético	f	Weber	Wb
Força	F	Newton	N
Frequência	F	Hertz	Hz
Impedância	Z	Ohm	Ω
Indutância	L	Henry	H
Potência elétrica	P	Watt	W
Pressão	P	Pascal	Pa
Resistência elétrica	R	Ohm	Ω
Resistividade	r	Ohmxmetro	Ωm
Tensão elétrica	V	Volt	V

TYPES AND CONSTRUCTION OF POWER TRANSFORMERS.

I. Introduction

Transformers may be classified according to dielectric insulation material as follows:

- Oil-filled transformers
- Dry type transformers

II. Oil-filled Transformers

Two types of oil-filled transformers are commonly used:

- With expansion tank (conservator)
- Sealed

In this type of transformers windings and core are immersed in oil, in a tank with radiators; oil plays both functions of insulating material and cooling fluid.

Common applications of oil-filled transformers with conservator are:

- As step-up transformers in power plants.
- As step-down transformers in EHV/EHV, EHV/HV and HV/MV utilities substations (primary voltages above 52 kV).
- As step-down transformers in HV/MV or MV/MV industrial plants substations, with rated power above 2.5 MVA.



Oil-filled sealed transformers (without conservator) are mainly used in distribution networks (MV/LV) and in installations up to 52 kV, with a rated power up to 2.5 MVA, although some manufactures built this type of transformers up to 30 MVA.



The degree of protection (IP) provided by the tank allows that both types of transformers can be installed outdoors.

III. Dry Type Transformers

Dry type transformers present the most suitable solution in situations where the distribution of energy requires absolute safety and environmental friendliness. These transformers require less maintenance than oil-filled transformers, more safe to environment and have low fire hazard.



Windings and core are not installed in a tank and insulation of windings is usually made of cast resin.

They possess less space, about 2/3 of that of corresponding oil filled transformers, and their simple construction allows on-site replacement of windings.

Dry type transformers are only suitable for indoors installation because the degree of protection provided by enclosure is IP00 and are usually employed on distribution networks and in installations with voltages up to 52 kV and rated power up to 2.5 MVA, although some manufactures built this type of transformers up to 50 MVA.

Typical use of dry type transformers is:

- Multi-storey buildings
- Hotels
- Malls
- Hospitals and clinics
- Airports
- Mines
- Other places where fire safety is a great concern

IV. Gas Insulated Transformers (GIT)

Rising demand for electric power in large cities, lack of space to construct new substations or upgrade existing substations and adverse environment conditions has encouraged large-scale substations to be tucked away underground in overpopulated urban areas, leading to strong demand for incombustible and non-explosive, large-capacity gas insulated transformers from the view point of accident prevention and compactness of equipment.



In line with this requirement, several types of large-capacity gas insulated transformers have been developed, being SF6 the most common gas used.

Because the gas forced cooling type was considered to be available up to approximately 60 MVA, all of these gas insulated transformers are liquid cooled.

The main advantages of GIT are:

- Non flammable (gas insulated transformers, using incombustible SF6 gas as an insulation and cooling medium).
- Explosion-proof tank (pressure tank withstands pressure rise in case of internal fault).
- Compactness (since conservator or pressure relief equipment is not necessary, height of transformer room can be reduced approximately 2-2.5 meters).
- Easy installation (oil or liquid purifying processes are not necessary with gas insulated transformers).
- Easy inspection and maintenance work (only SF6 gas pressure need be basically monitored during periodic inspection).

Since gas insulated transformers do not need a conservator, the height of transformer room can be reduced. In addition, its non-flammability and non tank-explosion characteristics can remove firefighting equipment from transformer room.

As a result, gas insulated transformers, gas insulated shunt reactor, GIS and control panels can be installed in the same room, and such installation realizes the fully SF6 gas insulated substation.

V. Two and Three Windings Transformers

Usually transformers have two windings, the primary and the secondary.

However, in HV and EHV substations, with voltages above 52 kV, power transformers may have a third winding, with a rated voltage of 7 kV or 11.5 kV.

This winding is used for harmonic compensation, to reduce the unbalancing in the primary due to unbalancing in three phase load and to redistribute the flow of fault current.

It is common practice to use this third winding to LV auxiliary services power transformer.

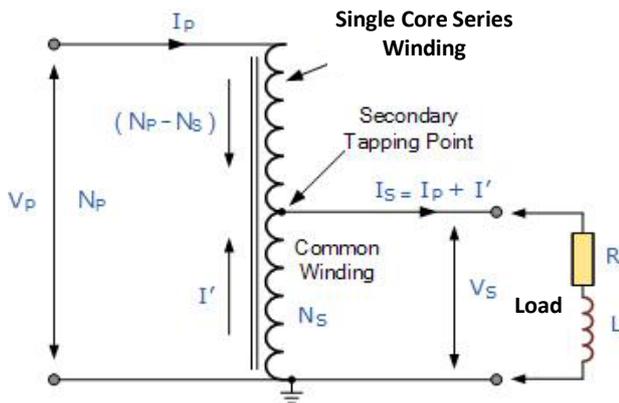
VI. Single Phase Transformers and Autotransformers

For voltages above 123 kV and for high values of rated power (usually above 100 MVA), for handling and economic reasons it is usual to use single phase transformers.

In such a situation the three single phase transformers must work as a whole, since they are relatively interdependent.

The windings (both primary and secondary) of the three single phase transformers must be connected together in “star” or in “delta”.

A special case of single phase transformers are autotransformers that have one single core and winding.



The main advantages of an autotransformer compared to a common single phase transformer are:

- More economic and easier to handle (only one winding and for the same rated power the dimensions and the weight are lower).
- More efficient (losses by Joule effect are lower, because there is only one winding).
- Lower voltage drop, being able to keep the voltage more stable.

In contrast the major disadvantages are:

- Primary and secondary windings are not isolated from each other.
- As the internal voltage drop is lower, in case of a short circuit the fault current is higher, causing higher electrodynamic stress in the windings, which may be a cause of ageing.

VII. Dissociated Phases Transformers

Another construction solution for voltages above 123 kV and for high values of rated power is the dissociated phases transformer, formed by three single-phase transformers within a common enclosure, where are made the connections of the three transformers and where the bushings are assembled.

The conservator, the cooling system and the on-load tap changer may be also assembled at that enclosure or assembled separately.



VIII. Zig-Zag & Grounding Transformers

Neutral grounding of transformers and transmission and distribution networks may be:

- Solid grounded
- Grounded through an impedance or a resistance
- Ungrounded

When it is required to connect the neutral of the transformers to the ground, (solid or through an impedance or a resistance) and when at the side it is designated to ground the neutral the windings are “delta” connected (usually MV/LV power transformers), in order to achieve neutral grounding is necessary to form an artificial neutral point. This is achieved using a zigzag grounding transformer.

Página deixada intencionalmente em branco!

UTILIZAÇÃO DE UM VEÍCULO ELÉTRICO PARA ABASTECER UMA RESIDÊNCIA NO HORÁRIO DE PONTA

Resumo

Com uma tarifa horária diferenciada, o preço da energia elétrica é mais barato durante a madrugada, nos chamados horários de vazio, e mais caro no final da tarde, no horário de ponta. Uma possibilidade para evitar esse custo maior é a de se comprar a energia durante o horário de vazio, armazená-la numa bateria e devolvê-la à rede no horário de ponta. O presente trabalho apresenta um estudo sobre a viabilidade económica da utilização da energia disponível na bateria de um veículo elétrico para abastecer uma residência durante o horário de ponta.

1. Introdução

Modalidade tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e procura de potência ativa, podendo ser divididas em tarifas convencionais e tarifas horárias [1].

Na primeira, o cliente é cobrado igualmente pela energia elétrica que consome independente do horário do dia ou período do ano. Já a cobrança de energia elétrica nas tarifas horárias é caracterizada por refletir os custos de outras variáveis, como o período do dia que o consumo ocorre e custo de produção.

Quando comparado um horário de ponta a um mesmo período fora da ponta, o custo de energia elétrica e da procura pode chegar até nove vezes mais que o seu corresponde num horário normal [1]. Como alternativa, a produção independente de energia elétrica pode ser um sistema economicamente viável.

Com uma capacidade assinalável nas suas baterias, os veículos elétricos (VE) podem ser utilizados como dispositivos armazenadores de energia num sistema de compensação de consumo no horário de ponta.

Isso pode ser útil também para compensar a natureza intermitente das fontes renováveis de energia, por exemplo.

2. Sistema tarifário português

Assim como o Brasil, Portugal possui diferentes modalidades tarifárias. Há as Tarifas de Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE) e a Baixa Tensão Normal (BTN) que é utilizada pela maioria dos clientes residenciais, foco deste estudo.

Para BTN, adotam-se diferentes tarifas ao longo do dia, a Ponta, a Cheia e o Vazio.

A figura 1 exemplifica visualmente a divisão horária de um dia de acordo com a respetiva tarifa.



Figura 1. Divisão diária por posto tarifário [2]

Através da Equação 1 será feito o cálculo da chamada Tarifa de Compensação, pois considerar-se-á o carregamento do veículo elétrico durante a madrugada, ou horário de vazio, e sua descarga no horário de ponta.

O cálculo da economia se dará a partir da diferença entre as tarifas de compra.

$$Tarifa_{compensação} = Tarifa_{ponta} - Tarifa_{vazio} \quad (1)$$

3. Veículos elétricos

São denominados VE, todos aqueles veículos que, para seu funcionamento, possuem pelo menos um motor que converte a energia elétrica armazenada em baterias em energia mecânica. Os Veículos a Bateria Elétrica, dependem única e exclusivamente da energia armazenada nas baterias para a sua locomoção. Nesse caso, ele é ligado diretamente à rede elétrica para o carregamento. Veículos Elétricos Híbridos Plug-in, VHEP, são movidos a eletricidade ou a gasolina e têm a singularidade de poderem se recarregar através do motor de combustão interna, ao invés de serem carregadas somente pela rede elétrica.

3.1. Baterias para veículos elétricos

Especificamente para os VE, há duas tecnologias de bateria que são predominantes, a de Níquel-Hidreto Metálico (NiHM) e a de Li-Ion [1].

As principais características que se deve conhecer a respeito das mesmas, para dimensioná-las e entender o seu funcionamento para esta aplicação, são:

- **Capacidade:** É a quantidade de corrente por hora que a bateria, ou célula de bateria é capaz de fornecer [Ah];
- **DoD:** Profundidade de Descarga (PDD), ou Depth of Discharge (DoD). Mede quanto da capacidade total da bateria será utilizado na descarga, é dada pela relação da Capacidade Utilizada pela Capacidade declarada.

3.2. Determinação da potência disponível na bateria

A potência disponível para uso nas baterias pode ser determinada conforme a seguinte Equação 2 [4]:

$$P_d = \frac{[E_a - (DD + Res) \times Eff_{ve}] \times Eff_{inv}}{t_{desc}} \quad (2)$$

Onde:

- P_d Potência disponível [kW]
 E_a Energia armazenada na bateria [kWh]
 DD Distância percorrida desde que a bateria foi 100% carregada [km]
 Res Distância reserva na bateria, definida pelo condutor [km]

Eff_{ve} Eficiência do veículo elétrico em kWh/km

Eff_{inv} Eficiência do inversor utilizado [adimensional]

T_{desc} Tempo de descarga desejado [h]

Para os veículos 100% elétricos, leva-se em conta a P_d máxima permitida pela bateria, uma vez que se, ultrapassados esses valores, baixa-se drasticamente a vida útil das mesmas. Isso gera a Equação 3 [5].

$$P_d = \frac{[E_a * DoD - (DD + Res) \times Eff_{ve}] \times Eff_{inv}}{t_{desc}} \quad (3)$$

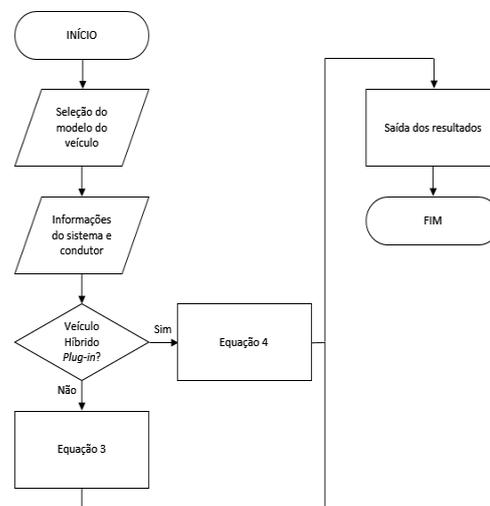
Para os VHEP, não é necessário prever uma reserva na bateria, uma vez que o motor a combustão pode carregar a bateria e/ou movimentar o veículo, dando origem à Equação 4.

$$P_d = \frac{[E_a * DoD - (DD) \times Eff_{ve}] \times Eff_{inv}}{t_{desc}} \quad (4)$$

4. Estudo de caso

Construiu-se uma ferramenta de simulação capaz de receber como entrada todos os dados relevantes ao cálculo da utilização do VE como uma fonte de compensação de energia, sendo a plataforma escolhida o Excel. A saída informará a economia e tempo de payback do sistema para cada caso.

O Fluxograma 1 representa o funcionamento do simulador.



Fluxograma 1. Funcionamento do simulador

Para a simulação da viabilidade económica, escolheu-se trabalhar com 3 veículos reais e disponíveis no mercado. O Outlander PHEV, um híbrido plug-in da Mitsubishi, e os veículos 100% elétricos, o Leaf da Nissan e o i3 da BMW.

A tabela 1 contém um sumário das principais características elétricas dos modelos escolhidos para se efetuar a simulação.

4.1. Custo do sistema

Sabe-se que o brasileiro troca de carro a cada 1,7 anos. Para Portugal, estimou-se cerca de 3 [1].

Como as baterias que equipam os veículos elétricos têm uma vida útil na ordem de 2000 a 3000 ciclos, ou seja, de no mínimo 5 anos ($2000 \div 365 = 5,47$ anos) [8], os seus custos de depreciação foram desprezados, uma vez que o período de troca de um veículo usado por um novo é menor do que a vida útil da sua bateria.

Desprezou-se também o preço do VE, assumindo-se que o condutor já possui veículo na sua residência, e não que o compre exclusivamente para compensação.

Compõe o custo do sistema um carregador e um medidor de energia bidirecionais, para ligação à rede e controlo da carga/descarga da bateria, somando um valor estimado de €426.

	Montadora	Mitsubishi	Nissan	BMW
Geral	Veículo	Outlander PHEV	Leaf	i3
	Tecnologia	PHEV	100% EV	100% EV
	Tecnologia da Bateria	Íões de Lítio	Íões de Lítio	Íões de Lítio
Bateria	Tensão (V)	300	360	355,2
	Capacidade (Ah)	40	66,67	60,81
	Energia (kWh)	12	24	21,6
Veículo	Autonomia EV (km)	52	199	160
	Eficiência (kWh/100km)	18,46	9,65	10,8

Tabela 1. Principais características dos veículos híbridos e elétricos

4.2. Hábitos de condução do consumidor português

A primeira simulação foi feita com base nos hábitos de condução de um condutor médio português.

Constatou-se que o cidadão comum cobre diariamente, uma distância de 45 km [3]. Para a distância de reserva que será mantida na bateria, utilizou-se um valor de 15% da autonomia total do veículo. O tempo de descarga da bateria para compensação de energia será fixado em 2,5h, para aproveitar o intervalo do horário de ponta na sua totalidade. Obteve-se os resultados demonstrados na Tabela 2.

Geral	Montadora	Mitsubishi	Nissan	BMW
	Veículo	Outlander PHEV	Leaf	i3
	Tecnologia	PHEV	100% EV	100% EV
Payback	t payback (anos)	8,59	0,93	1,13

Tabela 2. Tempo de *payback* por veículo

Verificou-se que o sistema é economicamente viável para aqueles que possuem veículos 100% elétricos, cujo tempo de payback fica em torno de um ano. Após esse período o utilizador começará a ter lucro efetivamente.

Para os VHEP, o retorno financeiro pode chegar a quase 9 anos, devido ao facto das suas baterias serem de muito menor capacidade que a dos veículos 100% elétricos.

Nesse caso, a utilização do VHEP seria vantajosa apenas para uso do veículo como um *nobreak*, no caso de uma falha elétrica da rede ou de algum equipamento interno à instalação do cliente.

4.3. Diferentes perfis de condução

Para diferentes perfis de condução foi analisado qual VE, de entre os modelos de veículos pré-definidos, terá o menor tempo de *payback* e maiores lucros aos utilizadores.

Para tal, variou-se de 0 a 50 km a distância percorrida diariamente, utilizando-se um passo de 10 km. Para cada uma dessas distâncias variou-se também a distância de reserva de 0 a 30 km, com o mesmo passo de 10 km.

Será considerado rentável apenas aqueles casos em que o *payback* do sistema se dê em menos de 3 anos, ou seja, antes que o utilizador troque de veículo.

Os resultados foram compilados em diferentes tabelas. A Tabela 3 é referente ao Nissan Leaf.

A terceira coluna mostra a energia da bateria que está disponível para utilização na residência e a quarta informa de quanto será a economia bruta anual do usuário.

Por último está o tempo de *payback* do sistema. Mais uma vez foi considerado viável aqueles casos em que esse valor seja menor que 3 anos.

Para os VHEP é óbvio que a distância de reserva não afeta o tempo de *payback* do sistema, uma vez que pelo facto de possuir um motor a combustão, assume-se que nunca faltará gasolina em períodos de emergência, portanto não se deve constituir reserva da bateria. Os perfis vantajosos são aqueles que percorrem até 30 km diários, ou seja, do A ao I.

Já para os veículos elétricos, observa-se que quanto menor a soma das distâncias percorrida e reserva, menor o tempo necessário para *payback*. Para ambos modelos, o Leaf e o i3, independente da distância percorrida e da distância de reserva os veículos são recomendáveis, com *payback* dentro dos limites estabelecidos neste trabalho.

Perfil	Distância Percorrida	Reserva	Energia para residência (kWh)	Economia bruta anual (EUR)	Payback
A	10	10	15,89	662,40	0,64
B	10	20	15,00	625,40	0,68
C	10	30	14,11	588,39	0,72
D	20	10	15,00	625,40	0,68
E	20	20	14,11	588,39	0,72
F	20	30	13,23	551,39	0,77
G	30	10	14,11	588,39	0,72
H	30	20	13,23	551,39	0,77
I	30	30	12,34	514,38	0,83
J	40	10	13,23	551,39	0,77
K	40	20	12,34	514,38	0,83
L	40	30	11,45	477,37	0,89
M	50	10	12,34	514,38	0,83
N	50	20	11,45	477,37	0,89
O	50	30	10,56	440,37	0,97

Tabela 3. Tempo de *payback* para diferentes perfis de condução - Nissan Leaf

4.4. Energia mínima da bateria para o utilizador

Para a última simulação variou-se a energia da bateria de forma a se obter um tempo de *payback* exato de 3 anos, obtendo a capacidade mínima da bateria para cada tecnologia.

Na Tabela 4, as quarta e quinta colunas indicam, respetivamente, qual a energia mínima necessária na bateria para cada tecnologia, de acordo com os perfis. Isso é útil, principalmente, para os veículos não mencionados aqui e também os VHEP, que no geral têm capacidades de bateria menores. Dessa forma, o condutor sabe, de acordo com seu perfil, qual a menor energia que a bateria do veículo deve possuir.

Perfil	Dist. Percorrida	Reservada	Energia mínima VE (kWh)	Energia mínima Híbrido (kWh)
A	10	10	7,13	6,88
B	10	20	8,38	6,88
C	10	30	9,63	6,88
D	20	10	8,38	9,13
E	20	20	9,63	9,13
F	20	30	10,88	9,13
G	30	10	9,63	11,38
H	30	20	10,88	11,38
I	30	30	12,13	11,38
J	40	10	10,88	13,63
K	40	20	12,13	13,63
L	40	30	13,38	13,63
M	50	10	12,13	15,88
N	50	20	13,38	15,88
O	50	30	14,63	15,88
P	45	32	14,25	14,75

Tabela 4. Capacidade mínima da bateria

4.5. Resultados e análises dos resultados

Para o proprietário do veículo elétrico, a vantagem de utilizar o sistema de compensação de energia elétrica no horário de ponta seria a de otimizar o seu consumo de energia proveniente da rede.

Ao final de cada mês, além da economia na fatura de energia elétrica, o condutor teria também uma fonte de renda adicional.

Neste trabalho provou-se que a utilização da bateria de veículos elétricos para alimentar uma residência durante o horário de ponta é economicamente vantajosa. Para o cidadão médio português é obrigatória a utilização de veículos movidos 100% a energia elétrica para que haja economia perceptível na fatura de energia.

Quando se testou outros perfis de condução, os veículos 100% elétricos continuaram a ser uma opção financeiramente viável. Para os veículos híbridos é importante que o condutor não possua grandes necessidades de deslocamento diário. Para tal, o limite de distância percorrida é de 30 km para que o *payback* seja aceitável.

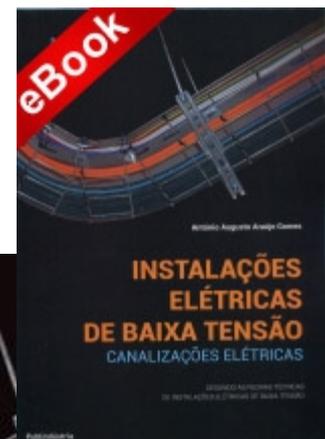
Referências

- [1] ANEEL. Resolução Normativa N° 479: Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. [s. L.]: Aneel, 2012. 56 p. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>.
- [2] EDP. Horários Baixa Tensão Normal. 2014. Disponível em: <<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTN.aspx>>. Acesso em: 22 dez. 2014.
- [3] INFAS. Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Berlin: Bundesministeriums Für Verkehr, Bau Und Stadtentwicklung, 2008. Disponível em: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2008_Abschlussbericht_1.pdf>.
- [4] KEMPTON, Willett et al. Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California. California: California Air Resources Board And The California Environmental Protection Agency, 2001. 78 p. Disponível em: <www.udel.edu/V2G/docs/V2G-Cal-2001.pdf>.

- [5] MAGALHÃES, Daniel Filipe Pereira. Projeto De Um Sistema De Gestão De Baterias (BMS) Aplicadas Na Alimentação De Veículos Elétricos (EVs). 2012. 41 f. Dissertação (Mestrado em Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Automação) - Feup, Porto, 2012. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~ee05223/wp-content/uploads/2012/09/dissertação_1926_2012_provi_soria.pdf>.
- [6] ROSOLEM, Maria de Fátima N. C. et al. Bateria de Lítio-Íon: Conceitos Básicos e Suas Potencialidades. Saber Eletrônica, São Paulo, v. 48, n. 464, p.56-66, set. 2012. Disponível em: <http://www.sabereletronica.com.br/files/file/SE464_w eb.pdf>.
- [7] TELEFONICA. Connected Car Industry Report 2014. London, 2014. Disponível em: <http://blog.digital.telefonica.com/wp-content/uploads/2014/07/Telefonica-Connected_Car_Report_2014-Final-en.pdf>.
- [8] WITTMANN, D; BERMANN, C; WITTMANN, T F. Análise Crítica da Integração em Larga Escala de Veículos Elétricos no Brasil. In: INTERNATIONAL WORKSHOP ADVANCES IN CLEANER PRODUCTION, 4., 2013, São Paulo. Proceedings... . São Paulo: International Workshop Advances In Cleaner Production, 2013. p. 1 - 10. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/downloads/Artigo - Análise Crítica da Integração em Larga Escala de Veículos Elétricos no Brasil.pdf>>.

Divulgação:

Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão
Autor: António Augusto Araújo Gomes
Editora: Publindústria
Data de Edição: 2015
ISBN: 9789897230752
Nº Páginas: 151
Encadernação: Capa mole



PM MOTORS FOR HIGH EFFICIENCY APPLICATIONS

Abstract

PM motors are suitable for nearly all applications, like pumps, elevators, compressors, blowers, extruders, generators, electric vehicles, servodrives, cooling towers, household appliances, etc. This paper will present some applications where the use of PM motors allowed for enhancements in energy efficiency and process quality.

1. Introduction

According to recent studies [1], electric motor-driven systems (EMDS) account for between 43% and 46% of all global electricity consumption.

Induction motors have been the most used drives in industry, due to its robustness, reliability and simple operation (direct connection to the mains, without electronic control). However, in many applications variable-speed drives offer significant energy saving potential [2]. In this scenario, permanent magnet motors are competing technologies for the induction motors, because they present higher efficiency and do not need forced ventilation neither over sizing.

2. Permanent Magnet Motors

PM motors offer the highest efficiency of all motors, due to the absence of joule losses in the rotor, and high power factor due to the excitation flux of the permanent magnets (resulting in smaller currents). Since PM motors have no Joule losses in the rotor, bearing temperature is lower, and lifetime is increased.

They have a significant higher efficiency at low speeds than the induction motors and do not need forced ventilation, neither over sizing for constant torque operation (rated torque in all speeds).

Figure 1 shows a comparison among an IPM motor (IE4+) and two induction motors (IE2 and IE3), all rated 30 kW at 1800 rpm, operating over a 4:1 speed range with constant rated torque.

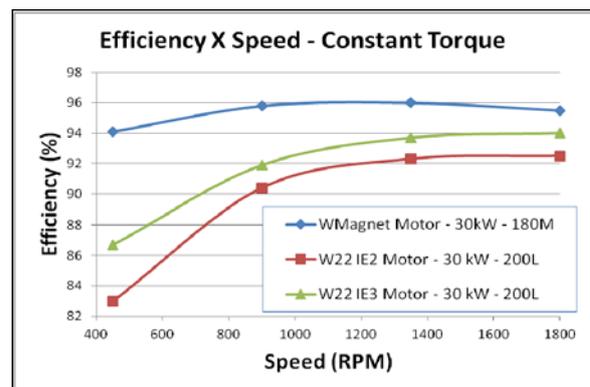


Figure 1. Efficiency over a 4:1 speed range with constant torque for three motors: a PM synchronous motor (Wmagnet), and two induction motors (W22 IE2 and W22 IE3), all rated 30 kW at 1800 rpm

3. Construction Characteristics

PM motors can have different construction characteristics.

The permanent magnets can be placed on the surface or inside the rotor (IPM – Interior Permanent Magnet), the rotor can be external or internal, the windings can be distributed (as for conventional induction motors) or tooth-wound (as in universal motors). They can use low-cost, low-energy ferrite magnets (usually for low-power, low-cost applications) or high-cost, high-energy rare-earth magnets (usually for high performance motors in industrial applications), resulting in more compact designs with high torque/volume ratios.

Furthermore, they can be classified as BLAC (Brushless Alternating Current) or BLDC (Brushless Direct Current) motors. The first use a sine wave current drive (their back-EMF is sinusoidal) and the latter use a square wave current

drive (their back-EMF is trapezoidal). Typically, BLDC motors have tooth-wound windings, and BLAC motors have distributed windings. But BLAC motor can have tooth-wound windings as well, mainly for low-power applications.

There are several topologies, and the applicability of each one depends on the application requirements, as shown in the table 1.

4. Applications for PM Motors

4.1. Industrial PM Motors

4.1.1 IPM Motor

IPM synchronous motors have similar stator windings as induction motors, but have high-energy rare-earth magnets inside the rotor.

Figure 2 shows a detail of a one-pole finite element simulation of a 6-pole IPM motor on load. The rotor has a special designed lamination to minimize flux leakage while keeping the necessary mechanical strength at the higher speed allowed.

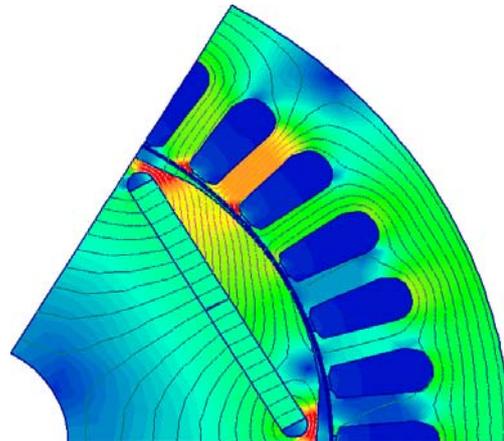


Figure 2. Detail of one pole flux pattern and flux density of a 6-pole IPM motor

Table1. Characteristics of different topologies

Topology	Characteristics	Example
External rotor	high-torque, low-speed applications (i.e. washing machine, elevators), ventilation, wheel motors for traction applications.	
Surface magnets	low-speed applications (i.e. ventilation, exhaust, residential pumps, elevators).	
Interior magnets	low and high-speed applications (i.e. blowers, compressors, pumps, elevators, electric vehicles).	
Line-start	low-speed, low-inertia applications, direct-on-line connection (i.e. small fans, pumps)	

These motors can be one frame size smaller than induction motors (up to 43% reduction in volume and 35% in weight), while offering super premium efficiencies (Figure 3) [3].

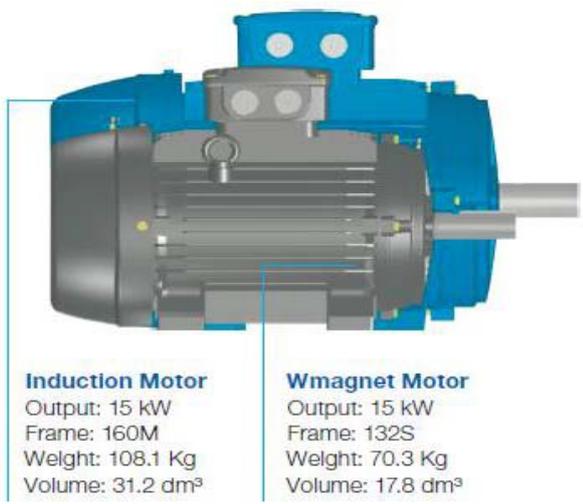


Figure 3. Interior permanent magnet motor with rare-earth magnets and reduced frame size

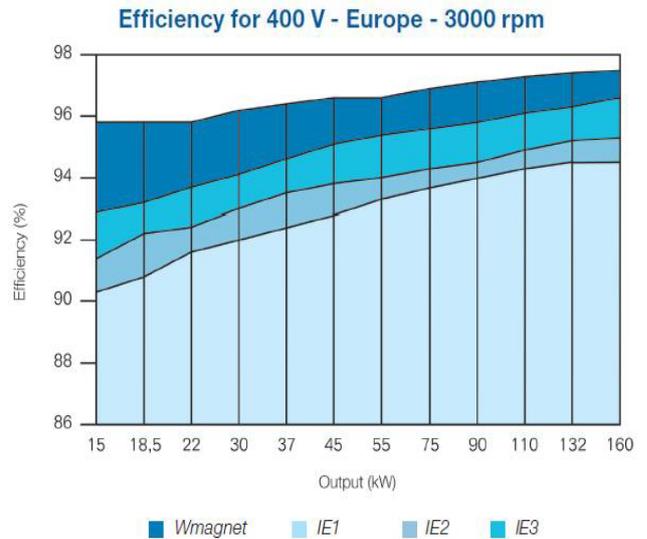


Figure 3a. Efficiency comparison between IPM synchronous motors and IEC efficiency levels

Since they are in a reduced size frame, they have lower noise levels than induction motor of the same output power.

The main applications are pumps, ventilation systems, compressors, wire drawing machines, extruders and conveyor belts.

4.2.2 Line-start PM Motor

These motors are hybrid motors because they have rare-earth magnets below the squirrel-cage [4]. They have similar windings as induction motors and have the ability to start direct on line, without the need for electronic controller. They start and accelerate like an induction motor, until synchronism is achieved, keeping constant speed with varying load, with super premium efficiency.

Figure 4 shows an example of a 6-pole line-starting motor lamination. The stator has the same lamination as the induction motor counterpart. The rotor lamination has especially designed aluminum bars and slots for permanent magnets to allow good starting capabilities (starting torque and synchronization) and good synchronous operation (high pull-out torque and high efficiency).

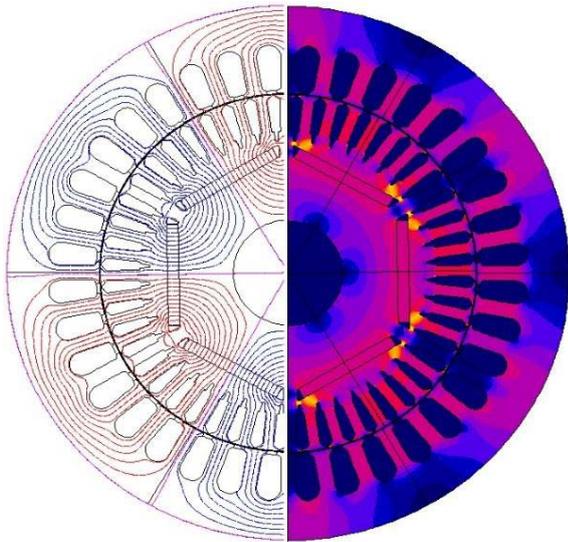


Figure 4. Example of a 6-pole line-start motor showing flux pattern and flux density

If variable speed is needed, they can be driven by a conventional frequency inverter, in scalar mode. This allows several motors to be driven by the same inverter, running at the same speed.

Figure 5 shows the efficiency levels compared to IEC levels.

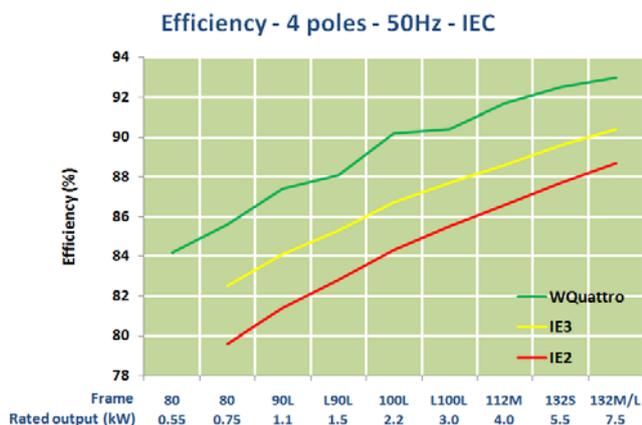


Figure 5. Efficiency comparison between Line-start PM motors and IEC efficiency levels

The main applications are low-inertia loads (up to 30 times de rotor inertia), and multi-motor variable-speed with one single inverter. The inertia of the load is an important issue, because if it is greater than the limit value, the motor shall fail to synchronize, and will operate at a speed below synchronous speed, having high currents, noise and vibration, and the motor must not operate in this condition.

Multi-motor variable-speed applications with on inverter can be an economic solution for those applications that need that several motors work in the very same speed.

4.3. Application in compressor

A PM motor was used in substitution of an induction motor in a 200 HP screw compressor (Figure 6).



Figure 6. Compressor with PM motor

Figure 7 shows the efficiency comparison of the compressor over its speed range when using an induction motor and when using a PM motor.

The induction motor was rated 150kW, 2 poles, IEC frame 280 S/M. The PM motor was rated 150kW, 3600 rpm, IEC frame 250 S/M PM motor. There has been a significant increase in efficiency by the use of the PM motor. Also, the PM motor is one frame size smaller, with 52% of the weight of the induction motor.

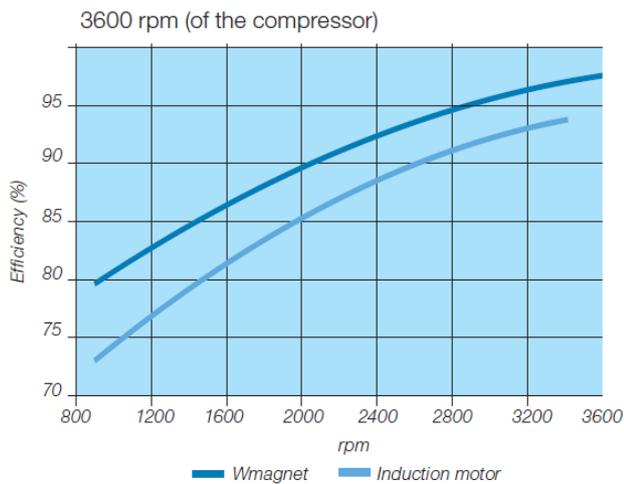


Figure 7. Efficiency of the compressor with IPM motor and induction motor

4.4. Application in wire drawing machine

A 100HP, 4 poles, IEC frame 250 S/M Induction motor was substituted by a 100HP, 1500 rpm, IEC frame 225 S/M PM motor in a wire drawing machine (Figure 8).



Figure 8. Wire drawing machine with PM motor

This change allowed average energy savings of 3.9% in the operation cycle of the machine, corresponding to a monthly saving of 720kWh considering continuous operation; an increase in the wire production range (lower speed with increased load torque), because the PM motor works cooler than the original induction motor; and the temperature of the bearings was greatly reduced, allowing a longer useful life of the bearings, longer lubrication intervals, and less maintenance.

4.5. Application in textile industry

The original motor of the yarn starching machine (Figure 9) was a ring induction motor, which had brushes that needed to be replaced regularly and demanded constant maintenance. When this motor burnt and needed to be repaired, the decision to seek a more efficient alternative led to the choice of a PM motor. The cost to fix the old motor would be 115% of the amount to acquire a new and more efficient motor. So, the new motor chosen was a 15 kW PM motor. The replacement reduced the maintenance costs (practically zero) and shutdown hours of the machine, and enhanced the process with speed variation with constant torque (which means saving energy) and more power in the operation. It also brought more versatility to speed control which is essential for the quality of the starching, a process prior to the production of fabric. The PM motor is 50% smaller than the original motor. This calls for less space and makes eventual maintenance easier.



Figure 9. Textile machine

4.6. Application in cooling tower

PM motors for cooling towers use rare-earth magnets and have a high number of poles, producing high torque at low speeds, for direct-drive coupling (Figure 10). This eliminates gear-boxes, leading to less maintenance and less mechanical losses, that together with the lower electrical losses of the PM motor, increases the overall efficiency of the system.



Figure 10. Cooling tower with PM motor

4.7. Application in extrusion machine

The volume of plastic material that is extruded depends on the rotational speed of the helical thread. Extrusion machines demand constant speed of the helical thread to assure the quality of the process. Also, different materials require different speeds. DC and induction motors with magnetic clutch are commonly used in these machines, but the maintenance of these motors is costly and frequent. Also induction motors with frequency inverters are used.

A PM motor was applied in an extrusion machine (Figure 11), which used a DC motor. Annual energy savings of 21% were obtained. Besides the higher efficiency, the PM motor offers other advantages like low maintenance (less shutdown time machine), no necessity for forced ventilation and constant torque at low speeds.



Figure 11. Extrusion machine with PM motor

5. Conclusion

PM motors can have different construction characteristics, to meet different application requirements. Due to their higher efficiency compared to induction motors, PM motors present a significant reduction in energy consumption in all the applications shown in this paper.

Moreover, in variable speed applications, PM motors are even more advantageous, because they do not need forced ventilation nor over sizing for constant torque operation, and as the speed decreases, the efficiency decreases less than it does for induction motors.

It should also be emphasized that for industrial applications rare-earth PM motors are usually one frame size smaller than the induction motor counterparts. This leads to a reduced volume and weight, and lower noise and vibration level. Since the motor operates cooler because there are no Joule losses in the rotor, bearing temperature is lower, and life time is increased.

References

- [1] P. Waide, C. U. Brunner, "Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motor-Driven Systems", International Energy Agency (IEA), 2011.
- [2] A. T. de Almeida, F. J. T. E. Ferreira, D. Both, "Technical and Economical Considerations in the Application of Variable-Speed Drives With Electric Motor Systems", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 1, Jan/Feb 2005.
- [3] Wmagnet Drive System Catalogue, <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-wmagnet-drive-system-50020762-brochure-english.pdf>
- [4] WQuattro Catalogue, <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-wquattro-european-market-50025713-brochure-english.pdf>

MOBILIDADE ELÉTRICA

1. Introdução

No último século, a utilização de combustíveis fósseis permitiram uma acelerada industrialização intimamente associada a consumos crescentes de energia. Mas a sua utilização não é neutra do ponto de vista ambiental, pois liberta gases de efeito de estufa (GEE), que estão a alterar o equilíbrio da nossa atmosfera que existia no período pré-industrial. Apoiado em estudos científicos cada vez mais credibilizados pela comunidade científica, o poder político está consciente das suas consequências climáticas, e por isso empenhado em mudar a matriz energética com vista a uma redução progressiva dos GEE.

2. Problemas ambientais

2.1. Aquecimento da terra

Como podemos observar na figura 2.1 (a), as temperaturas médias globais registadas na terra e na superfície do mar entre os anos 1850 e 2012 tiveram uma grande variação, sendo de salientar o crescimento progressivo e acentuado nas últimas três décadas. Neste período a subida máxima foi cerca de 1°C, e se se considerar os valores médios por década o valor é inferior a 1°C. Há cada vez mais unanimidade científica das causas que estão a provocar esta subida acentuada da temperatura da terra. Como causa para esta subida são apontados os comportamentos humanos, ou seja, a queima de grandes quantidades de combustíveis fósseis, pós 1ª revolução industrial, com a consequente libertação de GEE. Os especialistas do clima consideram que a subida da temperatura da terra não deverá ultrapassar os 1,5 a 2°C, para não ser ultrapassado o limite de não retorno, pois caso seja ultrapassado entrariamos num período imprevisível de mudanças climáticas. É pois imperioso a redução dos GEE por todos os países de uma forma

progressiva, sendo naturalmente mais importante nos mais poluidores.

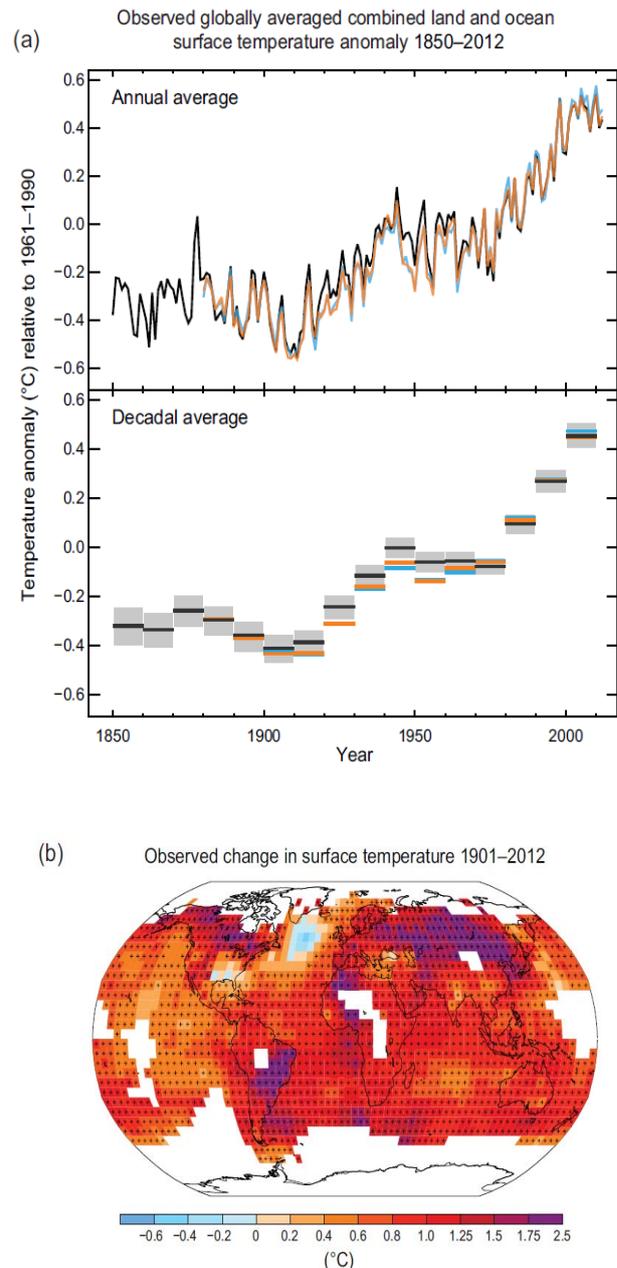


Figura 2.1. Variação das temperaturas médias globais na terra e na superfície do mar entre os anos de 1850 a 2012 (a) e variação das temperaturas à superfície da terra entre os anos de 1901 a 2012 (b)

Outro aspeto também muito preocupante é a subida não uniforme da temperatura da terra. Nos registos efetuados entre os anos 1901 a 2012 das variações da temperatura na superfície, tanto na terra como no mar, ver figura 2.1 (b), apontam variações num intervalo de $-0,6^{\circ}\text{C}$ a $2,5^{\circ}\text{C}$. As mudanças climáticas aumentaram o carácter aleatório do clima e descaracterizaram os períodos cíclicos das estações.

2.2. Poluição nas cidades

Atualmente, nas cidades vivem mais de 50% da população mundial, com um consumo de cerca de 60 a 80% da energia e que corresponde a 75% da produção dos GEE, devido à utilização de combustíveis fósseis nos transportes, climatização das habitações e produção de eletricidade. Em consequência a qualidade do ar atinge níveis preocupantes, pondo mesmo em risco a saúde humana e constituindo um grave e severo problema de saúde pública. Recentemente várias cidades da China atingiram valores record, entre elas Pequim onde durante vários dias a poluição foi extremamente elevada, cerca de 40 vezes o nível máximo.



Figura 2.2. Poluição numa cidade devido ao tráfego rodoviário

Segundo a Agência Europeia do Ambiente no ano de 2012 morreram prematuramente devido à poluição do ar:

- 3,7 milhões de pessoas em todo o mundo;
- 0,5 milhões de pessoas na Europa;
- 6 000 pessoas em Portugal.

2.3. Mudanças das políticas ambientais

A poluição do ar das cidades e as suas consequências na saúde pública tem sido uma preocupação das autoridades no domínio ambiental. Recentemente, toda a legislação da União Europeia, nesta matéria, foi revista com o objetivo de incorporar os últimos progressos científicos e técnicos nesta área bem como a experiência adquirida nos Estados-Membros, tendo sido publicada a Diretiva Quadro Europeia da Qualidade do Ar (Diretiva 2008/50/CE) que fixa os objetivos e parâmetros da qualidade do ar de forma a reduzir, prevenir e evitar os seus efeitos nocivos para a saúde humana, transposta pelo DL n.º 102/2010 de 23 de setembro para a legislação nacional.

A Câmara Municipal de Lisboa criou as Zonas de Emissão Reduzida (ZER), limitando a circulação de veículos mais poluidores, de forma a cumprir o Decreto-Lei n.º 102/2010, que determina que para as zonas onde os níveis de poluentes são superiores aos valores limite, a elaboração de planos de melhoria da qualidade do ar e respetivos programas de execução, destinados a fazer cumprir esses mesmos valores.



Figura 2.3. Utilização de máscaras para minimizar os efeitos da poluição das cidades

A 1ª fase, que entrou em vigor no dia 4 de julho de 2011, ver deliberação nº 247/CM/2011, caracterizou-se pela restrição à circulação de veículos que não respeitassem as normas de emissão EURO 1 (veículos construídos antes de julho de 1992), das 8 às 20 horas nos dias úteis, período no qual se concentram as deslocações e emissões provenientes do tráfego rodoviário, no eixo da Av. da Liberdade/Baixa (limitado a norte pela Rua Alexandre Herculano e a sul pela Praça do Comércio), justificado pelas seguintes razões que se transcreve da mesma deliberação:

“8 - Nos últimos anos, a cidade de Lisboa tem apresentado concentrações partículas inaláveis (PM10) superiores aos valores limite estabelecidos pela legislação nacional e comunitária para proteção da saúde humana, sobretudo nas zonas de maior tráfego, situação que originou um processo de contencioso contra o Estado Português, tendo a Comissão Europeia intentado recentemente uma ação junto do Tribunal de Justiça Europeu por este incumprimento;

9 - O tráfego automóvel é, no momento presente, a principal causa da degradação da qualidade do ar na cidade de Lisboa, dado que é a principal origem de poluentes prejudiciais à saúde humana;”.

Na 2ª fase que entrou em funcionamento a 1 de abril de 2012, ver deliberação nº105/CM/2012, alargaram a área afeta à ZER que passou a compreender duas zonas (ver figura 2.4), e foram aumentadas as normas de emissão EURO ficando:

- a) Zona 1: apenas podem circular veículos que respeitassem a norma de emissão EURO 2 (veículos construídos no ano de 1996 e posteriores);
- b) Zona 2: apenas podem circular veículos que respeitassem a norma de emissão EURO 1 (veículos construídos no ano de 1992 e posteriores).

Na 3ª fase da ZER de Lisboa, em vigor desde 15 de janeiro de 2015, foi aumentada a exigência em termos ambientais, passando a ser as seguintes:



Figura 2.4. Áreas afetas à ZER na cidade de Lisboa

- a) Zona 1 – apenas podem circular veículos que respeitem as normas de emissão EURO 3 (veículos ligeiros fabricados depois de janeiro de 2000 e pesados depois de outubro de 2000);
- b) Zona 2 – apenas podem circular veículos que respeitem as normas de emissão EURO 2 (em geral, veículos ligeiros fabricados depois de janeiro de 1996 e pesados depois de outubro de 1996).

Sendo o problema da qualidade do ar transversal a todas as grandes cidades mundiais, o modelo utilizado em Lisboa também já está a ser implementado noutras capitais como Madrid ou Paris, que já criaram planos para progressivamente restringir numa primeira fase a circulação dos carros mais poluentes, e numa segunda fase proibir a circulação dos veículos poluidores, permitindo só a circulação de veículos zero emissão (ZEV).

Numa posição recente do governo Alemão, a partir de 2030 todos os carros novos registados na Alemanha terão que ser ZEV, para que possam cumprir as suas metas de redução de poluição. O parlamento holandês recentemente aprovou por maioria uma moção para que só haja vendas de ZEV a partir de 2025, meta que a Noruega também está empenhada em cumprir. Em Paris no ano passado, durante a última Conferência do Clima, foi constituída a Aliança Internacional dos Veículos Zero Emissão com o objetivo de a partir de 2050 todos os veículos comercializados serem ZEV.

3. Veículos zero emissão

Os ZEV são cruciais para criarem uma solução alternativa aos veículos com motores de combustão interna (MCI), cuja evolução em termos de emissões tem evoluído mas que será impossível anular completamente, por limitações tecnológicas. São sinais dessa limitação tecnológica os recentes escândalos pela manipulação por várias marcas das emissões poluentes. A estratégia dos construtores automóveis tem sido muito diversa em relação à diminuição das emissões poluentes. Atingido um limite de evolução do MCI à volta das 100 g por 100 km, uma maior redução já é possível com a recuperação da energia cinética nas travagens regenerativas, evoluindo para os híbridos (ver figura 3.1). Noutra estratégia adotada por outros construtores permitiu o desenvolvimento de modelos com emissão zero, que se dividem em: veículo elétrico com *fuel cell* (FCVE) e o veículo elétrico (VE), como mostra a figura 3.1.

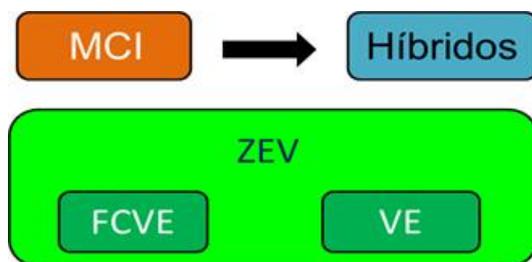


Figura 3.1. Evolução das tecnologias dos automóveis atuais

3.1. Veículo elétrico com *fuel cell*

O FCVE é um automóvel com acionamento elétrico que utiliza as *Fuel Cell* para converter o hidrogénio em energia elétrica com a finalidade de carregar as baterias. Atualmente na Europa já estão a ser comercializados pela Hyundai o ix35 *Fuell Cell* e pela Toyota o Mirai.

- TOYOTA MIRAI

O Toyota Mirai (figura 3.2) tem um motor elétrico com 151 CV e uma bateria elétrica de níquel de hidretos metálicos (NiMH). O hidrogénio é armazenado num depósito com a capacidade de 5 kg que permite uma autonomia de 500 km.

O tempo de reabastecimento é só de 5 minutos, criando uma situação equiparada aos MCI.

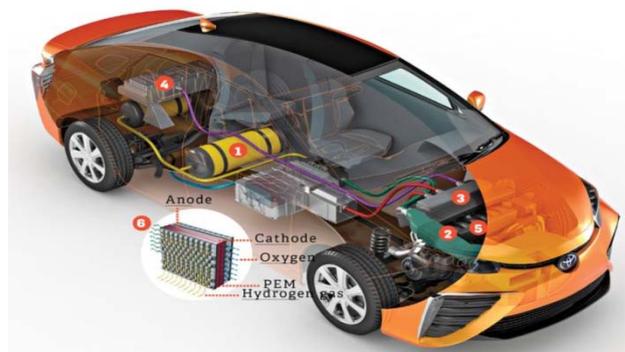


Figura 3.2. Toyota Mirai

Uma das vantagens dos FCVE face aos VE é a sua autonomia já atingir os 600 km (ix35 *Fuell Cell* da Hyundai). Outra vantagem é a elevada fiabilidade da fuel cell, pois um carro da GM já superou os 400.000 km numa fase de testes e poder utilizar o hidrogénio produzido a partir energia eléctrica gerada de excedentes de energias renováveis, situação existente atualmente em alguns países no norte da Europa.

Uma das desvantagens dos FCVE face aos VE é o seu preço, pois nesta primeira fase em que não são produzidos em grandes series, são mais caros. O preço atual do hidrogénio (comercializado a cerca de 10 euros por quilograma na Alemanha e Dinamarca) é sem dúvida a maior desvantagem, ficam comparáveis aos MCI, mas com um custo por quilometro mais elevado que os VE.

Atualmente as vendas dos FCVE face aos VE são reduzidas, mas são expressivas no norte da Europa, concretamente na Alemanha, Dinamarca e Inglaterra, onde a rede de abastecimento tem crescido e permitindo o seu abastecimento. A Dinamarca será o primeiro país do mundo a ter uma rede nacional de abastecimento de hidrogénio, permitindo a sua circulação em todo o país e ligações à Alemanha, ver figura 3.3 (esquerda). Como se pode ver na figura 3.3 (direita), na Dinamarca o hidrogéneo é mais um combustível disponibilizado num posto de abastecimento da Shell, ao lado do GPL (LPG na sigla inglesa).

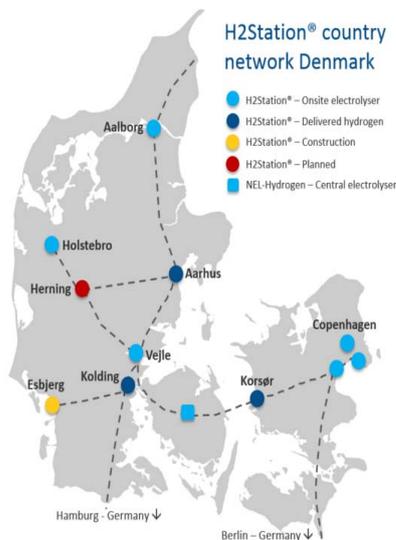


Figura 3.3. Rede de abastecimento de hidrogénio e posto de abastecimento de hidrogénio na Dinamarca

3.2. Veículos elétricos

O automóvel elétrico é um veículo com acionamento elétrico alimentado a partir de baterias, cuja autonomia está dependente da capacidade de armazenamento da mesma bateria.

Em 2015, em todo o mundo, foram vendidos 565.000 VE com um crescimento de 80% face ao ano anterior, mas correspondendo a 0,63% das vendas mundiais, pois no mesmo ano foram vendidas 89,7 milhões de carros novos.

Como se pode ver na figura 3.4, a China foi o país com maiores vendas em 2015, ultrapassando as 200.000 unidades

e praticamente triplicando face ao ano anterior, mesmo assim corresponde a uma cota das vendas totais muito reduzida. Por outro lado, na Noruega a cota de vendas de VE face aos veículos convencionais já ultrapassou os 20% [IEA].

Um dos aspetos que tem sido apontado como inibidor da maior penetração dos VE é o custo das baterias, mas como se pode ver na ver figura 3.5, o custo das baterias tem diminuído substancialmente, enquanto que a sua densidade energética tem aumentando. As metas definidas por dois construtores (GM e Tesla) para os próximos anos, mostram a evolução que se prespetiva a curto prazo, e sendo no sentido de uma acentuada melhoria destes dois parâmetros.

EV sales and market share in a selection of countries and regions, 2015

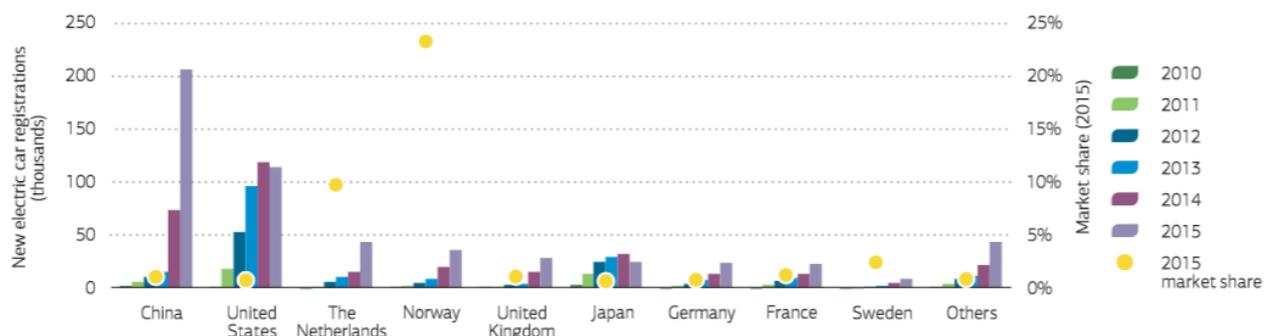


Figura 3.4. Evolução das vendas de VE nos últimos cinco anos [IEA]

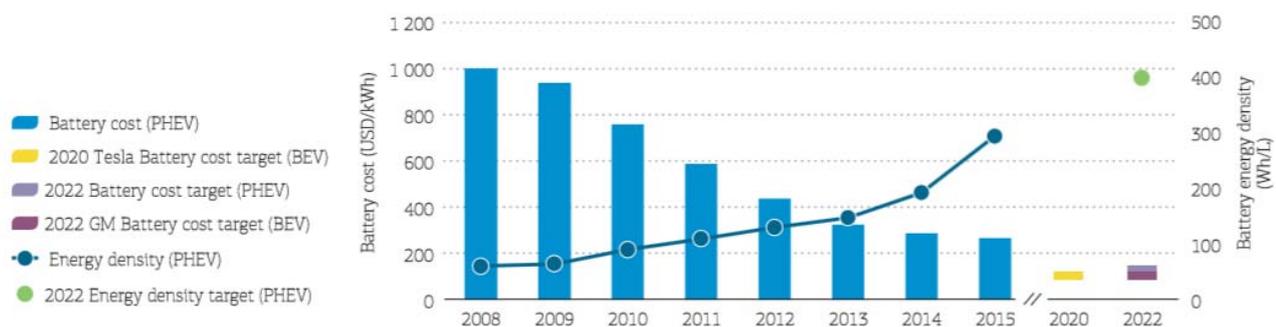


Figura 3.5. Evolução do custo e da densidade energética das baterias [IEA]

Um estudo publicado em Novembro de 2015 pela *Union of Concerned Scientists* [www.ucsusa.org/] compara as emissões nos seus "ciclos de vida" de veículos elétrico com bateria (BEV) com os veículos a gasolina semelhantes. Os dois BEV estudados são os dois modelos mais vendidos nos Estados Unidos atualmente: o Nissan LEAF (*midsize*) e o Tesla Model S (*full-size*). Tem em conta as emissões para a produção de eletricidade para alimentar os dois BEV e avalia as emissões em todo o ciclo de vida, tendo em conta:

- As matérias-primas para fabrico dos carros;
- O seu fabrico;
- Consumo de combustível na sua vida útil;
- A sua eliminação ou reciclagem.

Os valores encontrados neste estudo são claramente esclarecedores, pois há uma redução de 51% no carro de gama média e 53% no carro de gama alta, ver figura 3.6, para os valores globais de emissão.

Uma das vantagens dos VE face aos FCVE é o seu preço, pois comparativamente são mais baratos. Ao utilizarem diretamente a energia elétrica são mais eficientes do ponto de vista energético e torna o seu custo por quilómetro mais reduzido.

As desvantagens dos VE face aos FCVE irão na próxima década desaparecer, já que a autonomia ultrapassará os 500 km. Está prevista uma forte redução do custo das baterias com o aumento de escala a sua produção, e um aumento acentuado da sua fiabilidade e durabilidade.

FIGURE 7. Life Cycle Global Warming Emissions from the Manufacturing and Operation of Gasoline and Battery-Electric Vehicles

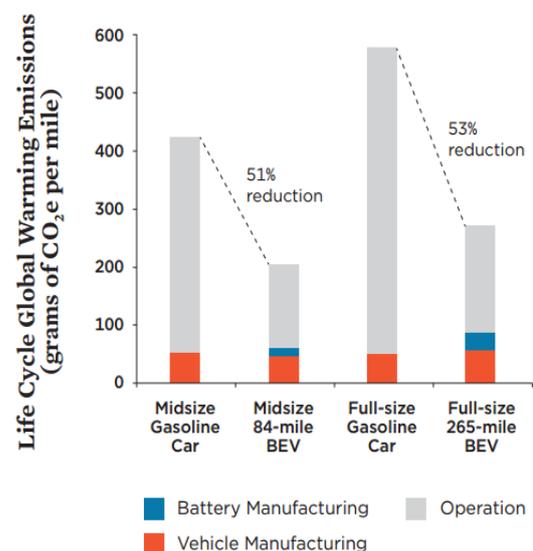


Figura 3.6. Comparação das emissões globais entre VE e carros a gasolina [www.ucsusa.org/]

4. Mobilidade elétrica

Os primeiros VE foram construídos na década de 30 do século XIX (ver figura 4.1) e só passado 50 anos é que é descoberto o ciclo termodinâmico OTTO que permitiu a construção dos MCI. Em 1900, 28% dos carros nos USA eram elétricos. Com a era do petróleo barato, os carros com MCI dominaram completamente o mercado automóvel. No início do século XXI, os problemas ambientais, as sucessivas crises do petróleo e a evolução das baterias provocaram o renascer do seu interesse.



Figura 4.1. Os primeiros VE

Atualmente estão disponíveis os VE, de gama média, considerados de primeira geração, com uma bateria até 30 kWh e autonomia até 200 km, ver figura 4.2. A partir de 2017 será comercializado a 2ª geração em que a bateria e a autonomia é duplicada em relação à primeira geração. Prevê-se que em 2020 será comercializado a 3ª geração com valores triplos dos atuais.



Figura 4.2. As várias gerações de VE de gama média

3.1. Situação atual

A situação atual dos VE é caracterizada pelo domínio de dois modelos de duas marcas: o Nissan Leaf, na gama média, e o Modelo S da Tesla, na gama alta (berlinas de luxo). Mas o seu êxito está a provocar mudanças na estratégia dos fabricantes de referência, perspetivando-se na próxima década o lançamento de muitos modelos elétricos, para também responderem à necessidade de redução de poluição que muitos governos querem cumprir para atingirem as metas que politicamente estão comprometidos.

É exemplo dessa mudança a recente divulgação de o grupo VW do objetivo de lançar 30 modelos elétricos até 2025 e

querer liderar o mercado dos VE, prevendo o fabrico de 2 a 3 milhões destes modelos em 2025. Após esta divulgação, o grupo FIAT e o grupo Land Rover Jaguar alteraram também a sua estratégia, no sentido de incrementarem o desenvolvimento de VE. De seguida são analisados os dois VE que dominaram o mercado em 2015.

- NISSAN LEAF

O Nissan Leaf (figura 4.3) tem um motor elétrico síncrono de ímanes permanentes, com 109 CV (280 NM) e a sua velocidade máxima é limitada a 145 km/h. A sua bateria de iões de lítio está colocado na plataforma (pis) e inicialmente tinha a capacidade de 24 kWh, mas a partir de janeiro de 2016 também já está disponível com bateria de 30 kWh. O fabricante aponta melhorias da autonomia muito acima do aumento da capacidade da bateria por evolução química da mesma.

A autonomia medido no ciclo NEDC (europeu) é de 199 km (24 kWh) e 250 km (30 kWh). Com o ciclo EPA (americano) a autonomia baixa para 135 km (24 kWh) e 172 km (30 kWh), devido a este ciclo exigir no seu teste 55% dos quilómetros percorridos serem em cidade e 45% em autoestrada. O consumo médio é de 15 kWh/100 km (ciclo NEDC) e subindo para 18,6 kWh/100 km (ciclo EPA).

O tempo de carga irá depender da potência disponível. Nas nossas garagens com uma tomada de 3,3 kW (16 A) em cerca de 8 horas (24 kWh/3,3 kW) e com uma tomada com 6,6 kW em cerca de 4 horas (24 kWh/6,6 kW). Com carga rápida de 50 kW DC, 80% da carga demorará cerca de 30 minutos.

Após 5 anos de vendas, as baterias dos Leaf vendidos na Europa registam uma taxa de fiabilidade de 99,99%, pois o fabricante divulgou que foram substituídas unicamente 2 baterias em 35.000 unidades vendidas. Estes primeiros dados sobre a fiabilidade e durabilidade da bateria do Leaf são muito importantes, não se confirmando o receio inicial sobre as baterias, que se apontava a necessidade de as substituir ao fim de 3 a 5 anos.



Figura 4.3. Nissan Leaf

Sendo os VE à partida considerados carros citadinos, foi recentemente divulgado um caso que contraria esta afirmação. Um Nissan Leaf com 5 anos adquirido nos USA, o seu proprietário (Steve Marsh) anda 200 km diariamente. Com a mesma bateria (24 kWh) já percorreu 241.000 km e a autonomia atual é 52% da inicial (70 km reais), ou seja já perdeu 5 das 12 barras. A perda de autonomia tem a ver com o número de cargas que são realizadas, mas o futuro aumento da capacidade da bateria irá minimizar este problema, pois com uma carga irá aumentar a autonomia e por isso necessitando de menos cargas.

Outro Nissan Leaf com 3 anos vendido no Porto, o seu proprietário (António Flores) anda 50 km diariamente. Com a mesma bateria (24 kWh) já percorreu 28.631 km e a autonomia atual é igual à inicial, ou seja, ainda não perdeu nenhuma das 12 barras, ver figura 4.4 (direita). Na mesma figura, também se pode ver que com a bateria a 100% a autonomia atinge 162 km, um valor entre os valores dos dois ciclos referidos anteriormente, pois este cálculo é efetuado com base do histórico dos últimos consumos.

Como se pode ver na parte esquerda da figura 4.3, o consumo médio acumulado é de cerca de 15 kWh/100 km, ou seja o custo até ao momento foi de 1,5 euros/100 km, se se considerar carga noturna no período de vazio com dupla tarifa (0,1 euro/kWh).



Figura 4.3. Situação de um Nissan Leaf com 3 anos

As frotas como as dos táxis, por percorrerem muitos quilómetros diariamente, são importantes para aferir a fiabilidade e durabilidade dos carros. Por outro lado, os VE são os carros ideais para serem usados como táxis, dado que circulam maioritariamente nas zonas urbanas, muitas horas por dia, e são em termos ambientais neutros.

Por estas razões, é importante a recente divulgação pela Nissan referente às vendas de Leaf e e-NV200 para frotas de táxis (figura 4.4). As vendas atingiram as 550 unidades em 17 países europeus e 44 cidades.

Os táxis europeus diariamente percorrem em média 240 km tendo um custo de manutenção inferior em 40 % face aos carros diesel.

Um táxi na Estónia já percorreu 214.000 km, mas não é referido se manteve a mesma bateria.

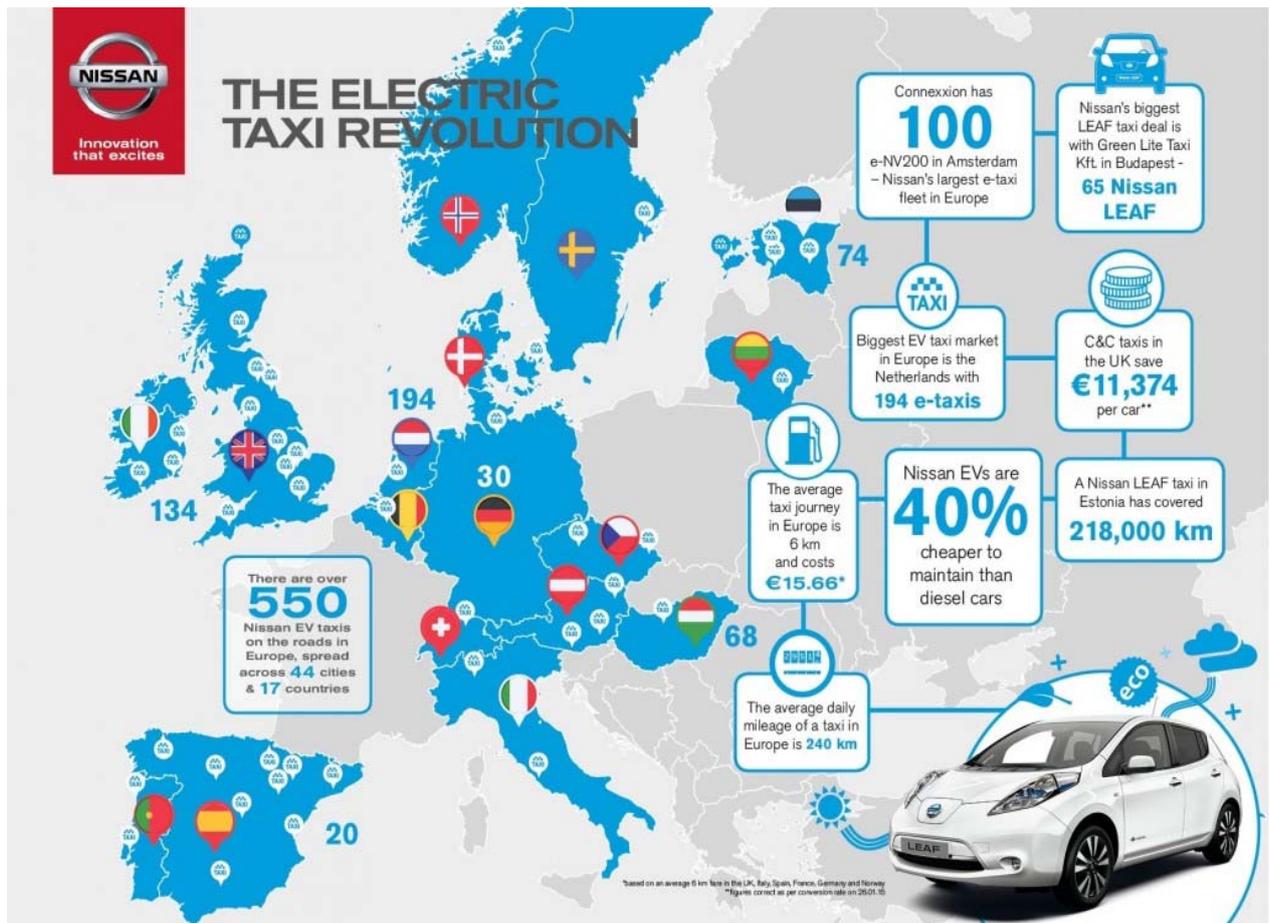


Figura 4.4. Vendas da Nissan para frotas de táxis

- **TESLA MODELOS**

A Tesla Motors é uma empresa americana fundada em 2003, com a finalidade de desenvolver e comercializar carros elétricos. O Modelo S é o segundo modelo lançado pela Tesla em 2012 e pertence ao segmento da gama alta (figura 4.5 esquerda).

A sua bateria está colocada na plataforma, ver figura 4.5 esquerda, e dado o seu peso (544 kg para a versão de 85 kWh) baixa o centro de gravidade e aumenta a estabilidade do carro. Utiliza 1 motor de indução trifásico (334 CV/439 NM a 428 CV/600 NM) ou 2 motores para a tração às quatro rodas (totalizando 700 CV/931 NM), consoante a versão, figura 4.5 direita.



Figura 4.5. O Tesla Model S

Na versão mais performance percorre os 0 a 100 km em 3 segundos. A bateria tem evoluído com ganhos crescentes de capacidade, e neste momento são disponibilizadas baterias com 70, 85 e 90 kWh e em breve haverá uma subida para 100 kWh.

A autonomia, no ciclo EPA, está entre os 386 km (70 kWh) até aos 460 km (90 kWh). A tesla prevê na próxima década o aumento da autonomia para 1.000 km. A velocidade máxima é de 225 km/h (70 kWh) e 250 km (85 kWh). O consumo médio (ciclo EPA), está entre 20,49 kWh/100 km (70 kWh) e os 22,36 kWh/100 km (85 kWh). Vem com um carregador interno de 10 kW ou por opção de 20 kW, e em 30 minutos ganha uma autonomia de 480 km nos supercarregadores de 120 kW que a Tesla disponibiliza.

Em 2015 e segundo a Forbes, na Europa a berlina de luxo mais vendida foi o Tesla S (15.787 unidades) seguida pelo Mercedes S (14.990), com 4000 unidades vendidas na Noruega. Nos USA no ano de 2015, também foi a berlina de luxo mais vendida, ver figura 4.6, sendo o único modelo que em 2015 aumentou as vendas face ao ano anterior. Sendo este segmento muito importante e valioso em termos financeiros, a

liderança da Tesla no mercado europeu e americano, é já uma ameaça às marcas tradicionais, provocando já uma mudança de estratégia de algumas marcas face aos VE. É também de salientar a apetência dos consumidores para esta nova solução tecnológica ambientalmente neutra. De salientar também que no ano de 2015 foi o VE mais vendido (42.730) seguido pelo Nissan Leaf (42.270).

- Fiabilidade

Num estudo realizado pela revista Plug in América [http://www.pluginamerica.org], a partir de dados reais dos proprietários dos Teslas S, chegaram à seguinte conclusão: a bateria de 85 kWh após 160.000 km percorridos apresenta uma redução inferior a 10% de autonomia. Esta redução é verificada na linha de tendência no gráfico da figura 4.7.

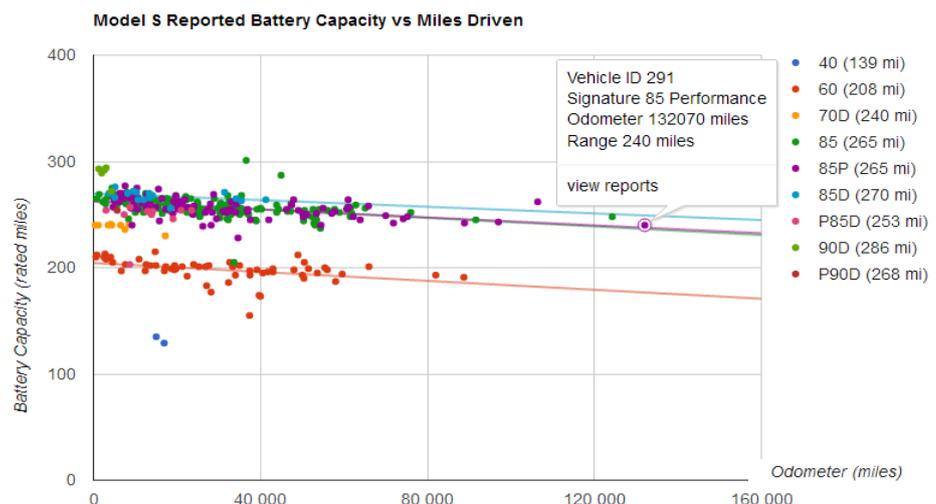
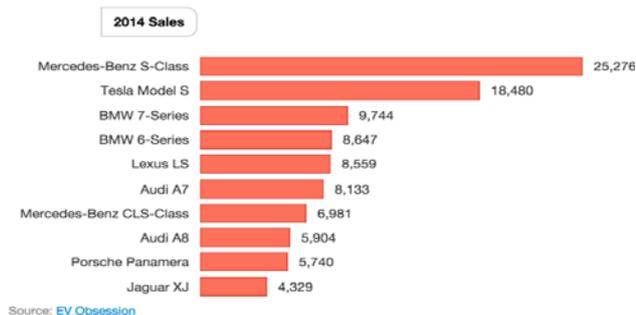


Figura 4.7. Redução da autonomia do Tesla Model S

US Large Luxury Car Sales

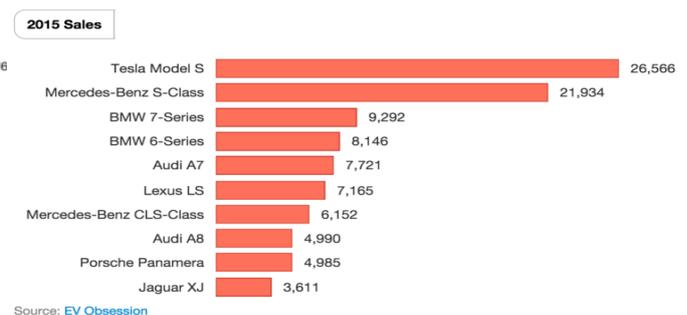
Tesla Model S sales are an estimate from EV Obsession.



Source: EV Obsession

US Large Luxury Car Sales

Tesla Model S sales are an estimate from EV Obsession.



Source: EV Obsession

Figura 4.6. Vendas do Tesla Model S em 2014 e 2015 nos USA

No mesmo estudo são reportados os dados da manutenção/reparação em relação ao ano de fabrico e apresentados na figura 4.8. Estes dados não cobrem todas as unidades vendidas pela Tesla, ver vendas no lado direita do figura 4.8, o que relativiza os mesmos dados. Mas é de salientar a redução da taxa de avarias nos modelos mais recentes face às unidades fabricadas nos primeiros 3 anos. As avarias reportadas localizam-se nas unidades de tração, baterias e carregadores.

- **Situação real**

O taxista francês Stéphane Arputzo (fig. 4.9 esquerda) que trabalha na zona de Marselha comprou um Tesla Model S 85, no passado mês de Dezembro. Aponta como motivos para a sua compra:

- ter condução autónoma;
- ser muito confortável por ter suspensão pneumática;
- Muito económico, espera poupar 11.000 por ano, dado que por dia anda 500 km e cerca de 12.000 km por mês;

- Vai de Marselha a Paris (750 km de ida e volta) realizando cargas nos pontos de carga rápida da Tesla (fig. 4.9 direita).

- **Autocarros**

Outro segmento que a mobilidade elétrica irá contribuir para a redução de poluição em geral e em especial nas cidades é no sector de transporte rodoviário de passageiros. Atualmente os autocarros utilizam MCI a diesel ou gás natural.

O fabricante chinês BYD, neste momento lidera o mercado mundial de autocarros elétricos com uma produção em 2015 de 10.000 unidades. São dotados de baterias de 345 kWh (lítio de fosfato de ferro), que lhes permite uma autonomia de 310 km, suficiente para os trajetos a realizar num dia. Recentemente forneceu autocarros para a cidade de Londres, com dois andares, dando uma garantia de 12 anos para a sua bateria (figura 4.10 esquerda). O fabricante espanhol IRIZAR já lançou o seu autocarro elétrico em Espanha, com bateria de sódio-níquel de 376 kWh e um motor elétrico com 313 CV (figura 4.10 direita).

Year	Vehicles	Median Odo Miles	Drive Unit Swap %	Battery Swap %	Charger Swap %
2012	106	29,284	37.7	16.0	9.4
2013	255	23,450	29.4	5.9	4.3
2014	70	17,500	20.0	1.4	5.7
2015	52	9,012	3.8	1.9	0.0
2016	9	1,114	0.0	0.0	0.0
	492				

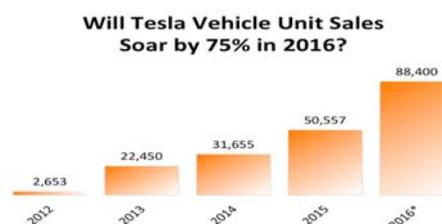


Figura 4.8. Dados da manutenção/reparação e correspondentes vendas em relação ao ano de fabrico do Tesla Model S



Figura 4.9. Redução da autonomia do Tesla Model S



Figura 4.10. Autocarro elétrico BYD (esquerda) e Irizar (direita)

O fabricante português Salvador Caetano, recentemente apresentou um novo autocarro para transporte urbano 100% elétrico e silencioso – o e.City Gold (figura 4.11), totalmente desenvolvido em Portugal. Segundo o fabricante, o investimento inicial é superior face aos tradicionais a gasóleo mas recuperável em 6 anos.



Figura 4.11. Autocarro elétrico o e.City Gold, da Salvador Caetano

- Camiões

O transporte rodoviário de cargas é outro segmento que a mobilidade elétrica permitirá contribuir para a redução de poluição.



Figura 4.12. Camião elétrico IVECO E-FORCE e o FUSO ELECTRIC CANTER

A IVECO desenvolveu o camião elétrico de 18 toneladas E-FORCE (figura 4.12 esquerda), com baterias de 240 kWh (lítio de fosfato de ferro), com uma autonomia de 200 km (autoestrada) e 300 km (cidade). O tempo de carga da bateria é de 6 horas com um carregador de 44 kW. Os consumos apontados são de 60 a 90 kWh/100 km, dependente do tipo de trajeto. Um camião equivalente a gasóleo tem um consumo de 31 litros.

O grupo Daimler desenvolveu em Portugal, no Tramagal, a FUSO ELECTRIC CANTER (figura 4.12 direita) numa versão experimental para testes. Os 8 camiões de 3 toneladas fabricados tiveram um cofinanciamento do Governo Português através do IAPMEI. Dotado de um motor elétrico com 150 CV/650 NM e baterias de 48,4 kWh (iões de lítio) que permitem uma autonomia de 100 km. Os testes foram realizados em frotas de várias Camaras Municipais, CTT e REN. Após o período de testes, os resultados apontam para uma poupança nos custos operativos de 65%, ou seja 1.000 euros por cada 10.000 km percorridos.

- Bicicletas e motos

As bicicletas e motos permitem uma grande mobilidade nas cidades e por isso são imprescindíveis para a mobilidade elétrica.

Várias marcas consagradas lançaram no mercado bicicletas elétricas, como por exemplo o grupo Daimler que já comercializa a bicicleta elétrica Smart (figura 4.13), com uma autonomia de 100 km e travagem regenerativa.

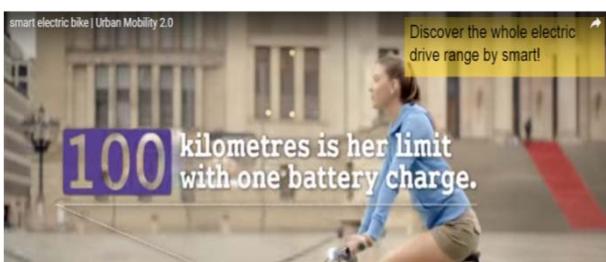


Figura 4.13. Bicicleta elétrica Smart

Os fabricantes tradicionais de motos estão atrasados em fornecer soluções elétricas, mas como se pode ver na figura 4.14 já existem modelos elétricos no mercado.

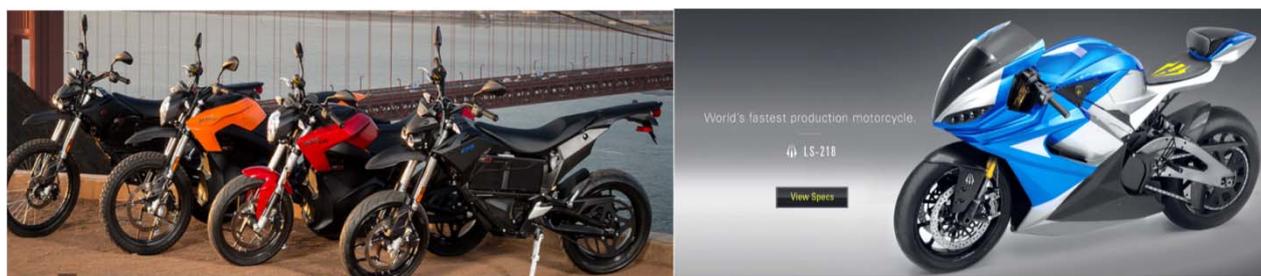


Figura 4.14. As motos elétricas ZERO (www.zeromotorcycles.com) e a LIGHTNING (<http://lightningmotorcycle.com/>)



Figura 4.15. VW e-Golf, BMW i3 e o novo Hyundai Ioniq

3.2. Situação futura (2016 a 2018)

Os VE estão a atravessar uma fase de grande dinâmica e evolução que irá permitir torná-los numa opção cada vez mais interessante para os consumidores. O que se perspetiva a curto prazo irá aumentar a autonomia, com as atualizações das baterias de 1ª geração:

- A VW irá atualizar o seu e-golf (figura 4.15 esquerda) em 2016. O motor elétrico irá evoluir de 116 CV para 164 CV e a bateria de 24,2 para 35,8 kWh, passando a autonomia para 300 km (ciclo NEDS) ou 174 km (ciclo EPA);
- A BMW irá atualizar o seu i3 (figura 4.15 centro) em 2016. A bateria irá evoluir de 22 para 33 kWh, só por evolução tecnológica mantendo o seu peso e volume ocupado, aumentando a autonomia para 183 km (ciclo EPA);
- A Hyundai irá lançar o seu primeiro VE (figura 4.15 direita) em 2016 na Europa. O Ioniq, terá um motor elétrico com 120 CV e bateria de 28 kWh. A autonomia anunciada é de 169 km (ciclo EPA).

O primeiro VE de segunda geração, do segmento médio, será lançado pela Opel em 2017. O Ampera-e (figura 4.16 esquerda), virá com motor elétrico com 200 CV e uma aceleração de 0 a 100 km num tempo inferior a 7 s. Dotado da primeira bateria de 60 kWh do segmento em que se insere, terá uma autonomia de 320 km em fase de homologação pelo ciclo EPA.

A Tesla apresentou o seu primeiro VE do segmento médio no passado dia 31 de Março. O Modelo 3 (figura 4.16 centro) terá um motor acima dos 200 CV que irá permitir uma aceleração de 0 aos 100 km num tempo inferior a 6 s. Dotado também com uma bateria de 60 kWh, terá uma autonomia anunciada de 345 km ainda não homologada pela EPA. A Tesla esperava, numa previsão mais otimista, que ao fim do primeiro mês tivesse 135.00 reservas provenientes de todo o mundo, mas as reservas subiram até às 373.000 unidades, o que cria uma situação extremamente complexa para um fabricante que em 2015 produziu só 55.557 VE.

A Nissan irá lançar em 2018 o novo Leaf (figura 4.16 direita) com bateria de 60 kWh e autonomia de 547 km (ciclo NEDS). Mas irá manter a bateria de 30 kWh numa versão mais barata, para clientes que a sua menor autonomia não será crítica.

3.3. Carregamento de bateria

Nos VE toda a energia está armazenada na sua bateria, necessitando periodicamente de ser carregada a partir de um ponto de carga alimentado por energia elétrica. O tempo de carga é um dos fatores mais críticos apontados a este tipo de veículos.

As baterias atuais, além das cargas lentas com um tempo de carga dependente da potência disponível do ponto de carga, também já admitem cargas rápidas com tempo de carga típico de 30 minutos. Na situação mais simples e económica, o carregamento poderá ser efetuado a partir de uma tomada doméstica, nas nossas casas.

- Carregamento doméstico

Para ser possível realizar o carregamento doméstico, a instalação elétrica da habitação tem que disponibilizar no mínimo a potência de 3,3 kW. Caso o contrato de fornecimento de energia elétrica for de dupla tarifa, o carregamento lento noturno do VE é o mais económico, por utilizar a tarifa mais baixa. O número de horas necessárias para carregar a bateria irá depender da capacidade da bateria e do seu nível de descarga, como já analisado anteriormente.

Nas garagens coletivas dos prédios as tomadas normalmente são de serviços comuns, levantando por isso vários tipos de problemas: como realizar o controlo do consumo para posterior pagamento e a potência disponível irá limitar o número de VE, no mesmo prédio, a carregar em simultâneo. As redes elétricas foram projetadas tendo em conta fatores de simultaneidade inferiores a 1, pois na prática verifica-se que a probabilidade de em simultâneo os consumidores ligarem as suas cargas elétricas é baixa, diminuindo consoante aumento o número de consumidores considerados. Com a perspectiva da crescente penetração dos VE para as próximas décadas, a probabilidade de em simultâneo os consumidores colocarem os seus VE em carga lenta, aumenta, e em consequência poderá levar à



Figura 4.16. Opel Ampera-e, Nissan Leaf versão 2018 e Tesla Modelo 3

saturação das redes elétricas. Esta saturação poderá ser ao nível de alimentação BT da nossa rua ou prédio, no próprio PT ou mesmo nas redes MT. Uma possível solução passará pela gestão inteligente das redes elétricas, ajustando a hora do carregamento do VE de cada consumidor, de acordo com a disponibilidade da rede, tendo em conta o seu perfil de necessidade diária de carga.

- Rede pública de carregamento

Portugal tem uma Rede Nacional de Mobilidade Elétrica (MOBI.E) com 442 pontos de carga, sendo na maioria pontos de carga lentos (3,7 kW) e em número reduzido de pontos de carga rápida (50 kW ou superior). Com as baterias atuais (30 kWh), um ponto de carga lento colocado na via pública, no limite, fica ocupado cerca de 8 horas (30 kWh/3,7 kW) só por um VE, limitando a possibilidade de outras usufruírem de um bem que é público. Com a prevista duplicação da capacidade das baterias dos modelos do segmento médio (60 kWh), este problema irá se agravar, tornando estes pontos de carga ainda mais desadequados. Uma possível solução é a evolução para pontos de carga rápida adequados às novas exigências que as 2ª e 3ª geração de VE irão exigir.

A Tesla sempre considerou que este seria um problema crítico para a penetração dos seus VE no mercado automóvel e por isso está a desenvolver uma rede mundial de postos de supercarregamento com 120 kW (ver figura 4.17), que permitem em 30 minutos carregar 60 kWh. Mas, aconselha os seus clientes a realizarem normalmente o carregamento lento nas suas casas, caso percorram curtas distâncias

diariamente, e a utilizarem os seus supercarregadores nas suas deslocações mais longas.

Em Portugal está prevista a abertura de três postos de supercarregamento: Porto, Lisboa e Algarve (figura 4.18 direita), sendo o número suficiente para percorrer o nosso país, dado o seu nível de autonomia atual. Em Espanha já estão em funcionamento os postos de Madrid, Valência, Granada e Murcia. O posto de Murcia utiliza as infraestruturas de um centro comercial e localiza-se junto a duas autoestradas (figura 4.18 direita). A Tesla está agora empenhada de instalar além dos seus supercarregadores, também lentos, em diversos pontos onde as suas vendas justifiquem e onde já existam infraestruturas elétricas: hotéis, centros comerciais e mesmo postos de abastecimento convencionais. Para ter acesso à sua rede mundial de supercarregadores é necessário o pagamento inicial de 2000 dólares, sendo depois os carregamentos grátis.

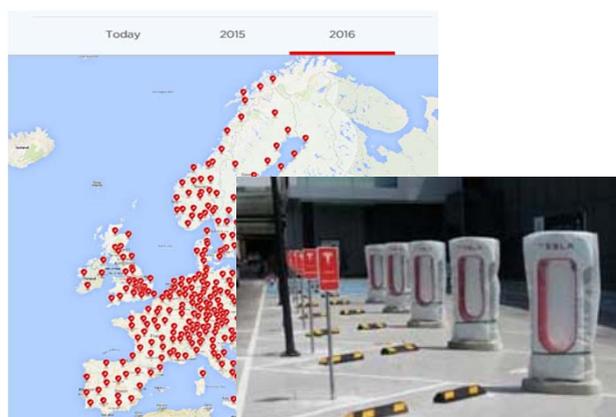


Figura 4.18. Rede europeia de postos de supercarregamento da Tesla (esq.) e à direita o recente posto em Murcia (Espanha)



Figura 4.17. Supercarregadores da Tesla

- Solução para resolver o problema dos carregamentos em Portugal

A penetração de VE em Portugal tem sido reduzida, mas com a chegada da 2ª geração, a partir do próximo ano com baterias de 60 kWh, conjugado com a também prevista redução do seu preço, é realisticamente previsível um aumento acelerado de vendas.

Na hora da decisão de o comprar, o consumidor terá que primeiro equacionar onde irá carregar o seu carro. Com a rede atual da MOBI.E, não será um problema fácil de resolução, por maioritariamente ser constituída por pontos de carga lenta.

A instalação de uma rede de carregadores rápidos em número equivalente, pelo menos aos dos postos de abastecimento de combustíveis convencionais, seria a solução mais sensata, para as zonas urbanas que maioritariamente são constituídos por prédios multifamiliares.

O aproveitando das infraestruturas elétricas existentes, como por exemplo nos centros comerciais ou mesmo nos postos de abastecimento atuais, baixaria o investimento, que depois se poderia traduzir num menor pagamento no carregamento. Ao longo das vias rodoviárias principais, a instalação de postos de carregamento rápido, nas áreas de serviço existente ou perto dos nós de acesso, seria o ideal para percursos mais longos.

Notas soltas:

Grau de proteção contra os impactos mecânicos (Código IK)

EN 62262 - Graus de segurança assegurada pelos invólucros para equipamentos elétricos contra impactos mecânicos externos (código IK).

A designação do invólucro de um aparelho em relação ao grau de proteção contra os impactos mecânicos deverá ser realizada da seguinte forma: IK XX

Codificação do grau de proteção contra os impactos mecânicos (código IK)

	1	2
Posição	Letras do código (Proteção mecânica internacional)	Grupo de números característico
Codificação	IK	De 00 a 10

Significado dos grupos de números característicos do grau de proteção contra os impactos mecânicos (código IK)

Código IK	Energia de impacto (Joule)
00	Não protegido
01	0.14
02	0.20
03	0.35
04	0.50
05	0.70
06	1
07	2
08	5
09	10
10	20

Quando for necessário um valor de energia de impacto superior, é recomendado a utilização do valor de 50 Joule.

CLASSIFICAÇÃO DE VEÍCULOS HÍBRIDOS.

EVOLUÇÃO CRESCENTE DO GRAU DE ELECTRIFICAÇÃO

Resumo

Em resposta aos impactos ambientais e limitações dos combustíveis fósseis, assistiu-se nas últimas décadas a um acentuado desenvolvimento dos veículos híbridos elétricos convencionais. A sua proliferação encontra-se hoje bem disseminada, em praticamente todas as gamas, refletindo a confiança dos consumidores. Com vista a atenuar ainda mais o uso dos combustíveis fósseis, a tendência é de aumentar o nível de eletrificação nas versões híbridas mais recentes, bem como da oferta de versões puramente elétricas. No entanto, a evolução dos últimos anos, quer ao nível da aposta por parte dos fabricantes, quer ao nível do volume de vendas, parece indiciar uma nova fase de proliferação destes veículos, a qual se encontra ainda a dar os primeiros passos. Este artigo apresenta uma classificação dos veículos híbridos, em função do nível de eletrificação do sistema de propulsão. Após uma breve referência aos veículos puramente elétricos, fazem-se algumas considerações acerca do impacto mundial dos veículos híbridos Plug-in e puramente elétricos, nos últimos 5 anos.

1. Introdução

As limitações das reservas de combustíveis fósseis e flutuações de preços, bem como o impacto ambiental das emissões de gases de efeito de estufa, têm motivado a procura de soluções energéticas alternativas, por parte de governos e fabricantes de automóveis. Com efeito, é no sector dos transportes que tais alternativas são mais urgentes: nos países membros da OCDE, 60% do consumo de produtos petrolíferos deve-se a este sector, sendo responsável por cerca de 25% das emissões globais de CO₂ [1]. De acordo com esta referência, os transportes rodoviários estão associados à maior fatia – 75% do consumo total neste sector.

Nos últimos 20 anos, os veículos híbridos elétricos (VH) e

puramente elétricos (VE), têm vindo a assumir-se como as alternativas mais promissoras aos veículos convencionais, baseados no motor de combustão interna (MCI). Para tal, têm contribuído os avanços em múltiplos domínios tecnológicos, tais como as máquinas elétricas, eletrónica de potência, sistemas de controlo e de armazenamento de energia [2], [3].

Embora sejam de registar avanços significativos nas tecnologias das baterias, há limitações importantes que não foram ainda superadas (e.g., preço, peso e volume elevados, densidades de potência e autonomias baixas, com tempos longos de carregamento). Sendo uma tecnologia considerada promissora, as células de combustível encontram-se ainda numa fase de desenvolvimento incipiente [3].

Estas desvantagens são responsáveis pela reduzida disseminação dos VE. Por seu turno, os VH aliam as características dos veículos convencionais às vantagens da propulsão elétrica (rendimentos mais elevados com menores emissões de gases poluentes e recuperação da energia de frenagem), sem as limitações de autonomia dos VE. Naturalmente, isto explica a maior aceitação verificada por parte dos consumidores. Dependendo do grau de eletrificação do sistema de propulsão, os preços dos VH podem ser bastante mais elevados do que as opções convencionais (MCI) [3].

As pressões crescentes de governos locais e regionais, quanto às limitações de emissões poluentes (em particular nos centros urbanos), têm motivado a indústria automóvel a intensificar e diversificar os seus esforços: por um lado, a melhoria contínua dos desempenhos, fiabilidade, segurança e conforto dos veículos convencionais, com um apertado controlo de custos [3], [4]; por outro, uma clara aposta no aumento da oferta comercial de VH e VE, bem visível nos

últimos 5 anos. No caso dos VH, a tendência é para uma crescente eletrificação do sistema de propulsão. Disso são exemplo os veículos Plug-in (PHEV) e Range *Extended Electric Vehicle* (REEV).

O principal objetivo deste artigo é apresentar uma classificação dos VH, associada à eletrificação da propulsão do veículo.

Far-se-á também uma breve referência ao impacto que as versões mais eletrificadas têm tido nos últimos anos. Deste modo, a estrutura do artigo é a seguinte: A secção 2 apresenta uma classificação dos VH baseada no índice de eletrificação do sistema de propulsão, de acordo com a terminologia usada pelos fabricantes. Segue-se uma breve descrição dos tipos de VE. A secção 3 faz uma análise sucinta da evolução das vendas de PHEV e VE (baterias) – global e local –, nos últimos 5 anos. Na secção 4 apresentam-se as conclusões.

3. Classificação com base no nível de eletrificação

A classificação apresentada nesta secção está intimamente relacionada com as características do sistema de propulsão considerado. Num artigo publicado em edição anterior [5], foram apresentados os principais tipos de propulsão atualmente utilizados nos VH e VE. Sempre que necessário, far-se-á aqui referência a essas configurações. A Figura 1 apresenta as designações mais usuais, associadas à eletrificação do sistema de propulsão.

Na literatura sobre este assunto, as definições de VH ou VE nem sempre são totalmente coincidentes. No presente artigo, consideram-se VH aqueles onde esteja presente o MCI; os sistemas de propulsão que integrem apenas

máquinas elétricas são aqui designados como VE. Como é visível na figura, há algumas diferenças em relação às definições usadas em [6].

3.1. Veículos Híbridos

Neste grupo estão incluídas as designações HEV (híbridos convencionais), PHEV e REEV (Figura 1).

Na primeira, o papel da componente elétrica é secundário, sendo muito mais relevante nos veículos PHEV e REEV (nestes últimos a propulsão elétrica é mesmo a única).

A sequência das descrições seguintes assenta num grau crescente do nível da componente elétrica na propulsão do veículo: tal implica uma diminuição da potência do MCI, acompanhada do aumento da potência do(s) motor(es) elétrico(s) (ME), bem como do(s) conversor(es) de potência e das baterias. Tal contribui para um aumento do preço final e peso do veículo, em relação às versões MCI.

Como referido na introdução, o estado atual da tecnologia das baterias tem aqui uma influência muito significativa.

portfolio of powertrains				Propulsion		Energy generation/source		
				ICE	E-motor	ICE	Plug-in	Fuel Cell
ICE	 Volkswagen Golf	Internal Combustion Engine	Driving with conventional combustion engine only	✓		✓		
HEV	 Toyota Prius	Hybrid Electric Vehicle	Driving with combustion engine and/or e-motor	✓	✓	✓		
PHEV	 Mitsubishi Outlander PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle	Driving with combustion engine and/or e-motor, plug-in to recharge battery	✓	✓	✓	✓	
REEV	 BMW i3 with range extender	Range Extended Electric Vehicle	Driving with e-motor only, ICE & plug in (or fuel cell) used to recharge battery		✓	✓	✓	✓ Currently in pilots
BEV	 Nissan LEAF	Battery Electric Vehicle	Driving with e-motor only and storing energy in battery		✓		✓	
FCEV	 Hyundai ix35 fuel cell	Fuel Cell Electric Vehicle	Driving with e-motor only and storing energy in hydrogen		✓		✓	✓

Defined as EV in this report ✓ Primary ✓ Secondary

1 In HEV, PHEV and REEV, energy is also generated through regenerative braking 2 To charge battery
3 Usually generates electricity that directly powers drivetrain; alternative concepts in discussion (e.g. fuel cell as range extender or FCEV with plug-in)
4 Primacy of ICE or E-motor in PHEV varies across models
SOURCE: McKinsey

Figura 1. Designações dos Sistemas de Propulsão (função do nível de eletrificação) [6]

3.1.1 Híbridos Convencionais [7], [8]

Neste grupo, são usualmente considerados três níveis, em função da integração elétrica: *micro*, *mild* e *full hybrid*.

- **Micro hybrid**

Face aos veículos convencionais, a diferença está na possibilidade do gerador incorporado poder funcionar como motor, durante o arranque do MCI (*Integrated Starter Generator* - ISG). Deste modo, conseguem-se poupanças de energia quando o veículo está parado (MCI desligado). Algumas variantes com geradores de maior potência permitem frenagens regenerativas (em alguns documentos são designadas como *Micro-Mild hybrid*). Claramente vocacionado para condução citadina (arranques e paragens frequentes). O seu custo é ligeiramente superior ao veículo convencional, dado o reduzido grau de eletrificação.

- **Full hybrid**

O sistema de propulsão é do tipo série - paralelo ou série - paralelo complexa (ver [5]), havendo duas máquinas elétricas (motor e gerador) e MCI. Os sistemas de transmissão de potência são mais complexos (e.g. engrenagens planetárias), tornando mais flexível a divisão da potência requerida (entre MCI, ME, GE e sistema de armazenamento de energia). Deste modo, o desempenho do MCI é otimizado (i.e., rendimento máximo, com emissões mínimas). São possíveis os seguintes modos de propulsão (incluindo frenagens regenerativas):

- ME (arranque/paragem);
- MCI (modo "*cruising*", desempenho ótimo);
- Modo combinado: ME (ou GE) + MCI. Por exemplo, o ME pode auxiliar o MCI nas acelerações; no caso da potência requerida ser inferior ao "ótimo ICE", o excedente é convertido em energia elétrica pelo GE, sendo armazenada nas baterias.

3.1.2 PHEV (Plug-in Vehicles) [7], [8]

O sistema de propulsão é semelhante ao "*Full-Hybrid*". As baterias são carregadas através de uma fonte exterior de energia elétrica, aproveitando também as frenagens

regenerativas. O sistema de baterias tem maior capacidade, comparando com as configurações anteriores, embora menor do que nos veículos puramente elétricos (VE). São de destacar os seguintes modos de propulsão:

- Trajetos curtos – Apenas propulsão elétrica, pelo que são as baterias que fornecem a energia requerida;
- Trajetos longos – Quando o nível de carga das baterias (SOC) é inferior a um valor fixado, a propulsão MCI é ativada (modo híbrido).

A Figura 2 sintetiza as principais características das variantes descritas.

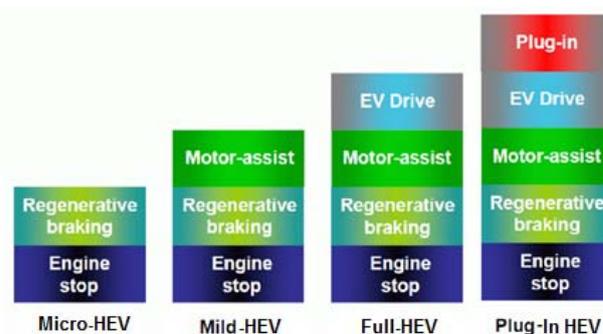


Figura 2. Sistemas de Propulsão: Híbridos Convencionais (micro, mild e full) e PHEV

É de realçar que a propulsão puramente elétrica apenas existe em Full-HEV e PHEV. Em todas estas variantes, o MCI participa diretamente no esforço de tração; tal não sucede na configuração seguinte (mais recente), na linha de uma maior relevância da componente elétrica.

3.1.3 REEV (Range Extended Electric Vehicles) [6]

Em termos de topologia, estes veículos assentam no sistema de propulsão série (ver [5]). Semelhantes aos PHEV (incluindo a possibilidade do carregamento exterior das baterias), a principal diferença dos REEV está no facto da propulsão ser feita exclusivamente por motores elétricos.

Como tal, o MCI funciona como máquina primária do gerador, sendo responsável pelo carregamento das baterias, somente quando a respetiva carga atinge um valor mínimo especificado.

Deste modo, o MCI permite estender a autonomia do veículo, em relação à carga inicial das baterias, proveniente da fonte exterior.

O peso e volume das baterias são normalmente menores, em comparação com a variante puramente elétrica (dependente da potência do gerador e da capacidade do depósito de combustível). Trata-se de um conceito recente, muito próximo dos veículos puramente elétricos. Esta configuração permite contornar o risco de a bateria ficar sem carga, durante o percurso previsto. Com efeito, este receio tem uma enorme influência no modo como os veículos puramente elétricos são encarados pela generalidade dos utilizadores.

3.2. Veículos elétricos (VE) [5]

Apenas incluem motores elétricos. Em termos de fontes de energia empregues há a distinguir as baterias das células de combustível.

3.2.1 Baterias

Atualmente, as baterias mais usadas nos VE e VH são as de hidretos metálicos de níquel (NiMH) e de íões de lítio (Li-Ion). Particularmente nestas últimas, têm sido obtidos aumentos consideráveis nos valores da densidade de energia (de momento apresentam valores muito superiores aos restantes tipos de baterias). O tamanho e volume das baterias condiciona o projeto da estrutura mecânica do veículo, bem como o seu preço. Há uma clara tendência para a sua integração com supercondensados, aproveitando os elevados valores de densidade de potência destes últimos

3.2.2 Células de Combustível

Embora apresentem um potencial elevado como alternativa aos veículos convencionais, esta tecnologia está ainda numa fase inicial. Trata-se de geradores de energia elétrica, resultante de reações eletroquímicas entre hidrogénio (combustível não poluente, com elevada densidade de energia, mas reduzida densidade de potência) e oxigénio. O produto destas reações é apenas vapor de água.

São, pois, dispositivos distintos das baterias (armazenadores de energia). A energia elétrica produzida nas células de combustível é usada na propulsão do veículo ou fornecida ao sistema de armazenamento de energia do veículo (e.g., baterias e supercondensados). O seu custo e, sobretudo, a necessidade de infraestruturas de fornecimento de hidrogénio colocam sérias interrogações sobre a sua proliferação.

Com base nas designações anteriores, a Tabela 1 apresenta alguns valores de referência sobre poupança de energia (em relação a veículos convencionais MCI), potência nominal do motor elétrico e níveis de tensão do sistema elétrico do veículo.

Tabela 1. Especificações por tipo de veículo [7], [8]

Functions	Micro Hybrid	Mild Hybrid	Full Hybrid	Plug in hybrid (PHEV)	EV
Energy Savings	5-10% (upto 25% in city traffic)	10-25%	25-40%	50-100%	100%
Electric Motor or ISG (1) (kW)	3-5	7-12	40	30-70	50-100
System (1) Voltage (V)	12-42	150-200	200-350	300-500	300-500

(1) Massa do veículo inferior a 2000 kg

Na Figura 3 está ilustrada uma síntese desta secção, sendo de destacar as estimativas de redução de emissões de CO₂ (em relação a veículo equivalente MCI) e o custo do veículo.

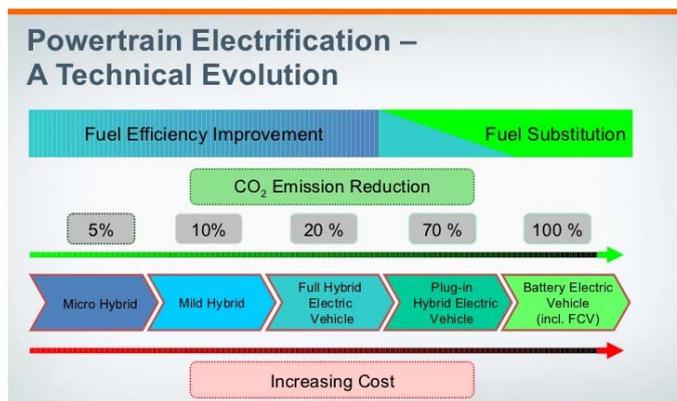


Figura 3. Sistemas de Propulsão: impacto da eletrificação [9]

No caso dos PHEV, BEV FCV é importante sublinhar que se tratam somente de reduções locais de emissões. O impacto ambiental real deverá contabilizar também as emissões associadas à produção da energia elétrica fornecida ao veículo (PHEV e BEV), bem como na produção de hidrogénio (FCV).

4. Impacto dos Veículos¹ Híbridos e Elétricos

A evolução das alternativas aos veículos convencionais (MCI), por parte da indústria automóvel, coincide com a classificação apresentada na secção anterior. O lançamento do Toyota Prius, em 1997, marcou o início de tais alternativas. Este e outros modelos híbridos convencionais (HEV), de múltiplos fabricantes, são atualmente comercializados em todo o mundo, apresentando bons desempenhos dinâmicos e níveis de consumo [5]. Na Europa, América do Norte e em alguns países asiáticos (China e Japão), estas soluções alcançaram um nível significativo de implantação no mercado automóvel. A título de exemplo, veja-se o Toyota Prius: de acordo com [6], desde o início da sua comercialização foram vendidos mais de 6 milhões de unidades.

O cenário relativo aos veículos com maior grau de eletrificação (PHEV, REEV, e elétricos puros – baterias (VE-B)

e células de combustível (VE-FC)) é bem diferente, com um impacto ainda muito reduzido (em termos globais, menos de 1% do registo de veículos novos, em 2015 [10]). No entanto, nos últimos 4 anos o seu crescimento tem sido exponencial². Em 2015, mais de 1 milhão e 200 mil PHEV e VE-B circulavam em todo o mundo (Figura 4). Tal evolução parece significar o início de uma nova fase de aceitação e proliferação destes veículos.

No entanto, há diversas incertezas quanto à sua proliferação, resultantes do processo de interação entre fabricantes (características tecnológicas e custos), consumidores (aceitação) e governos (medidas de incentivo à sua adoção). O que é seguro afirmar é que estes resultados são fruto dos esforços concertados que têm vindo a ser realizados pela indústria automóvel e órgãos decisores.

Em seguida, realçam-se apenas algumas tendências sobre a aceitação de PHEV e VE-B à escala mundial. A Figura 4 representa o crescimento do número de PHEV+ VE-B, nos últimos 6 anos.

A Figura 5 representa o volume de vendas de PHEV + VE-B, desde 2010 até 2015. As respetivas quotas de mercado em 2015 estão também incluídas.

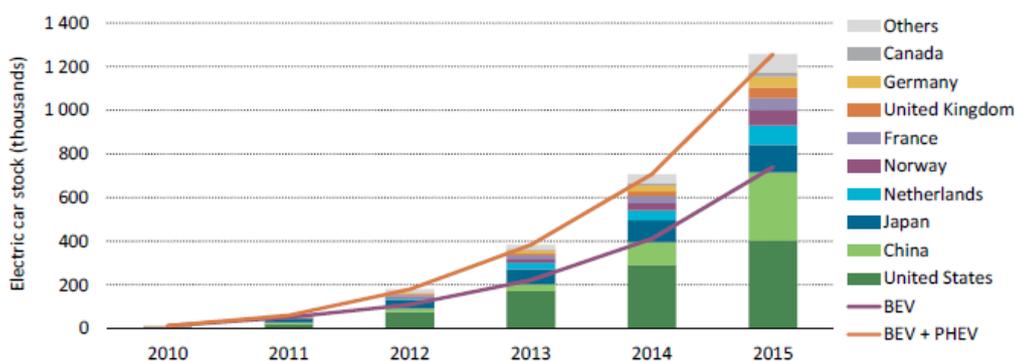


Figura 4. Evolução do número de PHEV+ VE-B [10]

(1) Refere-se apenas a ligeiros.

(2) Alguns exemplos: o Nissan Leaf, lançado em 2011, atingiu as 100000 unidades vendidas em 2013. Do modelo S da Tesla, lançado nesse ano, foram já vendidas 25000 unidades [6].

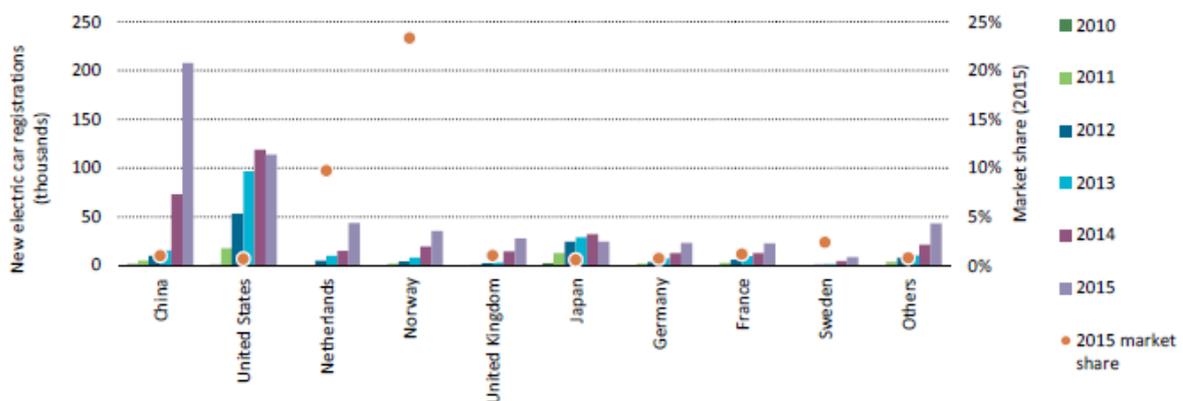


Figura 5. Vendas de PHEV+ VE-B (2010-2015) e quotas de mercado (2015) [10]

A partir de 2011, assistiu-se a um aumento substancial da proliferação destes veículos (notar que a quota dos países indicados na Figura 5 corresponde a 90% do total).

A maior recetividade verifica-se nos países com maior desenvolvimento económico e industrial (ou em vias de...), sendo os EUA líderes neste ranking, seguidos da China, Japão e Europa (Figura 4).

Em 2015 há a registar um aumento global muito significativo de PHEV e VE-B (cerca de 70% em relação a 2014), mas desigual, consoante a região do globo. Na China, o número destes veículos aproximou-se muito do valor dos EUA: o elevado aumento das vendas chinesas (cerca de 2,7 vezes o valor de 2014), juntamente com uma ligeira diminuição das vendas americanas, explicam aquela aproximação (Figura 5). Com efeito, as quotas conjuntas de PHEV e VE-B nestes dois países ultrapassaram os 50% em 2015. Curiosamente, é somente nos EUA e Japão (países onde a aceitação daqueles veículos começou por ser maior) que as vendas diminuem (em 2015 e pela primeira vez). De facto, até 2014 o somatório das quotas destes dois países era superior a 50% da totalidade dos veículos registados. Em 2015, tal somatório correspondeu a cerca de 40% (Figura 4).

No caso Europeu, a quota destes veículos tem-se mantido constante, em cerca de 1/3 do valor total. De referir que no último ano, as vendas de PHEV e VE-B na Holanda e Noruega atingiram percentagens muito significativas nos respetivos mercados: 10% no primeiro caso e 23% no segundo (Figura 5).

Tais valores demarcam-se claramente dos restantes e são um bom exemplo da importância de medidas eficazes que estimulem os consumidores a optar por soluções elétricas de mobilidade.

Este e outros assuntos (e.g., nichos com maior potencial de aplicação PHEV e VE-B, gamas de veículos, números de PHEV e VE-B) justificam um tratamento em espaço próprio; num próximo artigo, procurar-se-á fazer uma abordagem com maior profundidade.

5. Conclusões

O sector dos transportes depende ainda em grande escala dos combustíveis fósseis. As limitações das reservas disponíveis e o impacto ambiental, têm motivado a procura e desenvolvimento de soluções alternativas, sobretudo nos transportes rodoviários. Atualmente, os VH e VE constituem a alternativa mais viável aos veículos convencionais (MCI), não obstante as dificuldades técnicas e incertezas quanto à sua aceitação, que ainda subsistem.

Neste artigo apresentou-se uma classificação dos VH, de acordo com o nível de eletrificação do sistema de propulsão do veículo. Os últimos 20 anos ficaram marcados pela chegada e permanência dos veículos híbridos elétricos, no sector automóvel. A tecnologia híbrida convencional tem hoje uma implantação sólida, com um vasto leque de oferta, por parte dos principais fabricantes de automóveis. Desde 2010 tem-se verificado uma tendência de aumento do grau de eletrificação dos sistemas de propulsão, materializada nos PHEV e VE-B.

Os desenvolvimentos destas tecnologias, incentivados pela legislação ambiental e incentivos à compra destes veículos parecem estar a dar frutos, no que se refere à sua aceitação e confiança.

Referências

[1] "Transport, Energy and CO2 — Moving Toward Sustainability", International Energy Agency, 2009.

[2] Bayindir, Kamil Çağatay, Mehmet Ali Gözüküçük, and Ahmet Teke. "A comprehensive overview of hybrid electric vehicle: Powertrain configurations, powertrain control techniques and electronic control units", Energy Conversion and Management 52, 2011.

[3] Kumar, Lalit, and Shailendra Jain. "Electric propulsion system for electric vehicular technology: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews 29, 2014.

[4] De Santiago, Juan, et al. "Electrical motor drivelines in commercial all-electric vehicles: a review", IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2012.

[5] Melo. P., "A general overview on hybrid and electric vehicles", Neutro à Terra, nº 11, 2013.

Numa próxima oportunidade, voltar-se-á a este assunto tão atual quanto em rápida evolução, que, seguramente, justificará um maior aprofundamento e atualização.

[6] "Evolution Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?", Amsterdam Roundtable Foundation and McKinsey & Company The Netherlands, 2014.

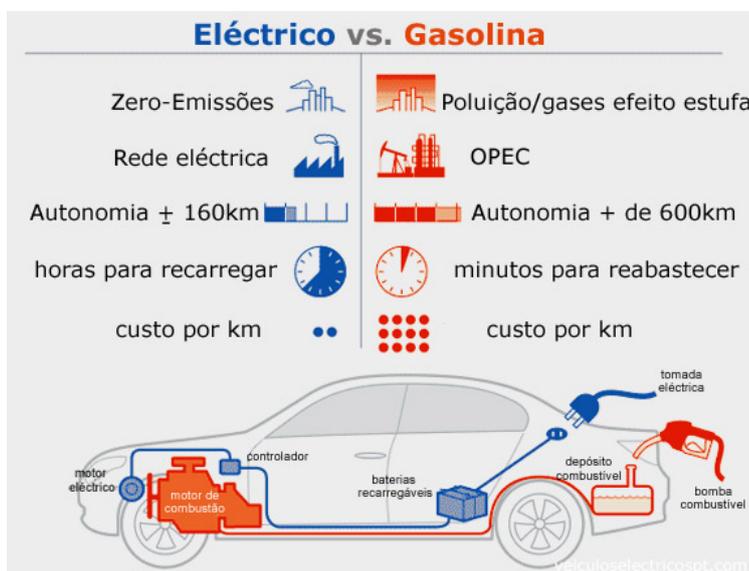
[7] Agarwal, Vipul, and Mayank Dev. "Introduction to hybrid electric vehicles: State of art ", Engineering and Systems (SCES), 2013 Students Conference on. IEEE, 2013.

[8] Kebriaei, Mohammad, Abolfazl Halvaei Niasar, and Behzad Asaei. "Hybrid electric vehicles: An overview", 2015 International Conference on Connected Vehicles and Expo (ICCVE). IEEE, 2015.

[9] Karden, E. "Microhybrid Goes Mainstream: Battery Selection and Trends", Advanced Automotive Battery Conference Europe. 2011.

[10] "Global EV outlook 2016 — Beyond one million electric cars", International Energy Agency, 2016.

Curiosidade:



Página deixada intencionalmente em branco!

- Turbinas eólicas. Manutenção. Roque Filipe Mesquita Brandão	157
- Inovar na produção de energia elétrica a partir do vento. O recurso a postes de eletricidade existentes Miguel Leichsenring Franco	165
- Cogeração e Trigeração. Um caso prático Alfredo Verônico da Silva; Pedro Costa	173
- Estruturas de Fixação de Aerogeradores. Instalações Offshore Roque Filipe Mesquita Brandão	181
- A evolução do défice tarifário em Portugal Manuel Azevedo; Manuel Bravo de Faria Cruz	187
- Potencial de produção de energia eólica em parques offshore Sérgio Emanuel Carvalho Moreira; Tiago António de Sousa Almeida	195
- A tecnologia fotovoltaica de película fina. Afinal como estamos? Fábio Nogueira, Daniel Paiva, Carlos Alberto Gomes Resende	201
- Sistemas de Armazenamento de Energia Fábio Pereira	207
- Autoconsumo Fotovoltaico. A democratização da Energia Manuel Azevedo; Diogo Maximino Ribeiro da Silva	219
- Micro produção fotovoltaica. Venda à rede vs autoconsumo Rute Rafaela S. Moreira, Roque Filipe M. Brandão	229
- Aproveitamento hidroelétrico da bacia do Douro: um olhar crítico António Carlos Sepúlveda Machado e Moura	237
- Sistemas Eólicos de Energia mais Leves que o Ar André Filipe Pereira Ponte; José Carlos P. Cerqueira; Mário André S. Fonseca	247
- Impacto da introdução de baterias de armazenamento de energia em <i>Smart Grids</i> Diogo Soares, Judite Ferreira, José Puga	253
- Previsão do diagrama de carga de subestações da REN utilizando redes neuronais Silvana Mafalda Rocha, Maria Teresa Costa, Manuel João Gonçalves	261
- <i>Ground Fault Protection Methods for Distribution Systems</i> Hugo Tavares, Teresa Nogueira	267
- Avaliação dos primeiros 6 anos de uma microprodução fotovoltaica António Carvalho de Andrade	273

Página deixada intencionalmente em branco!

TURBINAS EÓLICAS. MANUTENÇÃO.

1 Enquadramento

A monitorização do estado de um qualquer processo industrial é uma ferramenta indispensável. A possibilidade de se conhecer o estado em que uma determinada máquina está a operar, bem como poder aferir do seu estado de funcionamento e do seu estado de conservação, permite aos operadores e responsáveis pelo escalonamento da manutenção, ter informação mais fidedigna sobre o real estado da máquina/sistema em que está a operar, bem como uma estimativa da data da próxima operação de manutenção. Normalmente, qualquer sistema de monitorização de máquinas elétricas rotativas envolve a medição de vibrações, temperaturas e espetro das correntes. Estes sinais, depois de adquiridos, são trabalhados com o objetivo de se poderem antecipar futuras falhas, mecânicas ou elétricas e prever avarias mais graves que possam ocorrer em outros componentes e que possam levar a uma paragem prolongada da máquina ou até mesmo à sua destruição.

Como em qualquer outro tipo de negócio, a produção de energia através de parques eólicos, visa a maximização do lucro. Para que essa maximização seja efetiva são necessários sistemas fiáveis, com baixa taxa de avarias e, consequentemente, taxas de funcionamento elevadas.

Está estimado que uma turbina com 20 anos de serviço, numa instalação *onshore*, tenha custos de exploração e manutenção que rondam os 10 a 15% da sua capacidade produtiva.

Atendendo a que os custos de exploração e manutenção em instalações *offshore* são mais elevados, os sistemas de monitorização tornam-se ferramentas essenciais neste tipo de instalações.

2 Tipos de Manutenção

De acordo com a NP EN 13306:2007, manutenção é definida como sendo a combinação de todas as ações técnicas, administrativas e de gestão durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que possa cumprir a função requerida.

Todo o tipo de máquinas requer manutenção pelo que também se aplica ao caso das turbinas eólicas. Neste tipo de sistemas, a diversidade de equipamentos é enorme, englobando equipamentos elétricos, tais como o gerador, o transformador, diversos motores e ventiladores e também equipamentos mecânicos, sendo exemplo disso a caixa de engrenagens e os diversos rolamentos e sistemas rotacionais. Desse modo, as equipas de manutenção terão que ser multifuncionais e com conhecimentos dos diversos sistemas existentes.

A manutenção dos sistemas eólicos, tal como em qualquer sistema industrial é classificada em dois tipos. A manutenção corretiva e a manutenção preventiva. O esquema representado na figura 1 apresenta a classificação dos tipos de manutenção.

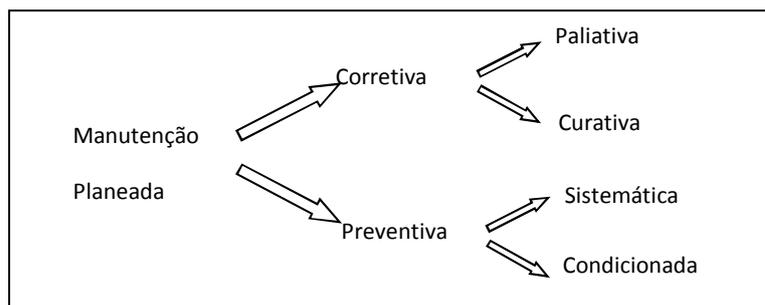


Figura 1 – Classificação da manutenção

A manutenção não planeada, ou de emergência, está associada à rutura de um material e à necessidade de colocação de um material em funcionamento imediato.

A manutenção corretiva é realizada após a ocorrência da anomalia e tem como objetivo reparar o sistema. Também poderão ser englobadas intervenções para melhoria global dos equipamentos, mesmo sem que tenha ocorrido avaria.

A manutenção preventiva é efetuada em períodos pré-determinados ou de acordo com um determinado critério, com a intenção de reduzir a probabilidade de ocorrência de uma anomalia. Existem dois tipos de manutenção preventiva: a manutenção sistemática ou planeada e a manutenção condicionada ou baseada no estado do equipamento, diferenciando-se apenas pelo método de decisão de quando se realiza a manutenção.

A manutenção planeada, quando associada a turbinas eólicas inclui ações de lubrificação, aperto de parafusos, mudança de filtros e verificação de equipamentos de segurança.

A manutenção condicionada é uma manutenção preventiva, que está baseada no desempenho e monitorização dos equipamentos através de sistemas de monitorização.

Qualquer estratégia de manutenção, caso exista, poderá conjugar os três métodos, já que será uma combinação de manutenção corretiva e preventiva.

O objetivo de qualquer estratégia de manutenção preventiva será o de reduzir a um nível mínimo as operações de manutenção corretiva, pelo que as tarefas de manutenção preventiva deverão incluir verificações de rotina e testes aos equipamentos, por forma a aumentar a fiabilidade dos equipamentos, reduzir as avarias em serviço e, conseqüentemente, levar a uma redução dos custos devido a avarias e aumento da disponibilidade do sistema.

A manutenção corretiva, que devido aos custos envolvidos deverá ser minimizada, compreende a realização de uma

série de tarefas como resposta ao desgaste dos componentes, erros humanos, defeitos do projeto e fatores operacionais. Os operadores tornam-se conscientes das tarefas corretivas durante as inspeções de rotina ou então quando o sistema de proteção pára as turbinas em resposta a um defeito incipiente.

Os operadores encarregues da manutenção das turbinas eólicas possuem uma *checklist* em que constam todos os elementos e procedimentos que têm que verificar nas ações de manutenção. As *checklists* são específicas para cada turbina e as atividades incluem, de um modo geral, uma verificação à caixa de transmissão e aos níveis de óleo do sistema hidráulico, inspeção de fugas de óleo, inspeção dos cabos instalados na torre e dos seus sistemas de suporte, observação da máquina em operação para verificação de algumas vibrações pouco comuns do sistema de transmissão, inspeção dos discos do travão e inspeção do equipamento de saída de emergência.

Outras atividades incluem a verificação da segurança das fixações (fixação das pás, da caixa de transmissão, da entrada dos rolamentos, dos parafusos da base da torre, etc.), o alinhamento de veio de alta velocidade, o ajustamento do travão e o desgaste das pastilhas do travão, o desempenho do sistema de controlo direcional e sistemas de travagem, a lubrificação dos rolamentos, a segurança dos terminais dos cabos, a calibração do *pitch* (para máquinas reguladas por *pitch*), filtros de óleo, etc.

Na figura 2 está representada uma comparação entre os vários tipos de manutenção possíveis. Como se pode observar, a manutenção programada é executada com mais frequência que a manutenção baseada na condição do equipamento. Quando as ações de manutenção programada são executadas, o equipamento ainda se encontra num bom estado, em comparação com o estado dos equipamentos aquando da realização das operações de manutenção condicionada ou corretiva. Neste último tipo de manutenção, o equipamento já se encontra com problemas.

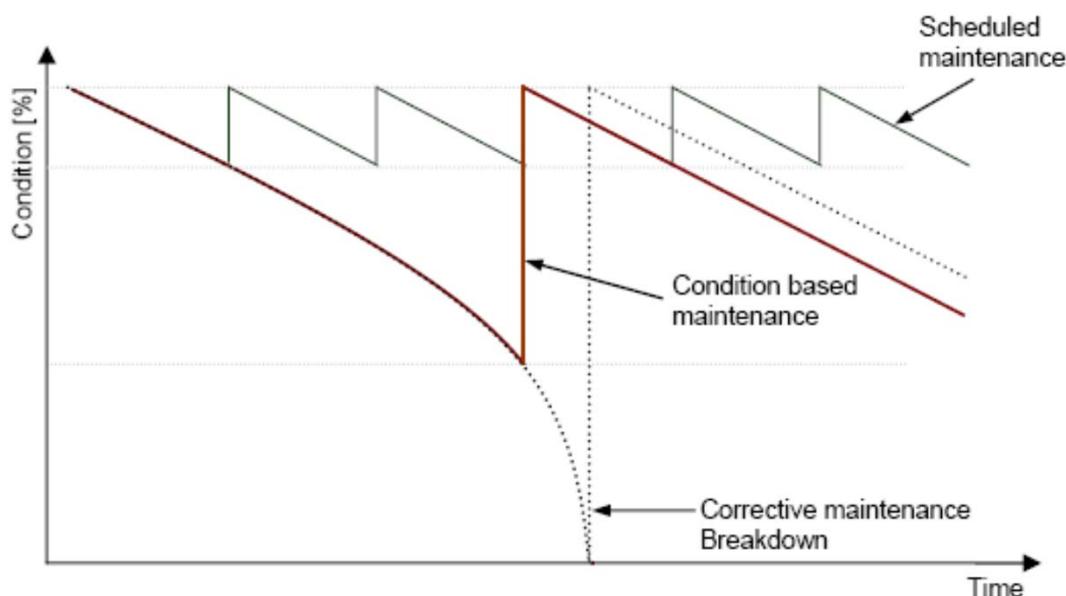


Figura 2 – Comparação entre os três tipos de manutenção

A estratégia de manutenção, quando é assegurada pelos fabricantes dos aerogeradores, é definida pelos mesmos e é característica para cada tipo de sistema. Há fabricantes que executam operações de manutenção trimestrais, sendo que em cada trimestre um sector da turbina é analisado. Outros propõem verificações semestrais, uma mais simples e outra mais profunda e com tempos de paragem maiores. No entanto, com o objetivo de otimizar as estratégias de manutenção, vários métodos têm vindo a ser desenvolvido e aplicados.

3 Estratégias de manutenção de parques eólicos

Baseados em estratégias que visam a otimização da manutenção, como forma de maximizar a disponibilidade das máquinas e minimizar os encargos, todos os fabricantes definem estratégias de manutenção apropriadas às suas máquinas. Normalmente, os fabricantes de aerogeradores definem a manutenção das suas máquinas de um forma regular e baseada no tempo. Fabricantes como a *Gamesa*, *Alston*, *Izar Bonus* e *Vestas* executam 2 manutenções anuais. Uma mais rápida, que denominam de *minor maintenance* e outra mais profunda e a que chamam de *major maintenance*.

A *minor maintenance* é normalmente executada por duas pessoas e demora normalmente 4 horas e a *major maintenance* tem uma duração mínima de 7 horas para duas pessoas. Normalmente, os vários sistemas que existem nos aerogeradores são verificados pelas mesmas equipas, pois os elementos que as constituem possuem habilitações para executarem a manutenção dos sistemas elétricos/eletrónicos e dos sistemas mecânicos.

A *Enercon* executa uma estratégia de manutenção diferente. De três em três meses é feita uma verificação a um sistema diferente do aerogerador.

Existe uma inspeção baseada na verificação visual aos sistemas, passados três meses é feita manutenção para efeitos de lubrificação dos sistemas de desgaste, três meses depois é feita a manutenção dos sistemas elétricos e por último é feita a manutenção dos sistemas mecânicos.

Além de a estratégia de manutenção definida ser diferente da executada pelos outros fabricantes, existe também a particularidade de existirem equipas de manutenção específicas para o tipo de manutenção a executar.

As turbinas, mesmo que instaladas num mesmo parque eólico, estão sujeitas a regimes de funcionamento variáveis e, por isso, o desgaste não se fará sentir de igual forma em todas as máquinas. Desse modo, alguns componentes de alguns aerogeradores podem ter um desgaste maior que a média e, por isso, ações de manutenção baseadas no tempo podem não ser uma boa solução.

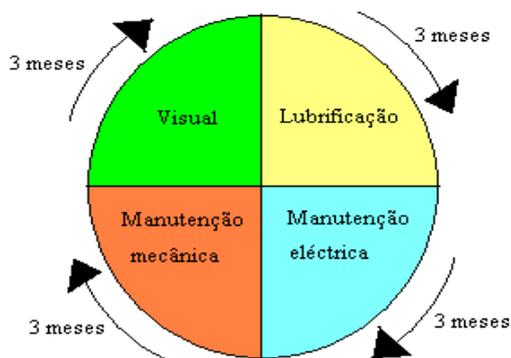


Figura 3- Descrição dos intervalos de manutenção Enercon

As estratégias de manutenção baseadas no tempo têm assim uma série de inconvenientes. Por um lado, um intervalo demasiado curto entre manutenções aumenta os custos operacionais, obriga ao aumento dos tempos de paragem para realização das operações e leva a substituições desnecessárias de equipamento em bom estado. No entanto, as anomalias inesperadas ocorrem com maior frequência quando o intervalo entre manutenções é elevado.

Como forma de minimizar os custos de operação e manutenção os diversos fabricantes e operadores de parques eólicos começaram a desenvolver estratégias baseadas no estado dos equipamentos, como forma de obter a otimização da manutenção.

A principal finalidade da otimização da manutenção é determinar a estratégia de manutenção mais rentável. Esta estratégia deve fornecer o melhor equilíbrio possível entre custos de manutenção e as consequências da não realização das ações.

4 Principais causas de falhas

As anomalias que podem ocorrer num aerogerador são fundamentalmente de três tipos: elétricas, eletrónicas e mecânicas.

As falhas elétricas ocorrem com alguma frequência e são as mais inesperadas, pois todo o equipamento utilizado (máquinas elétricas) encontra-se bastante maduro e estudado. Os geradores de indução e os transformadores são máquinas elétricas utilizadas há décadas, daí que se espere que estes equipamentos não apresentem problemas elétricos relevantes, embora a realidade demonstre o oposto. As falhas mais comuns estão relacionadas com as bobinagens, correntes de curto-circuito e problemas de isolamento. A ocorrência deste tipo de problemas pode ser explicada pela constante necessidade de aumento de potência das máquinas e a impossibilidade de acompanhar esse aumento de potência com o inerente aumento das dimensões dos equipamentos. Este fator leva à necessidade de utilização de novos materiais na construção dos equipamentos, que não se encontram ainda inteiramente testados. Quando ocorre uma falha num transformador ou no gerador, os custos envolvidos são bastante elevados e, normalmente, o problema é resolvido pela substituição do componente defeituoso.

As falhas eletrónicas surgem mais frequentemente que as elétricas, dando-se principalmente nos sensores e nas cartas eletrónicas. Os anemómetros são apenas um exemplo de um componente que apresenta uma grande taxa de avaria. As avarias do foro eletrónico podem ser causadas por fenómenos atmosféricos, sendo especialmente habituais quando o parque é atingido por descargas elétricas de origem atmosférica. Nesta situação, a solução passa por substituir o componente danificado. Apesar de não ser necessário qualquer equipamento específico e dispendioso, como por exemplo uma grua, para resolver a avaria, é importante ter em conta que uma avaria num componente eletrónico pode implicar a paragem da turbina eólica, acarretando os consequentes custos associados à não

produção de energia. Uma turbina eólica possui muitos sensores instalados, que servem para monitorizar o estado dos diversos equipamentos, mecânicos ou elétricos. O elevado número de sensores e componentes eletrónicos existentes nas turbinas eólicas faz com que seja alta a probabilidade de ocorrência de erros associados a estes componentes.

O terceiro tipo de falhas, as mecânicas, estão associadas essencialmente à caixa de engrenagens e às pás. O aumento do tamanho das turbinas eólicas implica a captação de ventos com velocidades mais elevadas e, como consequência, as forças aplicadas às rodas dentadas são bastante elevadas, o que pode levar à rotura dos materiais.

Quanto às pás, o problema mais usual ocorre quando são atingidas por descargas elétricas atmosféricas. O aumento das dimensões deste componente, como forma de captar cada vez ventos mais fortes, faz com que estejam sujeitas a vibrações contínuas acarretando, por isso, problemas de resistência dos materiais. As fissuras originadas pela erosão ou por impactos, também são um sério problema.

Vários estudos efetuados em parques eólicos têm surgido como forma de se determinar as avarias mais frequentes e o inerente tempo de paragem originado pelas respetivas avarias.

Estes estudos são baseados em registos de dados e relatórios elaborados pelas equipas de manutenção em parques instalados onshore, ou offshore.

Um estudo levado a cabo pelo *Fraunhofer Institute of Wind Energy Systems (IWES)*, analisou cerca de 193000 relatórios de operação mensais e 64000 relatórios de manutenção e reparação, feitos pelas equipas de manutenção em 1500 turbinas eólicas instaladas em parques na Alemanha, durante 10 anos.

Com o objetivo de determinar a influência das condições meteorológicas no funcionamento das turbinas eólicas, foi calculada a taxa de avarias e o tempo de paragem associado, estando os resultados apresentados na figura 4.

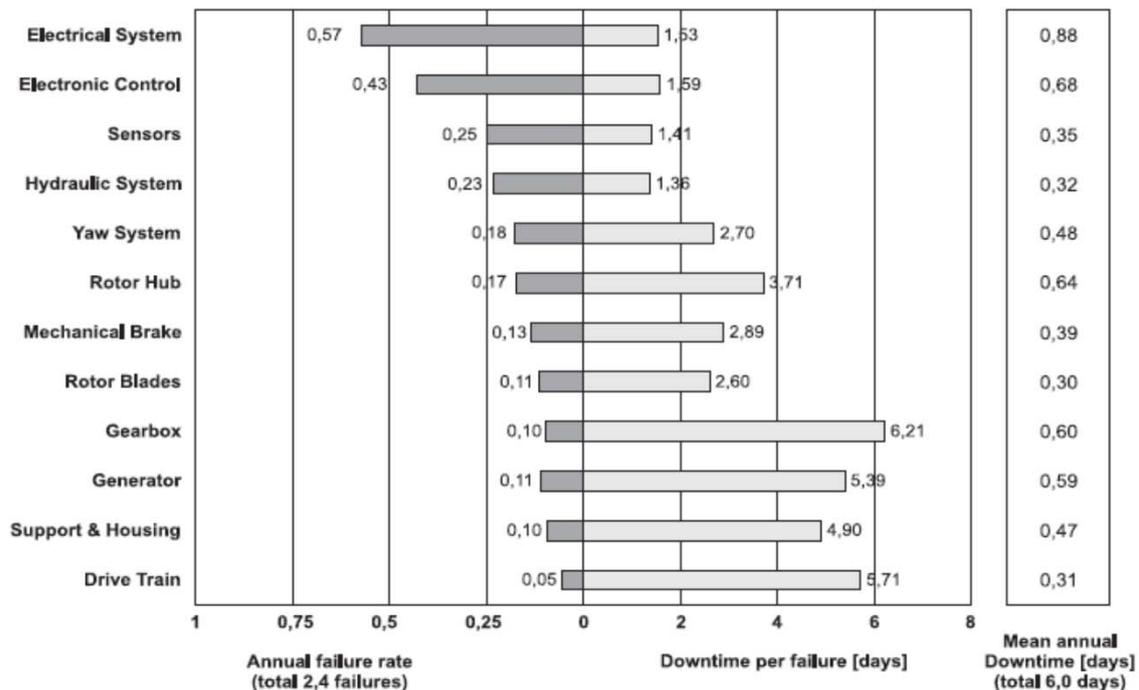


Figura 4 – Taxa de avarias e tempo de paragem dos parques alemães

Um estudo semelhante, foi elaborado para os parques eólicos da Suécia. Foram analisados os dados de mais de 500 turbinas entre os anos 2000 e 2004. A taxa de avarias e o respetivo tempo de paragem estão apresentados na figura 5.

Da análise feita a todos os estudos apresentados é possível concluir que os equipamentos que têm mais falhas são os

eletrónicos e os elétricos. No entanto, o tempo de paragem originado por essas falhas é bastante baixo. Há contudo três componentes, que devido ao tempo de paragem que acarretam e aos custos inerentes à reparação, necessitam de uma atenção especial por parte dos sistemas de monitorização, a caixa de engrenagens, o gerador e as pás.

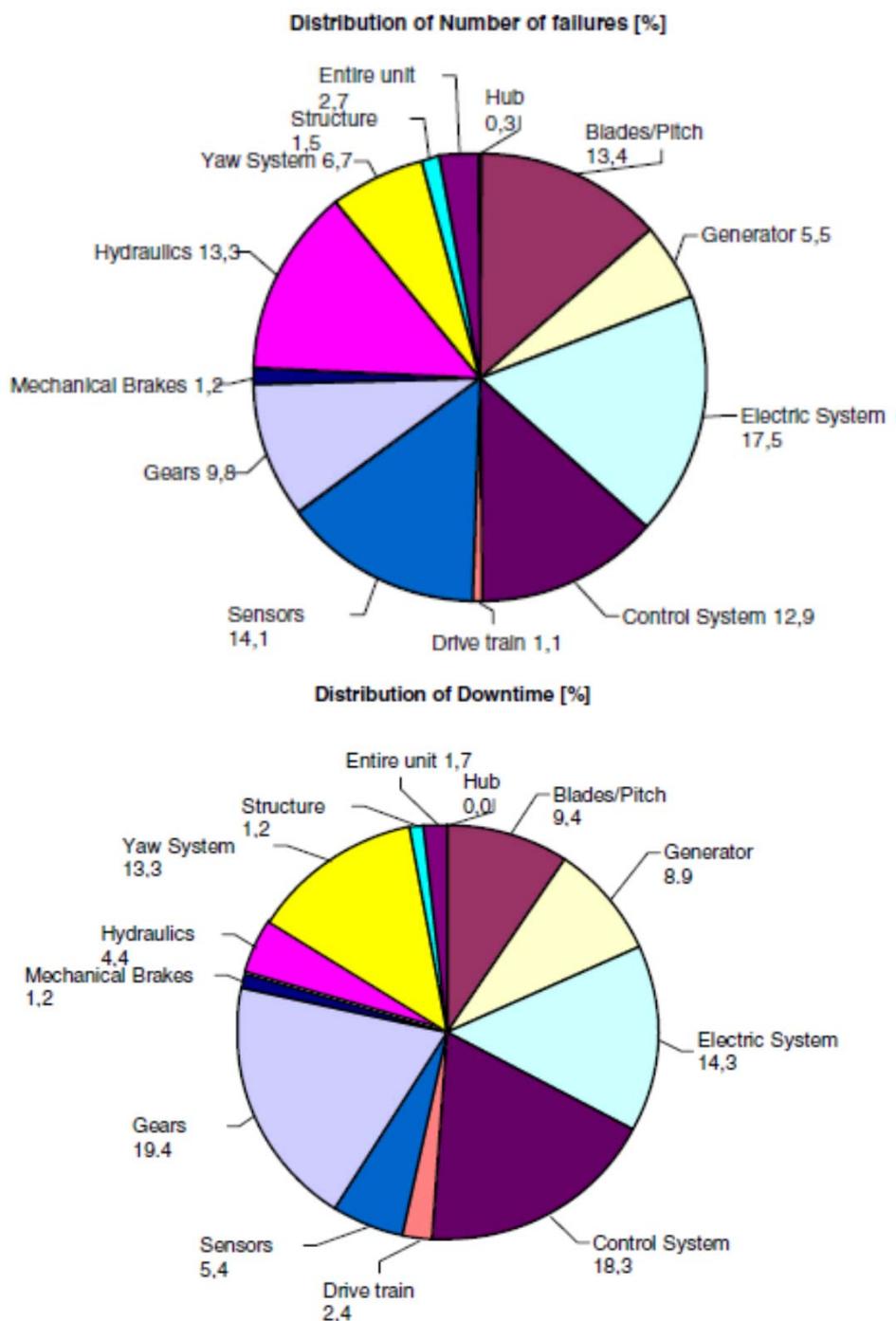


Figura 5 – Taxa de avarias e tempo de paragem dos parques suecos

4.1 Avarias nas pás

As pás, em condições de operação normal, são equipamentos suscetíveis de falhas, devido a fendas decorrentes da fadiga, a descargas elétricas e a defeitos nos materiais. Estando os parques eólicos normalmente instalados em locais de elevada altitude, a acumulação de gelo também é causadora de falhas nas pás.

O constante contacto com poeiras e insetos e o congelamento e respetivo degelo, faz aumentar a aspereza da superfície das pás, originando uma diminuição da potência produzida devido à redução do desempenho aerodinâmico do perfil da pá.

4.2 Avarias na caixa de engrenagens

A caixa de engrenagens, quando existe, é um dos principais componentes de uma turbina eólica e fica situada na *nacelle*, entre o rotor e o gerador. A sua função principal é adequar a velocidade rotacional das pás à velocidade de rotação do gerador.

As caixas de engrenagens planetárias são as mais usuais nas aplicações em turbinas eólicas. Apesar de mais complexas, possuem algumas vantagens em relação às anteriores, nomeadamente em termos de dimensão e peso.

Este tipo de caixa de velocidades é composto por uma engrenagem central e várias engrenagens em volta, normalmente três. A figura 6 mostra uma caixa de engrenagens desse tipo.

A engrenagem central roda à velocidade imposta pelas pás do aerogerador, enquanto que as três engrenagens mais pequenas fazem o aumento da velocidade. O eixo associado ao nível de velocidade mais elevado é o que vai estar acoplado ao gerador elétrico.

As caixas de engrenagens, normalmente não avariam nos primeiros anos de funcionamento. As caixas de engrenagens das turbinas eólicas, na gama de potência entre 1,5-3 MW, foram desenvolvidas pela experiência adquirida em caixas de engrenagens mais pequenas, usadas noutros equipamentos industriais. No entanto, as inspeções feitas a partir dos três anos de funcionamento mostram que o desgaste deste equipamento leva normalmente a falhas graves, que originam a necessidade de grandes reparações, ou até mesmo a sua substituição após alguns anos.

Como a caixa de engrenagens é um equipamento puramente mecânico, com imensas partes rotativas, as causas principais de avarias ocorrem, normalmente, devido à falta de lubrificação, ao desgaste dos materiais, a falhas dos rolamentos e quebra dos dentes das engrenagens.

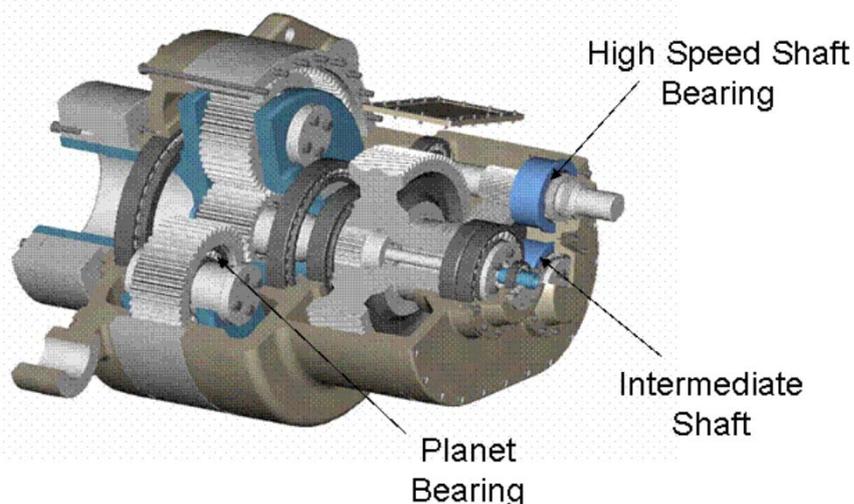


Figura 6 – Caixa de engrenagens planetária

4.3 Avarias no gerador elétrico

O gerador elétrico, tal como a caixa de engrenagens, é um elemento preponderante e as avarias causam tempos de paragem elevados e necessitam da mobilização de meios específicos, se for necessária a sua substituição. Sendo o gerador uma máquina elétrica há muito desenvolvida e testada pelos fabricantes, não são de esperar grandes avarias. No entanto, o rápido crescimento em termos de potência e a impossibilidade de as dimensões da máquina poder acompanhar o crescimento da potência, levam à necessidade de se usarem novos materiais, com melhores características, como forma de assim se reduzirem as dimensões, o que muitas vezes pode ser causa de avarias.

As falhas que podem ocorrer no gerador incluem, nomeadamente, o abaixamento da resistência de isolamento, sobreaquecimento dos rolamentos, enrolamento em circuito aberto ou ligado à terra. As principais causas do abaixamento da resistência de isolamento podem dever-se às altas temperaturas, danos mecânicos, humidade, poeiras, partículas condutoras e outros materiais poluentes que corroem os enrolamentos do gerador.

Aquando das ações periódicas de manutenção ao gerador elétrico, deve ser acautelada a climatização e o condicionamento do ar durante as referidas. Qualquer poeira ou resíduos estranhos dentro do estator ou do rotor pode causar falhas futuras.

A alta temperatura, o desgaste, a vibração e pó nas escovas de carbono pode resultar num defeito entre as fases do enrolamento.

Os enrolamentos podem ficar em circuito aberto, em curto-circuito entre espiras ou em curto-circuito à massa, devido a quebra mecânica dos enrolamentos, má soldadura, humidade, poeira, ou partículas condutoras a envolver o enrolamento.

5 Conclusão

Os custos com a manutenção das turbinas dos parques eólicos assumem um peso importante na exploração dos parques. Os operadores dos parques eólicos tendem a explorar os seus parques de forma mais económica, com o objetivo de aumentar os lucros. Nesse sentido, necessitam de técnicas de planeamento da manutenção que levem a uma efetiva redução dos custos de exploração, em comparação com as técnicas de manutenção usuais.

As avarias que levem à substituição de equipamentos de grande dimensão, tais como a caixa de engrenagens, o gerador ou as pás, têm que ser evitados ao máximo porque, para além de levarem a tempos de paragem muito grandes, necessitam de equipamentos, guias, que não estão disponíveis com facilidade. O aumento da idade das atuais turbinas eólicas, algumas delas com mais de 15 anos de instalação, faz também aumentar os custos de operação e manutenção.



INOVAR NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO VENTO. O RECURSO A POSTES DE ELETRICIDADE EXISTENTES.

1 Introdução

O vento é utilizado há milhares de anos para suprir as necessidades energéticas da atividade humana.

A energia eólica é, como a maioria das fontes de energia renovável, uma forma de energia solar, tendo origem no aquecimento da atmosfera pelo sol, que põe em movimento as massas de ar. A rotação da terra, a forma e cobertura da superfície terrestre e os planos de água, influenciam por seu turno o regime dos ventos, ou seja, a velocidade, direção e variabilidade do vento num determinado lugar.

Através de um gerador eólico é possível, pela rotação das pás, converter a energia cinética contida no vento em energia mecânica, que por sua vez é transformada em energia elétrica por intermédio de um gerador elétrico. Produz-se desta forma energia “limpa”, amiga do ambiente.

A energia eólica é já hoje, no mundo inteiro, a energia renovável que produz a maior quantidade de energia elétrica. Estima-se que a energia total armazenada no vento seja 100 vezes superior a toda a energia necessária pela humanidade hoje.

Contudo, esta forma de produção de energia elétrica ainda não foi explorada completamente. Como fazê-lo utilizando os recursos existentes?

2 A energia eólica hoje

Como resultado de pesados investimentos em grandes geradores eólicos, o vento passou de um pequeno fornecedor de energia para um dos principais componentes do *mix* energético dos países industrializados. A eletricidade gerada a partir do vento aumentou mundialmente a uma taxa média de 21% entre 2006 e 2010, representando hoje cerca de 2% do fornecimento total de energia.

Portugal aparece hoje como uma referência mundial neste domínio. A energia eólica já representa no nosso país, em 2011, cerca de 11% do total de energias renováveis utilizadas na produção de energia elétrica.

De acordo com o documento “Estratégia Nacional para a Energia 2020”, o aumento da potência eólica terá evitado o recurso a um maior número de centrais térmicas de ciclo combinado. A política energética nacional, descrita neste documento estruturante, define como um dos objetivos garantir o cumprimento dos compromissos nacionais no contexto das políticas europeias de energia e de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 31% do consumo final bruto de energia, 60% da eletricidade produzida e 10% do consumo de energia do sector dos transportes rodoviários tenham origem em fontes renováveis.

Esta aposta nas energias renováveis veio permitir não só diversificar ainda mais o *mix* energético, com a conseqüente redução do consumo de combustíveis fósseis e dos impactos ambientais associados, como reduzir a dependência energética externa de Portugal.

Os grandes geradores eólicos precisam de muito vento para começarem a rodar e a produzir energia elétrica. Por isso têm de ser instalados em zonas com muito vento e em altura. Um gerador eólico grande, com 6 MW de potência, que poderá alimentar até 5.000 habitações com energia elétrica, tem de ser montado a uma altura de 120 metros, para ser interessante do ponto de vista económico.

Os grandes aerogeradores apresentam, contudo, um conjunto de problemas:

- a. Um elevado impacto visual, não contribuindo para uma paisagem harmoniosa e bonita. Se a tendência de instalação de mais aerogeradores se mantiver, a paisagem será ainda mais “poluída”.
- b. Devido ao fluxo descontinuado de vento, que conduz a grandes oscilações na rede elétrica, será necessária uma rede elétrica inteligente, que possa armazenar a energia elétrica produzida em excesso e que a possa injetar na rede quando esta for necessária. Para que a intermitência associada ao perfil de produção eólica seja integrada no sistema elétrico, é necessária a

introdução de um elemento estabilizador, que terá de ser, no caso português, parcialmente garantido pelo aumento da potência hídrica. A esta solução estão associados elevados custos.

- c. A necessidade de obtenção de uma licença de instalação é um processo que poderá ser muito moroso e complexo. Adicionalmente, a contestação das populações pode ser um elemento que inviabilize a concretização de novos aerogeradores e / ou das correspondentes linhas de transporte de energia elétrica, devido ao impacto visual e sonoro que provocam.
- d. O elevado custo de produção e instalação das torres, que são cada vez mais altas, para conseguirem ter mais produção: uma torre pode custar até 1 milhão de euros, tendo de se lhe adicionar os custos das respetivas fundações.
- e. O impacto sobre as aves no local de instalação dos geradores eólicos. O choque entre estas e as pás pode originar a modificação dos seus comportamentos habituais de migração.
- f. O impacto sonoro: o som do vento bate nas pás produzindo um ruído constante. As habitações deverão estar afastadas pelo menos 200m do local de instalação de um grande gerador eólico.

Mas a energia eólica apresenta um conjunto muito significativo de vantagens:

- a. É uma fonte de energia segura, renovável e existente em grandes quantidades.
- b. O funcionamento de uma turbina eólica não produz nem emissões tóxicas ou poluentes nem lixo, e permite a continuação do desenvolvimento de atividades no terreno envolvente, por exemplo, a agricultura.
- c. Mesmo quando se considera todo o ciclo de vida de uma instalação, desde a sua construção até ao seu desmantelamento, passando pela sua exploração, a energia eólica é a fonte com menor impacto ambiental, nomeadamente em termos de emissões de gases com efeitos de estufa, responsáveis pelas alterações climáticas.

- d. É responsável pela criação de emprego em zonas rurais.
- e. Permite uma redução da elevada dependência energética do nosso país face ao exterior.
- f. É uma das fontes mais baratas de energia, podendo competir em termos de rentabilidade com as fontes de energia tradicionais.

Perante os problemas que os grandes geradores eólicos apresentam, mas havendo uma enorme pressão para a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis (nomeadamente pelo abandono da opção da energia atómica), como se pode produzir energia elétrica em quantidade suficiente para cobrir as crescentes necessidades?

3 A aposta em soluções inovadoras

Se é difícil obter uma licença para instalar um gerador eólico de grande porte, e se os grandes geradores apresentam várias desvantagens, porque não utilizar postes de eletricidade existentes para desempenharem uma segunda função, em adição à de suporte dos cabos: a produção de eletricidade?

O arquiteto *Wolfgang Frey*, de Freiburg na Alemanha, responsável pela iniciativa *Free Energy*, e a sua equipa de técnicos, propõem precisamente esta solução inovadora: a aplicação de pequenos geradores eólicos em copas de árvores e em postes de eletricidade existentes.

Em Setembro de 2011 lançaram um projeto-piloto, com a montagem de três pequenos aerogeradores num poste de eletricidade existente.

As vantagens dos aerogeradores pequenos face aos aerogeradores grandes são várias:

- a. Produzem continuamente energia elétrica, pois funcionam mesmo com vento fraco. Desta forma obtém-se uma produção de energia elétrica mais constante do que com os geradores de grande porte. Os grandes geradores eólicos necessitam de ventos fortes

e, embora produzam globalmente mais energia elétrica, podem originar fortes oscilações na rede elétrica, dado que o armazenamento da energia excedentária produzida é ainda de difícil concretização.

- b. Permitem produção descentralizada, obtendo-se uma injeção constante de energia elétrica na rede, apesar de existirem oscilações no próprio vento.
- c. São muito mais silenciosos que os grandes geradores eólicos.
- d. Causam menos impacto visual.
- e. O pedido de licenciamento de grandes aerogeradores eólicos pode ser muito demorado e complexo. Na Alemanha, as autoridades aboliram recentemente, em Setembro de 2011, a obrigatoriedade de licenciamento para pequenos aerogeradores.
- f. Necessitam de menos espaço para serem instalados e operados.
- g. A instalação é tecnicamente fácil de concretizar.
- h. Terão o apoio das populações locais, pois não serão instalados novos aerogeradores na paisagem.
- i. Podem ser instalados nos postes de eletricidade existentes.

- j. Apresentam custos reduzidos de montagem, instalação e produção. Um aerogerador convencional de 6 MW (energia elétrica para 5.000 habitações) tem de ter uma altura mínima de 120 metros. Como cerca de 60 a 70% do custo com o fabrico e montagem recaem sobre a torre, estes serão eliminados se forem utilizados postes de eletricidade existentes.

Na Alemanha, no estado federal de *Baden-Württemberg*, estima-se que existam cerca de 30.000 postes de eletricidade. Se se instalasse um aerogerador de 50kW em cada poste, obter-se-ia uma potência instalada de cerca de 1.500 MW, o que equivaleria à potência de um grupo de uma central nuclear. Em toda a Alemanha estima-se que existam mais de 400.000 postes de eletricidade que poderiam ser igualmente convertidos.

Os responsáveis das empresas que exploram a rede elétrica na Alemanha têm ainda reservas quanto à solução apresentada, tendo contudo autorizado a concretização do projeto-piloto. Mas uma boa parte das reservas levantadas foram já resolvidas. O processo de licenciamento está já simplificado, porquanto na Alemanha os pequenos geradores eólicos com uma altura de até 10 metros não são sujeitos a licenciamento.



Figura 1 – Montagem dos geradores eólicos em poste elétrico existente (Fonte: www.freeenergyweb.eu)

Quanto à problemática da instalação e da manutenção dos geradores eólicos, o arquiteto *Frey* e a sua equipa desenvolveram também uma solução simples: as pás e o gerador são pré-montados, sendo fixos ao suporte do poste através de um sistema de fixação em baioneta. Dessa forma, e com a ajuda de uma autogrua, o gerador pode ser desmontado com um simples “click”, e transportado para o solo, onde será realizada a respetiva manutenção. Dessa forma evitar-se-á ter de desativar a linha de transporte de energia elétrica para a realização da manutenção do gerador eólico.

O projeto poderá, contudo, falhar na vertente económica: o gerador proposto tem um diâmetro de 3 a 4 metros e custará presentemente cerca de 15.000 Euros. A equipa de *Frey* estima que com a produção em série seja possível reduzir os custos para 1/3, tornando dessa forma a solução também viável do ponto de vista económico.

Os postes de eletricidade existem em grande quantidade, pelo que com uma adaptação de geradores eólicos, tornam-se em postes com uma dupla função – o transporte e a produção de energia elétrica - e representam uma significativa mais-valia ecológica.

Uma outra solução – as copas das árvores

O arquitecto *Frey* tinha já anteriormente instalado pequenos aerogeradores em copas de árvores. No projecto-piloto realizado na floresta negra na Alemanha, consegue-se produzir 9000 kWh de energia eléctrica, o que será o dobro da energia eléctrica necessária para uma habitação familiar de 4 pessoas.

Contudo, esta solução esbarrou inicialmente num problema jurídico: como enquadrar esta solução técnica no quadro legal vigente. Perante o vazio legal detectado, as autoridades alemãs entretanto definiram que o gerador eólico montado em cima de uma árvore não é uma construção, pelo que não tem de ser sujeito a licenciamento. Mas, ainda assim, ter-se-á de ter em conta o impacto ambiental que tal solução possa implicar. Está por isso a decorrer até final de 2011 um estudo com o qual se pretende observar, através de câmaras web e de microfones, se os pássaros são incomodados pelo gerador eólico instalado na árvore.



Figura 2 – Pequeno gerador eólico na copa de uma árvore (Fonte: www.freeenergyweb.eu)

Esta solução tem como grande vantagem a produção e o consumo local de energia eléctrica. Ou seja, a energia eléctrica produzida pelo pequeno gerador eólico instalado na copa da árvore permitirá a alimentação da própria habitação. Também as perdas serão reduzidas, dado que o cabo que interliga o gerador e a casa tem dimensões reduzidas

Tabela 1 – Descrição da solução “Gerador eólico montado num poste eléctrico existente”

Descrição da solução:	Gerador eólico montado num poste eléctrico
Diâmetro das pás:	4 metros
Peso:	200 kg para um gerador de 20 kW
Potência:	Entre 20 kW e 50 kW
Custos globais:	15.000 Euros, podendo reduzir-se para cerca de 5.000 Euros se a produção for feita em série e m grandes quantidades
Vantagens:	<ul style="list-style-type: none"> . elevada poupança de custos . baixo investimento inicial . facilidade e rapidez de montagem . inexistência de ruído . reduzido impacto ambiental



Figura 3 - Fases de montagem de geradores eólicos na copa de uma árvore (Fonte: www.freeenergyweb.eu)

Assistir-se-ia a uma produção e distribuição de energia eléctrica descentralizada e regenerativa, sem interferência com o ecossistema.

Esta solução tem como grande vantagem a produção e o consumo local de energia eléctrica. Ou seja, a energia eléctrica produzida pelo pequeno gerador eólico instalado na copa da árvore permitirá a alimentação da própria habitação. Também as perdas serão reduzidas, dado que o cabo que interliga o gerador e a casa tem dimensões reduzidas. Assistir-se-ia a uma produção e distribuição de energia eléctrica descentralizada e regenerativa, sem interferência com o ecossistema.

Segundo *Frey*, desta forma, e se for possível replicar esta solução, será possível contribuir para a redução da necessidade de construção de novas linhas de transporte de energia eléctrica em alta tensão.

Os custos globais desta solução, incluindo a montagem respectiva, rondarão, segundo *Frey*, os 7.000 Euros, poupando-se a torre, as fundações, a linha de transporte e o posto de transformação que seriam necessários para transportar a energia eléctrica ao longo de grandes distâncias.

Ainda uma outra solução - rotores verticais em postes eléctricos existentes

Os geradores eólicos poderiam contribuir ainda mais significativamente para a melhoria do balanço energético global se não fossem as controversas pás.

A solução desenvolvida pelos designers franceses *Nicola Delon, Julien Choppin e Raphael Menard*, em 2009, denominada "*Wind-In*", permite que a energia eléctrica produzida pelos geradores eólicos seja injectada directamente na rede.

Nesta solução um ou mais pequenos geradores verticais são instalados no interior de postes metálicos de electricidade existentes. Segundo os seus criadores, este sistema pode ser facilmente montado.

Segundo os cálculos realizados pela equipa do "*Wind-In*", uma adaptação de todos os postes de alta tensão existentes em França com um gerador eólico vertical, poderia suprir 15% das necessidades de energia eléctrica francesa.

Tabela 2 - Descrição da solução "Gerador eólico montado na copa de uma árvore"

Descrição da solução:	Gerador eólico montado na copa de uma árvore
Diâmetro das pás:	3,4 metros
Potência:	5,5 kW
Energia produzida por ano:	cerca de 9.000 kWh, o que permitirá alimentar 2 habitações familiares de 4 pessoas.
Custos globais:	7.000 Euros, incluindo a respectiva montagem
Vantagens:	<ul style="list-style-type: none"> . elevada poupança de custos . caminhos curtos de transporte de energia eléctrica . inexistência de ruído . reduzido impacto ambiental . As árvores não são consideradas "construções", logo não é necessário submeter esta solução a um processo de licenciamento construtivo.

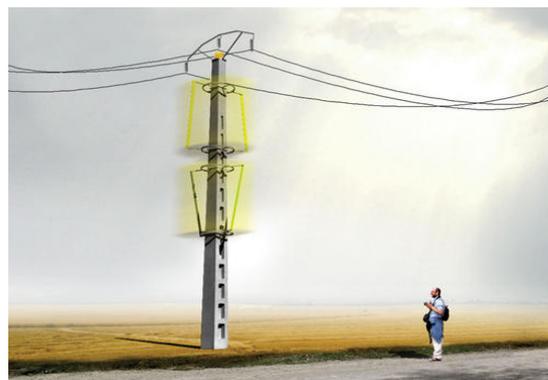


Figura 4 - Geradores eólicos verticais instalados em postes eléctricos existentes

Devido à distribuição geográfica dos postes, conseguir-se-ia ainda um fornecimento homogéneo de energia eléctrica dentro do país. Com esta medida poder-se-iam desligar seis centrais nucleares, estimam os criadores desta solução.

Esta solução apresenta as seguintes vantagens:

- a. A energia eléctrica produzida é injectada na rede sem ter de desenvolver uma nova infraestrutura extensa. A ligação entre o gerador e a rede é reduzida a poucos metros, o que conduzirá a uma significativa redução de custos.
- b. Conseguir-se-á garantir um fluxo contínuo de energia limpa.
- c. Evita a construção de novos geradores eólicos de grandes dimensões.
- d. Coloca os geradores dentro do espaço físico já ocupado pelos postes eléctricos, não causando poluição visual adicional.

As desvantagens das soluções apresentadas

Mas estas soluções inovadoras apresentam ainda algumas desvantagens:

- a. Os postes existentes não foram construídos para acomodar geradores eólicos, por isso necessitarão de ser reforçados estruturalmente, o que poderá ser simples ou extremamente complexo de realizar, do ponto de vista técnico. Contudo, com o passar dos anos, muitos dos postes existentes terão de ser reforçados ou mesmo substituídos por novos, pelo que a verificar-se, deverão ser desde logo preparados para possibilitar a instalação de pequenos geradores eólicos.

- b. As adaptações necessárias nos postes eléctricos poderão ser difíceis de justificar economicamente. O custo dos pequenos geradores eólicos é ainda elevado, devido à reduzida quantidade de equipamentos produzidos anualmente.
- c. A injeção da energia eléctrica na rede tem de ser garantida por transformadores que terão de converter a baixa tensão no gerador em alta tensão da rede. Igualmente problemático poderá ser o sistema de protecção eléctrica da rede. Estes problemas técnicos ainda não foram totalmente solucionados. Também a gestão da injeção local da energia eléctrica produzida na rede de transporte terá de ser acautelada, para evitar o colapso da mesma. Mas para além da solução técnica será necessário verificar a viabilidade económica associada à instalação dos transformadores necessários e à gestão da própria rede.
- d. Têm de ser instalados equipamentos de protecção, para evitar que componentes do gerador eólico que eventualmente se soltem, possam danificar a linha de transporte de energia eléctrica que se encontra fixada também no poste onde foi alojado o gerador.
- e. A aplicação de geradores eólicos verticais, um por cima do outro, como no caso do projecto "Wind-In", poderá não ser a forma mais económica de produzir energia eléctrica, aplicando-se a regra de que quanto mais alto se instalar o gerador eólico, mais fortes são os ventos e logo mais energia se poderá obter.
- f. Toda a manutenção dos geradores eólicos poderá ser complexa, pois estes estarão alojados em postes que suportam linhas de transporte de energia eléctrica de alta tensão, em carga.

Mesmo estando resolvidas todas as questões técnicas inerentes, o licenciamento associado à autorização da injeção da energia eléctrica produzida, na rede de transporte, que depende também da vontade política, poderá condicionar o sucesso das soluções apresentadas.

A abertura das empresas de produção, de transporte e de distribuição de energia eléctrica a estas novas soluções será igualmente determinante. Normalmente a empresa que gere a produção de energia eléctrica, não é a mesma que tem a seu cargo a gestão do transporte da mesma, pelo que as soluções apresentadas poderão ser difíceis de concretizar no curto prazo.

Pressionados com a decisão do governo alemão em abandonar a produção de energia eléctrica em centrais nucleares e com os compromissos assumidos no âmbito da União Europeia, que prevêem a incorporação de energias renováveis em cerca de 20% no consumo de energia final em 2020, existem hoje várias conversações com empresas produtoras e de distribuição de energia eléctrica na Alemanha. Estas estão juntamente com a equipa de Frey a estudar e a concertar tecnicamente as soluções apresentadas em cima.

Também os governos regionais e o próprio governo central alemão começam a interessar-se por este tema, tendo permitido que fosse contratualizado um segundo projecto-piloto. Este engloba a instalação de geradores eólicos em postes de electricidade da rede de alta tensão, ao longo de quatro quilómetros, estando a sua instalação prevista para o final do corrente ano.



Figura 5 - Assim será o futuro (talvez)
(Fonte: www.freeenergyweb.eu)

Assim, mesmo que os postes tenham de ser reforçados estaticamente para poderem albergar os geradores eólicos, económica e ambientalmente haverá sempre uma grande vantagem face à construção de novos geradores. Desde logo porque se obtém, ao evitar as torres e respectivas fundações, uma considerável redução de custos na concepção, produção e instalação, e porque haverá também uma maior aceitação por parte das populações.

Também em Portugal, onde existem mais de 8.000 km de linhas de transporte, haverá um grande potencial para a instalação de geradores eólicos em postes.

Com este artigo pretende-se sensibilizar (também) os agentes em Portugal (empresas de produção, de transporte e de distribuição de energia eléctrica, reguladores e outras entidades públicas) para a utilização destas soluções inovadoras.

Produzir energia eléctrica de uma forma simples, utilizando recursos existentes, implica ainda a resolução de algumas questões técnicas em aberto. Mas a história ensina-nos que “a necessidade aguça o engenho”.

Bibliografia

Castro, Rui (2011). Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. Lisboa: IST Press.

ENEOP – Eólicas de Portugal. (2011). O que é a Energia Eólica. www.eneop.pt

ENE 2020 – Estratégia Nacional para a Energia. (2010). Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010. Diário da República, 1ª série, nº73.

Free Energy. (2011). Windkraft neu denken. www.freeenergyweb.eu

Hooss, Henning (2011). Liliput-Windräder: Strom vom Baum und Mast. Julho. www.architekten-frey.de

LaBarre, Suzanne (2009). Harvesting the Wind. Maio, www.metropolismag.com.

Pauli, Gunter (2010). Wind Energy without (new) Pylons. Maio, www.clubofrome.at.

REN (2010). A Energia Eólica em Portugal 2010. www.ren.pt

Página deixada intencionalmente em branco!

COGERAÇÃO E TRIGERAÇÃO

UM CASO PRÁTICO

1 Introdução

A necessidade de diminuir os consumos de energia, não só por questões financeiras mas, essencialmente, por questões ambientais fez com que fossem feitos esforços no sentido da implementação de sistemas de energias renováveis ou mesmo com rendimentos o mais elevados possíveis. Surge, então, em alternativa às grandes centrais convencionais e às redes de distribuição em alta tensão, a produção descentralizada de eletricidade, sendo que a cogeração era em finais de 2010 segundo a Galp Energia, responsável pela produção de cerca de 12% de todo o consumo de eletricidade no país e por 34% da produção em regime especial.

A cogeração/trigeração surge como uma tecnologia interessante ao garantir economias de energia e competitividade acrescida às empresas e consiste basicamente na produção combinada de energia térmica e elétrica num mesmo equipamento, destinando-se ambas ao consumo da própria empresa ou de terceiros, evitando ou atenuando a utilização de equipamentos próprios de produção de calor e aquisição de energia elétrica à rede.

Neste artigo vamos familiarizar-nos com esta solução energética, a cogeração/trigeração, que prova ser bastante eficiente, aplicando os princípios da produção combinada de eletricidade, calor e frio.

2 Conceitos e princípios

As centrais convencionais convertem em eletricidade apenas cerca de 1/3 da energia do combustível que consomem, o resto é perdido na forma de calor. Tal desperdício acarreta efeitos adversos para o meio ambiente tornando-se imperativa a necessidade do aumento de eficiência no processo de produção. A cogeração apresenta um rácio onde 4/5 da energia primária é convertida em energia utilizável apresentando vantagens na área financeira e ambiental.

O conceito de produção distribuída diz respeito à produção de energia o mais próximo de onde ela é consumida, ou seja, a energia é produzida no local de consumo sendo evitadas as perdas nas redes de distribuição, e aplicadas no sector industrial e em edifícios onde existe uma exigência simultânea de energia elétrica e térmica calor e/ou frio. No processo convencional de transformação de energia em energia elétrica a maior parte da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida no meio ambiente.

Cogeração

Começando pela necessidade de entender o conceito poder-se-á dizer que a cogeração consiste, basicamente, na produção de eletricidade junto dos centros de consumo, permitindo o aproveitamento de calor no processo de geração, também designada por CHP (*Combined Heat and Power*). O aproveitamento pode dar-se sob a forma de calor ou água quente, para uma aplicação secundária. Os processos conseguem assim um máximo de aproveitamento de combustível consumido e poupam energia primária. Devido às grandes dificuldades no transporte da energia térmica o calor só pode ser utilizado perto do centro produtor, o que limita estas instalações a centrais relativamente pequenas. O limite de distância para o transporte de calor ser economicamente viável fica em torno de 5km.

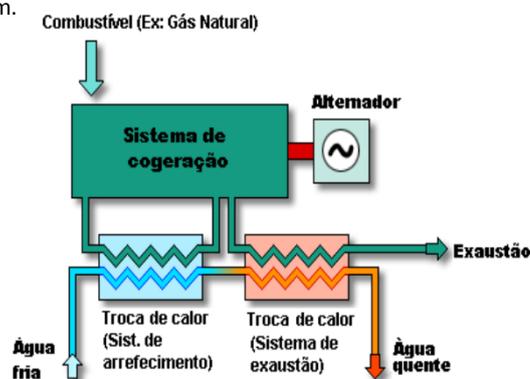


Figura 1 – Esquema de um sistema de cogeração

Trigeração

Já no que diz respeito à trigeração poder-se-á dizer que esta implica a produção simultânea de eletricidade, calor e frio a partir de um único combustível. É um esquema de produção de energia em que se recupera calor desperdiçado para se obter frio. Compreende sistemas CHP combinados com *chillers* de absorção.

Nos serviços, o calor gerado pelos sistemas de cogeração é essencialmente utilizado para a climatização, dos edifícios, no entanto as necessidades de aquecimento são limitadas a alguns meses de Inverno. Há, contudo, necessidades significativas de arrefecimento, ar condicionado, durante os meses de Verão. A Energia térmica proveniente de uma instalação de cogeração, será utilizada para produzir frio, através de um ciclo de absorção. Este processo “alargado” de cogeração é conhecido por trigeração ou produção combinada de eletricidade, calor e frio (CHCP, *combined heat, cooling and power production*).

Vantagens e benefícios da trigeração

No sector terciário a trigeração já provou ser uma solução apropriada para uma vasta gama de tipos de edifícios, nomeadamente Hotéis, Hospitais, Escolas, Universidades,

Aeroportos, e grandes Centros Comerciais. Apresentando as seguintes vantagens:

- Economias de energia primária:** Cerca 25% comparativamente à produção convencional de energia elétrica.
- Redução de emissões poluentes:** Com a utilização de gás natural em vez de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, as emissões de CO₂ e partículas são praticamente nulas.
- Benefícios económicos:** Os custos energéticos das instalações de trigeração são menores do que os das instalações convencionais. Pode dizer-se que a redução de preços é da ordem dos 20-30%.
- Aumento da fiabilidade do aprovisionamento energético:** Pequenas centrais de cogeração/trigeração de energia elétrica, calor e frias ligadas à rede elétrica, garantem uma operação ininterrupta da instalação, no caso de falha do funcionamento da central ou do abastecimento da rede. Ao nível nacional favorecem a produção descentralizada, reduzindo a necessidade de grandes centrais termo-elétricas. Contribuindo também para o aumento do emprego a nível local.

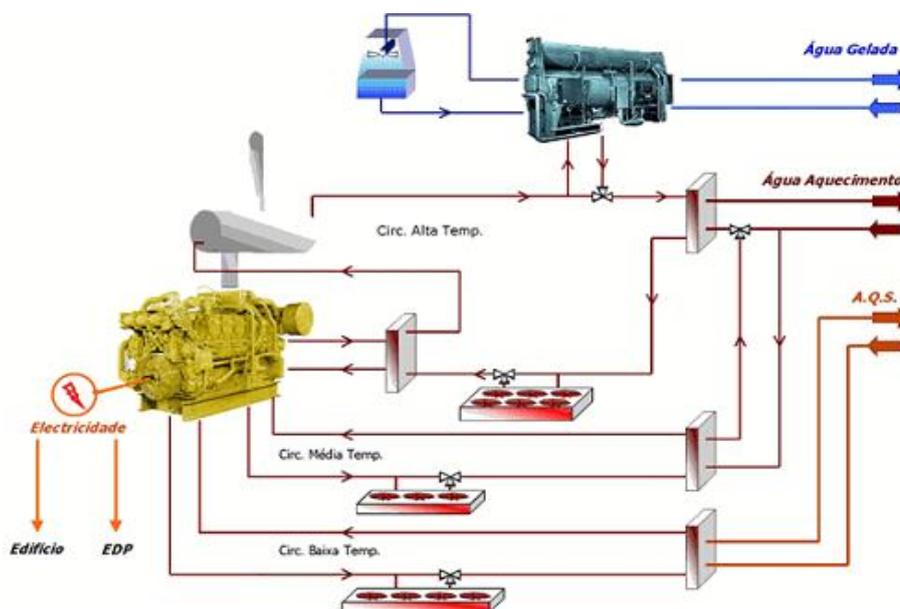


Figura 2 – Esquema de trigeração (Fonte: STET, 2008)

e. Aumento de estabilidade do sistema elétrico: As unidades de trigeriação proporcionam um alívio significativo às redes do sistemas elétrico durante os meses quentes de verão. As cargas de arrefecimento são transferidas da eletricidade para um combustível fóssil, uma vez que o processo de arrefecimento/refrigeração muda dos, largamente, utilizados ciclos de compressão de vapor para os de absorção. Isto contribui ainda para o aumento da estabilidade das redes elétricas e para a melhoria da eficiência do sistema, porquanto os picos de verão são servidos pelas empresas elétricas distribuidoras através de unidades de apoio ineficientes e linhas de transporte de energia elétrica sobrecarregadas.

3 Tecnologias de trigeriação

A parte mais importante de uma instalação de trigeriação é a máquina que produz eletricidade e energia térmica (calor). Esta máquina caracteriza a instalação ou central de cogeração (CHP). Seguindo-se o aparelho que produz o frio, utilizando energia térmica do processo de cogeração (*chiller* de absorção).

Presentemente as tecnologias mais importantes disponíveis no mercado para cogeração são:

- Turbina de gás;
- Turbina de vapor;
- Ciclo combinado;
- Motor alternativo de combustão interna;
- Pilhas de combustível;
- Micro-turbinas

As primeiras quatro tecnologias, usando turbinas ou motores alternativos de combustão interna, têm sido aplicadas em instalações de cogeração nas últimas décadas. As pilhas de combustível e micro-turbinas estão em fase de desenvolvimento e início de comercialização.

Para a trigeriação, os tipos vulgarmente mais aplicados são os motores de combustão interna, muitas das vezes em grupos de mais que um para fazer face à variação de carga. As turbinas de gás são utilizadas em grandes complexos de edifícios tais como Hospitais ou redes urbanas de calor e frio. As pilhas de combustível são utilizadas, essencialmente no sector terciário, devido ao seu funcionamento silencioso.

Outra vantagem fundamental deste sistema, reside nos subprodutos da operação, nomeadamente o hidrogénio. Este pode ser utilizado como meio de armazenar energia, contribuindo para o aumento global da instalação de trigeriação.

Para comparação, a tabela I resume as características técnicas dos tipos de tecnologias de cogeração mais utilizados.

Unidades produtoras de água refrigerada (*Chiller*)

Um *chiller* é uma máquina que tem como função arrefecer água ou outro líquido em diferentes tipos de aplicações, através de um ciclo termodinâmico.

Tabela I – Características dos diferentes tipos de sistemas de cogeração

Máquina Motriz	Turbina de gás	Turbina de Vapor	Ciclo Combinado	Motor de Combustão	Célula de Combustível
Potencia (MWe)	0,2 -100	0,5-100	4-100	0,015-30	0,01-0,25
Razão Calor/Eletricidade	1,12- 2	2-10	0,5-1,7	0,4-1,7	1,1
Rend. Eléctrico (%)	15-35	10-40	30-40	25-45	35-40
Rend. Térmico (%)	40-59	40-60	40-50	40-60	20-50
Rend. Total (%)	60-85	60-85	70-90	70-85	55-90
Tempo de Vida (anos)	15-25	20-35	15-25	10-20	>5
Carga Mínima (%)	75	20	75	50	Sem limites
Eficácia (%)	90-98	99	90-98	92-97	>95
Uso Energia Térmica	Aquecimento, AQS, Vapor BP e AP	Vapor BP e AP	Vapor BP e AP	Aquecimento, AQS, Vapor BP e AP	AQS, Vapor BP e AP
Combustível	Gasoso, Líquido	Todos	Gasoso, Líquido	Gás, Gasolina, Gasóleo	Gás

Os dois principais tipos de *chiller* são:

- *Chiller* de compressão ou elétrico;
- *Chiller* de absorção.

Os *chillers* de compressão utilizam um compressor mecânico acionado, normalmente por um motor elétrico, de forma a aumentar a pressão em determinada fase do ciclo termodinâmico do sistema.

Os *chillers* de absorção permitem produzir água gelada a partir de uma fonte de calor utilizando para tal uma solução de um sal (brometo de lítio) num processo termoquímico de absorção. Os *chillers* de absorção são, muitas vezes, integrados em sistemas de cogeração, de forma a permitir o aproveitamento do calor que de outra forma seria desperdiçado.

Principais componentes de um *chiller* de absorção estão representados na figura 3.

4 Caso de estudo

Este capítulo apresenta os principais resultados do levantamento efetuado à central de cogeração/trigeração do *Norteshopping*, com o intuito de proporcionar uma melhor compreensão da sua importância, a sua influência na produção distribuída e seu desempenho e os seus contributos na melhoria do meio ambiente.



Figura 4 – Motor de combustão instalado no Norteshopping

A central de trigeração do *Norteshopping* entrou em funcionamento em 1998 e totaliza atualmente 54 500 horas de funcionamento. É constituída por dois motores de combustão interna utilizando como combustível o gás natural. Tem uma potência elétrica instalada de 2950 kWe (quilo Watt elétrico) por grupo, num total de 5900 kWe, uma potência térmica de 2750 kWt (quilo Watt térmico) por grupo, num total de 5500 kWt. Estão ainda instalados dois *chillers* de absorção com uma potência de frio de 1750 kWt por grupo, num total de 3500 kW.

Toda a energia elétrica produzida pela central é vendida à EDP, sendo a energia térmica utilizada para climatização do *Norteshopping*. A central de trigeração está em funcionamento de segunda a sexta das 7H00 às 24H00,

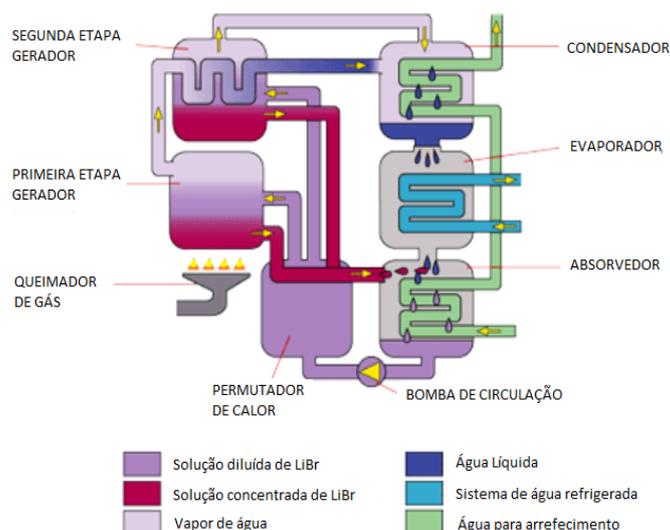


Figura 3 – Esquema de um *chiller* de absorção (Adaptado de: www.fsc-online.com)

funcionando à carga máxima nas horas de ponta e a 95% nas horas cheias, nas horas do vazio e super vazio não se encontra em funcionamento.

Na tabela II são apresentados os dados energéticos da central de cogeração/trigeração do *Norteshopping* em 2010.

Através dos vetores energéticos apresentados no quadro, podemos então proceder ao cálculo da poupança de energia primária (PEP) da atividade da cogeração relativamente à produção separada de calor e de eletricidade, em conformidade com o estabelecido no decreto lei nº23/2010 de 25 de Março, medida de acordo com a seguinte fórmula.

$$PEP = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP_H\eta}{REF_H\eta} + \frac{CHP_E\eta}{REF_E\eta}} \right] \times 100 \quad (1)$$

CHP H η é a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e de eletricidade;

$$H\eta = \frac{T}{C} \times 100 = \frac{13.838.060}{59.417.911} \times 100 = 23,3\% \quad (2)$$

T - energia térmica útil consumida anualmente

C- energia primária consumida anualmente e avaliada a partir do poder calorífico inferior do gás natural

Ref H η é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor, estando este valor compreendido entre os 35% e 45%.

CHP E η é a eficiência elétrica, definida como a produção total anual de eletricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de eletricidade num processo de cogeração.

$$E\eta = \frac{E}{C} \times 100 = \frac{22 - 122 - 255}{59.417.911} \times 100 = 37,2\% \quad (3)$$

E - energia elétrica produzida anualmente

C- energia primária consumida anualmente e avaliada a partir do poder calorífico inferior do gás natural

Tabela II – Vetores energéticos da central de cogeração/trigeração no ano 2010

ESP.	UN.	2010
HORAS DE FUNCIONAMENTO		
Cogeração – 2010	H	8.570
GN 2010	Nm3	5.544.732
GN (PCI) 2010	kWh	59.417.911
GN (PCS) 2010	kWh	65.796.976
PRODUÇÃO ENERGIA ELÉTRICA		
PROD (W#1+W#2)	kWhe	22.122.255
Prod>EDP 2010	kWhe	20.840.770
PRODUÇÃO ENERGIA TÉRMICA		
En.Térmica 2010	kWht	13.838.060
AF 2010	kWht	8.449.712
AQ 2010	kWht	1.767.043
ENERGIA TÉRMICA SERVIÇOS COMUNS		
AF SC 2010	kWh	8.089.662
AQ SC 2010	kWh	1.614.846
CUSTO COMBUSTIVEL		
CUSTO ESPECIF.GN	Eur/kWhGas(PCI)	0,02479
CUSTO ESPECIF.GN	Eur/kWheu	0,07827
PREÇO VENDA ENERGIA		
AF	Eur/kWh	0,04410
AQ	Eur/kWh	0,04467
EE W	Eur/kWh	0,11489

Ref En é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade, estando este valor compreendido entre os 35% e 45%.

Calculada a eficiência energética elétrica e térmica, e conhecidos os valores de referência correspondentes procederemos então ao cálculo da poupança de energia primária (PEP) da atividade da cogeração.

$$PEP = \left[1 - \frac{1}{\frac{0,233}{0,9} + \frac{0,372}{0,4}} \right] \times 100 = 15,9\% \quad (4)$$

Eficiência Global do Sistema - A eficiência global corresponde ao total anual da produção de energia elétrica e da produção de calor útil dividido pelo consumo de combustível utilizado na produção de calor num processo de cogeração e na produção bruta de energia elétrica e mecânica, sendo a eficiência calculada com base no poder calorífico líquido dos combustíveis (também denominado poder calorífero inferior).

$$G\eta = \frac{E + T}{C} \times 100 = \frac{13.838.060 + 22.122.255}{59.417.911} \times 100 = 60,5\% \quad (5)$$

Rendimento elétrico equivalente- A legislação portuguesa define o rendimento elétrico equivalente REE por forma a avaliar o rendimento efetivo da instalação de trigerção. Para o presente caso como a central funciona a gás natural o REE têm de ser superior a 55% sendo dada pela seguinte expressão

$$REE = \frac{E}{C - \frac{T}{0,9}} = \frac{22.122.255}{59.417.911 - \frac{13.838.060}{0,9}} = 50,2\% \quad (6)$$

Analisando o fornecimento de energia elétrica aos clientes finais de eletricidade podemos verificar que este é suportado por um sistema centralizado de produção baseado em centrais termoelétricas de grande potência e um sistema de transporte de energia de longas distâncias. A central de cogeração/trigerção do *Norteshopping*, embora apresente um rendimento elétrico equivalente abaixo das mais

recentes centrais de cogeração/trigerção constituiu ao longo dos últimos treze anos um meio de produção alternativo ao sistema centralizado evitando o custo de produção e transporte dessa energia pelas centrais convencionais e reduzindo o impacto ambiental.

5 Enquadramento jurídico cogeração/trigerção

DL 538/1999 - Regulamenta a atividade de cogeração.

DL 313/2001 - Modifica o clausulado do DL 538/1999.

Declaração de Retificação 8-B/2002 - Corrige o DL 313/2001.

DL 68/2002 e Portaria 764/2002 – Regulamenta a Produção de eletricidade de baixa tensão (microgeração).

P 399/2002 - Disposições sobre a aplicação do DL 313/2001.

DL 363/2007 - Regulamenta a microprodução.

DL 23/2010 - Estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração.

6 Conclusões

A Cogeração/Trigerção desempenha um importante papel no esforço de redução de emissões de CO₂ e outros gases de efeito de estufa, pois o carácter integrado da trigerção implica maiores taxas de conversão de energia e, por conseguinte, menores emissões poluentes.

A vantagem resultante para o sector energético da utilização da cogeração/trigerção é importante referir, que na sua maioria dizem respeito à produção de eletricidade. As centrais de trigerção produzem três formas de energia útil, eletricidade, calor e frio, a partir da queima de um combustível. Comparando com as centrais convencionais consegue-se o reaproveitamento da energia desperdiçada sob a forma de energia térmica, aumentando desta forma claramente o rendimento, que nas centrais convencionais situar-se-iam entre os 30% e os 50% enquanto que os de produção de calor situar-se-iam entre os 85% e os 95%, facilmente se percebe que o potencial na melhoria dos rendimentos de conversão só existe, na prática, no lado da produção de eletricidade.

Um facto importante a retirar é que o custo de produção do calor, frio e da eletricidade nestas unidades é diretamente afetado, pelo custo do combustível consumido. Se o consumidor de calor já está familiarizado com essa indexação permanente de energia térmica, a aquisição de eletricidade no mercado, regulado ou liberalizado, não agrega uma atualização direta, porque vigora o método de estabilidade dos preços. Se é um facto que os projetos de cogeração/trigeração melhoram a eficiência energética, não se pode dispensar a existência de uma remuneração da eletricidade de cogeração, que agregue, em cada momento, um mecanismo de indexação aos preços dos combustíveis em detrimento de uma criação de tarifários.

Bibliografia

- *Azevedo, João L. Toste, Apontamentos sobre cogeração, IST 2001*
- *Sérgio da Silva Brandão, Cogeração, UC, 2004.*
- *Rui M.G.Castro, Introdução à cogeração, DEEC/IST, 2009*
- *Álvaro Brandão Pinto, Palestra, O Futuro da Cogeração, FEUP*
- *Decreto Lei nº23 /2010 de 25 de Março*
- *Pedro Rocha, NORTESHOPPING, 2011*
- *DGEG-Direcção Geral de Energia e Geologia, Renováveis <http://www.dgeg.pt>*
- *GALP ENERGIA <http://www.galp.pt/>*
- *ADENE <http://www.adene.pt>*
- *COGEN Portugal <http://www.cogenportugal.com>*
- *COGENERATION <http://cogeneration.net/>*

CURIOSIDADE



Página deixada intencionalmente em branco!

ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DE AEROGERADORES. INSTALAÇÕES OFFSHORE.

1. Introdução

Foi de forma natural que o aproveitamento do recurso eólico evoluiu dos tradicionais parques em terra (*onshore*) para locais offshore. Se por um lado os melhores locais para instalação em terra começam a escassear, a grande disponibilidade de recurso offshore permite a disponibilidade de áreas muito elevadas para a sua exploração.

Os ventos mais fortes, no mar, associados a uma rugosidade de classe zero criam condições ideais para a instalação de geradores eólicos de potência elevada tornando assim possível uma maior produtividade, que pode compensar os inerentes custos de instalação e de operação mais elevados.

No entanto existem alguns desafios que necessitam de ser mais investigados e que estão a ser alvo de investimento, tais como as torres, os sistemas de fixação e a instalação da cablagem.

2. Situação atual e previsões futuras para a Europa

Atualmente, de acordo com dados da associação europeia de energia eólica (EWEA) estão instalados, offshore, 4,3 GW. No entanto, está previsto que para 2020 se possa chegar aos 40 GW instalados, num cenário otimista.

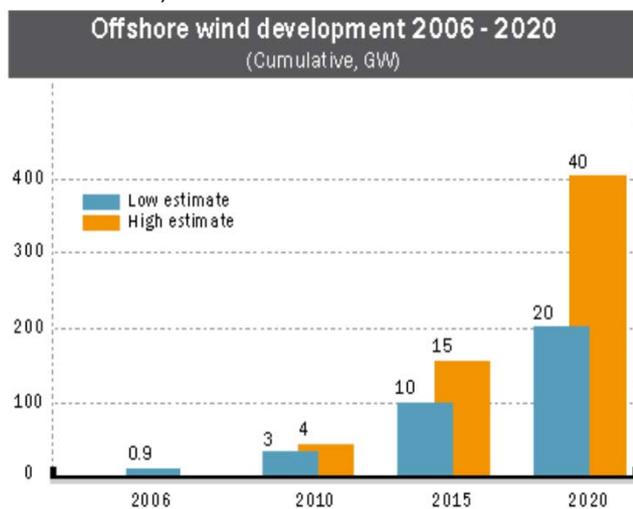


Figura 1 – Evolução do offshore até 2020 (Fonte: EWEA)

Um sinal da evolução que se tem sentido neste setor tem a ver com a dimensão dos parques offshore. Em 2007 a grande maioria dos parques eólicos offshore eram de pequena dimensão e poucos eram os que ultrapassavam, em termos de potência instalada e número de turbinas, o parque Horns Rev, instalado na Dinamarca e que possui 80 turbinas de 2 MW cada, instaladas a uma distância entre 14 e 20 km da costa e a uma profundidade que varia entre os 6 e os 12 metros.



Figura 2 – Parque eólico de Horns Rev

Em 2009 foi colocado em funcionamento o parque Horns Rev II com mais 209 MW instalados a uma distância que varia entre os 20 e os 30 km da costa e uma profundidade de 9 a 17 metros. Sendo este conjunto dos dois parques o maior complexo offshore em exploração. No entanto estão planeados e em alguns casos já em construção, parques eólicos com potências muito superiores, em países como o Reino Unido, Alemanha ou Suécia, onde se pretende explorar parques com potências instaladas superiores a 1 GW.

Com a necessidade de explorar o recurso eólico em localizações cada vez mais afastadas da costa e em águas muito profundas, torna-se imperioso desenvolver novas soluções de fixação das turbinas, de suporte e em termos dos materiais usados na conversão eólica, por forma a otimizar todo o sistema e assim reduzir os custos de instalação, exploração e manutenção dos parques.

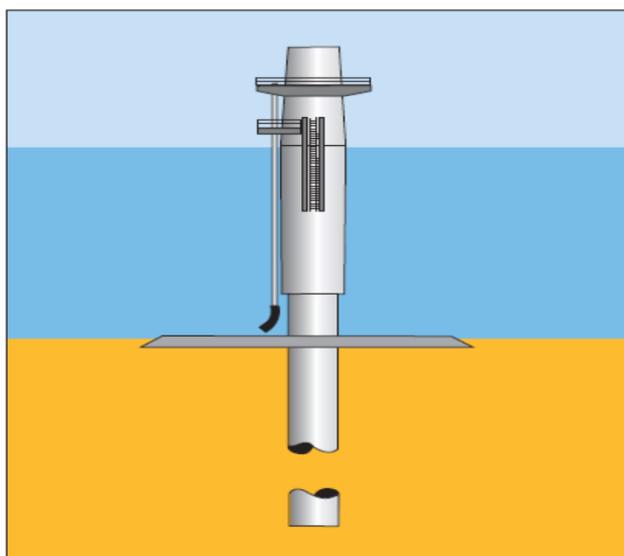
3. Fixação das Turbinas

Nos parques instalados *onshore* os sistemas de fixação das torres usados foram-se generalizando em torno de um único método, baseado numa sapata em betão, no qual depois são fixadas as torres.

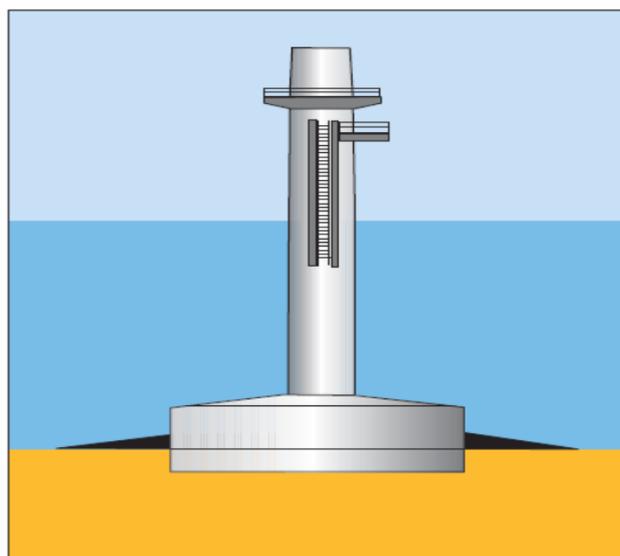


Figura 3 – Sistema de fixação de uma torre eólica onshore

No caso offshore os sistemas de fixação são variados e dependem de muitos fatores influenciados pela profundidade, pelo tipo de terreno do fundo do mar, pelo tipo de turbina a instalar e pelos custos e riscos técnicos.



Monopile



Gravity-based Structure (GBS)

Figura 4 – Fixação por monopilar e por gravidade

Os sistemas de fixação podem dividir-se em duas tecnologias, os sistemas fixos ao fundo e os sistemas flutuantes.

O primeiro tipo de tecnologia está mais desenvolvido e é muito utilizada em parques já em operação.

Os sistemas flutuantes estão ainda em fase de desenvolvimento, estando instalados alguns sistemas piloto, não se tendo ainda alcançado uma fase comercial.

Dentro da classe das fundações do tipo fixo estão desenvolvidas várias tecnologias. No entanto, podem ser classificadas em 3 tipos, fixações por monopilar, fixações por gravidade ou fixações que usam uma estrutura de pilares. Nas figuras 4 e 5 podem ser visualizadas as três tecnologias.

A maioria dos parques eólicos *offshore* em operação estão instalados a profundidades entre 20 a 25 metros e usam fundações do tipo monopilar, isto porque são relativamente simples de produzir e fáceis de instalar, tornando-se desta forma mais económicas. O segundo maior tipo de fundações é baseado em estruturas fixas por gravidade, ficando um número muito pequeno de turbinas instaladas por sistemas de fixação por estrutura de pilares.

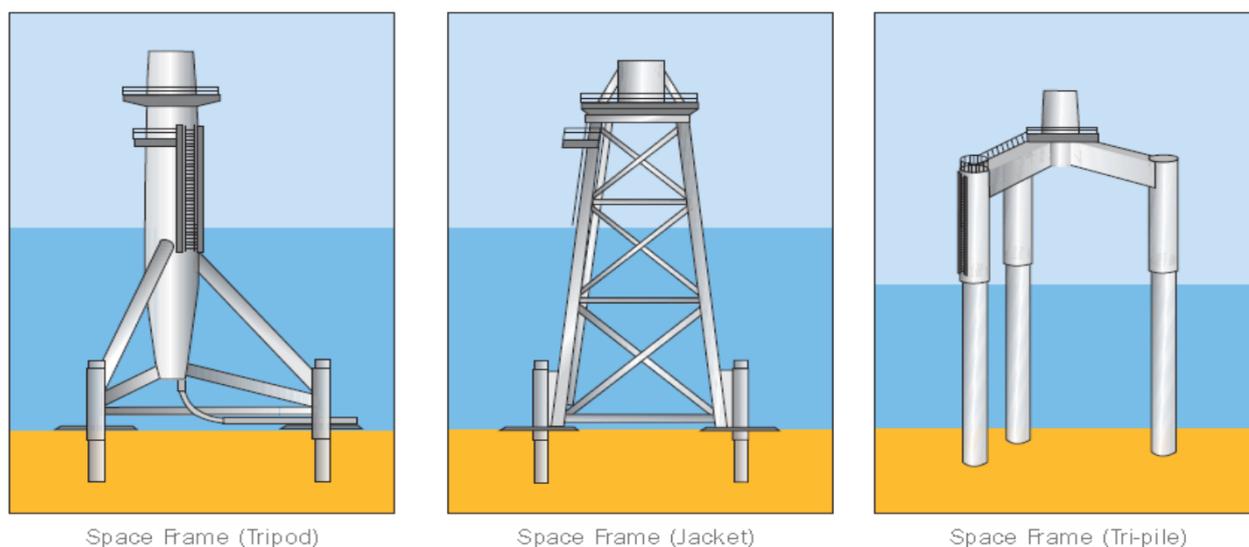


Figura 5 – Fixação por estrutura de pilares

A figura 6 apresenta o tipo de fundações usadas em parques eólicos offshore até ao ano de 2012.

O estudo prévio do fundo do mar no local da instalação é essencial pois isso vai determinar o tipo de fixação a usar e o processo de instalação, que por sua vez influenciam o método de transporte. A escolha do potencial local para o parque eólico deve ser efetuada de forma a não só escolher a melhor opção em termos técnicos mas também a que permita a viabilidade económica do parque.

3.1 Fixação por monopilar

A fixação por monopilar consiste na introdução de um pilar em aço no fundo do mar. A profundidade a que é enterrado bem como o diâmetro e espessura do pilar são determinados pela profundidade do local de instalação e pela potência do aerogerador.

Normalmente este tipo de fixação é usado para profundidades até 25 metros. Em locais mais profundos a estrutura tem tendência para tornar-se instável.

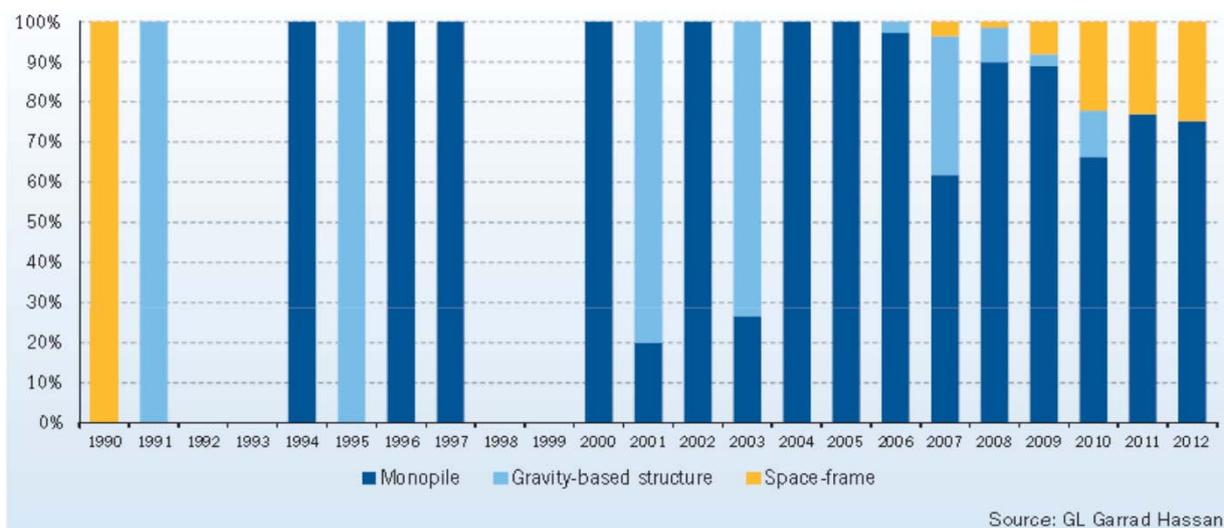


Figura 6 – Tipo de estruturas de fixação de aerogeradores em parques offshore em utilização

3.2 Fixação por bases gravíticas

Este tipo de fixação é construído em doca seca sendo depois transportado para o local de instalação. Depois de colocado no local, a base é cheia com betão ou ferro, por forma a aumentar o seu peso e assim a tornar presa ao fundo do mar.

Este tipo de fixação é adequado para profundidades até 30 metros e é dimensionada para evitar as forças de tração e de elevação existentes entre a base da estrutura e o fundo do mar.

3.3 Fixação por estrutura de pilares

A fixação por estrutura de pilares pode ser efetuada através de dois métodos, as estruturas multi-estaca e a estrutura entrelaçada, designada por “*jacket*”. Este tipo de estruturas são dimensionadas para transmitir as forças para o fundo do mar através dos vários pilares de fixação da estrutura. Por se tratar de um sistema composto por vários pilares, normalmente o diâmetro dos pilares de fixação é pequeno.

A estrutura designada por *tripod* é composta por 3 pilares ligados ao pilar central que por sua vez suporta a estrutura do aerogerador. A ligação dos pilares de fixação ao pilar central é efetuada abaixo do nível da água. A profundidade de fixação dos pilares pode ser ajustada de acordo com as características do terreno, tendo os pilares um diâmetro que, normalmente varia entre os 2 e 3 metros, ou seja, uma dimensão muito menor que a do pilar central.

Este tipo de estrutura de fixação é aconselhada para locais em que a profundidade se situa entre 20 a 50 metros.

A fixação por tripé (tri-pile) é caracterizada por três pilares que servem de base à torre do aerogerador. O ponto de ligação dos pilares à torre é feito acima do nível da água e é aconselhado o seu uso em locais com profundidade semelhante às dos *tripods*.

As estruturas entrelaçadas são compostas por 4 pilares que são conectados entre si por uma estrutura entrelaçada.

Uma das vantagens deste tipo de fixação em relação às anteriores é de necessitar de ocupar uma menor área, no fundo do mar.

Como a estrutura é entrelaçada, a dimensão dos pilares também pode ser menor, em comparação com a fixação por tripé ou tripod, reduzindo-se assim os custos da estrutura.

3.5 Sistemas flutuantes

Os sistemas flutuantes ainda estão em fase de investigação, no entanto existem já alguns protótipos instalados. Tendo como base as plataformas petrolíferas, que usam este tipo de fixação, estão a ser desenvolvidas plataformas para utilização em aerogeradores.

Este tipo de sistemas de fixação pode ser usado em águas muito profundas, o que se pode considerar uma vantagem em relação aos sistemas de fixação anteriores.

De entre os sistemas em investigação, destacam-se o *windfloat* (Figura 7), cujo protótipo foi construído e instalado em Portugal, no parque *offshore* da Aguçadoura e o *Hywind* (Figura 8), instalado a 10 km a sudoeste da costa da Noruega.



Figura 7 – Projeto Windfloat



Figura 8 – Projeto Hywind

Ambas as estruturas de fixação são flutuantes encontrando-se fixas ao fundo do mar por um sistema de amarração por âncoras. Por não estarem diretamente ligadas ao fundo do mar, podem ser aplicadas em águas com profundidade muito elevada, acima dos 100 metros.

Uma outra vantagem deste tipo de estruturas é que podem ser todas construídas em doca seca, sendo depois arrastadas para o local de instalação através de barcos rebocadores, evitando-se assim o uso de navios especialmente dimensionados para as instalações eólicas offshore e os inerentes custos associados ao seu uso.

Apesar de serem estruturas muito caras, tornam-se economicamente vantajosas quando a profundidade é muito elevada, onde as normais estruturas de fixação se tornam inviáveis mas onde o potencial eólico é muito elevado.

4. Conclusão

O potencial eólico offshore está, na sua grande parte, por explorar. Se por um lado o recurso eólico é enorme, os custos de instalação e exploração são muito elevados, em comparação com as instalações *onshore*.

Existem ainda muitos desafios que têm que ser ultrapassados e que têm ocupado os diversos investigadores que se debruçam sobre esta área.

A aplicação de novos materiais, mais resistentes, e as estruturas de fixação dos aerogeradores são exemplos de áreas onde é preciso evoluir mais.

Bibliografia

[1] Simon-Philippe Breton and Geir Moe, “*Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America*”, *Renewable Energy Journal* 34, 2009. Available at: www.elsevier.com/locate/renene

[2] EWEA, “The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2012”

[3] EWEA, “Wind in our Sails, The coming of Europe’s offshore wind energy industry”, november 2011

[4] Talisman Energy, “Beatrice, wind farm demonstrator and project scoping report” , Available at: www.beatricewind.co.uk

Sítios na Internet

www.ewea.org

www.upwind.eu

Página deixada intencionalmente em branco!

A EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL.

1. Introdução

Segundo as previsões da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o défice tarifário deverá atingir em finais do 2013 um valor acumulado de 3,7 mil milhões de Euros. Na comunicação social, o défice tarifário (DT) é considerado como mais uma “renda” a alguns grupos de interesse. Na realidade o DT é justificado por uma acumulação sucessiva de diversos tipos de sobrecustos do sistema elétrico que não foi considerada nas tarifas e preços da eletricidade nos anos anteriores aos respetivos consumidores elétricos.

O trabalho aqui apresentado corresponde a uma primeira tentativa de analisar as razões políticas e económico-financeiras para a existência do défice tarifário. Nesse sentido serão abordadas: as origens e justificações dos diferentes sobrecustos (CAE’s, CMEC’s, Garantia de Potência, Produção em Regime geral (PRE), convergência tarifária com as regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), entre outros); a análise dos diferentes tipos de mecanismos; os parâmetros no cálculo dos sobrecustos bem como as possíveis soluções e medidas já implementadas para reduzir os efeitos do défice tarifário nas tarifas nos consumidores.

2. A evolução do défice tarifário

O défice é o resultado da decisão política de não permitir que, num ano, os preços da eletricidade (regulados) reflitam os seus custos, limitando os aumentos de preço a um teto administrativo arbitrário e obrigando assim os consumidores (cerca 6,4 milhões) a pagar os juros referentes ao deferimento do pagamento. Desde de 2006, todos os anos, os preços foram manipulados à revelia do direito comunitário, das regras básicas da economia de mercado e dos verdadeiros interesses dos consumidores. Onde se encontra o défice na fatura do consumidor? A fatura da eletricidade é constituída por duas componentes : a) uma

componente que varia com o consumo, dada em euros/kWh e b) uma que é fixa e depende da potência contratada em euros/dia. A componente variável (consumo) é composta por sua vez por três componentes de custos: i) o custo com o valor da energia; ii) o custo da utilização das redes elétricas de (AT, MT, BT) e iii) dos chamados custos de interesse económico geral (CIEG’s). A distribuição destes três tipos de custos para consumidores domésticos e industriais está representada na tabela 1.

Tipo de custo	Doméstico	Industrial
Energia	51%	66%
Redes	24%	19%
CIEG’s	25%	16%

Tabela 1 – Comparação da distribuição dos custos de energia, redes e CIEG’s entre consumidores domésticos e industriais

Na componente fixa estão incluídos também uma parte dos custos com as redes elétricas e dos CIEG’s.

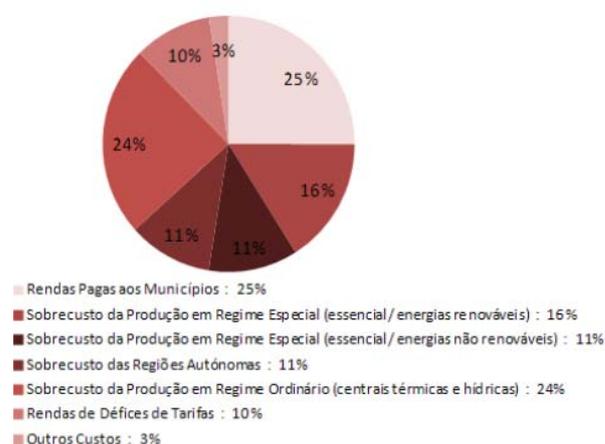


Figura 1 – Distribuição das diferentes componentes nos CIEG's para o caso de um consumidor doméstico típico.

Nos custos de interesse económico geral estão incluídos vários custos de política ambiental e energética, como por exemplo: o apoio à produção em regime especial PRE (baseado em fontes de energias renováveis e não renováveis/cogeração); a convergência tarifária das regiões autónomas; as compensações para a produção em regime ordinária (PRO); rendas pagas aos municípios; rendas devido ao défice tarifário (juros e amortizações) e outros custos globais do sistema. Na figura 1 apresenta-se a distribuição relativa às diferentes componentes nos CIEG's para um consumidor doméstico. Nos últimos anos a evolução dos CIEG's sofreu um drástico aumento como se pode observar na figura 2.

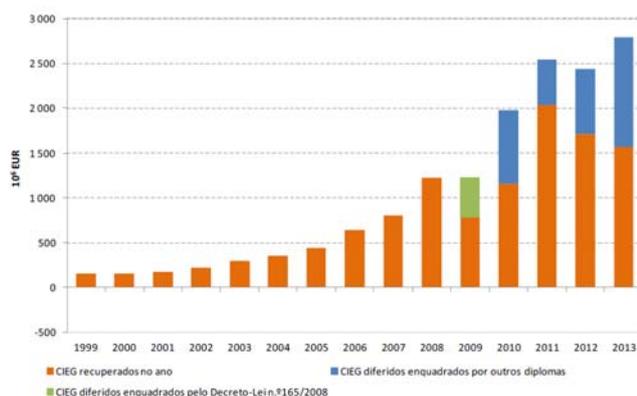


Figura 2 – Evolução dos CIEG's [4]

As razões deste forte aumento devem-se ao aumento dos sobrecustos com as PRE's e as compensações aos produtores PRO, nomeadamente os com contratos de aquisição de energia de longa duração (CAE) e contratos de manutenção e equilíbrio contratual (CMEC). Todavia, a partir do ano 2009, não foram incluídos nas tarifas todos CIEG's. Para evitar grandes aumentos da eletricidade (estabilidade tarifária) nos consumidores, foram publicados desde 2008 diversos decretos lei (exemplo: DL 165/2008 de 21 de agosto) que tiveram como objetivo deferir os sobrecustos para períodos de 10 a 15 anos acrescidos do pagamento dos respetivos juros.

Ao não incluir a totalidade dos CIEG's no *custos globais do sistema*, os governos evitaram os aumentos das tarifas reguladas estimadas e propostas pela ERSE nos sucessivos

anos. Para não colocar as empresas do SEN em dificuldades financeiras foi lhes permitido ceder a terceiros (banca) os respetivos créditos (n.º3 do artigo n.º3 DL 165/2008 de 21 de agosto). Conforme pode ser observado na figura 3, que representa a evolução do défice tarifário desde 2006, o resultado daquelas decisões resultou na acumulação de uma cada vez maior dívida dos “consumidores” ao sistema elétrico nacional (SEN) atingindo, em finais de 2013, valores estimados em cerca 3,7 mil milhões de euros.

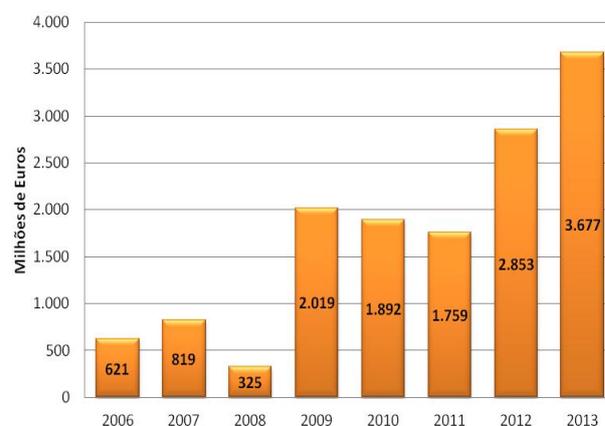


Figura 3 – Evolução do défice tarifário acumulados

Segundo, a ERSE existem 6,4 milhões de consumidores em Portugal. Partindo deste número, cada consumidor tem uma dívida ao SEN de 570 Euros. Para eliminar a totalidade da dívida de um ano para o outro seria necessário aumentar as tarifas em 0,075€/kWh, o que corresponderia no caso do tarifário simples em BT a um aumento de 53%. Os credores do défice são as empresas reguladas do SEN, nomeadamente a REN Trading, SA, REN, SA (concessionária da rede de transporte), EDP Distribuição, SA (concessionária da rede de distribuição), EDP Serviço Universal, SA (comercializador de último recurso), EDA, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores, RAA) e a EEM, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira, RAM). Como uma parte da dívida foi cedência a terceiros pelas empresas reguladas, temos ainda as seguintes entidades titulares da dívida: Tagus, SA (EDP Distribuição) e BCP, CGD (EEM e EDA).

3. As origens do défice tarifário

As origens das diferentes componentes que compõem o atual défice tarifário devem-se a orientações de política económica e ambiental que tem a sua origem em Diretivas Europeias e a uma decisão de coesão social e nacional. Com base na Diretiva Europeia 2003/54/CE, o estado português, através do DL 29/2005 de 15 de fevereiro, iniciou o processo final da implementação da transformação de um mercado de eletricidade monopolista (verticalizado) para um mercado liberalizado (horizontal) em que as atividades da produção e da comercialização são liberalizadas e as atividades de transporte e distribuição são atribuídas a uma entidade privada sobre concessão.

3.1 Contratos de manutenção e equilíbrio contratual

O decreto lei 264/2007 de 24 de Julho, definiu a cessação antecipada (a partir de 1 de Julho de 2007) dos contratos de aquisição de energia CAE. Os CAE's foram convertidos em contratos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Os produtores vendem a produção em mercado mas beneficiam de uma *compensação* correspondente à diferença entre as receitas obtidas em mercado e as que obteriam se estivessem em regime de CAE. As centrais *termo* e *hidrelétricas*, atualmente com CMEC's, deixam de beneficiar deste regime em 2027.

3.2 Contratos de aquisição de energia (CAE)

Para os produtores, com contratos remanescentes de CAE, o decreto lei definiu a forma de aquisição e compensação da energia. Os produtores vendem a energia à REN Trading, SA que por sua vez coloca essa energia no mercado. A ERSE estabelece as regras no âmbito do regulamento tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN Trading, SA e a receita proveniente da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor, bem como os mecanismos de incentivos a aplicar a esta entidade para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos. Existem dois contratos CAE's que terminam em 2021 (Tejo Energia) e em 2024 (Turbogás).

O valor do sobrecusto dos CAE's depende de vários fatores, nomeadamente do encargo de potência (indexada à inflação e taxa de juro), encargo de energia e licenças de CO₂. O valor do sobrecusto está com uma tendência de diminuição nos últimos 3 anos, passando valores de 200 para 162 milhões de euros [1].

3.3 Garantias de potência

A portaria 765/2010 de 20 de Agosto, estabelece o regime de garantia de potência que os electroprodutores em regime ordinário (PRO) podem prestar ao SEN. A portaria aplica-se aos produtores suscetíveis de prestar serviços de garantia de potência ao SEN, nas seguintes modalidades: Serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento. Não podem estar abrangidos pela acima referida portaria, produtores em regime de CMEC e CAE's. Esta portaria foi revogada pela portaria 139/2012 de 14 de Maio, que por sua vez está suspensa durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

3.4 Convergência tarifária

Em geral os custos de produção nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira são superiores aos do Continente devido à grande utilização de combustíveis fósseis e à falta de acesso ao mercado e menor escala do sistema. Para que as tarifas reguladas entre as regiões autónomas e o continente sejam "semelhantes", implementou-se o conceito de convergência tarifária. O sobrecusto devido é suportado pelo sistema global elétrico nas tarifas uso global do sistema. Na tabela 2 apresenta-se o impacto de convergência nas tarifas de venda a clientes finais de BT para as regiões autónomas Madeira e Açores e no Continente, para o ano 2011.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	2,3%	3,8%
Região dos Açores	45,9%	3,8%
Região da Madeira	26,5%	3,8%

Tabela 2 – Impacto do mecanismo de convergência das tarifária.

Na figura 4 apresenta-se a evolução desde 2003 dos sobrecustos com convergência tarifária para as duas regiões autónomas.

O DL 237-B/2006 de 18 de dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam muito superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas a fixar para o ano 2007 não incluíam os custos com a convergência tarifária.

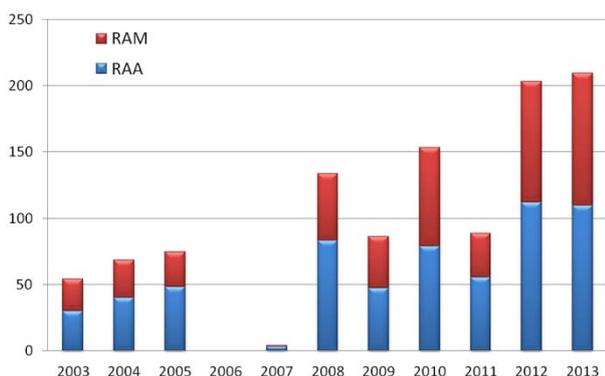


Figura 4 – Evolução dos sobrecustos com a convergência tarifária

Estes sobrecustos seriam “recuperados”, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de janeiro de 2008. O mesmo processo foi utilizado em finais de 2007 com respeito às tarifas de 2008.

3.5 Produção em regime especial (PRE)

Com a publicação do DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro (alteração do DL 189/1998 de 27 de maio) iniciou-se a promoção da produção em regime especial de energia elétrica através de fontes renováveis, PRE-FER (eólica, solar, biomassa, mini-hídrica, entre outras) através da definição de tarifas bonificadas (*feed-in tariff*) que permitem uma remuneração garantida durante 15 anos bem como a garantia de aquisição de toda a energia produzida (prioridade no despacho). A fixação da remuneração é dependente da tecnologia utilizada e da sua respetiva maturidade, dos custos evitados e está indexada à variação relativa do índice de preços ao consumidor (IPC/IPC_{ref}).

Dentro da produção em regime especial está incluída a produção de cogeração que também tem uma tarifa de compra garantida e aplicada a toda a produção (incluindo o autoconsumo). A tarifa é baseada no racional dos “custos evitados”, indexada ao IPC, Brent e ao câmbio Euro - Dólar. Toda a energia é adquirida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal, SA) e vendida no mercado a preços de mercado (ERSE estima um preço médio de mercado de 57,56€/MWh [1]). O sobrecusto, resultante da diferença entre o preço de compra e venda, deverá ser inserido na *tarifa global do sistema*.

	Tarifas 2010			
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10' EUR	Sobrecusto PRE 10' EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006				
Eólicas	7 794	91,07	709 819	50,00
Hídricas	665	88,70	78 500	50,00
Bio gás	50	111,20	5 560	50,00
Biomassa	560	113,40	63 504	50,00
Fotovoltaica e energia das ondas	83	344,77	28 610	50,00
Térmica (incluindo cogeração)	1 588	83,00	132 782	50,00
RSU	448	80,00	35 904	50,00
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006				
Térmica - Cogeração	3 456	95,00	328 320	50,00
Térmica - Cogeração (FER)	3 441	83,00	286 310	50,00
Microgeração	14	587,00	8 244	50,00
Total da produção em regime especial	14 898	91,00	1 388 814	610 892

	Tarifas 2013			
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10' EUR	Sobrecusto PRE referente ao ano 10' EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006				
Eólicas	10 086	97,89	987 311	54,77
Hídricas	674	95,04	64 055	54,77
Bio gás	190	113,66	21 646	54,77
Biomassa	722	117,47	84 832	54,77
Fotovoltaica e energia das ondas	212	356,39	75 523	54,77
RSU	475	86,97	41 323	54,77
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006				
Térmica - Cogeração (NFER)	6 632	854,20	5 657 034	54,77
Térmica - Cogeração (FER)	4 725	128,88	608 044	54,77
Térmica - Cogeração (FER)	1 816	98,05	179 041	54,77
Microgeração	92	437,27	40 049	54,77
Total da produção em regime especial	19 292	110,42	2 130 225	1 073 636

Tabela 3 – Preço de aquisição e sobrecustos das diferentes tecnologias na PRE no Continente para os anos 2010 e 2013 [1]

O forte aumento da capacidade instalada de fontes renováveis (em particular a eólica) nos últimos anos e a indexação das tarifas à inflação fazem com que as renováveis tomem um peso muito grande nos CIEG's. A título de exemplo, verificou-se um aumento de 34% no sobrecusto devido à produção eólica no Continente de 2010 para 2013. O preço da tarifa média para as centrais eólicas passou de 91,07 €/MWh para 98,79 €/MWh. Esta tendência tenderá a manter-se nos próximos 10 a 15 anos devido ao previsível aumento da inflação. Só com o fim das tarifas garantidas para as PRE's, desaparecerá o sobrecusto.

A figura 5 apresenta a evolução do preço unitário da PRE, por tecnologia, entre 2001 e 2011 (valores ocorridos), estimativa para 2012 e previsão para 2013.

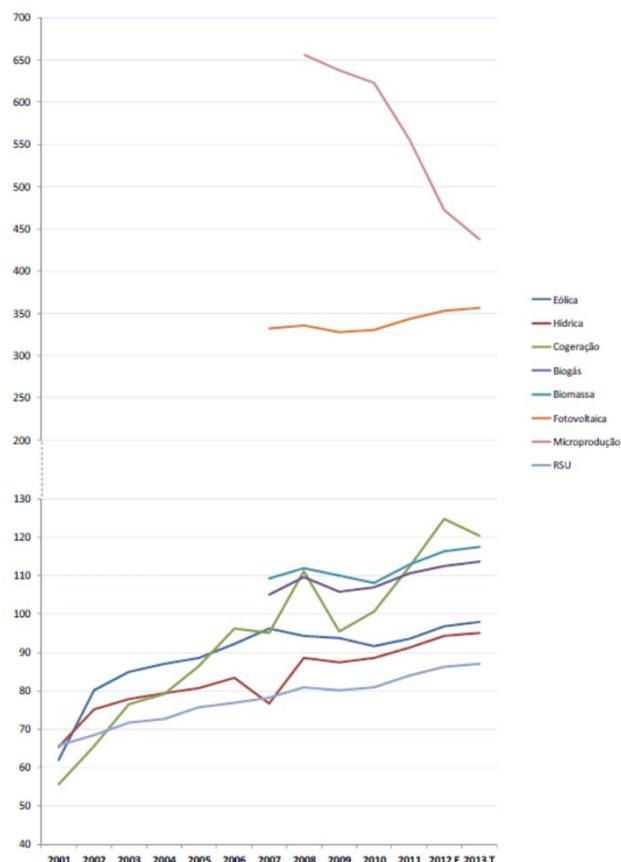


Figura 5 – Evolução do custo unitário PRE por tecnologia (€/MWh)
[1]

Como se pode verificar na tabela 3 e na figura 5, todas aumentaram nos últimos anos. A única exceção são as tarifas da micro e miniprodução, que desde a sua implementação, em 2008, estão em queda.

4 A futura evolução do défice tarifário

Segundo a ERSE, o défice tarifário do 2012 no valor de 2,853 mil milhões de euros será amortizado em 614 milhões de euros em 2013. O valor das amortizações e os juros no valor de 110 milhões de euros estão incluídos nas tarifas de 2013. A ERSE estima que o défice tarifário, em finais de 2013, deverá aumentar em mais 824 milhões atingindo um valor de 3,677 mil milhões de euros.

Analisando os dados da dívida atual, 91% é composta pelos sobrecustos e desvios da Produção em Regime Especial (PRE) que não foram repercutidos na tarifas em 2007, 2008 e 2009 no valor de 1,334 mil milhões de euros, diferimentos do sobrecusto PRE de 2012 e 2013 no valor de 751 milhões e 1,275 mil milhões de euros, respetivamente.

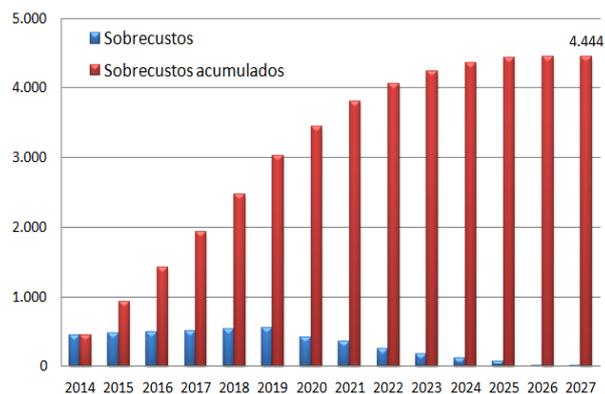


Figura 6 – Evolução dos sobrecustos anuais e acumulados (valores em milhões de euros) devido à componente da produção eólica na PRE para o período entre 2014 e 2027

A utilização de mecanismos de alisamento quinquenal dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) de cada ano, previstos no artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho, implica uma diluição dos custos por um período de 5 anos. Este processo de deferimento resolve o aumento das tarifas de um ano para o outro, mas aumenta o défice tarifário devido à necessidade de compensar esta transferência intemporal de proveitos através do pagamento de juros (definidos através do nº4 do Artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho). Para o caso de deferimento dos sobrecustos com as PRE em 2012, o valor total em juros a pagar até 2017 será de 428 milhões de euros [1].

A dimensão do “monstro” défice tarifário é bem visível na evolução dos sobrecustos devido à produção eólica (para o Continente) até ao final do período dos últimos contratos com tarifas bonificadas baseados no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro. A figura 6 mostra uma estimativa da evolução dos sobrecustos anuais e acumulados até 2027, baseados na potência instalada acumulada de 4456 MW (em 2013 [3]),

uma produção anual de 2244 horas/MW, uma variação do IPC/ICP_{ref} anual de 2% e um preço de mercado de referência de 54,4 €/MWh. Os valores do sobrecusto atingem valores máximos, em 2019, na ordem dos 550 milhões de euros. A partir 2020, se entretanto não forem efetuadas mais alterações, os sobrecustos anuais diminuirão até serem integralmente anulados em 2027. Em termos de valores acumulados (a partir de 2014) aumentam até 2020, para depois estabilizar em 2025 com um valor de 4,4 mil milhões de euros. A este valor é necessário acrescentar o valor acumulado existente em 2013, de 3,7 mil milhões de euros, mais os outros sobrecustos da PRE (FER) e PRE (não renovável, cogeração).

5 Medidas para diminuir ou controlar o défice

Um dos compromissos assumidos pelo estado português com a “troika” foi a redução das “rendas” na área da energia. Os pontos 5.6 a 5.12 do memorando são dedicados aos sobrecustos associados à produção em regime ordinária (5.6.) e à produção em regime especial (5.7 a 5.12). Os compromissos preveem a renegociação ou revisão em baixa dos CAE e CMEC a longo prazo (5.6), avaliar a possibilidade de renegociar (em baixa) os contratos existentes com tarifas bonificadas para a PRE e cogeração; e para novos contratos em PRE, rever em baixa as tarifas de forma a que os produtores não sejam “excessivamente” compensados. O atual governo efetuou algumas medidas para cumprir os compromissos com a “troika” e ao mesmo tempo controlar o aumento das tarifas nos consumidores. Em Outubro de 2011, o Governo analisou um cenário da evolução do défice tarifário, que tinha como pressupostos um aumento anual real da eletricidade de 1,5%, ano seco, preços das licenças de CO₂ elevados e uma taxa de juro de 8%. Nesse cenário, o valor do défice tarifário atingiria em 2020 um valor de 7,8 mil milhões euros [2].

Um das primeiras medidas, foi a suspensão da atribuição de novas licenças para PRE (eólica, mini-hídricas, etc.), a redução das tarifas bonificadas para a micro e miniprodução, a redução da remuneração na cogeração (portaria 140/2012 de 14 de maio), a suspensão temporária (durante o período

do Programa de Assistência Financeira) do pagamento da garantia de potência às centrais e diminuição do seu valor no futuro (portarias 139, 251 de 2012), bem como a diminuição dos juros pagos à EDP pela parcela em dívida do CMEC (portaria 85A/2013). Com a publicação do decreto lei 35/2013 de 16 de fevereiro, o governo aparentemente impôs um limite de 25 anos para a tarifa bonificada garantida para as mini hídricas. Todavia, o DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro previa um limite máximo de 15 anos e só em caso excepcional admitia um período adicional de 10 anos! Esta medida corresponderá a uma poupança de 285 milhões entre 2013 e 2030.

Segundo o governo, aquelas medidas irão resultar numa poupança de 2 mil milhões de euros para o período de 2012 a 2030, o que corresponde a uma poupança anual de 110 milhões de euros.

No caso dos produtores eólicos, o Artigo nº1 do DL 35/2013 de 16 de fevereiro prevê-se o pagamento de uma compensação anual ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) entre 5000€ a 5800€ por MW instalado, no período de 2013 e 2020. Com base na potência instalada de 4456 MW esta compensação corresponderá a um valor anual de 25 milhões e 205 milhões de euros até 2020.

Em contrapartida os produtores eólicos veem o período de remuneração garantida de 15 anos alargada para mais 5 ou 7 anos. Os produtores são obrigados de vender a energia elétrica no mercado mas têm um preço mínimo assegurado de 60 €/MWh ou uma “gama” de preços entre 74 €/MWh e 98 €/MWh garantidas. É de realçar que o preço médio final no mercado diário (OMIE) nos últimos quatro anos foi de 50,63 €/MWh e nos últimos dois anos 58,5 €/MWh. Na figura 7 apresenta-se a evolução dos sobrecustos acumulados, devido à produção eólica no continente, com e sem a compensação prevista no DL35/2013 de 2014 até 2034. Esta “contrapartida” de 205 milhões de euros resultará num aumento em mais de 1,1 mil milhões de euros e de um prolongamento do défice tarifário (até 2034) para a qual não existe qualquer justificação transparente. Sem o prolongamento do período de uma remuneração garantida

(mesmo a valores inferiores), os produtores, como previsto no decreto lei 33-A/2005 de 16 de fevereiro, teriam que vender toda a energia no mercado a preço de mercado. Interessante de referir, o fato desta “compensação” e “alargamento da remuneração garantida” ser introduzida só para os produtores eólicos e não para as outras fontes de energias renováveis como por exemplo a biomassa, RSU, mini-hídricas ou solar fotovoltaica entre outras.

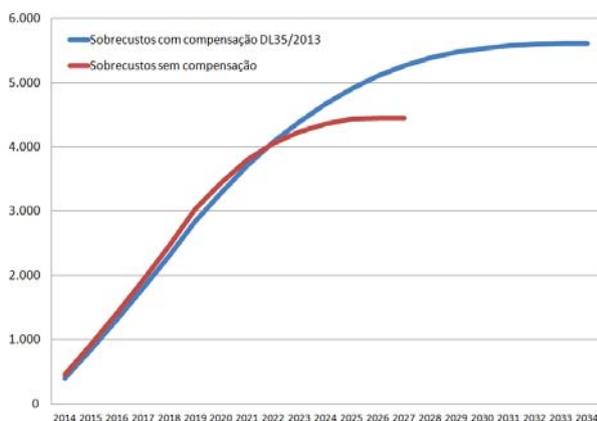


Figura 7 – Evolução dos sobrecustos acumulados (milhões de euros) devido à produção eólica com e sem compensação prevista pelo decreto lei 35/2013

As medidas implementadas até à data, não garantem a diminuição do atual défice tarifário nem o seu agravamento nos próximos 10 a 15 anos. A não incorporação anual de uma parte significativa dos sobrecustos nas tarifas (acesso) resultará quase certamente em mais custos (juros) sem qualquer justificação racional. O deferimento da PRE e a redução dos sobrecustos com a cogeração são importantes medidas, mas parecem claramente insuficientes. Uma alternativa seria cortar nas tarifas bonificadas nos contratos PRE – FER baseadas no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro, eliminando por exemplo a indexação à inflação (IPC/IPC_{ref}) ou reduzindo o valor referência das tarifas. Uma medida alternativa, que já foi implementada em Espanha e proposta pelo anterior Secretário Estado da Energia do Governo (Henrique Gomes), é a aplicação de uma contribuição dos electroprodutores (PRE-FER) [2].

6 Conclusões

Da análise dos dados fornecidos pela ERSE e pela DGEG parece claro que o problema do défice tarifário deverá manter-se e até agravar-se nos próximos 10 anos. As medidas legislativas desenvolvidas pelo atual Governo vão permitir reduzir o aumento do défice até 2030 em cerca 2 mil milhões de euros.

Todavia, por outro lado, com o prolongamento da remuneração “garantida”, acima do preço atual médio de mercado, para mais 5 a 7 anos para os produtores eólicos (unicamente para esse setor), prevê-se um aumento mínimo de 1,1 mil milhões de euros com uma contrapartida total de 205 milhões de euros.

O deferimento quinquenal previsto para a produção em regime geral PRE a partir de 2012 vai aumentar ainda mais o défice tarifário (pagamento de juros).

Para reduzir efetivamente o atual valor do défice e diminuir o acréscimo na próxima década será necessário tomar medidas adicionais, como agir nas tarifas garantidas nos atuais contratos PRE ou aplicar uma “taxa de energia” sobre os produtores.

Bibliografia

- [1] Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013, ERSE, pag. 81, dezembro 2013.
- [2] Palestra “Energia e competitividade” na Ordem dos Engenheiros, 19 de Outubro de 2011, Henrique Gomes (SEE)
- [3] Renováveis estatísticas rápidas, nº96, de fevereiro 2013, DGEG.
- [4] Comunicado “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013, da ERSE, Dezembro de 2013

Página deixada intencionalmente em branco!

POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA EM PARQUES OFFSHORE

1. Introdução

A produção de energia eólica é essencial para o cumprimento dos objetivos europeus, no âmbito das energias renováveis. De acordo com as previsões da União Europeia (UE), a produção hidroelétrica irá manter a sua posição dominante como fonte de energia renovável para a produção de energia elétrica. No entanto, o uso da energia eólica irá continuar a expandir e, em 2020 a capacidade eólica instalada deverá superar o setor hidroelétrico [1].

O setor eólico offshore começa também a dar sinais de interesse por parte de investidores e governantes. No entanto, os investimentos offshore diferem em muito dos investimentos *onshore*. O planeamento é muito mais complexo e demorado, a construção e manutenção requerem novas soluções e a ligação à rede é um processo exigente. Dada a reduzida experiência das empresas, a incerteza associada ao investimento é elevada. Deste modo, os parques eólicos offshore são uma área de negócio inovadora e de elevado risco, que requerem elevados recursos organizacionais associados frequentemente a grandes empresas do setor da energia.

O relatório da Comissão das Comunidades Europeias, destaca a energia eólica offshore como um setor prioritário. Contudo, evidência a necessidade de tempo para o desenvolvimento da tecnologia, assim como, a importância de assegurar à indústria maior segurança e condições de mercado mais estáveis.

2. O recurso eólico Offshore

Entre 1970 e 1990, foram instalados parques eólicos principalmente em terra, devido a fatores económicos. Contudo, o aumento das dimensões e da eficiência dos aerogeradores, a par das vantagens da energia eólica offshore, reduziram os custos de construção e de funcionamento dos parques offshore.

Até ao momento, o desenvolvimento da tecnologia eólica offshore tem se centrado sobretudo nos países do Norte da Europa. No final de 2011 a capacidade instalada em parques eólicos offshore na Europa ascendia a 3810 MW [2].

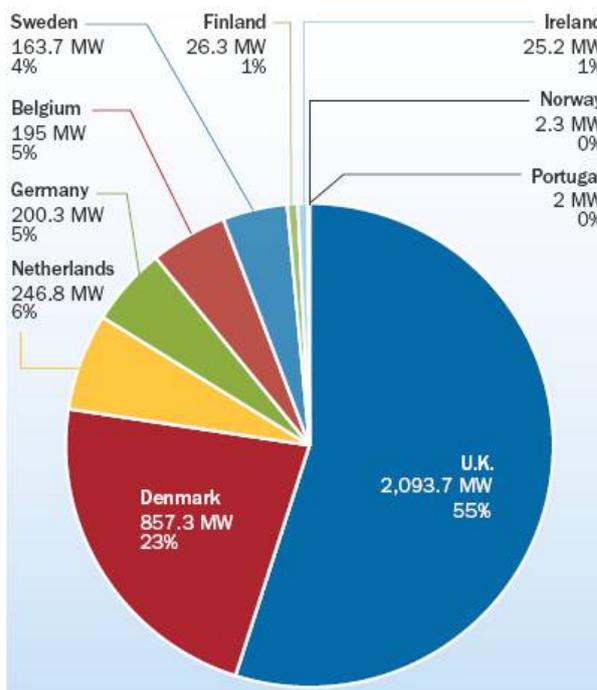


Figura 1 – Capacidade eólica offshore instalada na UE (EWEA)

Um dos fatores que influenciou um maior aproveitamento da energia eólica offshore foi o desenvolvimento na conceção dos aerogeradores que conduziu à introdução de novos materiais (ex. fibra de carbono e fibra de vidro).

Os fabricantes estão a testar aerogeradores maiores, com velocidades elevadas, de modo a aumentar a eficiência e a produzir mais energia. Os grandes aerogeradores poderão ser o futuro da eólica offshore, uma vez que a principal barreira para a energia eólica offshore era o custo de capital dos parques. O fabrico de aerogeradores maiores vai possibilitar a redução do custo de capital, bem como dos custos de operação e manutenção por kWh.

Estão ainda em investigação melhorias na estrutura das fundações, no sentido de viabilizar a instalação em águas mais profundas e em fundos do mar difíceis.

Em abril de 2013 entrou em funcionamento o maior parque eólico offshore do mundo, o London Array, construído ao longo de 90 km² no estuário do Rio Tamisa, na costa de Londres. Esta instalação é constituída por 175 turbinas com uma capacidade total instalada de 630 MW. Esta é a primeira fase do projeto, que durou dois anos para ser concluída. A segunda fase, prevê a instalação de mais 166 turbinas, elevando a produção para 1GW, energia suficiente para fornecer energia a 750 mil habitações por ano [3].



Figura 2 – Parque eólico de London Array no Reino Unido (London Array)

3) Potencial eólico offshore em Portugal

No final de 2011, a potência eólica instalada ascendia já a 4081 MW [4], colocando Portugal entre os principais produtores de eletricidade por via eólica da UE.

No entanto, devido a grave crise económica tem-se verificado nos últimos anos uma diminuição nos investimentos eólicos em Portugal, como demonstra o gráfico seguinte.

De acordo com o Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia (LNEG) existe um elevado potencial *offshore* em Portugal, na ordem dos 2000 a 2500 MW.

Ao largo de Viana do Castelo e do Porto, é possível instalar 500 MW. Mais abaixo, na zona Centro, é possível instalar 700 MW, com uma produtividade que chega a 3400 horas/ano [5].

Estes dados constam do Atlas do Vento *Offshore* em Portugal, elaborado pelo LNEG.

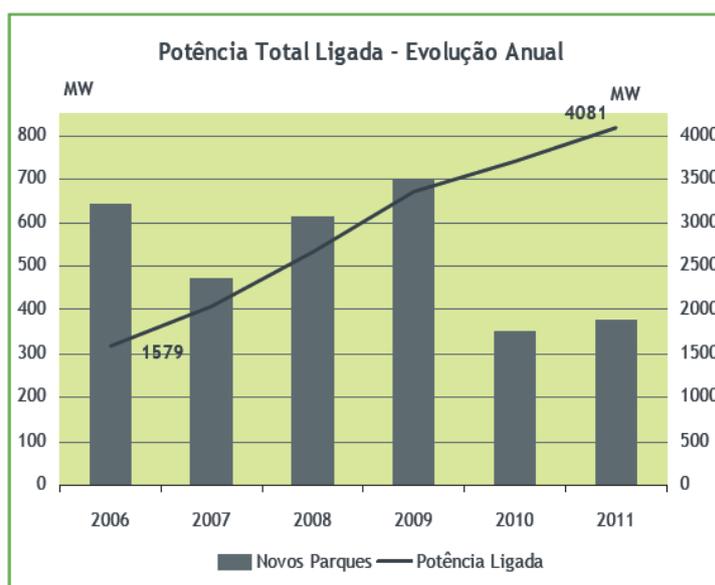


Figura 3 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal (REN)

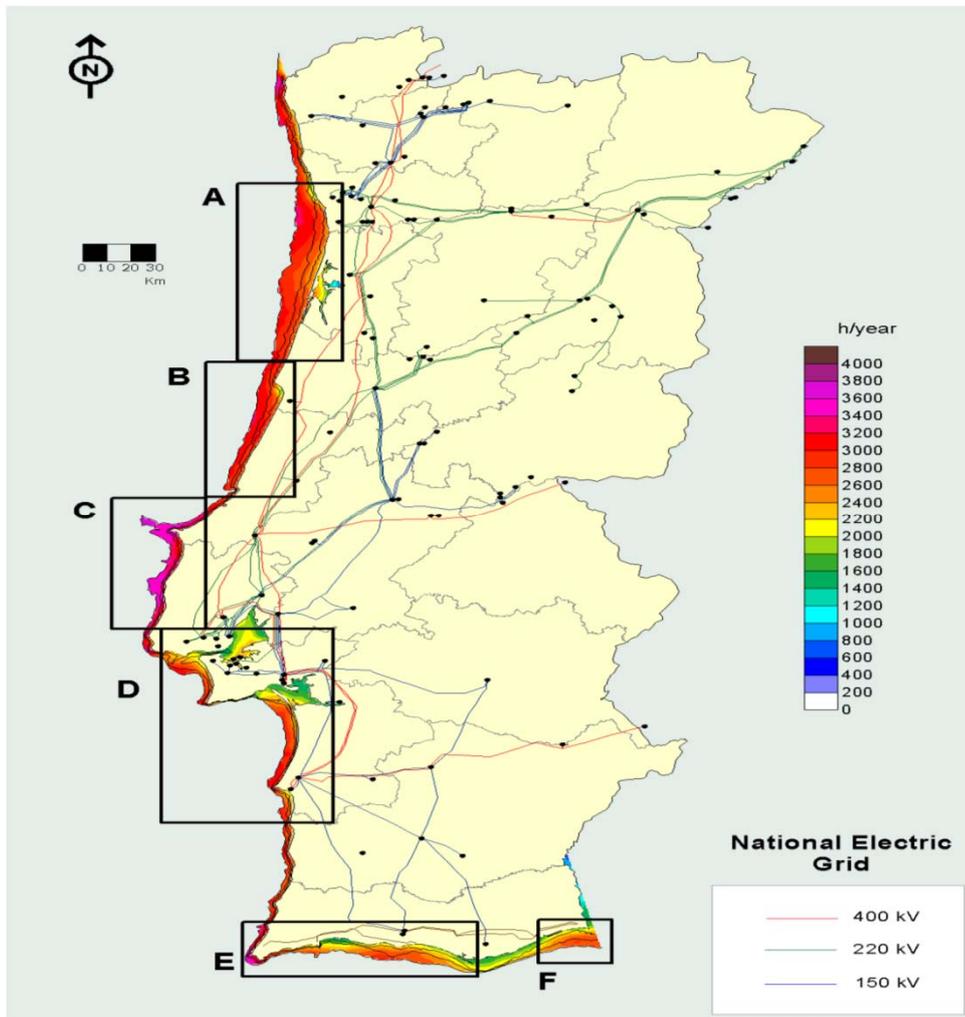


Figura 4 – Mapa eólico offshore Portugal Continental (LNEG)

Em junho de 2012 foi inaugurado a primeira eólica flutuante do mundo ao largo da Aguçadoura, na Póvoa do Varzim.

O projeto-piloto *Windfloat* é composto por um aerogerador de 2 MW, o suficiente para abastecer de energia 1300 habitações [6].

A concretização do projeto *Windfloat* envolveu 60 empresas, 40 das quais portuguesas, através da joint-venture *WindPlus*, que reúne EDP, Repsol, Principle Power, A. Silva Matos, Vestas Wind Systems A/S e a Inovcapital.

O protótipo deverá ficar dois anos em fase de testes, mas já está previsto criar, a partir daqui, o primeiro parque eólico flutuante do mundo, com cinco turbinas e uma potência cinco vezes superior à atual.



Figura 5 – Parque eólico da Aguçadoura (EDP Inovação)

4. Análise do projeto eólico offshore

Os projetos de produção de energia são geralmente complexos, envolvendo diversos intervenientes e com efeitos externos significativos. O estudo de um projeto de energia eólica offshore implica a análise técnica, de modo a identificar o potencial eólico de cada local, o equipamento disponível e a implementação apropriada. É também fundamental proceder à análise estratégica, visando compreender a realidade externa do setor e capacidade interna das empresas envolvidas. Com base na informação recolhida, nestes estudos será possível partir para a avaliação financeira do projeto concluindo sobre as condições necessárias à sua viabilização.

4.1. Análise Económica

Embora não estejam disponíveis valores exatos, a *Offshore Wind Energy (OWE)* aponta para que os custos das fundações em instalações offshore possam ser superiores até 30% relativamente aos custos das fundações *onshore* e que os restantes custos sejam aproximadamente 25% mais altos. Alguns parques offshore recentemente construídos, têm custos de investimento de €1200 - 1300/kW, que são mais razoáveis quando comparados com os custos de investimento de €700-1000/kW dos parques eólicos *onshore* [7].

Prevê-se que, no futuro estes custos por kW baixem, devido ao contínuo desenvolvimento de embarcações especializadas utilizadas no transporte e instalação dos aerogeradores eólicos.

O aumento das dimensões dos aerogeradores (i.e. maior capacidade) implica economias de escala.

Tendo em conta as condições mais favoráveis de vento nas localizações offshore, prevê-se que o custo global por kWh produzido seja mais baixo do que em localizações *onshore*.

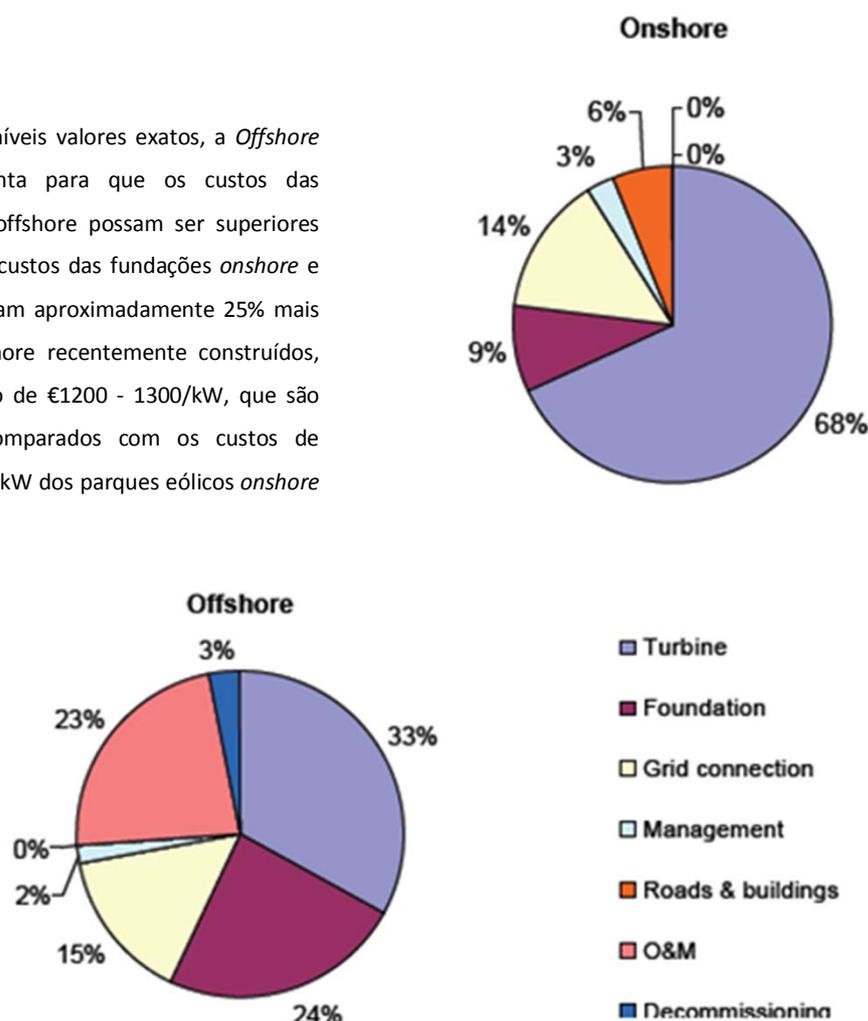


Figura 6 – Custo dos investimentos eólicos *onshore* e *offshore* por componente (CA-OWEE)

4.2. Análise Estratégica

A Análise SWOT é uma ferramenta muito utilizada pelas empresas para o planeamento estratégico. Esta análise é útil, uma vez, que engloba quatro fatores importantes: pontos fortes (*Strengths*), pontos fracos (*Weaknesses*), oportunidades (*Opportunities*) e ameaças (*Threats*) [8].

A tabela 1 representa a análise SWOT para o setor da energia eólica offshore em Portugal, tendo em consideração a envolvente externa do setor e o ambiente interno das empresas que potencialmente irão investir nestes projetos.

Da análise SWOT, pode-se salientar como pontos fortes a grande experiência que as empresas nacionais têm no setor das energias renováveis, mais propriamente no setor eólico.

O cluster nacional eólico criado em 2005, demonstra o interesse Nacional pelo setor eólico, que poderá ser fortemente impulsionado por um segmento offshore. No entanto, destaca-se também como ponto fraco,

precisamente a reduzida experiência das empresas Nacionais neste segmento.

Os pontos fracos apontados, poderão na realidade contribuir fortemente para a criação de novas oportunidades de negócio.

Este é um setor ainda pouco explorado a nível internacional e com grandes perspetivas de crescimento, tanto ao nível da produção de eletricidade como no desenvolvimento da tecnologia, sua industrialização e serviços associados.

A existência de tarifas reguladas reflete a ainda necessária proteção do mercado para garantir o interesse dos investidores e a viabilidade dos investimentos, mas traduz-se também numa diminuição do risco do negócio. A tendência de liberalização do mercado e das tarifas torna-se uma ameaça à rentabilidade e, mesmo numa situação de proteção de mercado das energias renováveis por outros mecanismos, a concorrência por outras fontes de energia renováveis será uma ameaça a ter em consideração.

Tabela 1 – Análise SWOT para o setor eólico *offshore* em Portugal

AMBIENTE INTERNO	
PONTOS FORTES	PONTOS FRACOS
<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilidade de largas áreas não exploradas com reduzido impacto ambiental. - Capacidade dos parques é, “teoricamente”, ilimitada. - Transporte dos grandes aerogeradores. - Velocidade média do vento offshore superior ao vento <i>onshore</i>. - Ausência de obstáculos e baixa rugosidade. - Inexistência de densidade populacional. - Experiência acumulada das empresas nacionais no setor eólico. - Cluster Nacional da indústria eólica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Custos de instalação e manutenção. - Impactos ambientais. - Interligação à rede elétrica. - Imprevisibilidade dos ventos. - Tecnologia ainda em desenvolvimento. - Reduzida experiência com a eólica offshore. - Dependência de tarifas reguladas.
AMBIENTE EXTERNO	
OPORTUNIDADES	AMEAÇAS
<ul style="list-style-type: none"> - Necessidade de cumprir os objetivos europeus, no âmbito das energias renováveis. - Inexistência de parques eólicos offshore em Portugal. - Interesse empresarial no setor. - Perspetivas de crescimento do mercado. - Mercado com tarifas protegidas e garantia de acesso à rede. 	<ul style="list-style-type: none"> - Falta de Financiamento. - Concorrência por outras fontes de energia renováveis. - Mercado elétrico fortemente concentrado. - Tendência de liberalização do mercado e das tarifas. - Entraves legais ao licenciamento.

No mercado português, é de destacar também a forte concentração do mercado elétrico, que poderá dificultar a entrada de outros operadores e reduzir o incentivo à implementação de novas tecnologias.

4.3. Análise Ambiental

Os parques eólicos utilizam a energia do vento para produzir energia limpa. Não existem gases de exaustão da combustão dos combustíveis fósseis, como combustíveis feitos a partir do petróleo (ex centrais de energia convencionais), o que beneficia a luta contra o aquecimento global, pela redução de emissões de CO₂ e de outros gases poluentes.

No entanto, para além das emissões evitadas o projeto de um parque eólico *offshore* deverá sempre ter em consideração outros impactos externos. Estes, apesar de frequentemente serem difíceis de quantificar e mesmo identificar na fase de estudos prévios, são essenciais para a aceitação pública e a efetiva concretização do projeto.

Estudos revelam que é possível que o parque eólico offshore e as suas infraestruturas possam afetar o ecossistema na zona da instalação.

Embora não haja perigo aparente para a vida marinha, as rotas dos peixes e dos mamíferos marinhos podem ser afetadas. O perigo direto só é evidente no que diz respeito às aves do local e às aves migratórias que viajam periodicamente pelas mesmas rotas. Destaca-se também aspetos como o impacto visual, altamente dependente da distância até à costa e o ruído causado sobretudo pela construção do parque [9].

5. Conclusões

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido ao desenvolvimento do setor das energias renováveis em Portugal, prevendo-se que esta tendência se mantenha nos próximos anos. Com o crescimento do setor eólico aliado a uma aposta nas energias das ondas, pretende-se contribuir para a redução das emissões de CO₂ e para a redução da dependência energética externa do País.

O setor eólico offshore está ainda numa fase inicial de desenvolvimento mesmo a nível internacional, mas é já considerada uma tecnologia promissora com resultados demonstrados em alguns países do Norte da Europa.

A análise SWOT demonstrou que, sendo um setor ainda inovador, poderá trazer grandes oportunidades às empresas investidoras e simultaneamente ter um contributo económico e social muito relevante.

Tendo como base estudos recentes, destaca-se também como fundamental a avaliação do impacto ambiental neste tipo de projetos tendo sempre em consideração a necessidade de prever a participação das populações locais.

A inauguração da eólica flutuante *windfloat* ao largo da Aguçadoura é um ótimo indicador da aposta nos parques eólicos offshore em Portugal. No entanto, a atribuição de licenciamento a novos projetos específicos para águas de pouca profundidade está dependente do sucesso deste projeto-piloto.

Referências

- [1] Comissão das Comunidades Europeias (2008), “Energia eólica Marítima: Ações necessárias para a realização dos objetivos da política energética para 2020 e mais além.” (http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm)
- [2] EWEA (2012), “Estatísticas da energia eólica na Europa 2011” (http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/Stats_2011.pdf)
- [3] London Array (Abril 2013), (<http://www.londonarray.com/>)
- [4] REN (2011), “A Energia eólica em Portugal 2011”, (<http://www.ren.pt>)
- [5] LNEG (2010), “Energia eólica em Portugal Desafios e Oportunidades”, (<http://www.lneg.pt/download/1091>)
- [6] EDP (2011), (<http://www.edp.pt>)
- [7] CA-OWEE (2001), Relatório Final, “Ação concentrada da energia eólica na Europa” (http://www.offshorewindenergy.org/caowee/indexpages/downloads/CAOWEE_Complete.pdf)
- [8] IAPMEI (2007), (<http://www.iapmei.pt>)
- [9] AQUA-RET (2008), “Potenciais interações entre a energia eólica offshore e o meio ambiente” (<http://www.aquaret.com/images/stories/aquaret/pdf/offshore%20wind.pdf>)

A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA DE PELÍCULA FINA

A FINAL COMO ESTAMOS?

1. Introdução

Todos nós estamos familiarizados com os painéis fotovoltaicos comuns, os *silicon wafer-based* (“bolacha/pastilha” de silício), que possuem atualmente uma quota superior a 80% [1-3] no mercado solar fotovoltaico.

Desde o seu “aparecimento” em 1950, foram realizados avanços em diferentes vertentes, como a eficiência, durabilidade, custos e tecnologias de produção [2, 4, 5], sendo que no início deste século se começaram a desenvolver e a criar expectativas positivas crescentes acerca do que se designa de células fotovoltaicas de película fina ou TFPC (*thin film photovoltaic cells*). Certamente, já todos ouvimos notícias nos últimos anos do seu desenvolvimento e de aplicações variadas (vestuário, fachadas, etc), pelo que este artigo visa elucidar o leitor acerca do que são, do seu grau de investigação e desenvolvimento (I&D) e da posição no mercado atual e futura.

2. Células fotovoltaicas de película fina

Atualmente estamos perante o início da era dos *plastic electronics*, onde os componentes eletrónicos são concebidos para serem cada vez mais flexíveis, sendo ainda possível imprimir diversos circuitos e dispositivos em substratos flexíveis [5]. Partindo deste ponto, na área da energia têm-se destacado a evolução de diversas tecnologias de TFPC (Figura 1), que apresentam em relação à tecnologia tradicional baseada em silício, as seguintes vantagens principais gerais [1, 5, 6]:

- módulos leves, finos e flexíveis, o que permite a sua integração e aplicação numa grande variedade de superfícies.

Em relação à última vantagem apresentada, ilustram-se dois exemplos de aplicação das TFPC – Figuras 2 e 3.

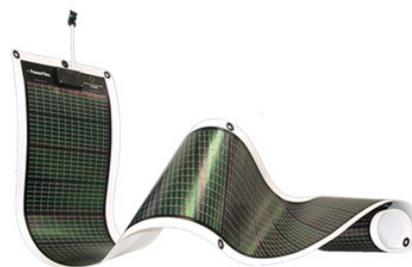


Figura 1 - Painel de TFPC (inorgânico), em cima, em contraponto com o tradicional *wafer based*, em baixo [5]

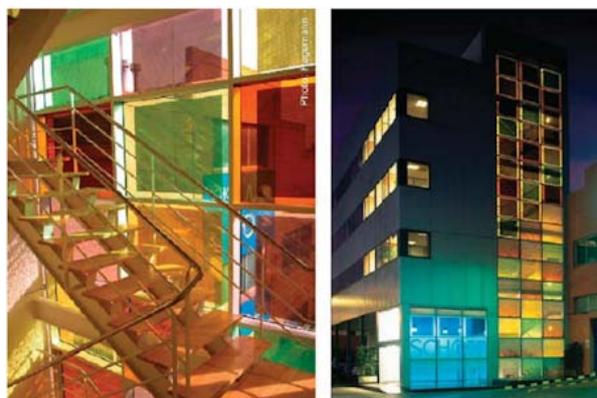


Figura 2 - Integração de painéis de TFPC (inorgânico) em edifícios, nomeadamente nas janelas - Edifício *Schott Iberica*, Barcelona [5]

- menor consumo de matéria-prima, energia embebida e menor pegada ecológica;
- redução e automatização das etapas de fabrico, incluindo a impressão direta das células no painel durante o fabrico, com redução dos custos de produção associados;



Figura 3 - Integração de painéis de TFPC (orgânico) num barco à vela em Itália [5]

As TFPC, embora possam assumir aspetos visualmente semelhantes, podem-se dividir nos seguintes três tipos de células, de acordo com a sua natureza construtiva [1, 5, 6]:

- inorgânicas;
- orgânicas;
- híbridas.

2.1 Células inorgânicas

As TFPC inorgânicas, em termos práticos as únicas TFPC no mercado comercial atual, têm a particularidade de todas as suas camadas serem constituídas por materiais inorgânicos (Figura 4) [2, 5].

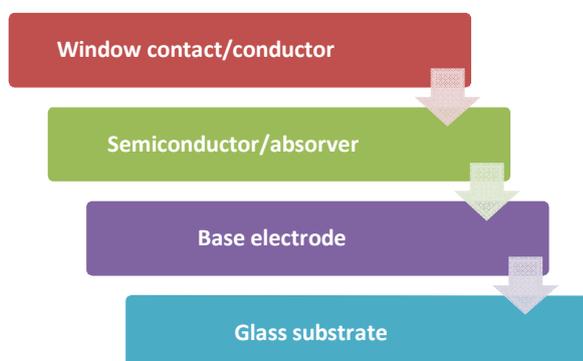


Figura 4 - Estrutura básica de uma célula de película fina [5]

Atualmente, no mercado das TFPC inorgânicas existem quatro tipos de tecnologias principais, apresentadas na Figura 5 por ordem crescente de eficiência de conversão (em laboratório) registada na bibliografia (dados de 2013).



Figura 5 - Ranking de eficiência das tecnologias inorgânicas (laboratório) [1, 7, 8]

O principal desafio para as células a-Si (Silício Amorfo) de película fina assenta no custo/Wp, devido ao seu processo construtivo dispendioso e a uma eficiência média relativamente baixa [2, 5].

A TFPC de CIS consiste num semi-condutor de Cobre-Índio-Selénio e mostra-se como uma alternativa ao uso do silício das células fotovoltaicas habituais [5, 7]. Tem a vantagem em relação ao TFPC de a-Si, de ser bastante mais simples de fabricar e possuir um rendimento de conversão superior [5, 7]. Neste momento o processo produtivo inclui o método de *roll-to-roll* (um tipo de impressão eletrónica direta) tornando o processo mais eficiente e dando mais um passo para a hipótese de produção em série [5].

As células de CIGS são constituídas pelos mesmos elementos das CIS mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio o que permite obter melhores desempenhos [5]. De facto, as células CIGS (Cobre-Índio-Gálio-Selénio) de película fina bem como as de CdTe (Cádmio-Telúrio) assumem-se como as tecnologias de TFPC com melhores desempenhos a nível de eficiência e de conceção [1, 7, 8]. Em 2007, a Nanosolar desenvolveu uma tinta nano-estruturada, permitindo a produção em série utilizando o método de impressão *roll-to-roll* [7]. A principal desvantagem continua a ser o uso de elementos não abundantes (Índio, Gálio ou Telúrio) ou tóxicos no processo construtivo (no caso do Cádmio, embora o risco de contaminação seja mínimo durante o tempo de vida útil, a eliminação e reciclagem do painel é perigosa e dispendiosa) [1, 2, 9].

A vida útil destas células é habitualmente estimada em pelo menos 10 anos, sendo a sua reciclagem posterior dependente do tipo de semiconductor utilizado – se inclui elementos tóxicos ou não [1, 9].

2.2 Células orgânicas

As células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV) usam materiais que minimizam o processo de fotossíntese, utilizando moléculas de dimensão elevada, à base de carbono (polímeros) para “colher” a luz solar - processo muito diferente do utilizado nos semicondutores [10].

As OPV, que têm ganho relevo nos campos de I&D (Figura 6), visam reduzir drasticamente o problema geral da afetação da eficiência pela temperatura nas células solares, bem como permitir a fabricação por impressão, que quando em larga escala, permitirão um preço/Wp inferior às TFPC inorgânicas [10, 11].

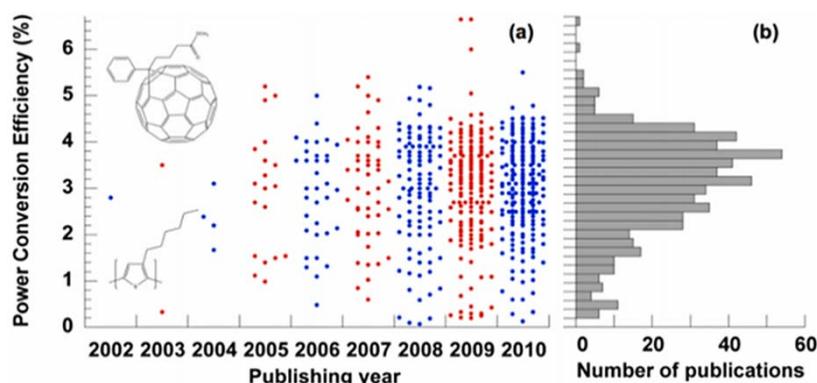


Figura 6 - Distribuição das publicações até 2010 sobre células OPV e a eficiência de conversão reportada. Adaptado de [11]

Contudo, os OPV apresentam limitações e/ou desvantagens técnicas atuais que se podem considerar significativas, embora como ilustrado anteriormente se tenha verificado uma evolução geral, fruto da aposta na I&D [10, 11]:

- ao contrário dos outros tipos de TFPC, as OPVs são estruturas mais complexas, pela exigência de ter vários materiais e camadas que devem ser integrados para permitir a função da célula;

- as eficiências situam-se geralmente abaixo dos 8%, tendo no entanto a *Heliatek* relatado em 2013 [12] o alcance em laboratório de 12% e Gan et al. e Gélina et al. [13] publicado resultados promissores (eficiência) através da manipulação do spin dos átomos de carbono e introdução de nanoestruturas.

- aliada à baixa eficiência de conversão, o desempenho cai drasticamente após a exposição à humidade e oxigénio (baixa estabilidade). Assim, o dispositivo necessita de ser completamente selado em embalagens de vidro sólido para um prolongamento da vida útil de 2 a 3 anos para aproximadamente 10 anos (o que implica a adição de custos e a perda de flexibilidade – uma vantagem essencial) [14].

2.3 Células Híbridas

As células solares híbridas, ainda numa fase relativamente precoce de I&D, surgem com intuito de aproveitar e combinar as vantagens dos semicondutores inorgânicos e orgânicos [5]. Ou seja, aproveitar a facilidade de absorção de luz e o potencial baixo custo dos materiais orgânicos, bem como a capacidade de transporte de eletrões e a estabilidade dos materiais inorgânicos.

Embora as células híbridas pertençam a um grupo de tecnologias emergentes, começam já a mostrar provas das expectativas criadas sobre elas, tendo já sido desenvolvida células híbridas com uma eficiência superior a 15% (laboratório), com base no semiconductor *perovskites*, como revela um estudo publicado na revista *Nature* [15].

Ainda revelam no entanto problemas graves a resolver, como a baixa estabilidade, a relativa baixa eficiência e o elevado custo dos polímeros a utilizar (o custo global atual é maior que o das células inorgânicas e orgânicas) [5, 15].

3. Posição e Evolução no Mercado

No que diz respeito à capacidade de produção de TFPC, a Europa tem desempenhado um papel importante (20%), realçando-se a contribuição da Alemanha, principalmente nas tecnologias CIGS e CdTe [3]. Segue-se os EUA com uma quota de 12%, enquanto a China mantém um perfil relativamente discreto, com uma baixa capacidade de produção e vendas [3]. A região APAC, muito devido ao Japão e Malásia, assumem-se como a maior região produtora - 60% do total em 2012 (Figura 7) [3].

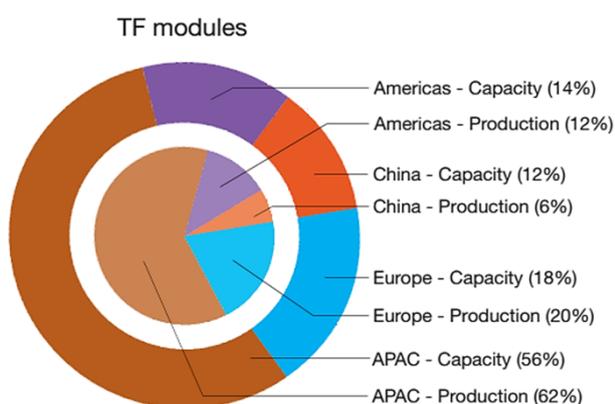


Figura 7 - Capacidade de e produção a nível mundial de TFPC em 2012 [3]. APAC - Asia Pacific Region

De acordo com a IHS Solar, o nível de capacidade de produção fotovoltaica mundial atingiu os 56,5 GW em 2012, esperando-se atingir em 2017 os 75 GW [3]. Prevê-se que a tecnologia predominante *c-Si* (*silicon wafer-based*) mantenha a sua quota de mercado em níveis de cerca de 80% (linha azul na Figura 8) [1-3], principalmente devido à maturidade da tecnologia, bem como à grande capacidade de produção (a custos cada vez mais reduzidos) existente e crescente na China e países da APAC que favorecem este tipo de tecnologia na produção e no mercado.

De facto, depois das enormes expectativas de crescimento das tecnologias de TFPC de alguns anos atrás, o custo de produção do *c-Si* diminuiu [16], competindo neste aspeto com as TFPC.

A melhoria de eficiência de conversão nas tradicionais *silicon wafer-based* tem aumentado o fosso neste aspeto relativamente às TFPC, limitando fortemente a taxa de penetração no mercado destas últimas.

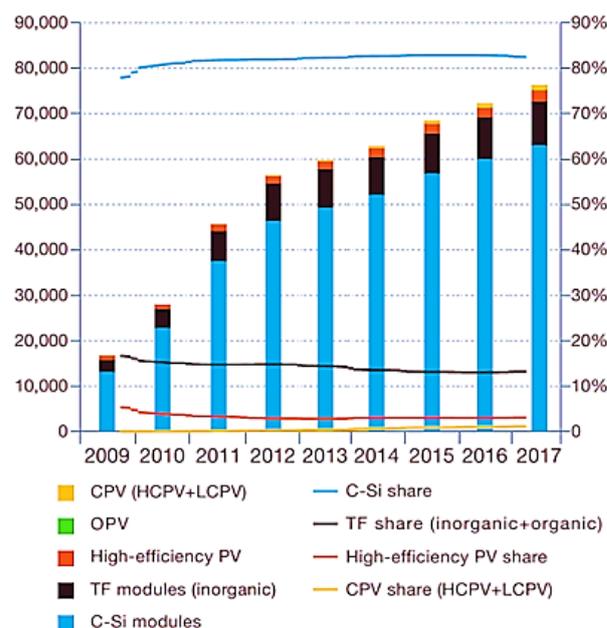


Figura 8 - Evolução do mercado até 2012 e previsão de evolução até 2017 ao nível das diferentes tecnologias fotovoltaicas [3]

Têm surgido algumas preocupações relativas ao futuro próximo dos TFPC, sendo disso exemplos as aquisições a preço de saldo e falências de empresas, algumas delas *start-ups* e pioneiras na área. Por exemplo a Miasole, baseada em Silicon Valley, foi comprada em 2012 pela chinesa Hanergy por 10 vezes menos do que o valor aplicado por capitais de risco, tendo a falência de empresas pioneiras no ramo atingindo a Solyndra (baseada na Califórnia) – empresa já de média dimensão [16, 17].

As justificações, segundo analistas, relacionam-se com a produção em grande escala dos painéis tradicionais (*waffer-based*), que permitem baixar os custos de produção (fabricantes chineses indicam o alcance do custo de €0.5/Wp já em 2013 [11, 17], devido a novas técnicas de corte a diamante, aumento da automatização dos processos e produção em massa), e dificultam ao mesmo tempo a taxa de penetração no mercado dos filmes solares finos.

Segundo Jenny Chase [17], administradora da *Solar Insight Team da Bloomberg New Energy Finance*, as tecnologias de TFPC estão a demorar muito tempo a serem produzidas em maior escala e a reduzir os custos de produção por Wp, limitando-se assim a nichos de mercado específicos [17]. Realça-se ainda, segundo Chase, também a incapacidade de marketing, distribuição e comercialização efetiva mundial a nível do mercado principal onde os painéis *wafer-based* dominam e já são produzidos em excesso face à procura atual [17].

Mesmo assim, as TFPC apresentam-se como promissoras, e segundo Travis Bradford, o facto de até em termos de investimento de uma central de produção em massa (1GWp) de filmes solares finos custar entre €258M a €332M [11], metade da convencional de produção dos *silicon wafer-based*, pode ajudar, aliado ao facto de agora muitas das *start-ups* estarem integradas em empresas de grande dimensão económica e alcance global, ao reaparecimento em força destas tecnologias de filmes solares finos, nomeadamente aquando da melhoria dos mercados [18].

Realça-se ainda, que apesar das desvantagens dos OPV, algumas empresas, como a IDTechEX, acreditam no futuro da tecnologia, principalmente no que respeita ao uso em nichos de mercado num futuro próximo [17, 18].

Reforçando esta ideia, a Mitsubishi, numa parceria com o *National Institute of Advanced Industrial Science & Technology* e a *Tokki Corporation*, espera o lançamento do seu módulo OPV em 2014, apresentando-o desde já como um produto expectavelmente viável do ponto de vista ambiental e financeiro [19].

4. Conclusão

O facto de os custos atuais de produção de painéis tradicionais atingirem mínimos históricos, nomeadamente no que diz respeito aos fabricantes chineses, aliado à saturação do mercado, minoram a taxa de crescimento no mercado dos painéis solares de filmes finos.

Na opinião dos autores, a não ser que as grandes empresas produtoras de tecnologia fotovoltaica encarem com preferência progressiva as tecnologias respeitantes às TFPC face à tradicional, estas últimas não irão conseguir aumentar nos próximos anos a quota de mercado de forma significativa, restringindo-se a aplicações específicas em que se requer flexibilidade ou aplicação em superfícies não possíveis para os tradicionais *wafer-based*.

5. Bibliografia

1. SERIS. Solar cell technologies – present and future. 2011 10-10-2013]; Available from:

http://www.seris.sg/Upload/Item/Presentation/Presentation%202011/pdf_Lu_Japan_photonic_oct2010-data.pdf.
2. Hoffmann, W. and T. Pellkofer, Thin films in photovoltaics: Technologies and perspectives. *Thin Solid Films*, 2012. 520(12): p. 4094-4100.
3. Masson, G., et al., *Global Market Outlook*, 2013.
4. Green, M.A., Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond. *Physica E-Low-Dimensional Systems & Nanostructures*, 2002. 14(1-2): p. 65-70.
5. Pagliaro, M., G. Palmisano, and R. Ciriminna, *Flexible Solar Cells*. 2008: Wiley.
6. GIFFORD, J. A thin film frontier. 2011 14-09-2013]; Available from:

http://www.pvmagazine.com/archive/articles/beitrag/a-thinfilmfrenier_100004102/86/?tx_ttnews%5BbackCat%5D=174&cHash=dd2884118f39454bcf75d0044489cdcf#a xzz2gmV4eTDc.
7. GIFFORD, J. Solar Frontier achieves CIGS "cells" at 19.7%. 2013 26-10-2013]; Available from:

http://www.pvmagazine.com/news/details/beitrag/solar-frontier-achieves-cigs-cells-at-197_100009746/#axzz2HZvLPps2.

8. NREL. Best Research-Cell Efficiencies. 2012 13-10-2013]; Available from:

http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.
9. Eisenberg, D.A., et al., Comparative alternative materials assessment to screen toxicity hazards in the life cycle of CIGS thin film photovoltaics. *Journal of Hazardous Materials*, 2013. 260(0): p. 534-542.
10. Kim, M.-S., Understanding Organic Photovoltaic Cells: Electrode, Nanostructure, Reliability, and Performance, in *Materials Science and Engineering 2009*, University of Michigan. p. 130.
11. Leber, J. A Solar Startup that Isn't Afraid of Solyndra's Ghost. 2012; Available from:

<http://www.technologyreview.com/news/429347/a-solar-startup-that-isnt-afraid-of-solyndras-ghost/>.
12. Heliatek. Heliatek consolidates its technology leadership by establishing a new world record for organic solar technology with a cell efficiency of 12%. 2013 24-10-2013]; Available from:

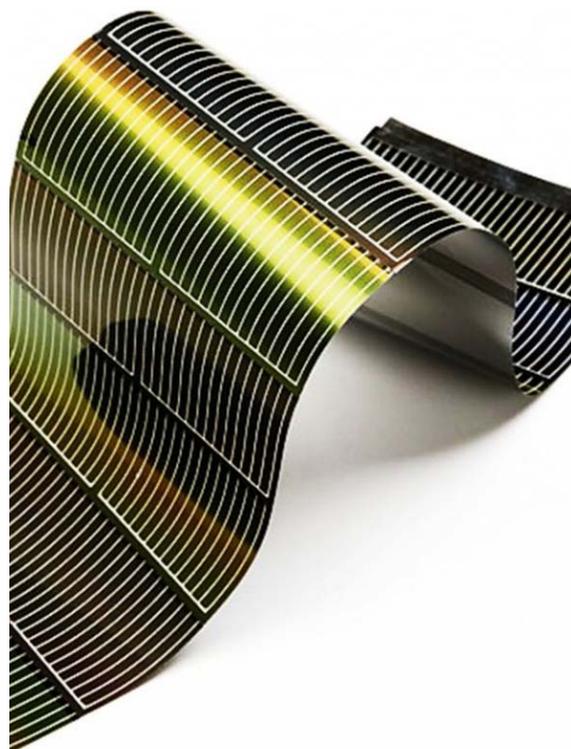
http://www.heliatek.com/newscenter/latest_news/neuer-weltrekord-fur-organische-solarzellen-heliatek-behauptet-sich-mit-12-zelleffizienz-als-technologiefuhrer/?lang=en.
13. Fusion, D. Organic Solar Cells: Electron Spin Control Shows Promise. 2013 08-10-2013]; Available from:

<http://www.solarfeeds.com/organic-solar-cells-electron-spin-control-shows-promise/>
14. Luber, E.J. and J.M. Buriak, Reporting Performance in Organic Photovoltaic Devices. *ACS Nano*, 2013. 7(6): p. 4708-4714.
15. Liu, M., M. Johnston, and H. Snath, Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition. *Nature*, 2013. 501(7467).
16. Rinaldi, N. Solar PV Module Costs to Fall to 36 Cents per Watt by 2017. 2013 12-09-13]; Available from:

<http://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-pv-module-costs-to-fall-to-36-cents-per-watt>.
17. Bullis, K. Is Thin-Film Solar Dead? 2012 08-10-2013]; Available from:

<http://www.technologyreview.com/news/429497/is-thin-film-solar-dead/>
18. Mints, P. The commercialization of thin film technologies: Past, present and future. in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*. 2010.
19. Whytock, P. Organic Photovoltaics: A Bright Idea That Needs More Blue-Sky Thinking. 2013 14-10-2013]; Available from:

<http://electronicdesign.com/blog/organic-photovoltaics-bright-idea-needs-more-blue-sky-thinking>.



SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

1. Sistemas de Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia pode ser efetuado sobre cinco categorias, designadamente, elétrica, eletromecânica, mecânica, térmica e química. Contudo, o assunto aqui debatido é sobre meios de armazenamento de energia elétrica, sendo que o armazenamento de eletricidade é usualmente efetuado recorrendo a outros géneros de energia, tais como, química, mecânica, térmica ou, até, em energia potencial. [1].

Há nos dias de hoje uma crescente preocupação na forma como é gerido o setor elétrico, uma vez que este implica um elevado impacto ambiental. Neste sentido tem havido algumas alterações, nomeadamente, no que diz respeito à produção de energia elétrica. A utilização de energias renováveis estão cada vez mais presentes na produção de eletricidade (Figura 1), pois permitem diminuir de forma indireta a utilização dos combustíveis fósseis, sendo esta a principal vantagem face às centrais de produção convencionais.

Em contrapartida, as energias renováveis conduzem a problemas de imprevisibilidade, devido ao facto de este tipo de produção estar dependente das condições climáticas, época do ano e da hora do dia, por exemplo, a geração de energia eólica está condicionada pela presença ou não do vento com determinadas características [1] [2].

No setor elétrico é muito importante manter o equilíbrio entre a produção e o consumo, como tal, os sistemas de armazenamento de energia elétrica, designado por *energy storage systems* (ESS) na literatura anglo-saxónica, podem ser usados para contribuir para esse equilíbrio. Como tal, estes sistemas permitem atenuar o problema da intermitência de produção, que é uma lacuna das energias renováveis [1] [3].

Deste modo, o uso dos ESS's permitem uma maior racionalidade tanto nos recursos energéticos como a nível económico, pois a produção de energia elétrica traduzem custos avultados. Assim, reforça-se a necessidade de incorporar os ESS's na rede elétrica de energia.

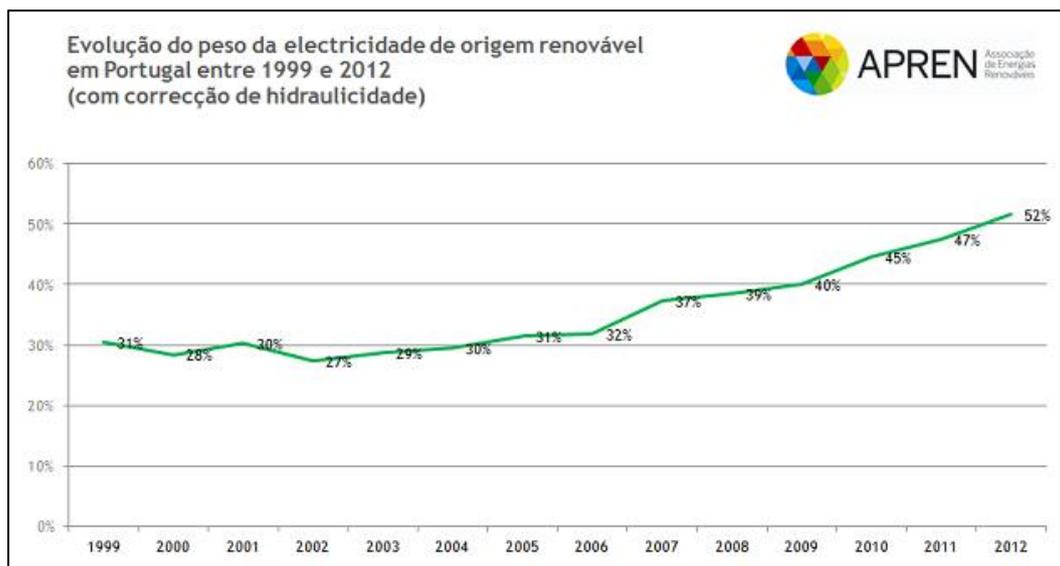


Figura 1 - Evolução do peso da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2012 [2]

Os ESS's, quando integrados num sistema elétrico, são unidades cuja utilização é destinada a duas funções, ou seja, podem funcionar como “carga”, caso estejam a armazenar energia elétrica, ou podem funcionar como “gerador” nos períodos em que estes estão a descarregar energia elétrica para a rede.

Essencialmente, um ESS armazena energia quando há excesso de produção em relação à procura num determinado momento, permitindo assim, diminuir o desperdício de energia elétrica. Com a possibilidade de reserva de energia consegue-se diminuir o dispêndio de recursos naturais na geração da mesma, nomeadamente, redução de combustíveis fósseis [2] [3].

Este artigo pretende salientar a importância dos ESS's em aproveitar a energia produzida em excesso, e assim ter a possibilidade de a utilizar numa fase posterior de maior necessidade energética ou, caso seja mais vantajoso, vendê-la.

2. Características dos ESS's

Segundo [4], um ESS é constituído por quatro principais componentes como pode ser observado na Figura 2.

Verifica-se, portanto, que os quatro componentes correspondem aos sistemas de carregamento e de descarregamento, ao processo de monitorização e controlo, e claro, aos próprios mecanismos de armazenamento.

Posteriormente, o ESS deve-se encontrar interligado com a rede elétrica de modo a ocorrer as devidas trocas de energia.

O elemento designado por “Mecanismo de Armazenamento” corresponde ao próprio meio de armazenamento, e como tal, estabelece os limites da capacidade de armazenar energia do sistema. Como já foi referido anteriormente, existem diversas tecnologias de armazenamento, que posteriormente serão descritas no ponto 4.

Outro elemento presente no sistema de armazenamento é o “Sistema de Carregamento”, que tem a função de converter a energia proveniente do sistema num outro tipo de energia (caso necessário), de modo a que esta possa ser armazenada. Para além deste equipamento, no ESS está também presente o “Sistema de Descarregamento”, com funções contrárias às do anterior, ou seja, este equipamento permite pegar na energia armazenada e convertê-la de forma a poder ser utilizada na rede.

Por exemplo, na Figura 3 pode-se ver um processo de armazenagem de energia térmica, que quando necessária pode ser transformada em energia elétrica.

Por último, há o “Sistema de Controlo”, que por sua vez, consiste em dois subsistemas. O primeiro corresponde à fase de monitorizar e controlar o equipamento em si e o segundo diz respeito ao sistema de controlo do sistema de armazenamento.

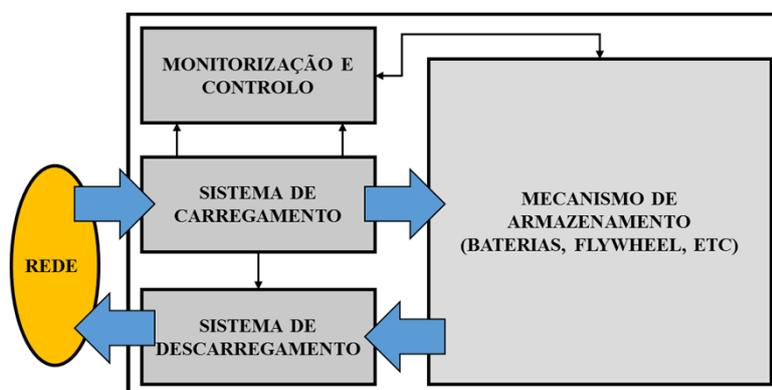


Figura 2 - Princípio básico do funcionamento de um ESS – adaptado de [4]

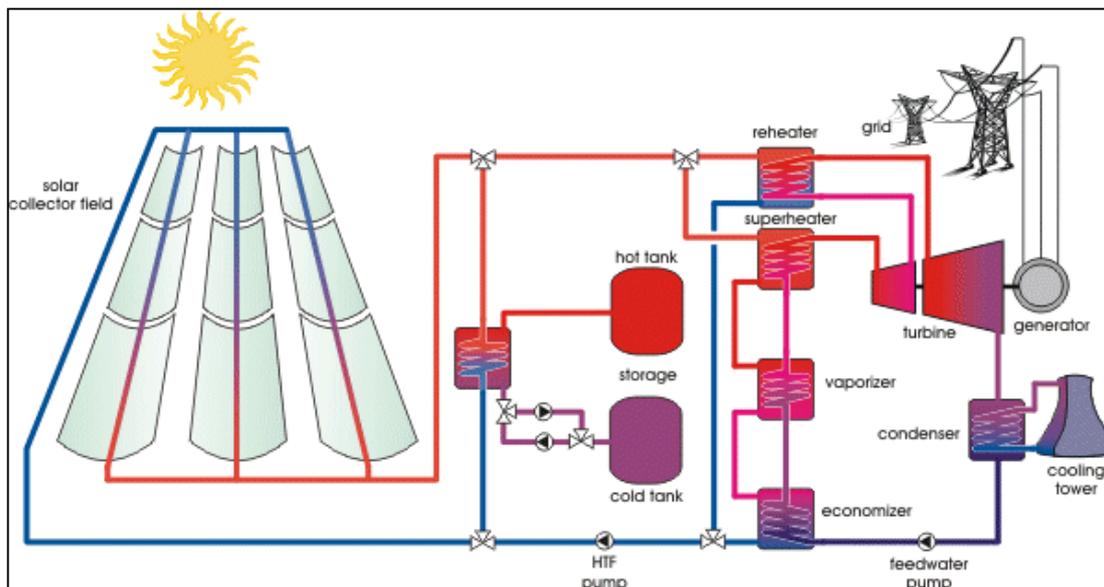


Figura 3 – Esquema de um armazenamento de energia térmica através do uso da energia solar [5]

Isto é, por exemplo, de uma forma geral a tecnologia de armazenamento *flywheels*, armazena energia utilizando um aceleração no rotor (*flywheel*) atingindo velocidades muito altas, o que permite conservar energia no sistema como energia rotacional. Em suma, quando a *flywheel* está descarregar energia o motor inverte o seu campo, passando a funcionar como gerador. Nesta situação a velocidade de rotação do *flywheel* do motor é reduzida por consequência do princípio da conservação da energia, em situações de carregamento de energia existe um aumento na velocidade do *flywheel*.

Portanto, neste sistema a primeira fase de controlo, corresponde, por exemplo, aos sinais que devem ser enviados ao equipamento para ser ativado e assim, mudar o funcionamento de gerador para motor, permitindo a passagem de fluxo de energia para o motor, de modo a acelerar o *flywheel* do mesmo (fase de armazenamento de energia).

Da mesma forma deve-se controlar o ciclo de descarga. Isto é, esta fase, não é nada mais do que efetuar um diagnóstico do sistema e dar “ordens” de modo a que o sistema possa funcionar corretamente, sendo também responsável pela ativação das proteções, em caso de necessidade.

A segunda fase de controlo consiste em determinar fatores como definição do preço a que deve ser vendida a energia, verificação da quantidade de energia necessária a descarregar para a rede, de modo a satisfazer a procura num determinado momento, entre outros fatores.

3. Vantagens Técnicas e Económicas dos ESS's

A implementação dos ESS's acarretam diversas vantagens, nomeadamente, técnicas e económicas, que serão descritas de seguida.

3.1. Vantagens Técnicas

Como já foi referido no ponto 1, os ESS's conduzem a vantagens relacionadas com a possibilidade de diminuir o desperdício da energia.

Atualmente, existem dois modos de produção de energia para o qual o armazenamento é claramente importante:

- Produção de energia convencional:

Neste caso o armazenamento de energia poderá compensar uma perda temporária da produção de uma das unidades geradoras.

Visto que, existe uma obrigação contratual com a demanda por parte das concessionárias, se ocorrer alguma falha de abastecimento de eletricidade, estas poderão de incorrer de penalidades, tais como, multas avultadas. Com a possibilidade de armazenar a energia esta situação pode ser precavida.

Portanto, o nível de energia é comparável ao estipulado e a quantidade de energia armazenada deve ser um compromisso entre a duração desejável da reserva de energia e as possíveis penalidades [3].

- Produção de energia renovável:

Em relação a este tipo de produção, o armazenamento tem o intuito de armazenar em horas em que a procura é baixa e utilizar esta energia durante o período de horas de pico. O objetivo desta situação é, uma vez mais, garantir o compromisso contratual. No entanto, nesta situação o custo de armazenamento deve ser considerado. Além disso, a energia armazenada somente poderá satisfazer uma parte da capacidade nominal de produção [3].

3.2. Vantagens Económicas

Atualmente, e cada vez mais, existe um grande número de consumidores com necessidades de energia de grande alcance.

O consumo diário dos utilizadores caracteriza-se pela forte instabilidade, isto é, ao longo das 24 horas do dia, o consumo diário não é constante, como se pode observar na Figura 4. Nesta verifica-se que a energia necessária para satisfazer o consumo nas horas de pico é, praticamente, o dobro do valor necessário para satisfazer a procura nas horas de menor consumo [6].

Sabendo que o dimensionamento dos componentes da rede elétrica correspondem ao momento de maior procura, constata-se que na grande maioria do tempo esses componentes encontram-se sobredimensionados. Portanto, existe a possibilidade de nivelar a energia produzida considerando o valor médio da procura ao longo do dia ao invés do que é efetuado atualmente. Pode-se, então, produzir energia a um nível mais reduzido do que o valor de pico, permitindo a diminuição do dimensionamento dos componentes da rede. Assim, ter-se-ia uma situação de produção praticamente constante, onde a introdução dos ESS's na rede elétrica era necessária. Ou seja, apesar de constante o valor produzido, a energia total produzida teria de satisfazer de igual modo a demanda, cujos ESS's teriam a função de armazenar a energia quando era em excesso e entregá-la à rede quando existisse falta dela.

Esta situação permitiria poupar nos gastos obtidos com o sobredimensionamento dos componentes da rede elétrica, contudo, para esta situação ser viável as tecnologias de armazenamento de energia elétrica teriam de estar num patamar mais evoluído [3].

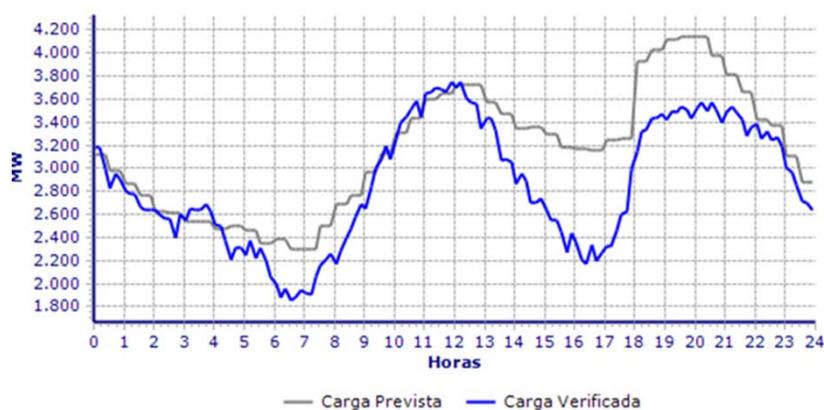


Figura 4 - Diagrama de cargas verificados no dia 04/11/2012 [6]

4. Comparação entre as Tecnologias de Armazenamento de Energia

Presentemente existem diversas tecnologias para o armazenamento de energia elétrica, que podem ser agrupadas conforme a Figura 5. Como se pode verificar, e anteriormente já referido, pode-se dividir as tecnologias em 5 grandes categorias, nomeadamente [7]:

- elétrica;
- eletroquímica;
- química;
- mecânica;
- térmica.

As tecnologias de armazenamento de energia podem ser classificadas consoante a sua capacidade [8]:

- Grande escala (GW):

Armazenamento térmico, armazenamento de energia por bombeamento de água (*pumped hydro energy storage* – PHES), armazenamento de energia por ar comprimido (*compressed air energy storage* – CAES), armazenamento químico (por exemplo, hidrogénio em larga escala > 100MW, até semanas e meses);

- Média escala (MW):

- Potência: supercondensadores, armazenamento de energia por supercondutores magnéticos (*superconducting magnetic energy storage* – SMES), flywheels;
- Energia: Baterias, tais como, chumbo ácido (*lead-acid* – LA), iões de lítio (Li-ion), baterias de fluxo e NaS (enxofre de sódio);
- Energia e potência: baterias de LA e Li-ion;
- Armazenamento de energia de hidrogénio, CAES, PHES. (pequena escala, 10MW <P> 100MW, horas ou dias).

- Micro escala (kW):

- Potência: supercondensadores, flywheels;
- Energia: baterias, tais como, chumbo ácido e Li-ion;
- Energia e Potência: baterias de Li-ion.

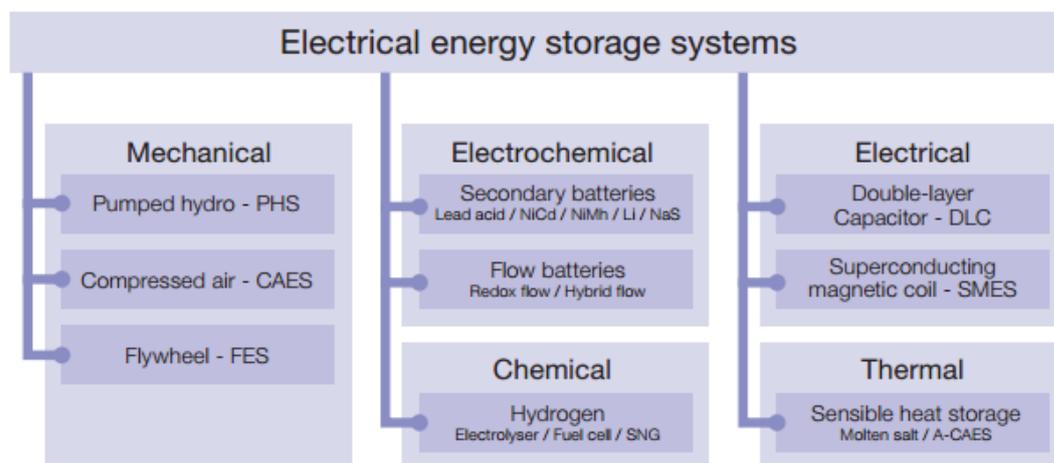


Figura 5 - Tecnologias de armazenamento de energia elétrica [7]

4.1. Unidades de Armazenamento Elétricas

Dentro das unidades de armazenamento com características elétricas tem-se: camada dupla de condensadores (*double-layer capacitors – DLC*) e armazenamento de energia por supercondutores magnéticos (*superconducting magnetic energy storage – SMES*).

Camada dupla de condensadores (DLC):

Esta tecnologia é também conhecida por supercondensadores [7], sendo os mais recentes dispositivos inovadores na área de armazenamento de energia elétrica. Pois, em comparação com a bateria ou o condensador tradicional, o supercondensador possui uma estabilidade no ciclo quase ilimitada, bem como uma capacidade de potência extremamente elevada, uma baixa densidade de energia e custos de investimento elevados [9].

As duas principais características são os valores extremamente altos da sua capacitância, da ordem de muitos milhares de faradays, para além da possibilidade de carga e descarga muito rápido devido à baixa resistência interna, recursos que as baterias convencionais não possuem [7].

Geralmente, os supercondensadores usufruem uma vida útil entre 8-10 anos, tendo uma eficiência de 95%. São bastantes confiáveis, sem manutenção e podem trabalhar em diversos ambientes e temperaturas. Estas unidades são “amigas” do ambiente e facilmente podem ser recicladas ou neutralizadas [3] [7].

Tal como sistemas de baterias, os condensadores podem trabalhar em corrente contínua. Este facto impõe a utilização de sistemas eletrónicos de potência, tal como é apresentado na Figura 6.

Ao longo dos últimos anos têm vindo a ser aplicados em produtos eletrónicos, usados como UPS's em caso de falha momentânea de tensão e aplicados em veículos elétricos, onde podem ser utilizados nos processos de aceleração e travagem regenerativa [7].

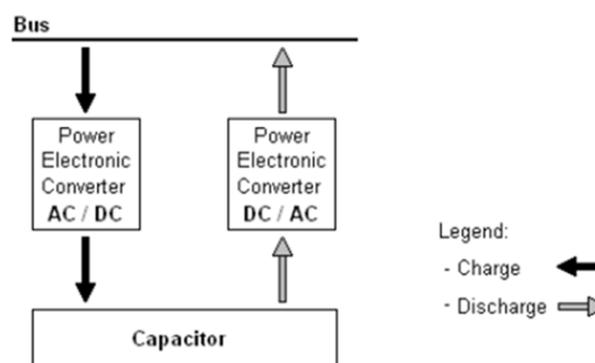


Figura 6 – Diagrama de operação de um dispositivo supercondensador [9]

Supercondutores magnéticos (SMES):

Os SMES funciona de acordo com o princípio da eletrodinâmica. Isto é, armazena energia sob a forma de um campo magnético que é criado através de um fluxo de corrente contínua por uma bobina supercondutora. Para armazenar energia proveniente de um barramento de energia, precedentemente a corrente alternada deve ser convertida em corrente contínua e, assim, possa ser injetada na bobina. O processo contrário também é aplicável, sendo que a corrente contínua armazenada tem de ser convertida em alternada, de modo a ser possível injetá-la na rede elétrica. Para tal, entre o barramento e a bobina terá de haver conversores eletrónicos de potência. O diagrama de operação do dispositivo SMES é apresentado na Figura 7 [9].

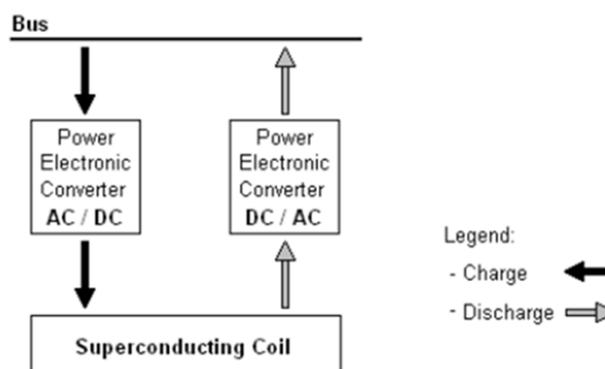


Figura 7 – Diagrama de operação de um dispositivo SMES [9]

Portanto, o componente principal deste sistema de armazenamento é feito de uma bobina de material supercondutor, sendo que os restantes componentes incluem equipamentos de condicionamento de energia e um sistema de refrigeração criogênica resfriada [7].

A principal vantagem dos SMES é o tempo de resposta, ou seja, se uma determinada potência é requerida, esta fica disponível quase instantaneamente. Além disso, o sistema é caracterizado pela sua elevada eficiência, perto de 95% para um ciclo de carga e descarga [3]. Contudo, a confiabilidade global depende crucialmente do sistema de refrigeração [7].

Além disso, estes sistemas são capazes de descarregar quase a totalidade da energia armazenada, ao contrário das baterias. Estas unidades de armazenamento são muito úteis para aplicações que requerem operação contínua com um grande número de ciclos completos carga-descarga. O tempo de resposta rápido (inferior a 100ms) destes sistemas torna-os ideais para regular a estabilidade da rede (nivelamento de carga). A sua principal desvantagem é o sistema de refrigeração que é muito caro e faz operações mais complexas.

4.2. Unidades de Armazenamento Eletroquímicas

As baterias armazenam energia sob a forma eletroquímica através da criação de iões eletricamente carregados. Isto é, quando a bateria está a carregar a corrente contínua é convertida em energia química, quando a bateria descarrega, a energia é novamente convertida num fluxo de eletrões sob a forma de corrente contínua [9].

A Figura 8 apresenta a operação entre uma bateria e a rede elétrica de energia.

Deste modo, a utilização de baterias implicam o uso de conversores eletrónicos de potência, a fim de converter a corrente alternada em corrente contínua nos períodos de carregamento e, vice-versa, no processo de descarga. [9]

A tecnologia das baterias está subdividida em dois conceitos: baterias secundárias e baterias de fluxo (Figura 5) [7].

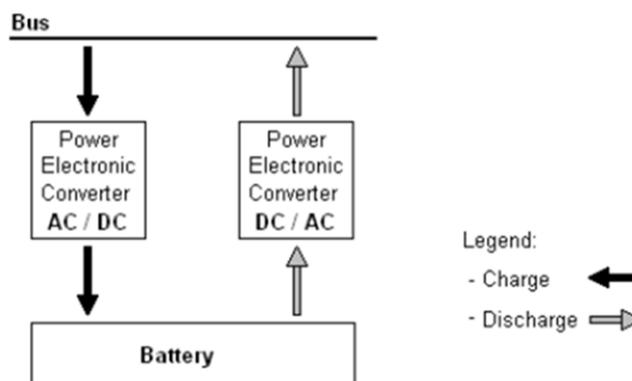


Figura 8 – Diagrama de operação de uma bateria [9]

As baterias secundárias usam elétrodos para ambas as situações, tanto para o processo de transferência de eletrões como para armazenar os produtos ou reagentes provenientes das reações em estado sólido do elétrodo [9].

Deste grupo fazem parte as baterias: chumbo-ácido (lead-acid – LA), níquel-cádmio (NiCd), hidreto metálico de níquel (NiMH), iões lítio (Li-ion), enxofre de sódio (NaS), entre outras [7].

Características gerais:

- LA:

São aplicadas em sistemas de alimentação de emergência, como base dos sistemas fotovoltaicos, sistemas de baterias para a mitigação das flutuações de energia eólica e como baterias de arranque de veículos.

Possuem uma vida útil típica entre 6 a 15 anos, normalmente com uma vida de 1500 ciclos. Com eficiência entre 80% a 90%, tendo um custo relativamente baixo [7].

- NiCd e NiMH:

Atualmente, não são muito usadas devido ao perigo da toxicidade do cádmio, sendo substituídas pelas NiMH. Contudo, este tipo de baterias comparando com as LA, possuem um ligeiro aumento da densidade de energia e o número de ciclos é mais elevado [7].

- Li-ion:

As suas aplicações hoje em dia são muito importantes, para computadores portáteis, telemóveis, bicicletas elétricas, veículos elétricos, entre outras.

Possuem uma elevada densidade de energia e têm custos relativamente baixos devido à sua produção em massa. A sua eficiência ronda os 95% e os 98% [7].

- NaS:

Os ciclos de vida típicos é de cerca de 4 500 ciclos e têm um tempo de descarga entre 6,0 horas para 7,2 horas. Tem uma eficiência cerca de 75% e permitem resposta rápida. A principal desvantagem é o facto que para manter a temperatura de operação é necessária uma fonte de calor, sendo que reduz parcialmente o desempenho da bateria [7].

Dentro das baterias de fluxo fazem parte as de fluxo redox e as de fluxo híbrido. As primeiras são dispositivos de armazenamento que convertem energia elétrica em energia potencial química através do uso de duas soluções de eletrólitos líquidos e, posteriormente, liberando a energia armazenada durante a descarga. Os dois eletrólitos são separados por uma membrana semipermeável. Esta membrana permite o fluxo de iões, mas impede a mistura dos líquidos. O contacto elétrico é feito através de condutores inertes nos líquidos. Como os iões fluem através da membrana, uma corrente elétrica é induzida nos condutores. [9]

Estes tipos são baterias redox de vanádio (VRB) (Figura 9), as baterias de brometo de polisulfureto (PSB) e do zinco bromo (ZnBr) [9].

Nas baterias de fluxo híbrido uma das massas ativas é armazenada internamente no interior da célula eletroquímica, enquanto o outro permanece no

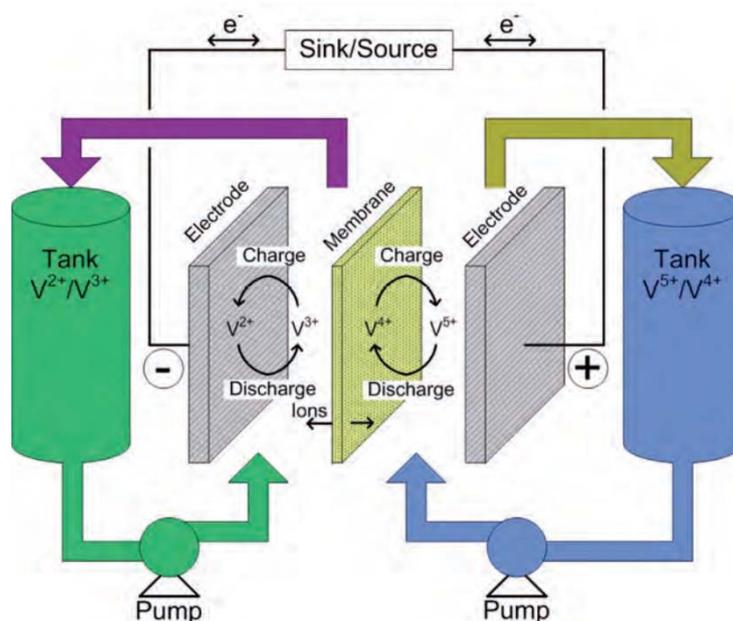


Figura 9 – Esquema de uma bateria de VRB [7]

eletrólito líquido, que são armazenadas externamente num reservatório. Portanto, as células de fluxo híbrido combinam características de baterias secundárias convencionais e baterias de fluxo redox. A capacidade da bateria depende do tamanho da célula eletroquímica [7]. Exemplo típico é o sistema de ZnBr híbridos [9].

4.3. Unidades de Armazenamento Químicas

Algumas das tecnologias presentes nesta categoria são as células de combustível de hidrogénio e o gás natural sintético (*synthetic natural gas* – SNG) [3] [7].

O principal objetivo do sistema de armazenamento de energia química é usar o "excesso" de energia elétrica para a produção de hidrogénio via eletrólise da água. Neste caso é possível usar o hidrogénio como um portador de energia, seja como hidrogénio puro ou como SNG [7].

Embora a eficiência global do hidrogénio e do SNG seja baixa quando comparado a outras tecnologias de armazenamento, como PHS e Li-ion, o armazenamento de energia química é a única que permite o armazenamento de grandes quantidades de energia, até à faixa TWh, e por maiores períodos de tempo [7].

Esta tecnologia também pode ser aplicada a sectores, como o transporte, aquecimento e a indústria química.

Células de combustível de hidrogénio:

O sistema de armazenamento de hidrogénio consiste em três componentes principais: eletrólise, que consome eletricidade nas horas de menor consumo para produzir hidrogénio; a célula de combustível, que utiliza o hidrogénio e o oxigénio do ar para gerar eletricidade; e um reservatório de hidrogénio para garantir os recursos adequados quando são necessários [3].

Existem muitos tipos de células de combustível, sendo a mais conhecida a pilha alcalina de combustível entre as demais.

As diferenças básicas entre estes tipos de baterias são os eletrólitos utilizados, temperatura de funcionamento, o design e o seu campo de aplicação. Além disso, cada tipo tem necessidades de combustível específico [3] [7].

Esta tecnologia pode ser usada na produção descentralizada (particularmente de baixas potências, de emergências, entre outras), fornecimento espontâneo relacionado ou não à rede, potência média [3].

4.4. Unidades de Armazenamento Mecânicas

Existem três tipos de tecnologias dentro desta categoria:

Armazenamento de energia pelo bombeamento de água (pumped-hydro – PH):

Esta tecnologia utiliza a energia com origem numa fonte renovável nas horas de pouco consumo, para bombear a água de uma albufeira a jusante de uma barragem para uma albufeira a montante. Assim, a PH permite que a água possa ser mais do que uma vez turbinada, e como a água é um recurso que é gratuito, esta situação só trás vantagens ao setor de produção elétrica, como se pode comprovar pela Figura 10. Atualmente é mais utilizada para aplicações de alta potência (algumas dezenas de GWh ou 100 de MW).

A principal desvantagem desta tecnologia é a necessidade de um sítio com diferentes elevações para poder bombear a água e, esta possa ser utilizada num sistema hidroelétrico para produzir eletricidade [3] [7] [9].

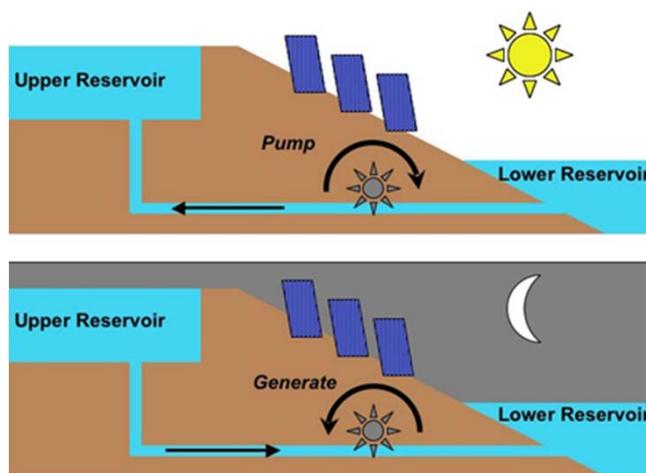


Figura 10 – Exemplo de um sistema de bombeamento [10]

Flywheel:

Esta tecnologia utiliza dois tipos de acumuladores de energia, ou são constituídas por um *flywheel* (volante) maciço ou composto, para além de um motor/gerador e suportes especiais (muitas vezes magnéticos). Uma das características das *flywheels* é a capacidade de fazer inúmeros ciclos (entre 10.000 e 100.000 ciclos) [3] [7].

Este sistema permite armazenar energia elétrica sob a forma de energia cinética, daí os *flywheels* terem elevados requisitos, de modo a poderem atingir elevadas velocidades [7].

O armazenamento de energia cinética pode ser usado na distribuição de eletricidade em meios urbanos através de baterias de grande capacidade, comparáveis aos reservatórios de água, com o objetivo de maximizar a eficiência das unidades de produção. Por exemplo, em grandes instalações com cerca de 40 unidades (25kW–25kWh), estes são capazes de armazenar 1MW que pode ser libertado em menos de 1 hora [3].

Armazenamento de energia a ar comprimido (CAES):

É um dispositivo com base numa turbina a gás, onde os processos de compressão e combustão estão divididos. Durante a carga, o compressor é acoplado à máquina elétrica, que trabalha como motor, comprimindo o ar. Após a compressão, o ar é armazenado em cavernas subterrâneas seladas. A descarga do dispositivo consiste em gerar energia através do acoplamento de uma turbina a gás com uma máquina elétrica, funcionando como gerador, e fornecendo o ar comprimido armazenado para o processo de combustão [3] [9].

Um diagrama de operação de um sistema de armazenamento de energia a ar comprimido é apresentado na Figura 11 [9].

O ar pode ser comprimido e armazenado no subsolo, com tubagem de alta pressão (20-100 bar).

A densidade de energia neste tipo de sistemas é na ordem de 12 kWh/m³, enquanto a eficiência estimada é de cerca de 70% [3].

4.5. Unidades de Armazenamento Térmicas

Existem dois tipos de sistemas de armazenamento térmico, dependendo se eles usam o calor sensível ou latente. As transferências de calor entre o acumulador térmico e o ambiente exterior são feitas através de um fluido de transferência de calor, isto é tem de haver diferença de temperaturas [3].

O armazenamento de calor latente corresponde há mudança do estado sólido para o líquido. Este tipo de armazenamento tem como vantagem armazenar grandes quantidades de energia num pequeno volume, o que permite uma maior eficiência na transferência de calor [7].

O armazenamento térmico de calor sensível é conseguido pelo aquecimento de um material em massa (sódio, sal fundido, água pressurizada, etc.) que não muda de estado durante a fase de acumulação. Assim, o calor é recuperado para produzir vapor de água, que conduz a um sistema de turboalternador [3].

Os sistemas de armazenamento térmico são implantados para superar o descompasso entre a procura e a oferta de energia térmica e, portanto, são importantes para a integração de fontes de energias renováveis [7].

5. Considerações gerais

Como se verificou existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, que também podem ser classificadas consoante o tempo de descarga de energia, como se pode observar na Figura 12.

Portanto, esta classificação divide-se em: curto e longo prazo de capacidade de descarga de energia. No primeiro grupo destacam-se as *flywheels*, supercondensadores e os supercondutores magnéticos. A longo prazo destacam-se as tecnologias de armazenamento de energia por bombeamento de água (*pumped hydro*), por ar comprimido, por baterias e por células de combustível de hidrogénio [9].

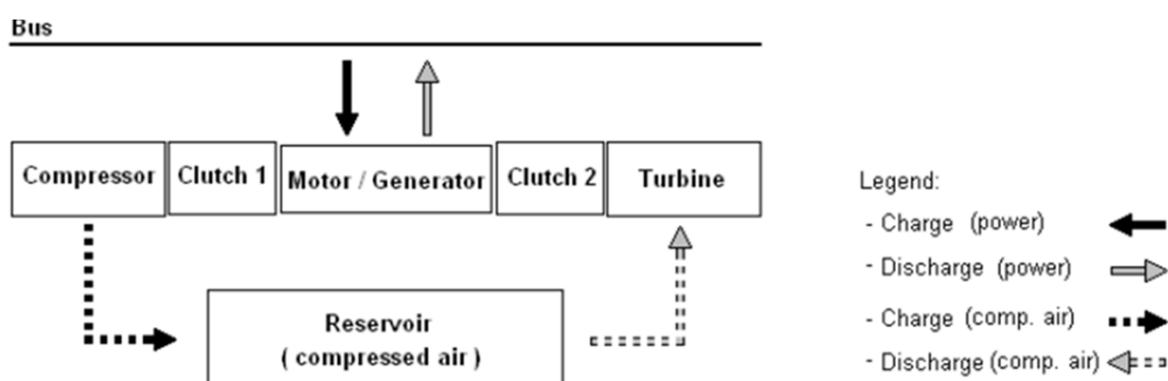


Figura 11 - Diagrama de operação de um armazenamento por compressão do ar [9]

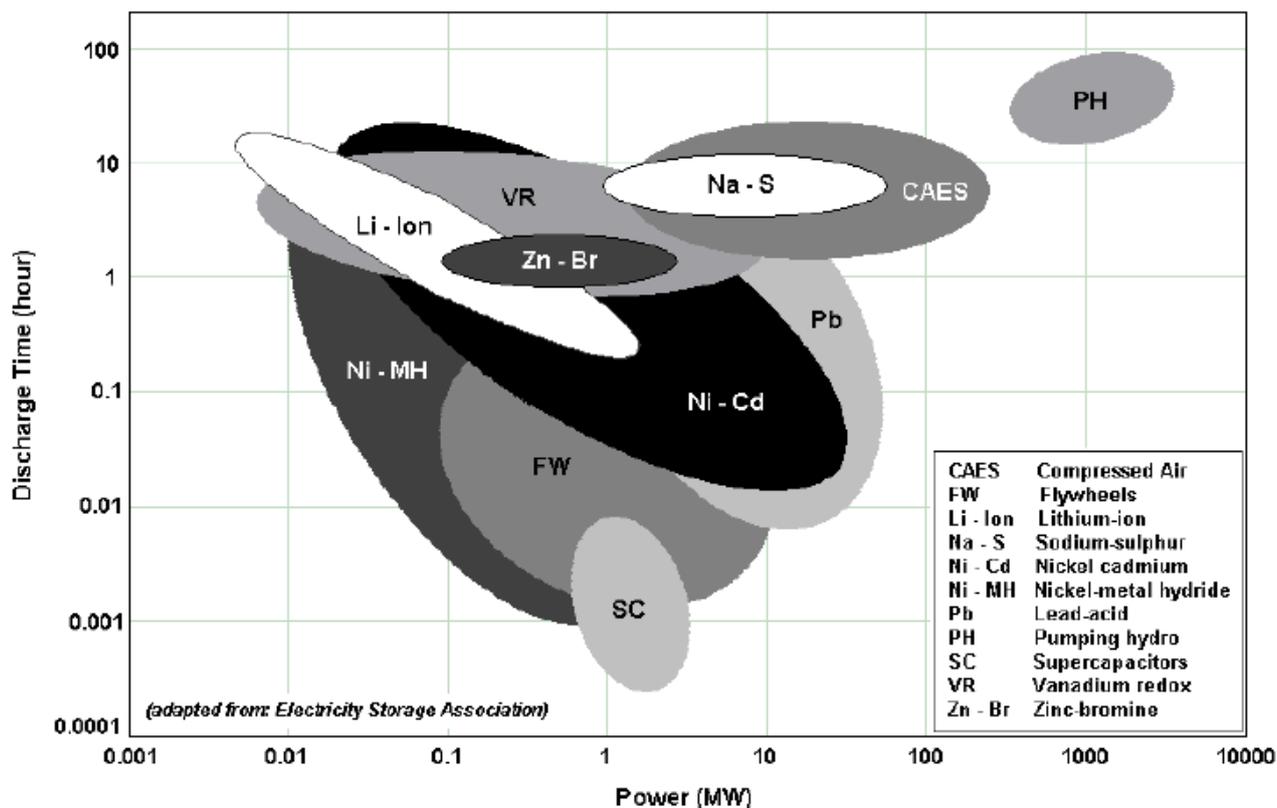


Figura 12 - Comparação entre as diversas tecnologias de armazenamento tendo em conta o tempo de descarga e a potência [9]

Posto isto, é de salientar que as diversas técnicas de armazenamento de energia disponíveis podem ser aplicadas a sistemas de energia elétrica.

Sendo que, estas acarretam custos associados ao armazenamento de energia, mas podem ser soluções rentáveis. Pois, permitem gerir a rede, garantindo o nivelamento da carga em tempo real, bem como uma melhor utilização de recursos renováveis evitando o corte de carga em tempos de menor produção [3].

Contudo, ainda existe a necessidade de melhorar as técnicas de armazenamento, de modo a que estas possam ser cada vez mais úteis e aplicadas no setor de energia elétrica.

Referências

- [1] APREN, “Evolução da produção de eletricidade em Portugal entre 1999 e 2012 (c/correção de hidraulicidade)”, 2013.
(<http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=272&cat=266>)
- [2] Rudell A. “Storage and Fuel Cells. EPSRC SuperGen Workshop: Future Technologies for a Sustainable Electricity System”. University of Cambridge; 2003.
- [3] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, “Energy storage systems— Characteristics and comparisons, Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Volume 12, Issue 5, June 2008, Pages 1221-1250, ISSN 1364-0321.

- [4] Quanta-technology, “Electric Energy Storage Systems”, 2013.
(http://www.quanta-technology.com/sites/default/files/doc-files/Energy_Storage-12-01-13.pdf)
- [5] Volker.quasching, “Solar thermal power plants”, 2013.
(<http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals2/index.php>)
- [6] REN, “Diagrama de Carga da RNT”, 2012.
(<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Informacao/Exploracao/Paginas/DiagramadeCargadaRNT.aspx>)
- [7] IEC, “Electric Energy Storage”, 2011.
(<http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>)
- [8] Comissão Europeia, “The future role and challenges of Energy Storage”, DG ENER Working Paper, 2013.
(http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf)
- [9] Sergio Faias, Jorge Sousa and Rui Castro (2009). “Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration, Renewable Energy, T J Hammons (Ed.), ISBN: 978-953-7619-52-7, InTech.
(<http://www.intechopen.com/books/renewable-energy/embedded-energy-storagesystems-in-the-power-grid-for-renewable-energy-sources-integration>)
- [10] Creighton, “Storing energy”, 2013.
(<http://www.creighton.edu/green/energytutorials/forms-of-energy/storingenergy/index.php>)

Divulgação:	Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas	ISBN:	9789897232046 N ^o
	Autores: António Augusto Araújo Gomes Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva José António Beza Carvalho	Páginas:	114
		Encadernação:	Capa mole
		Editora:	Publindústria
		Data:	2017

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO

Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas

SOBRE O LIVRO

Esta obra pretende ser, acima de tudo, uma ferramenta didática de apoio aos alunos de cursos de engenharia elétrica, bem como a técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas.

Pretende ser ainda uma ferramenta prática de estudo e de trabalho, capaz de transmitir conhecimentos técnicos, normativos e regulamentares sobre o dimensionamento e proteção de canalizações elétricas aos diversos agentes eletrónicos, tornando-os capazes de parâmetros de instalação que sejam convenientes, selecionar o tipo de canalização e o modo de instalação mais adequados, de forma a maximizar a segurança, a fiabilidade e a funcionalidade, assim como os custos de execução e exploração das instalações.

SOBRE OS AUTORES

António Augusto Araújo Gomes
Bacharel em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Licenciado e Mestre (pré-Bolonha) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999. Coordenador de Obras na CERSEFUS – Engenharia de Segurança entre 1997 e 1999. Sócio da empresa Neceira e Terra – Gabinete de Engenharia Lda (2002 a 2006). Prestação de serviços de formação e/ou projeto e/ou assessoria e/ou consultoria no âmbito das instalações elétricas, telecomunicações, segurança, gestão de energia, eficiência energética, a diversas entidades, nomeadamente NDRVA – Consultores de Engenharia, S.A., Spohum – Engenharia e Serviços, Lda, ENFRKO – Consultores de Engenharia, Lda, ISO – Instituto de Soldadura e Qualidade, Quêrios – Fábrica de Quadros Elétricos, S.A., EP – Instituto Eletrotécnico Português, CENERTEC – Centro de Energia e Tecnologia, ANACOM – Autoridade Nacional das Telecomunicações, IOT – Instituto para o Desenvolvimento Tecnológico, EDV – Agência de Energia Entre Douro e Vouga.

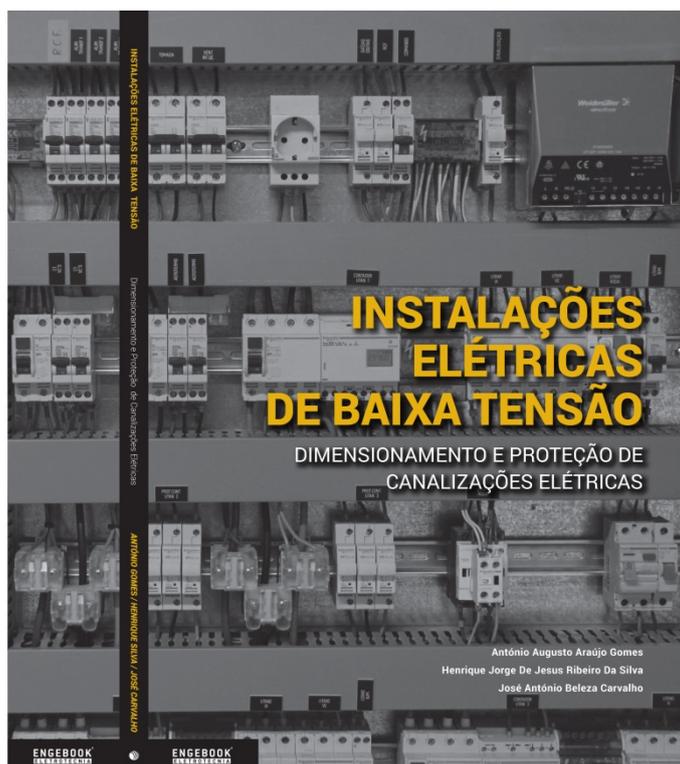
Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva
Licenciado em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Produção, Transporte e Distribuição de energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e Mestre (pré-Bolonha) em Eletrônica Industrial pela Escola de Engenharia da Universidade do Minho.
Professor Adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

José António Beza Carvalho
Bacharel em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Mestre e Doutor em Engenharia Eletrotécnica na especialidade de sistemas de energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando as funções de Diretor do Departamento. Integra a direção da Escola Tecnológica de Vale de Cambra como representante do Instituto Politécnico do Porto. É autor de vários artigos publicados em conferências nacionais e internacionais, diretor da revista neutro-à-terra e integrou vários júris de provas públicas de doutoramento e para a carreira do ensino superior.

ENGEBOOK
Família: Eletrotécnica
Subfamília: Instalações Elétricas

Com o apoio de:   

Também disponível em formato e-book
ISBN 978-989-723-204-6



AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

A DEMOCRATIZAÇÃO DA ENERGIA

1. Introdução

Com a introdução da microprodução em Portugal (DL 363/2007) teve início a primeira fase da implementação do solar fotovoltaico. Os consumidores passaram a ser produtores de energia. Com o aumento do preço da eletricidade e a forte descida dos custos do fotovoltaico iremos assistir nos próximos anos à verdadeira democratização da energia através da introdução de conceitos de autoconsumo.

1. Enquadramento

Na última década, a fatura de energia elétrica aumentou continuamente nos diferentes níveis de tensão de alimentação. Este aumento deve-se não só ao aumento da carga fiscal em 2012 (aumento do IVA de 6% para 23%) mas também à cada vez maior contribuição dos custos de interesse económico geral (CIEG's). Os custos de *acesso à rede* e os custos de interesse económico geral representam hoje em dia metade da componente variável e a quase totalidade da componente fixa (potência contratada). A necessidade de incorporar todos os sobrecustos da produção em regime especial (PRE) e em regime ordinária (PRO) aos consumidores, para não aumentar o já elevado nível de défice tarifário na ordem dos 3,7 mil milhões, irá pressionar os CIEG e assim a componente *não dependente* do custo da energia elétrica. Para se ter uma ideia da gravidade da situação, o valor da dívida que cada consumidor português tem junto do sistema elétrico nacional são aproximadamente 570€ (sem IVA) (considerando 6,4 milhões de consumidores [1]). Para a liquidação total da dívida de uma só vez seria necessário aumentar a tarifa elétrica em 0,075€/kWh. O atual Governo tem como meta para 2020/25, poder extinguir o défice tarifário com aumentos máximos anuais de 1,5% acrescento da taxa de inflação.

A sustentabilidade e a estabilidade das tarifas de eletricidade (e défice tarifário) dependem fortemente das políticas nacionais para as energias renováveis e eficiência energética. O atual défice tarifário é constituído por cerca de 90% com os sobrecustos provocados pelas energias renováveis (PRE). Para a futura real implementação em larga escala de produção descentralizada baseada no conceito "prosumidor" (= produtor + consumidor), que teve o seu início com os decretos leis 363/2007 de 2 de Novembro e 34/2011 de 8 de Março, é necessário criar mecanismos que não aumentem mais o défice tarifário.

O autoconsumo solar fotovoltaico pode representar uma solução para os consumidores reduzirem o impacto do aumento da eletricidade e ao mesmo tempo permitir a criação de um mercado solar fotovoltaico sustentável.

2. A solução autoconsumo fotovoltaica

Com a segura subida dos preços de energia e o evidente amadurecimento das soluções fotovoltaicas, novas filosofias de instalação ganham evidência, nomeadamente a filosofia de autoconsumo. Estas instalações fotovoltaicas são instaladas em locais onde existe rede elétrica pública. A produção de energia não visa a venda ao abrigo dos regimes bonificados conhecidos do tipo *feed-in tariff* (micro ou miniprodução) mas sim o consumo no local.

2.1 Autoconsumo instantâneo (100% autoconsumo)

O autoconsumo é a possibilidade de consumir instantaneamente (consumo natural) a energia elétrica (figura 1: área azul) gerada pela instalação fotovoltaica, produzindo uma poupança direta na compra da energia ao comercializador de eletricidade. As instalações são ligadas à rede através de uma rede interior de consumo.

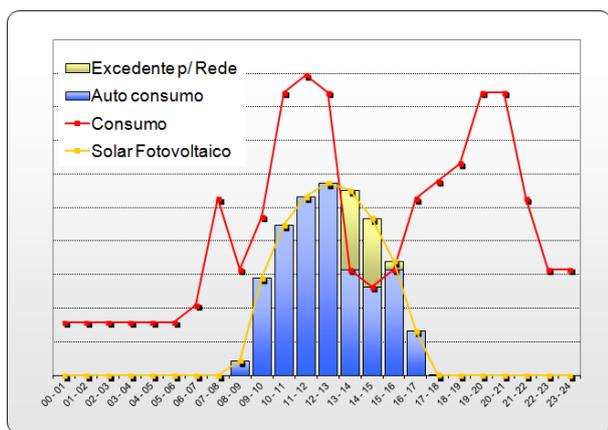


Figura 1. Diagrama de carga (curva vermelha) e produção fotovoltaica (curva amarela).

Esta solução já é aceite em Portugal, todavia é necessário garantir que nenhuma energia seja injetada na rede, existindo já as seguintes soluções técnicas:

- Dimensionar o sistema fotovoltaico (em termos de potência instalada) de forma que a energia produzida ao longo do ano seja sempre inferior ao consumo.
- Utilização de inversores com redução de potência em caso de verificação de produção em excesso. Neste caso, não se está a favorecer um consumo eficiente da energia.
- Implementação de um sistema de ativação de cargas em caso de existência de energia fotovoltaica em excesso. Esta solução representa um consumo muito eficiente da energia renovável. Tem como desvantagem os custos de implementação do sistema de controlo.

2.2 Autoconsumo com injeção de excedentes na rede (RESP)

Se existirem momentos nos quais a produção da instalação supera o consumo, serão gerados *excedentes* de energia (figura 1: área amarela) que poderão ser injetados ou não na rede. No caso da injeção do excedente, estamos a falar de um mecanismo em que a energia vendida à rede (por exemplo pelo comercializador de mercado ou último recurso, CUR) é remunerada a uma tarifa predefinida.

Existem vários modelos e mecanismos de remuneração que podem passar pela atribuição de um crédito ao consumidor pelo comercializador (acertos de contas na fatura mensal de consumo, modelo de *net-metering*) ou pela remuneração ao preço de mercado “spot” pelo comercializador de último recurso.

Estes dois modelos não estão regulados atualmente em Portugal. Tendo em conta a evolução legislativa não é espetável que a atribuição de créditos (*net-metering*) por parte do comercializador seja a solução adotada em Portugal.

2.3 Autoconsumo com armazenamento e injeção de excedentes na rede (RESP)

Para aumentar o grau de autoconsumo da energia gerada faz sentido armazenar temporariamente a energia em excesso numa pequena bancada de baterias com uma capacidade de armazenamento semelhante ao consumo diário. Só depois do completo carregamento, é que a energia em excesso será injetada na rede. Este sistema tem a vantagem de maximizar o aproveitamento da energia fotovoltaica e aumentar o consumo eficiente da energia renovável. A existência do armazenamento, implicará o aumento dos custos de investimento devido às baterias e ao sistema de controlo de carga. Este aumento de investimento é aproveitado pelos fornecedores oferecendo sistemas inteligentes de controlo ativo das cargas, permitindo um aumento autoconsumo.

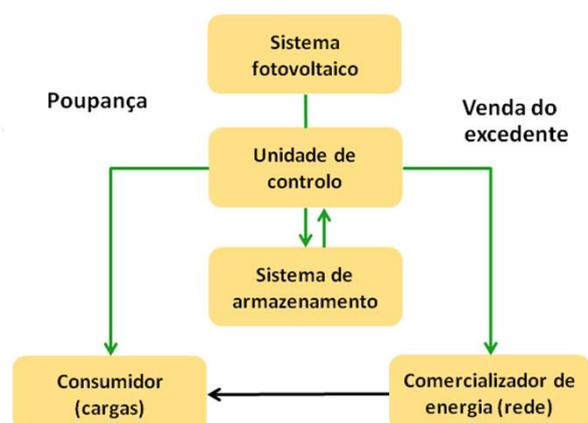


Figura 2. Diagrama de blocos de um sistema de autoconsumo.

Na figura 2 é apresentado o esquema global de um sistema de autoconsumo. O sistema é constituído por um *sistema fotovoltaico*, uma *unidade de controlo* (que em função do seu grau de complexidade monitoriza o consumo e a produção de energia, ativa ou desativa cargas *não contínuas* (exemplo: máquina de lavar roupa ou loiça, aquecimento central, cilindro de água, etc.) atua como controlador de carga das baterias e um *sistema de armazenamento* de energia. O autoconsumo, representa uma maior mais válida em relação à injeção na rede. Enquanto o autoconsumo representa uma poupança económica entre 0,06/kWh a 0,16€/kWh (dependendo do nível de tensão), a venda do excedente à rede representará no futuro um proveito de 0,14€/kWh para clientes BT e 0,05€/kWh a 0,075€/kWh para clientes de MT. É de realçar, que os consumidores domésticos não podem deduzir o IVA podendo os valores de poupança poderem atingir os 0,19€/kWh (semelhantes à tarifa bonificada de 0,196€/kWh para 2013 no regime de microprodução).

Atualmente, o fotovoltaico é visto como um investimento financeiro para obter uma elevada rentabilidade. É permitido a instalação de sistemas com potências de ligação nominais de 3,68kW até 250kW. No futuro, o fotovoltaico terá que ser visto com um investimento de poupança e eficiência energética. Será necessário conhecer e analisar o perfil de consumo (diagrama de carga) do consumidor doméstico e empresarial e encontrar dentro dos vários objetivos a melhor solução técnica.

3. Casos de estudo

Em seguida apresentam-se vários casos de estudo de aplicações de autoconsumo, que vão desde do consumidor doméstico (alguns kW), à pequena e média unidade industrial (algumas dezenas de kW) até a um grande consumidor (superior a 1MW). Com os estes casos de estudo pretendem-se demonstrar a viabilidade económica do autoconsumo e os cuidados a ter no dimensionamento das mesmas e das respetivas limitações.

3.1 Consumidor doméstico

Em seguida é apresentado uma solução técnica e uma análise económica financeira para um consumidor doméstico, localizado na freguesia de Roriz no concelho de Santo Tirso, com uma potência contratada de 3,45 kVA e um consumo anual de energia elétrica de 3300 kWh. O consumidor utiliza o tarifário simples tem uma fatura de eletricidade anual de 738,24 € (tarifas reguladas de janeiro de 2013).

A figura 3 mostra a variação mensal do consumo ao longo do ano, onde se observa um consumo médio mensal de 275 kWh e uma variação significativa entre os meses de verão e inverno da ordem dos 100 kWh.

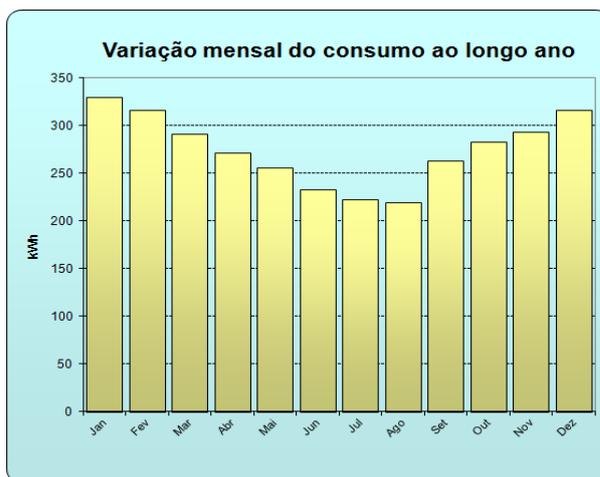


Figura 3. Variação mensal do consumo para um consumidor doméstico.

3.1.1 Nanoprodução – autoconsumo instantâneo

Para obter um elevado grau de autoconsumo da energia produzida, um elevado nível de poupança e evitar a injeção de energia excedentária na rede podemos utilizar a seguinte configuração de sistema:

- Potência instalada: 690 Wp (3 x 230 Wp);
- Inversor: Mastervolt Soladin 600 (ou como alternativa 3 micro inversores);
- Disjuntor DC125V.

O sistema fotovoltaico tem uma produção anual de 840 kWh e é ligado em paralelo com a rede diretamente no quadro geral de baixa tensão (QGBT) ou a uma tomada elétrica. Para proteção do sistema é ligado a um disjuntor DC125V entre o inversor e a tomada elétrica/QGBT. Este sistema será possível obter uma poupança bruta de 25% (840kWh/3300kWh). Como se pode verificar na figura 4, nos meses de inverno a energia produzida é 100% autoconsumida, sendo nos outros meses até 80%. A energia fotovoltaica gerada por este sistema de “nanoprodução”, representa até 40% da energia consumida nos meses de verão. Mesmo com este sistema de pequena escala e com o diagrama de carga “tipo”, 8,5% da energia produzida é excedente. Isto significa que esta energia terá que ser injetada na rede a custo “zero” ou a uma tarifa de venda.

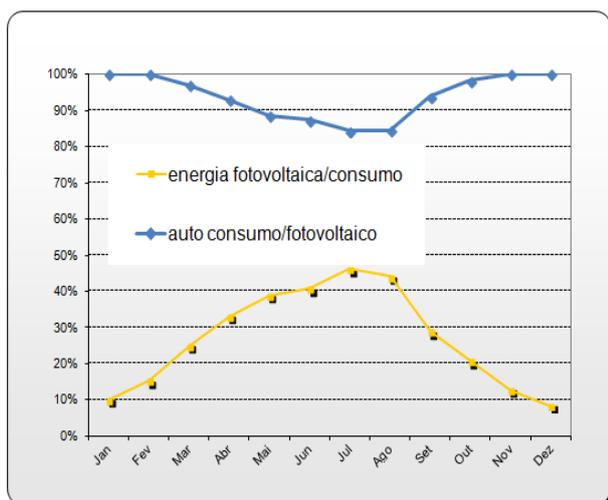


Figura 4. Variação anual do grau de autoconsumo (curva azul) e a relação entre energia gerada e consumida (curva em amarelo).

Estes pequenos kit's de autoconsumo podem ser atualmente adquiridos em diversas lojas online [2]. Com base no preço de aquisição indicado na loja (junho de 2013) de 1.348,08 € (valor com IVA) permite-nos fazer uma pré-avaliação económica financeira do sistema.

Parâmetros iniciais:

Consumo anual: 3300 kWh

Tipo de tarifário: Simples

Valor da tarifa: 0,1756€/kWh

(com IVA e imposto sobre eletricidade)

Valor anual da fatura: 738,24€ (inclui custo da potência contratada que corresponde a 21,5% do valor total da fatura)

Sistema fotovoltaico:

Custo do investimento:	1348,0€
Produção anual:	840 kWh
Autoconsumo:	765 kWh
Energia excedente:	75 kWh
Degradação da produção:	0,5%/ano

Resultados:

Nova fatura energética:	604,00 € (1º ano)
Poupança:	134,45€ (18,2%)
Tempo de amortização:	8 anos
LCOE (a 20 anos):	0,0923 €/kWh

Os resultados mostram, que mesmo utilizando um sistema básico de autoconsumo sem grandes preocupações de eficiência energética consegue-se obter uma poupança de cerca 20% na fatura energética, com tempo de amortização interessante (8 anos) e uma rentabilidade anual do investimento de perto dos 10%. É de realçar, que não consideramos qualquer remuneração para a energia excedente. Considerando os custos de investimento e a produção energética do sistema para um período de 20 anos, obtém um *custo nivelado simples* (LCOE) da energia gerada de 0,0923€/kWh. Este valor mostra que o solar fotovoltaico já atingiu a *paridade da rede* (*grid parity*).

3.1.2 Microprodução: autoconsumo com armazenamento e injeção (“net-metering”)

Em seguida apresentamos um sistema de autoconsumo com capacidade de armazenamento da energia excedente produzida durante o dia que será aproveitada no período noturno. A rede pública complementa sempre que necessário o défice que possa surgir entre produção e consumo no local. Consegue-se assim uma redução significativa na fatura de energia, tão maior quanto mais alargada for a capacidade de aproveitamento das horas de produção solar. Consideramos um sistema fotovoltaico com uma potência nominal de 1,75kVA e uma potência instalada de 1,9kWp. O sistema consiste numa unidade de controlo, um controlador de carga e uma bancada de baterias com uma capacidade de armazenamento de 2,5kWh (cerca de 22% do consumo diário).

Este sistema conseguirá produzir anualmente 2650kWh corresponde a 80% do consumo anual. Na figura 5 apresenta-se os diagramas de carga para o mês de julho com e sem armazenamento considerando o mesmo diagrama de carga tipo (doméstico) e local de instalação (Porto). Da energia gerada (sem armazenamento) 55,1% é autoconsumida e 44,9% é injetada na rede, o que representa um elevado nível de ineficiência energética. Com a utilização da bancada de baterias de 2,5kWh (DOE de 80%) é possível aumentar o grau de autoconsumo para 74,25%, sendo apenas injetada na rede 25,75%.

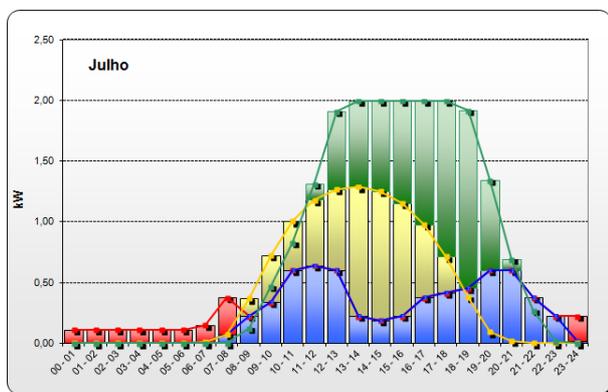
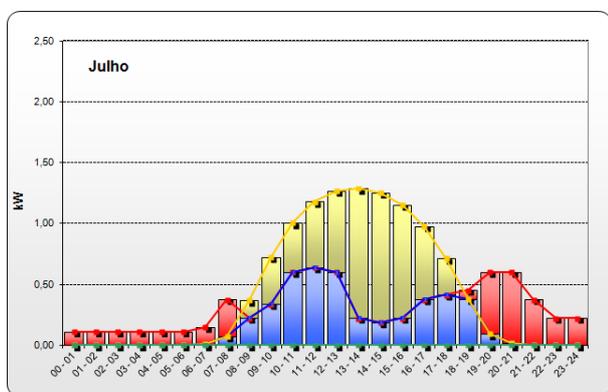


Figura 5. Diagrama de carga (vermelho), produção fotovoltaica (amarelo), autoconsumo (azul) e armazenamento (verde) sem e com capacidade de armazenamento para o mês de julho.

No mercado existem várias soluções técnicas que permitem o armazenamento e injeção, desenvolvidas na sua maioria pelos fabricantes de inversores como (exemplo a SMA, Fronius, Kaco, Nedap entre outros) ou painéis fotovoltaicos (Solarworld, Solon).

Este tipo de soluções são muito utilizadas na Alemanha devido ao incentivo do autoconsumo através da majoração da energia injetada na rede. É necessário fazer uma análise cuidadosa do perfil de consumo do cliente para analisar se é vantajoso utilizar um sistema de autoconsumo com um sistema de armazenamento.

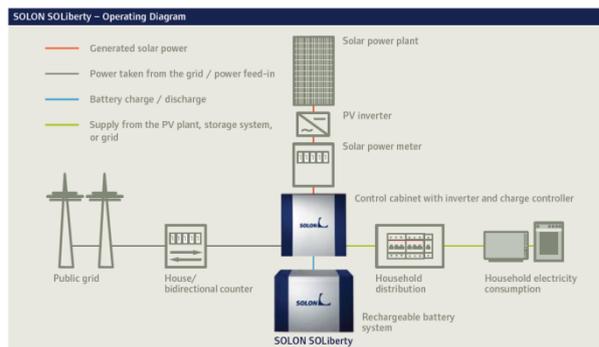


Figura 6: Solução tecnológica (SOLON SOLiberty) de um sistema de autoconsumo com armazenamento e injeção na rede da empresa Solon [3].

Para o perfil de consumo do cliente doméstico acima referenciado apresentamos em seguida uma análise económica para o caso de um sistema de maior potência (potência injetada igual a metade da potência contratada, segundo os requisitos do DL da micro e miniprodução). Nesta análise consideramos que a energia excedente é vendida à rede a uma tarifa igual à tarifa simples de 0,1428€/kWh (em janeiro de 2013, sem IVA) atualizada anualmente a uma taxa de inflação de 2% (mesmo modelo ao utilizado no regime geral da microprodução). Para o sistema de armazenamento consideramos um custo médio de 500€ por kWh de capacidade de energia armazenada (valor sem IVA). É de realçar que esta solução “net-metering” não é aplicável em Portugal.

a) Sistema autoconsumo sem armazenamento

Custo do investimento:	4423,6€
Autoconsumo:	1461kWh (55,1%)
Energia excedente:	1189 kWh

Resultados:

Nova fatura energética:	311,83€ (1º ano)
Poupança:	426,41€ (57%)
Tempo de amortização:	9 anos
LCOE (a 20 anos):	0,0874 €/kWh

análise consideramos que a energia excedente é vendida à rede a uma tarifa igual à tarifa simples de 0,1428€/kWh (em janeiro de 2013, sem IVA) atualizada anualmente a uma taxa de inflação de 2% (mesmo modelo ao utilizado no regime geral da microprodução)

b) Sistema autoconsumo com armazenamento

Custo do investimento:	5961,1€
Autoconsumo:	1968kWh (74,25%)
Energia excedente:	682 kWh

Resultados:

Nova fatura energética:	443,04 € (1º ano)
Poupança:	134,45€ (40%)
Tempo de amortização:	11 anos
LCOE (a 20 anos):	0,1179 €/kWh

Uma análise comparativa destes três sistemas para o caso de um consumidor doméstico e perfil de carga típico permitem tirar as seguintes conclusões:

a) Para uma melhor otimização económica financeira é importante conhecer o perfil de consumo diário e anual porque os custos de geração fotovoltaico são sempre inferiores às tarifas de consumo (no caso do doméstico);

b) Quanto maior o grau de autoconsumo maior a rentabilidade financeira (menor tempo de amortização do investimento) devido à diferença entre a tarifa de venda da energia excedente e a tarifa de consumo;

c) O aumento do autoconsumo com a utilização de um sistema com capacidade de armazenamento não é, em geral, economicamente rentável devido ao elevado custo atual das baterias;

d) Para maximizar a eficiência económica financeira será necessário selecionar o melhor tipo de tarifário (simples, bi-horário, tri-horário).

O futuro objetivo chave na implementação de um sistema de autoconsumo será a maximização do autoconsumo. Para isso será necessário poder controlar as cargas de consumo e adequar os tarifários horários.

Soluções de monitorização de produção e consumo que permitem ativar e desativar cargas permitindo maximizar o autoconsumo.

É possível instalar elementos automáticos que ativem consumos “livres de horário” como por exemplo, o lava louças, aquecedores ou ar condicionado. No mercado existem produtos como o *Sunny Home Manager* da SMA [4] que permitem aproveitar os excessos de energia produzida durante o dia.

Através deste sistema poderíamos, por exemplo, automatizar a ligação do lava louças para que o excedente não seja injetado na rede. Desta forma, teríamos um consumo mais eficiente da energia e injetaríamos na rede a menor quantidade possível de energia.

Também se pode instalar um sistema de redução de potência, ainda que com isto não favoreçamos um consumo eficiente da energia. Segundo a figura 7, se o contador mede um fluxo baixo de corrente no edifício (pré fixado um limite no PLC) o PLC manda um sinal à Webbox (1-100% redução de potência).

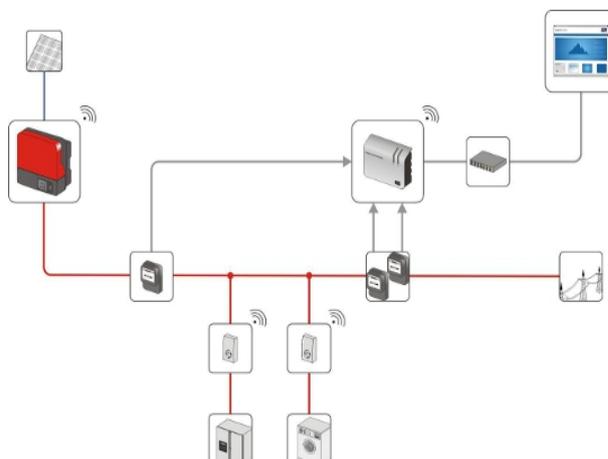


Figura 7. Solução Sunny Home Manager da SMA [4].

Os inversores reduzem a sua potência ativa. Tão rápido como o fluxo de corrente da vivenda supera o limite (por exemplo, a máxima potência do sistema fotovoltaico) o PLC já não volta a enviar o sinal de redução de potência. Este sistema já está disponível atualmente.

3.2 Consumidores industriais

Em seguida apresentamos a aplicação do autoconsumo fotovoltaico em consumidores industriais com um nível de tensão de MT. Nestes casos é necessário fazer uma análise detalhada do tarifário horário, diagrama de carga e dimensionar o sistema fotovoltaico de forma maximizar a eficiência energética. Devido às relativamente baixas tarifas de energia e de acesso à rede em MT, é necessário dimensionar um sistema fotovoltaico que não gere energia excedente. Em seguida apresentamos um estudo de caso para um consumidor industrial.

Dados do consumidor:

Localização:	Braga
Potência contratada:	180 kVA
Consumo Anual:	515,88 MWh
Valor da fatura	52400 €
Tarifa média efetiva:	0,1016 €/kWh

Para o dimensionamento da central foi feito uma análise do diagrama de carga e consumo anual para os diferentes horários tarifários (ver figura 8).

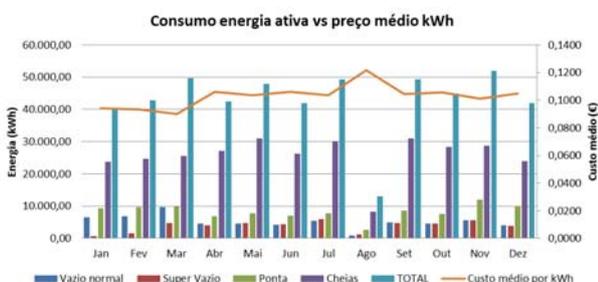


Figura 8. Variação do consumo anual para os 4 tarifários horários e a variação da tarifa média [6].

Dados do sistema fotovoltaico:

Potência instalada:	103,5kWp
Produção anual estimada:	144 MWh
Valor do investimento:	119.000 € (sem IVA)
Energia autoconsumida:	124 MWh (86,25%)
Energia excedente:	20 MWh (13,75%)
LCOE (20 anos + 7% rent.):	0,070 €/kWh

Resultados:

Nova fatura energética:	40.560 € (1º ano)
Tarifa média efetiva:	0,0786 €/kWh
Poupança:	11.840€ (21,5%)
Tempo de amortização:	10 anos

Para consumidores de MT com consumos médios a elevados (centenas de MWh) em princípio não fará sentido a instalação de sistemas de armazenamento devido ao elevado custo que implicaria. Da análise dos resultados obtidos podemos concluir que a implementação da central fotovoltaica permite a redução do valor da fatura em 21,5% (referente a 2012) e uma redução da energia adquirida ao comercializador em 24%. Este valor pode ser aumentado através de uma melhor adaptação dos consumos na unidade industrial à produção fotovoltaica ao longo do dia. Em termos, económico-financeiros a energia elétrica fotovoltaica resulta numa aquisição de uma quantidade de energia com um preço predefinido e previsível. É um processo semelhante a comprar energia a um preço fixo no mercado de “futuros” (OMIEP). Neste caso estaríamos a fazer de comparar cerca de 24% a um custo de geração (LCOE) de 0,07€/kWh. No valor de LCOE indicado está incluído uma taxa de rentabilidade bruta do capital investido de 7%. Mesmo considerando uma taxa de rentabilidade relativamente elevado, os custos com a aquisição de energia elétrica para este consumidor industrial de pequena média dimensão passa de uma tarifa média efetiva de 0,1016€/kWh para 0,0786€/kWh. O valor do investimento de 119.000€ (1,15€/Wp) corresponde a um valor que real de instalação em Agosto de 2012 para a instalação de uma unidade de miniprodução com ligação à rede. A energia excedente de cerca 13,75% deve-se aos dias em que não existe laboração na unidade de produção (fins de semana e período de férias no mês de agosto).

3.3 Consumidores de grande consumos

Para demonstrar que o fotovoltaico em regime de autoconsumo é uma alternativa muito interessante não só para o setor doméstico e para empresas ou consumidores de pequena média escala, apresentamos em seguida um estudo da viabilidade económico financeiro realizado pela empresa Painei da Harmonia SA para o Estádio do Dragão. O Estádio do Dragão é um consumidor com consumos de médio a grande escala e com potências contratadas superiores a 1MW.

Para estes tipos de consumidores, a implementação do fotovoltaico em autoconsumo, exige uma análise técnica muito cuidadosa. Em termos de passos de análise e posterior dimensionamento da unidade de autoconsumo é necessário executar os seguintes:

1. Análise detalhe dos consumos diários e mensais do local de consumo.
2. Análise da fatura e tarifários existentes
3. Dimensionamento da unidade de autoconsumo tendo como base a maximização da utilização de energia gerada (injeção na rede zero).
4. Análise final da viabilidade económica financeira do projeto e o respetivo impacto nos custos de energia.

A distribuição dos consumos nos quatro horários tarifários (tetra horário) mostra que 75% é realizado em Ponta e Cheia. Partindo desta informação global pode-se desde já concluir que a implementação de uma unidade de fotovoltaica em autoconsumo é aplicável. Como é de esperar, num recinto desportivo complexo como é o caso do Estádio do Dragão, a variação diária e o consumo total pode ser dividido em três segmentos: i) dias com jogos ou eventos; ii) dos dias da semana uteis; iii) fins de semana e feriados. Na figura 9 apresenta-se o diagrama de carga para diferentes dias típicos.

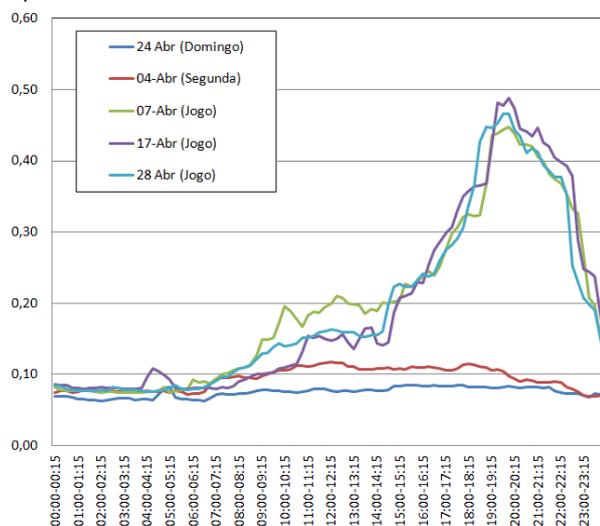


Figura 9. Diagramas de carga para diferentes dias tipos [6].

Dos diagramas de cargas apresentados verifica-se, como era de esperar, uma diferença significativa em termos de variação e valor absoluto do consumo entre dias com e sem de jogos. Verifica-se, que mesmo quando os jogos decorrem à noite, o consumo durante o dia em dias de jogo é superior em comparação com dias sem jogos. Com o objetivo de evitar a injeção de energia na rede (que seria completamente desprezada) dimensionou-se um sistema fotovoltaico com a seguinte configuração técnica:

Dados do sistema fotovoltaico:

Potência instalada: 690 kW/732kWp
 Produção anual: 963 MWh (1º ano)
 LCOE (20 anos): 0,06575 €/kWh

A central fotovoltaica tem uma potência nominal de 690 kW e uma potência instalada de 732 kWp. Os painéis são montados na cobertura do estádio com a configuração que se pode verificar na imagem 3D da figura 10. Como estamos a falar de uma central fotovoltaica em regime de autoconsumo a energia é injetada diretamente nos quadros de baixa tensão QBT existentes no Estádio do Dragão. A figura 11 apresenta o diagrama de carga para um dia com “consumo standard” (dia sem jogo) durante a semana (curva: azul) sem a implementação da central fotovoltaica e os diagramas de cargas para os meses de Janeiro, Fevereiro e Junho. Como se pode verificar, mesmo no mês de Agosto, com maior geração de energia, com o dimensionamento definido toda a energia será autoconsumida. Na tabela abaixo apresenta-se com detalhe a variação do consumo mensal com e sem autoconsumo (tendo por base 2011) bem como a respetiva geração de energia fotovoltaica.



Figura 10. Implementação em 3D da central fotovoltaica na cobertura do Estádio do Dragão [5].

Nos meses de verão (Junho, Julho, Agosto) a geração através do solar fotovoltaico representa em média 43% do consumo mensal no Estádio do Dragão. Em termos de média anual, a unidade de autoconsumo permite reduzir o consumo de energia elétrica da rede (comercializador) em 26,8%.

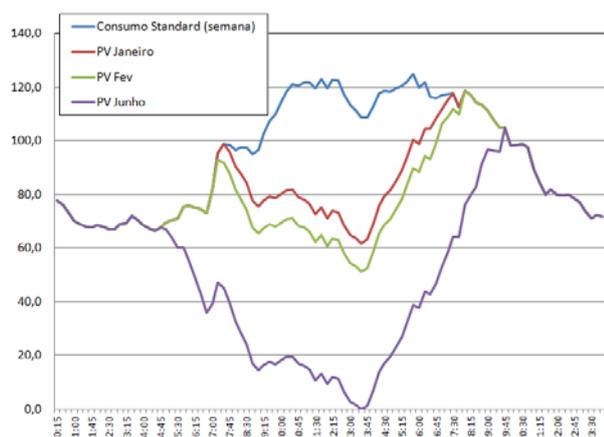


Figura 11. Variação mensal do consumo com e sem autoconsumo bem como a produção da central fotovoltaica [6].

Mês	Actual	Com auto consumo		
	Energia Consumida (kWh)	PV Ene (kWh)	Energia Consumida (kWh)	Poupança (%)
Jan	314.656	40.641	293.320	6,8%
Fev	311.607	45.711	235.796	24,3%
Mar	283.642	81.343	227.679	19,7%
Abr	318.729	92.726	207.124	35,0%
Mai	300.621	116.677	184.966	38,5%
Jun	300.664	125.267	159.854	46,8%
Jul	272.737	122.363	162.745	40,3%
Ago	318.462	118.187	176.078	44,7%
Set	300.332	88.899	210.951	29,8%
Out	320.942	63.404	252.997	21,2%
Nov	271.251	38.191	246.902	9,0%
Dez	279.823	29.536	272.107	2,8%
	3.593.466	962.947	2.630.519	26,8%

Tabela 1. Variação mensal do consumo com e sem autoconsumo bem como a produção da central fotovoltaica [6].

Numa análise económico financeira o custo nivelado da energia produzida (LCOE) para um período de vida útil da central fotovoltaica de 20 anos e uma taxa de rentabilidade bruta dos capitais investidos de 7% é igual a 65,75€/MWh.

Com base nas tarifas de energia e de acesso à rede, a redução de aquisição de energia resultará numa redução da fatura energia em 26%. O tempo de retorno do investimento será de 10 anos tendo em conta o valor total de investimento.

Este exemplo mostra que mesmo consumidores com médio a grande consumo, e que beneficiam de preços de eletricidade no mercado liberalizado baixas, a utilização de centrais fotovoltaicas em autoconsumo podem ser uma forma de reduzir a médio prazo os custos energéticos.

4. Conclusão

Os casos de estudo aqui apresentados mostram claramente que a solução da utilização do solar fotovoltaico para a produção de energia elétrica em regime de autoconsumo é economicamente sustentável e interessante. A implementação de um projeto de autoconsumo vai exigir por parte dos agentes de mercado uma mudança de abordagem junto dos consumidores. O fotovoltaico vai passar de um investimento financeiro para principalmente uma medida de eficiência energética. Será necessário ter um conhecimento do perfil de consumo e avaliar com o consumidor a melhor solução técnica. Em vez da implementação soluções standard (soluções *copy - paste*) como acontece neste momentos com a micro e miniprodução, será necessário realizar um estudo e projetar soluções em que a relação custo/benefício tem de ser maximizada.

Bibliografia

[1] Apresentação de Manuel Azevedo com título "A evolução do défice tarifário", na Conferência sobre Remuneração de Parcerias Público-Privadas, ISEP, 24 de maio de 2013

[2] Páginas de internet: www.solarshop.pt, www.efimarket.pt

[3] Solon: www.solon.com

[4] SMA: Sunny Home Manager da SMA (www.sma.de)

[5] Desenvolvido pela empresa Martifer Solar, SA para a empresa Painel da Harmonia, SA.

[6] Informação prestada pela empresa Painel da Harmonia, SA

Página deixada intencionalmente em branco!

MINIPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

VENDA À REDE Vs AUTOCONSUMO

1. Introdução

A miniprodução consiste numa atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade que recorre a recursos renováveis com base em apenas uma só tecnologia, e entrega à rede pública eletricidade que será remunerada, na condição de que exista um consumo efetivo no local da instalação e a potência de ligação à rede tenha valor igual ou inferior a 250 kW. Esta adequa-se principalmente a empresas que responsáveis por consumos de energia elétrica elevados. A remuneração desta atividade engloba dois regimes à escolha, o regime geral e o regime bonificado, sendo as condições para cada um destes casos as seguintes:

Regime Geral: A potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada com um máximo de 250 kW, sendo ainda necessário que a energia consumida na instalação seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela unidade de miniprodução. A venda de eletricidade neste regime rege-se pelo regime ordinário segundo as condições de mercado.

Regime Bonificado: Seguindo as condições anteriormente descritas relativamente ao regime geral, é também obrigatório ter em atenção outras condições:

- Previa comprovação, à data do pedido de inspeção, da realização de auditoria energética que determine a implementação de medidas de eficiência energética, com o seguinte período de retorno:

- a) Escalão I (até 20 kW): 2 anos;
- b) Escalão II (de 20 kW até 100 kW): 3 anos;
- c) Escalão III (de 100 kW até 250 kW): 4 anos.

A dinâmica legislativa que se tem vindo a fazer sentir nos últimos tempos com a possibilidade de se fazer autoconsumo, faz com que comece a fazer sentido estudar as diversas alternativas ao dispor dos produtores/consumidores.

O aumento dos preços da energia elétrica que todos os anos se fazem sentir e a redução do preço da venda da energia faz com que o autoconsumo possa ser uma alternativa mais interessante do que a venda da energia à rede elétrica de serviço público.

2. Legislação Associada

De acordo com a portaria nº 285/2011 de 28 de Outubro, a atualização do valor da percentagem de redução anual da tarifa de referência aplicável no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução, bem como da quota anual de potência disponível para alocação, a partir de 2012, inclusive.

Mais recentemente, a Portaria n.º 430/2012, de 31 dezembro veio fixar em 30 %, com efeitos a partir de 2013, inclusive, o valor da redução anual da tarifa de referência aplicável no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução de fonte solar com tecnologia fotovoltaica.

Consequentemente, a tarifa de referência aplicável em 2014 no âmbito do regime remuneratório bonificado da atividade de miniprodução com tecnologia solar fotovoltaica ficou estabelecida em € 106/MWh e para as demais tecnologias em € 159/MWh. Neste contexto, cabe ao diretor-geral de Energia e Geologia, mediante despacho, divulgar o valor da tarifa de referência e a quota de potência de ligação a alocar, bem como estabelecer a programação temporal da referida alocação.

Com a recente publicação do Decreto-Lei 153/2014 estabeleceu-se o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, sendo possível também fazer a ligação à rede elétrica pública.

Ou seja, com a publicação deste Decreto-Lei passa a ser possível a atividade de produção de energia elétrica para satisfação das próprias necessidades da instalação, sem prejuízo do excedente, a existir, poder ser injetado na rede elétrica de serviço público.

3. Softwares de apoio

Existem algumas ferramentas informáticas que são úteis para desenvolvimento de estudos no âmbito da tecnologia fotovoltaica. O software PVGIS é uma ferramenta que funciona online e que gera uma estimativa dos valores de energia produzida através de um sistema fotovoltaico. Este tipo de softwares é muito útil pois permite obter dados de produção necessários para efetuar os sempre importantes estudos económicos de uma instalação.

Esta aplicação necessita da inserção de alguns dados, tais como, a quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema em cálculo, a inclinação dos painéis e a orientação dos mesmos. O programa, por sua vez, efetua o cálculo da energia elétrica gerada, diária ou mensal, para cada um dos respetivos meses do ano.

Paralelamente, poder-se-á utilizar o *software Sunny Design da SMA*, que é um auxílio ao projeto da instalação e permite também verificar a coerência dos dados obtidos. Nesta ferramenta inserem-se os parâmetros básicos do sistema, tais como a localização da central fotovoltaica, a quantidade de módulos e o respetivo fabricante, a inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos e a escolha do inversor a utilizar. Este *software* gera gráficos com a configuração das ligações necessárias, o dimensionamento da cablagem, juntamente com uma análise técnica e económica do projeto, gerando um documento com todas estas indicações.

Existem ao dispor dos projetistas inúmeras ferramentas de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, evitando-se cometer erros graves de dimensionamento e permitindo trabalhar com dados muito fidedignos sobre o potencial fotovoltaico do local da instalação de produção.

4. Autoconsumo Vs venda à rede

Ao utilizar-se sistemas fotovoltaicos com o intuito de se fazer 100% de venda da energia à rede, toda a produção de energia da central fotovoltaica será remunerada com uma tarifa constante durante 15 anos. Dado que o tempo de vida médio dos painéis ronda os 20 anos, terminando o prazo da bonificação, podem sempre ser usados para autoconsumo. Por outro lado, usando-se sistemas fotovoltaicos com o intuito de se fazer 100% de autoconsumo, toda a energia produzida pela central fotovoltaica será consumida pelo próprio produtor onde esta se encontra instalada. Estes sistemas são as instalações do futuro, uma vez que a sua produção serve para assegurar uma parte dos consumos numa instalação, durante o período em que o preço da energia elétrica é o menos favorável para o consumidor. É possível também, caso haja excedente de produção, injetar a energia à rede elétrica, obviamente a um preço que não pode ser bonificado. De referir também que se a unidade de produção renovável for da tecnologia fotovoltaica, se está a produzir energia nas horas em que o preço da energia é mais penalizador para o consumidor, estando também a reduzir-se a potência nas horas de ponta da instalação, fazendo com que a redução na tarifa seja ainda maior.

5. Caso Prático

Para a implementação de uma central de miniprodução fotovoltaica, analisaram-se os consumos de um estabelecimento comercial, assim como a quantidade de módulos a instalar e a potência de cada um destes com o fim de se obter a potência de ligação do sistema.

O sistema será composto por 700 painéis de 250 Wp, instalados no telhado da instalação, com um ângulo de inclinação de 35° e o azimute de 0°.

Utilizando-se o software PVGIS, com a inserção dos dados necessários, foi possível obter-se dados acerca da produção de eletricidade média diária e mensal do sistema fotovoltaico em estudo, assim como a soma média diária de irradiação global por metro quadrado recebida pelos

módulos, também diária e mensal. Todas estas variáveis motor e, como tal, uma nova velocidade de funcionamento.

Verificando-se que a instalação se rege por ciclo semanal, e uma vez que os painéis fotovoltaicos só produzem energia na presença radiação solar, contabilizou-se o número de horas de ponta e cheias para o horário legal de Inverno e Verão. Desta forma, obteve-se a energia diária em horas de ponta e em horas de cheias.

Para inicializar o estudo, efetuou-se uma análise total à faturação do estabelecimento comercial, para posteriormente se verificar qual a poupança obtida com a implementação do sistema fotovoltaico.

Para se elaborar uma análise mais aprofundada, decidiu-se visualizar os consumos mensais representados num diagrama de carga, prevendo que todos os dias pertencentes ao mesmo mês se comportam de igual forma.

Sendo os consumos regidos por um ciclo semanal, efetuou-se a divisão das 24h do dia em horas de ponta, cheias, vazio e super vazio. Esta divisão foi feita de diferente forma para os dias de semana, sábados e domingos, assim como para Inverno e Verão.

Na figura 1 é apresentada a forma como se introduzem os dados do projeto no software PVGIS.

Foram feitas as simulações de produção do sistema fotovoltaico para os diversos meses do ano, que se encontram apresentadas na tabela 1.

Tabela 1. Produção do sistema fotovoltaico

	En. Diária (kWh)	En. Mensal (kWh)
Fevereiro	561	15700
Março	661	20500
Abril	695	20900
Maio	746	23100
Junho	804	24100
Julho	848	26300
Agosto	838	26000
Setembro	772	23200
Outubro	579	17900
Novembro	430	12900
Dezembro	413	12800
Média Anual	647	19700

New: PVGIS modified to use Google Maps version 3. [Click here to read about it.](#)

Europe Africa

e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E"

marco de canaveses Search

cursor position: 41.255, -7.977
selected position: 41.185, -8.148

Latitude: Longitude: Go to lat/lon

Mapa Satélite

PV Estimation Monthly radiation Daily radiation Stand-alone PV

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Climate-SAF PVGIS [What is this?]

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power 164 kWp

Estimated system losses [0;100] 10 %

Fixed mounting options:

Mounting position: Free-standing

Slope [0;90] 35 ° Optimize slope

Azimuth [-180;180] 0 ° Also optimize azimuth

(Azimuth angle from -180 to 180. East=90, South=0)

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

Inclined axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

2-axis tracking

Horizon file: Escolher ficheiro Nenhum ficheiro selecionado

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

Calculate [help]

Figura 1. Exemplo dos dados do projeto a introduzir no PVGIS

Calculou-se, assim, a potência média diária em horas de ponta, cheias, vazio e super vazio e a potência média diária em horas de ponta e cheias relativamente à produção do sistema fotovoltaico. Para a análise gráfica mensal dos diagramas de carga fez-se a associação das potências médias diárias às respetivas horas do dia, tanto para visualizar o consumo do estabelecimento assim como a produção do sistema fotovoltaico.

As figuras 2 e 3 traduzem diagramas de carga mensais aproximados, assumindo a existência de erros pois na realidade os diagramas não são lineares. Analisando os diagramas de carga, verificou-se que a produção do sistema fotovoltaico nunca ultrapassa o consumo de energia da instalação, favorecendo o autoconsumo. Caso a produção da central fotovoltaica ultrapassa-se o consumo da instalação, o excedente de energia seria vendido à rede.

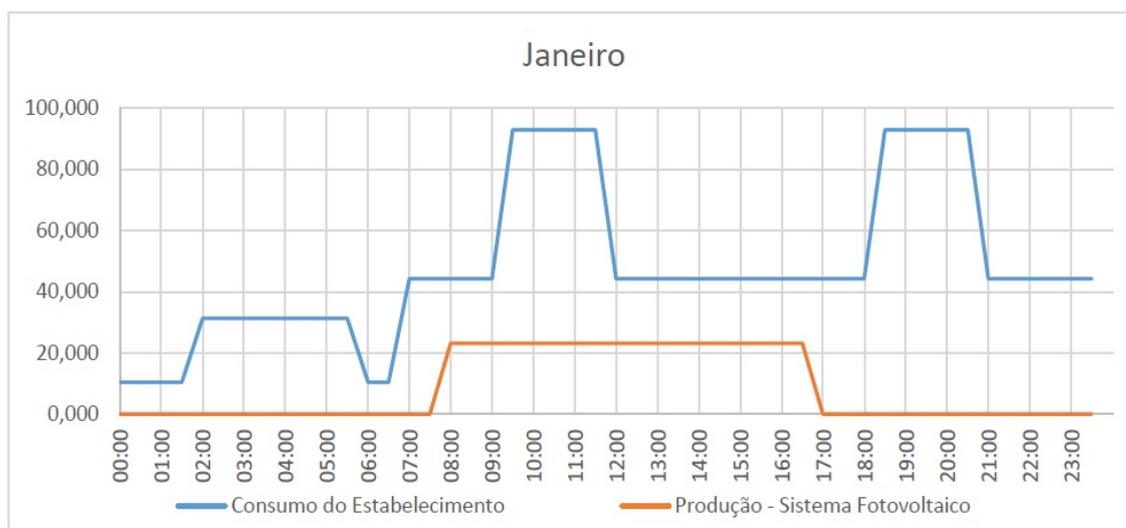


Figura 2. Diagrama de carga referente a um mês de Inverno

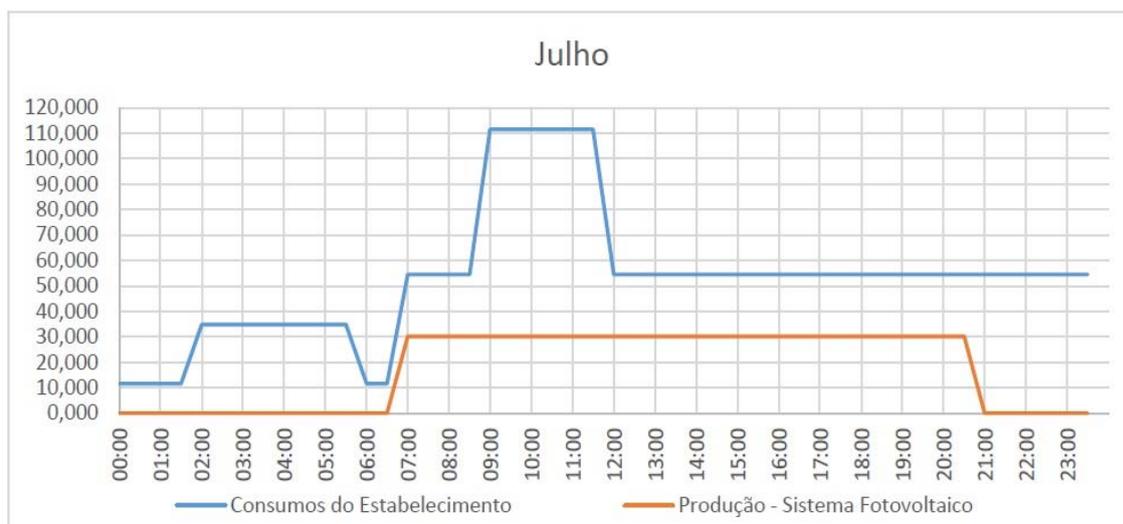


Figura 3. Diagrama de carga referente a um mês de Verão.

Um dos cenários em estudo foi o da instalação de um sistema fotovoltaico com 100% da sua produção de energia utilizada para venda à rede.

Uma vez que os painéis fotovoltaicos produzem somente energia nas horas de ponta e cheias, através dos dados relativos à produção gerada pelo *software* PVGIS, obteve-se o retorno monetário dos termos de energia variável em horas de ponta e cheias com a venda à rede.

Tabela 2. Lucro no cenário 100% venda da energia à rede.

Mês	Lucro(€):
Janeiro	1 370,26 €
Fevereiro	1 665,05 €
Março	2 172,05 €
Abril	2 210,10 €
Maio	2 451,36 €
Junho	2 556,72 €
Julho	2 786,53 €
Agosto	2 753,67 €
Setembro	2 454,96 €
Outubro	1 902,59 €
Novembro	1 367,40 €
Dezembro	1 357,12 €
TOTAL ANUAL:	25 047,80 €

Outro cenário em estudo foi o de 100% autoconsumo, ou seja, toda a produção de energia gerada pela miniprodução será consumida pela própria indústria, de modo a obter-se uma redução de consumos em horas de ponta e cheias. Neste cenário, teve-se em conta a redução do consumo de potência em horas de ponta.

Tabela 3. Lucro no cenário 100% autoconsumo.

Mês	Poupança(€):
Janeiro	1 506,85 €
Fevereiro	1 828,73 €
Março	2 434,70 €
Abril	2 560,94 €
Maio	2 831,24 €
Junho	3 037,12 €
Julho	3 185,25 €
Agosto	3 216,22 €
Setembro	2 844,67 €
Outubro	2 123,19 €
Novembro	1 522,44 €
Dezembro	1 521,23 €
TOTAL ANUAL:	28 612,59 €

Comparando estes dois cenários em estudo, verificou-se que seria mais vantajoso para o cliente o sistema de autoconsumo face ao de venda à rede. De facto, a poupança é maior em autoconsumo, pois as tarifas aplicadas são elevadas e com tendência a aumentar ao longo dos anos, para além de se efetuar uma grande redução de custos com a diminuição da potência em horas de ponta. A venda à rede apresenta menor poupança, pois a tarifa aplicada acarreta um valor pequeno, com tendência a decrescer no futuro.

Devido à crescente subida de preço da energia, analisaram-se dois cenários de aumento dos preços da energia: um de aumento de 1,5% e outro de 3% ao ano, com o fim de comparar a venda à rede e o autoconsumo, verificando qual a solução mais vantajosa a longo prazo.

A tabela 4 apresenta o resultado da comparação entre os ganhos obtidos com um sistema fotovoltaico utilizado para venda da totalidade da energia à rede e com o autoconsumo total da energia, considerando que o preço da energia elétrica aumenta 1,5% anualmente.

Tabela 4. Simulação para aumento de 1,5% do preço da energia.

ANO	LUCRO AUTO-CONSUMO	LUCRO VENDA À REDE	Diferença
1	28 612,59 €	25 047,80 €	3 564,79 €
2	29 041,78 €	25 047,80 €	3 993,98 €
3	29 477,40 €	25 047,80 €	4 429,60 €
4	29 919,57 €	25 047,80 €	4 871,77 €
5	30 368,36 €	25 047,80 €	5 320,56 €
6	30 823,88 €	25 047,80 €	5 776,08 €
7	31 286,24 €	25 047,80 €	6 238,44 €
8	31 755,54 €	25 047,80 €	6 707,74 €
9	32 231,87 €	25 047,80 €	7 184,07 €
10	32 715,35 €	25 047,80 €	7 667,55 €
11	33 206,08 €	25 047,80 €	8 158,28 €
12	33 704,17 €	25 047,80 €	8 656,37 €
13	34 209,73 €	25 047,80 €	9 161,93 €
14	34 722,88 €	25 047,80 €	9 675,08 €
15	35 243,72 €	25 047,80 €	10 195,92 €

A tabela 5 apresenta a mesma simulação dos dois sistemas mas considerando um aumento do preço da energia de 3% anualmente.

Tabela 5. Simulação para aumento de 3% do preço da energia.

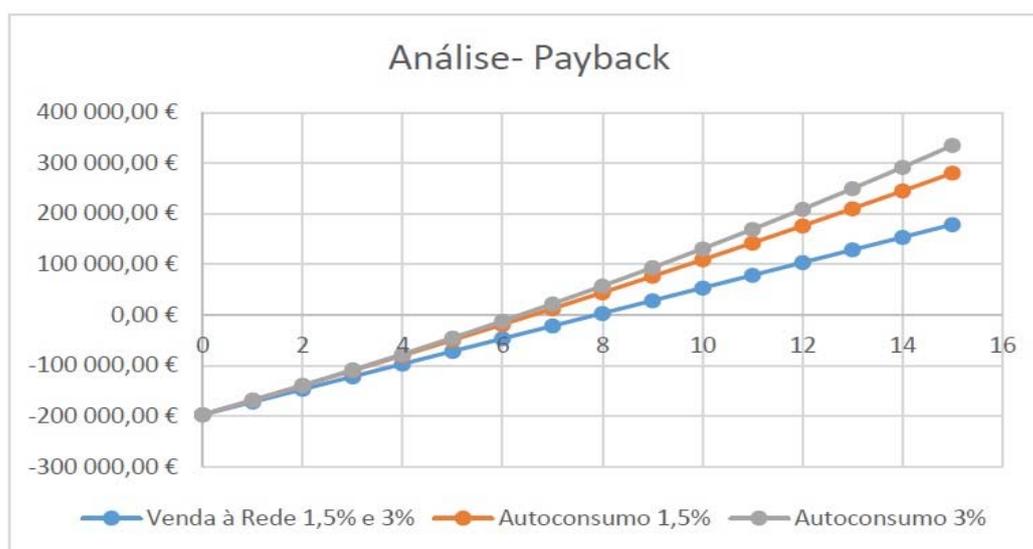
ANO	LUCRO AUTO-CONSUMO	LUCRO VENDA À REDE	Diferença
1	28 612,59 €	25 047,80 €	3 564,79 €
2	29 470,97 €	25 047,80 €	4 423,17 €
3	30 355,10 €	25 047,80 €	5 307,30 €
4	31 265,75 €	25 047,80 €	6 217,95 €
5	32 203,72 €	25 047,80 €	7 155,92 €
6	33 169,83 €	25 047,80 €	8 122,03 €
7	34 164,93 €	25 047,80 €	9 117,13 €
8	35 189,88 €	25 047,80 €	10 142,08 €
9	36 245,57 €	25 047,80 €	11 197,77 €
10	37 332,94 €	25 047,80 €	12 285,14 €
11	38 452,93 €	25 047,80 €	13 405,13 €
12	39 606,51 €	25 047,80 €	14 558,71 €
13	40 794,71 €	25 047,80 €	15 746,91 €
14	42 018,55 €	25 047,80 €	16 970,75 €
15	43 279,11 €	25 047,80 €	18 231,31 €

Uma vez que a tarifa de venda à rede se mantém constante durante 15 anos, os cálculos elaboraram-se apenas para esse período. Findo este prazo, a tarifa para a venda de energia irá diminuir, o que fará com que o lucro seja cada vez menor com a venda à rede. Com estes aumentos hipotéticos do preço de energia em 1,5 e 3%, mesmo para o caso de menor aumento, torna-se claro que o autoconsumo é uma opção economicamente mais interessante. Assim, quanto maior for o preço da energia, mais lucro gerará o autoconsumo.

Para o cálculo dos ganhos com o autoconsumo considera-se que para além dos ganhos com a produção da energia através do sistema fotovoltaico, também se reduz uma componente da tarifa de energia que é a potência nas horas de ponta. Como o sistema fotovoltaico produz grande parte da energia no período das horas de ponta, o valor da potência das horas de ponta é reduzido, conseguindo-se assim ganhos na componente tarifária da energia elétrica ativa e na componente da potência das horas de ponta.

Outro dado muito relevante para o cliente para além da poupança é o tempo de retorno do investimento. Como tal, calculou-se um valor de recuperação anual de modo a obter-se em que momento o valor do investimento é recuperado pelo cliente.

A figura 4 apresenta o resultado do estudo de cálculo do retorno do investimento.

Figura 4. Análise do *payback* com venda à rede e autoconsumo.

6. Conclusão

Sendo a energia solar um meio renovável e facilmente reabastecido, o recurso a sistemas fotovoltaicos será sem dúvida um item do futuro com visão na redução de custos com eletricidade.

Com a análise dos consumos de uma indústria consegue-se criar um leque de cenários capazes de reduzir a faturação associada aos mesmos.

De modo a verificar qual a opção mais vantajosa para determinada miniprodução, efetuou-se um estudo assumindo que toda a energia produzida seria vendida à rede (100% venda à rede), paralelamente a outro, em que a energia produzida pelo sistema seria somente para próprio consumo (100% autoconsumo).

Para melhor se conhecer o perfil do consumidor, elaboraram-se diagramas de carga referentes a cada um dos meses do respetivo ano.

Com o consumo da instalação e produção do sistema fotovoltaico, verificou-se que não existiam momentos nos quais a produção da instalação superava o consumo, logo não eram gerados excedentes de energia, concluindo-se que o autoconsumo seria mais vantajoso e em nenhum momento se utilizaria a venda à rede.

Todos os cenários em estudo apresentavam, de facto, uma redução económica, comprovando-se que o mais vantajoso seria o de 100% autoconsumo, seguindo-se o sistema de 100% venda à rede .

Com a constante subida de preços de energia e o aumento de preço da tarifa de compra à rede, o autoconsumo revela uma maior poupança, aumentando gradualmente ao longo dos anos, tornando menor o tempo de amortização do investimento na implementação desta solução.

O aumento do preço da eletricidade e a descida de custos dos sistemas fotovoltaicos, potencializam a necessidade de usufruir, nos anos futuros, da verdadeira democratização da energia introduzindo conceitos de autoconsumo.

Curiosidade



Página deixada intencionalmente em branco!

APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO DA BACIA DO DOURO: UM OLHAR CRÍTICO

Resumo

No presente artigo, faz-se uma breve resenha histórica da evolução do aproveitamento dos recursos hídricos nacionais em termos hidroelétricos, bem como uma análise da situação atual. Dá-se particular destaque à vertente hidroelétrica, mas não se limita a ela. Mostra-se a insuficiência das obras hidráulicas até agora realizadas a nível das nossas principais bacias, em particular no caso da bacia portuguesa do Douro, e alerta-se para as nefastas consequências que poderiam advir caso a situação não se alterasse. O PNBEPH aprovado em 2007 veio contribuir para relançar esta importante temática, a qual pareceu inexplicavelmente esquecida durante quase duas décadas, por parte das entidades às quais competia zelar pelo interesse público e pela salvaguarda dos legítimos direitos e expectativas das populações nacionais.

1. Portugal e as Bacias Hidrográficas na Península Ibérica

Com uma área total de cerca de 590 000 km², dos quais 500 000 km² pertencem a Espanha, a Península Ibérica forma um vasto promontório de contorno poligonal situado no extremo SW do continente europeu, sendo uma região de planaltos, os mais elevados da Europa, de que resulta a sua elevada altitude média (660 m).

A pluviosidade em terras peninsulares revela uma distribuição muito desigual. A zona costeira do Cantábrico e do Atlântico até quase à foz do Tejo recebe chuvas abundantes (Ibéria Húmida), enquanto que o centro peninsular, o litoral atlântico ao sul do Tejo e todo o litoral mediterrâneo (quase dois terços da área total peninsular) recebem chuvas escassas (Ibéria Seca).

Portugal partilha com Espanha alguns dos mais importantes cursos de água da Península e correspondentes bacias, em especial as dos rios Douro, Tejo e Guadiana.

Embora de reduzida extensão em território nacional, a bacia do rio Minho é uma das de maior escoamento médio, quase comparável à do Tejo, em virtude das elevadas precipitações médias registadas no noroeste peninsular.

As duas bacias hidrográficas mais importantes da Península Ibérica em termos de potencial hídrico (escoamento médio anual) são as do rio Douro e do rio Ebro, esta última integralmente localizada em território espanhol. Seguem-se-lhes em volume médio anual gerado as do rio Tejo, rio Minho, rio Guadiana e rio Guadalquivir. A variabilidade dos regimes pluviométricos na Península Ibérica e a ausência de grandes massas de gelo nas cadeias montanhosas, capazes de introduzir um efeito regularizador dos caudais durante o verão, determinam uma grande irregularidade dos caudais de todos os seus grandes rios, o que apenas pode ser atenuado pela realização de importantes obras hidráulicas, capazes de proporcionar os meios de gestão adequada dos caudais do regime natural.

A partilha das bacias comuns aos dois países foi alvo de sucessivos convénios luso-espanhóis, celebrados pelos governos dos dois países, após laboriosas, longas e nem sempre pacíficas negociações. A particularidade de Portugal possuir as partes de jusante das bacias é um fator importante a ter em conta e que nos poderia à priori favorecer. Todavia o notável conjunto de obras hidráulicas realizadas pelos nossos vizinhos na parte de montante das bacias partilhadas, possibilitando-lhes capacidades de armazenamento que, em alguns casos, são superiores aos valores de escoamento anual médio das respectivas bacias, tem criado dificuldades negociais acrescidas aos negociadores portugueses que são confrontados com situações quase inultrapassáveis. A última convenção luso-espanhola celebrada no final dos anos noventa é bem a imagem da situação desigual em termos de base de negociação criada, levando a aceitar como bom, aquilo que, na verdade, é insuficiente.

2. Potencial hidroelétrico português e seu aproveitamento

Embora seja difícil de quantificar com a precisão desejável, e sejam dependentes de um complexo conjunto de parâmetros, alguns dificilmente quantificáveis, os vários estudos realizados por diversas entidades apontam para valores da ordem dos 32 TWh para o potencial energético bruto total dos nossos cursos de água, dos quais cerca de 25 TWh e 21 TWh são considerados como técnica e economicamente aproveitáveis, respetivamente.

O início do aproveitamento e utilização deste potencial energético iniciou-se em Portugal em finais do século XIX, mais propriamente na última década desse século e o início do século XX assistiu ao progressivo aparecimento de largas dezenas de realizações de aproveitamentos hidroelétricos, a maioria de potência muito reduzida, inferior a 100 kW.

Merece especial referência a Lei n.º 2002, publicada em 26 de Dezembro de 1944, da autoria do grande paladino da eletrificação do País que foi o Engenheiro Ferreira Dias (1900-1966). É este diploma que vem estabelecer de forma coerente e sistematizada as bases da produção, transporte e distribuição da energia elétrica no nosso país [10].

Em Outubro de 1945 são constituídas as empresas Hidro-Elétrica do Cávado (HICA) e Hidro-Elétrica do Zêzere (HEZ), dando-se início à construção dos dois primeiros grandes

aproveitamentos hidroelétricos portugueses: Castelo de Bode (Figura 1) no Zêzere e Venda Nova no Rabagão (Central de Vila Nova), os quais viriam a ser inaugurados já no início da década de 50, mais precisamente em 1951. Em 1947 surge a Companhia Nacional de Eletricidade (CNE), à qual é outorgada a concessão da rede de transporte, com a missão de interligar os sistemas produtores do Cávado e Zêzere entre si e com os sistemas existentes, além de garantir o abastecimento aos grandes centros de consumo.

Na década de 50 são criadas a Hidro-Elétrica do Douro (HED) e a Empresa Termoelétrica Portuguesa (ETP) e têm lugar os desenvolvimentos dos sucessivos aproveitamentos

realizados nas bacias do Cávado e Zêzere, bem como o início do aproveitamento do Douro Internacional, assistindo-se então a uma autêntica “década de ouro” no campo da hidroeletricidade.

Os anos sessenta correspondem a uma nova fase do desenvolvimento do sistema electroprodutor uma vez que o crescimento dos consumos justifica a introdução de grupos térmicos de grande dimensão por razões de garantia da sua satisfação a nível global. Surgem assim as centrais termoelétricas da Tapada do Outeiro e do Carregado e assiste-se a uma desaceleração na evolução do subsistema hidráulico, o qual regista uma retoma na segunda metade da década com o lançamento dos primeiros escalões do Douro Nacional (Carrapatelo, Régua e Valeira).



Figura 1. Aproveitamento hidroelétrico de Castelo de Bode no rio Zêzere (1951)

De assinalar ainda nesta década a criação, em Dezembro de 1969, da Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE) resultante da fusão das grandes empresas do sector da produção e transporte de energia eléctrica: HICA, HEZ, HED, ETP e CNE.

As décadas de setenta e oitenta são em geral caracterizadas por elevadas taxas de crescimento dos consumos de eletricidade, consequência do desenvolvimento económico do país e de outros fatores, designadamente a eletrificação em superfície levada a cabo. Este crescimento de consumos é satisfeito pela continuação da introdução de grupos térmicos de cada vez maior dimensão e pelo prosseguimento do programa hidroelétrico. Entretanto, em Junho de 1976, na sequência do Decreto-Lei n.º 502, é criada a Eletricidade de Portugal - Empresa Pública (EDP), a qual tem por objetivo principal o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no território do continente. A EDP é o resultado da fusão da CPE, entretanto nacionalizada (1975), com mais onze empresas do sector eléctrico ligadas à pequena produção e à distribuição de energia eléctrica.

Chegados ao final da primeira década do século XXI, a situação do aproveitamento dos nossos recursos hidroelétricos podia caracterizar-se sucintamente do seguinte modo:

- já aproveitados e em construção temos cerca de 11,6 TWh (não considerando o PNBEPH)
- identificados como candidatos a integração no sistema electroprodutor estão cerca de 6,6 GWh (aproveitamentos de grande e média dimensão)
- restam cerca de 2 TWh realizáveis em aproveitamentos de pequena dimensão (mini-hídricos)

Em termos de potência instalada, a componente hidroelétrica corresponde a cerca de 45% da potência total, representando, em ano médio, cerca de 30% da emissão total de energia.

A relevância destes valores, mas sobretudo a importância decisiva dos aproveitamentos hidroelétricos em termos da gestão do sistema electroprodutor pela sua excelente flexibilidade na adaptação ao regime do diagrama de cargas, aliados, em certos casos, à sua missão como aproveitamentos de fins múltiplos, aconselham claramente uma intensificação do programa de realizações hidroelétricas, uma vez que ainda falta aproveitar mais de 50% do potencial nacional. Aliás, no panorama europeu, a nossa posição é muito pouco lisonjeira, como se pode verificar na figura 2.



Figura 2. Potencial hidroelétrico aproveitado no final da 1ª década séc. XXI (REN)

3. A valia atual dos aproveitamentos hidroelétricos

A valia de um aproveitamento hidroelétrico era medida em termos da energia elétrica que poderia fornecer em ano médio, ou seja, em certa medida, em termos do combustível fóssil que poderia poupar ao sistema electroprodutor. A valorização da energia hidroelétrica assentava assim numa comparação técnico-económica direta com a solução alternativa termoelétrica, a qual correspondia a um agravamento da nossa dependência do exterior. O aproveitamento hidroelétrico corresponde à exploração de um recurso endógeno, não poluente, além de outras excelentes características que o permitem apreciar à luz de outros critérios mais abrangentes e que traduzem uma reapreciação em alta do seu verdadeiro valor. Hoje existe a noção plena que a valia de um aproveitamento hidroelétrico deve ser encarada com base numa multiplicidade de fatores, que conduzem a uma revalorização dos mencionados aproveitamentos face à análise clássica. São eles a valia dinâmica, a de emergência e a ambiental.

A valia dinâmica corresponde, basicamente, à característica dos centros produtores hidroelétricos poderem responder, sem qualquer dificuldade e em tempo muito curto, a grandes variações da procura ou até da oferta, devido à saída intempestiva de grandes unidades termoelétricas. Esta componente da valia elétrica depende de diversos fatores, como, por exemplo, a maior ou menor capacidade de armazenamento / regularização e a existência ou não de equipamento reversível (turbinamento/bombagem).

Os aproveitamentos de grande capacidade de regularização prestam ainda um serviço adicional inestimável em termos da garantia do abastecimento global da procura em situações muito críticas, evitando o aparecimento de ruturas do sistema electroprodutor, a que corresponde uma valia adicional designada por valia de emergência.

Por outro lado, também a produção termoelétrica contribui com emissão de gases nocivos para o ambiente, nomeadamente os gases de efeito de estufa (CO₂) e, também, de SO₂, NO_x e cinzas, principalmente no caso de o

combustível ser o carvão (em vez do gás natural). Como se sabe, o peso da componente “ambiente” na avaliação de projetos de produção de energia elétrica é preponderante, pelo que nos surge aqui a noção de valia ambiental associada a um projeto hidroelétrico.

Assim, em síntese, vemos que associado a um projeto hidroelétrico aparece um valor económico que é constituído pela soma de várias parcelas, a saber: a valia elétrica de referência, a valia dinâmica, a valia de emergência (nos casos dispendo de uma importante reserva e de localização estratégica) e a valia ambiental. Este conjunto de valias permite equacionar de forma mais correta e adequada a opção de construção ou não de um dado aproveitamento em comparação com outro.

Importa sublinhar que o uso da água deve ser feito prioritariamente com outros fins que não apenas a produção de energia elétrica, nomeadamente o abastecimento das populações e a agricultura, pelo que na maior parte dos casos as novas realizações devem ser encaradas sob uma ótica mais abrangente, como potenciais Aproveitamentos de Fins Múltiplos. Entre as diversas funções associadas a esses aproveitamentos poderíamos citar, nomeadamente:

- o abastecimento de água (populações, indústria e pecuária) e rega;
- a contribuição para mitigar os efeitos danosos em situações extremas de escassez ou abundância excessiva de caudais (garantia de caudais ecológicos e ambientais satisfatórios a jusante, visando reduzir os efeitos da poluição difusa; contribuição para o amortecimento dos caudais de ponta de cheia);
- a possibilidade de criação de reservas de água para facilitar o combate ao terrível flagelo dos incêndios florestais
- a criação de condições necessárias à navegabilidade comercial e turística (no caso de certos cursos de água e em determinadas zonas mais ou menos extensas dos mesmos);

- a produção de energia elétrica;
- a criação de condições para práticas de recreio e lazer.

Perante as múltiplas valias apresentadas e tratando-se dum precioso recurso endógeno renovável, parece claro que faz todo o sentido que se prossiga e se intensifique o aproveitamento dos recursos hídricos ainda não considerados, particularmente os da bacia portuguesa do rio Douro, a qual constitui uma das maiores valências dos recursos hídricos nacionais. É nesta bacia que se concentra a maior parte dos mais de 50% dos recursos hídricos nacionais ainda não aproveitados.

4. Potencial hídrico da bacia do rio Douro e situação na parte portuguesa

Com uma bacia hidrográfica de mais de 97 500 km², capaz de gerar em ano médio, em regime de escoamento natural, cerca de 23 200 hm³, o rio Douro constitui o maior potencial hídrico da Península Ibérica. A área da bacia é partilhada desigualmente pelos dois países ibéricos, correspondendo a parte portuguesa a aproximadamente um quinto (situada a jusante) e a parte espanhola a quatro quintos (situada a montante). Em termos do potencial hídrico a proporção indicada altera-se significativamente já que a bacia portuguesa é bastante mais favorecida em termos de precipitação pluviométrica, o que conduz a um valor anual médio gerado de cerca de 8 200 hm³, ou seja 35% do total, contra 15 000 hm³ da bacia espanhola (65%) [sitio na internet: www.inag.pt].

Em regime de escoamento livre, os caudais do rio Douro e dos seus afluentes caracterizam-se por uma irregularidade considerável, traduzindo uma forte e direta dependência da variabilidade das precipitações. Assim, a caudais de estiagem de valor insignificante, sucedem-se caudais de inverno de valor muito elevado que podem ir até ao ponto de causar cheias, provocando a saída das águas do seu leito habitual e provocando danos e prejuízos de vulto às populações ribeirinhas.

No sentido de se obter uma conveniente regularização dos caudais e permitir um aproveitamento tanto quanto possível integral, adequado e eficaz das águas do Douro e seus afluentes, foram sendo realizadas inúmeras obras hidráulicas, particularmente na bacia espanhola, quer para a produção de energia hidroelétrica quer para o abastecimento das populações e satisfação das suas necessidades básicas, bem como para a rega e para serviço da atividade industrial.

Efetivamente, possuidores da parte da bacia situada a montante e sabendo que o escoamento das águas se processa de acordo com as leis da gravidade, os nossos vizinhos espanhóis levaram a cabo um significativo conjunto de obras hidráulicas que lhes permitem, na presente data, um armazenamento de cerca de 7 500 hm³, ou seja cerca de 50% do valor total médio anual gerado pela sua bacia [sitio na internet: www.mma.es]. Este valor, que em futuro próximo deverá ultrapassar os 8 000 hm³, possibilita claramente os meios suficientes para suprir as necessidades de água para uso e consumo das populações, bem como contribuir para a redução do nível de poluição das águas fluviais em períodos estivais de escassez de caudais e para permitir um amortecimento significativo das pontas mais elevadas dos caudais de cheia.

Sendo detentores da parte da bacia situada a jusante e igualmente conhecedores das leis da gravidade, os portugueses adotaram uma atitude de singular confiança, quer no trabalho dos seus vizinhos, quer na aposta de uma regularidade das precipitações pluviométricas, deixando praticamente a totalidade da sua bacia em regime de escoamento livre. Esta situação, que é no mínimo incompreensível, tem sido e ainda continua a ser fonte de inúmeros problemas e de situações potencialmente catastróficas, com elevados riscos para pessoas e bens, além de constituir um desperdício perfeitamente irracional e inaceitável de um recurso endógeno renovável fabuloso.

Os cinco aproveitamentos hidráulicos já mencionados, realizados na década de setenta e até meados da de oitenta no troço do Douro Nacional (Pocinho, Valeira, Régua,

Carrapatelo e Crestuma), permitiram o estabelecimento de um canal navegável com mais de 200 km de extensão, entre a foz do rio e a povoação de Barca d'Alva/Vega de Terrón, mas revelam-se perfeitamente incapazes de qualquer efeito significativo em termos de regularização de caudais e, muito menos ainda, em termos de laminagem de pontas de cheias.

Para os cerca de 8 200 hm³ gerados em ano médio pela bacia portuguesa do Douro, dispomos no presente de apenas de cerca de 400 hm³ de capacidade de armazenamento, que serão elevados para um pouco mais do dobro com a entrada do aproveitamento do Baixo Sabor. Trata-se de um valor insuficiente, cujos efeitos são bem visíveis, sobretudo quando ocorrem períodos de precipitações mais intensas.

Os responsáveis por esta situação somos nós, ao não termos dotado a nossa bacia do Douro, em especial os seus afluentes principais da margem direita (Sabor, Tua, Pinhão, Corgo e Tâmega) e também da margem esquerda (Côa e Paiva) das obras hidráulicas de que ela carecia para permitir uma gestão mínima dos caudais nela gerados. Só profunda ignorância ou clara má fé podem acusar os nossos vizinhos de nos inundarem, efetuando descargas de caudais elevados! Nada de mais errado!... É caso para afirmar que quando nos damos ao luxo de entregar à pura lógica das leis da gravidade a escorrência das águas, não nos podemos queixar dos infortúnios que tal situação inevitavelmente acarreta!...

5. Soluções possíveis

Não podemos deixar passar em claro esta situação e manter um forte alerta para a situação em que ainda atualmente se encontra a bacia portuguesa do rio Douro. A entrada do Baixo Sabor e Foz Tua vão minorar aquilo que era um atentado ao interesse público e um forte desperdício dos nossos recursos. Espera-se que a progressiva concretização do PNBEPH [11], permita ultrapassar esta situação que traduzia um elevado índice de incapacidade de garantia dos abastecimentos mínimos de água para uso e consumo das populações durante os períodos de estiagem, a par duma total impotência e inoperância em períodos de cheia.

A propósito de cheias e seus efeitos nefastos, cabe aqui observar que o amortecimento dos caudais de ponta de cheia no leito principal do rio Douro apenas se poderá alcançar através da construção de barragens criando albufeiras com adequada capacidade de armazenamento nos cinco principais afluentes (Côa, Sabor, Tua, Paiva e Tâmega).

Do ponto de vista energético a situação dos cinco escalões do Douro Nacional, do tipo fio de água, é paradoxal: apresentam níveis de produção baixíssimos, ou mesmo nulos, quando os caudais afluentes ultrapassam os 2 000 m³/s. Com efeito o desnível entre as cotas de montante e de jusante reduz-se de forma drástica, conduzindo à situação clássica de “afogamento” dos respetivos grupos. Por outro lado, durante o período de estiagem, com caudais muito reduzidos, é óbvio que o nível de energia produzido não pode ser elevado... No que segue são apresentadas algumas das soluções possíveis para tentar ultrapassar a situação e deixar claro aos leitores que eventuais consequências nefastas futuras, não são mais que o resultado duma inexplicável desatenção e incompreensível marasmo por parte das entidades competentes. O PNBEPH, aprovado em finais de 2007 e atualmente em fase de execução, constitui sem dúvida um ponto muito positivo a registar neste domínio, embora não esteja isento de riscos e de críticas.

Recordemos, entretanto, algumas das propostas elaboradas no passado pelas entidades com responsabilidades na matéria, as quais foram sendo sucessivamente revistas, mas que, até ao aparecimento do PNBEPH, permaneceram praticamente sem qualquer concretização.

Há cinco décadas, no início dos anos 60, a HED apresentava o “Plano Geral de Aproveitamentos Hidráulicos do Rio Douro e seus Afluentes”[1] o qual contemplava, para além dos 3 escalões do troço internacional (dois em exploração - Picote, Miranda - e um ainda em construção, Bemposta) e dos 5 escalões do troço nacional já referidos, cerca de duas dezenas de aproveitamentos a instalar nas 5 principais bacias de afluentes (Côa, Sabor, Tua, Paiva e Tâmega). Estas duas dezenas de aproveitamentos visavam, para além do seu aproveitamento energético, contribuir para a garantia dos

Com o aproximar do final da década de 80, pareceu que se havia finalmente adquirido a consciência da necessidade imperiosa de implementar diversas albufeiras nos afluentes nacionais do rio Douro, a começar, naturalmente, pelos situados o mais a montante possível, os rios Côa e Sabor. Foi assim lançado o aproveitamento de Foz Côa que iria constituir a primeira (e obviamente, insuficiente...) “reserva estratégica” de água a instalar no Douro Superior, à qual deveriam seguir-se outras no Baixo Sabor, no Alto Côa, no Tua, no Tâmega e no Paiva. A altíssima valia, a vários níveis, daquela reserva estratégica não foi no entanto suficiente para impedir uma decisão política mal fundamentada e altamente infeliz tomada em Janeiro de 1996, fazendo não só o problema regressar à estaca zero, como acarretando elevadíssimos prejuízos materiais integralmente suportados pelo erário público!

Quase duas décadas decorridas sobre a desastrada e discutível decisão, não será despiciendo recordar o compromisso, então assumido, de lançar de imediato um novo aproveitamento situado na mesma área geográfica, na bacia do rio Sabor, o qual se encontra finalmente agora em vias de conclusão (Baixo Sabor).

6. Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

O Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico, é um plano do governo português com o objetivo de identificar e definir prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroelétricos no horizonte 2007-2020.

A principal meta do PNBEPH era, através de novos grandes aproveitamentos hidroelétricos a implementar, atingir uma capacidade instalada hidroelétrica nacional superior a 7 000 MW em 2020 (“Ministério da Economia e da Inovação, 2007, Uma Política de Energia com Ambição”). Estes aproveitamentos hidroelétricos devem assegurar valores de potência instalada adicional da ordem de 2 000 MW, contribuindo desta forma para o cumprimento do objetivo estabelecido pelo Governo em termos de produção de

energia com origem em fontes renováveis para o ano 2020, redução da dependência energética nacional e redução das emissões de CO₂.

Para a elaboração do PNBEPH, foi feito um conjunto de estudos e procedimentos desenvolvidos em duas fases: a fase A onde foi elaborado o “Projeto do Programa” e o “Relatório Ambiental”; e a fase B correspondente ao desenvolvimento do processo de participação pública, documentos de divulgação, Relatório de Consulta e a integração dos resultados desse processo nos documentos finais: “Programa” e “Declaração Ambiental”.

Curiosamente o PNBEPH surge de uma forma um pouco paradoxal... A situação que se vivia em meados da década passada em termos hídricos era por si só mais do que suficiente para que se encarasse de frente o desafio e se lançasse mãos à obra no sentido de dotar a bacia portuguesa do Douro dos meios indispensáveis para permitir utilizar eficazmente os seus preciosos recursos hídricos. Com essa ação poder-se-ia melhorar significativamente a nossa dependência energética através da introdução de uma forte componente de recursos renováveis, garantir uma melhor segurança do sistema electroprodutor em situações de contingência e melhorar a segurança das pessoas e bens, em especial daqueles que, pela sua proximidade ao rio, se encontram mais ameaçados em situações extremas, além de contribuir para elevar a qualidade de vida das populações envolvidas ao nível a que têm legítimo direito.

No entanto, a verdadeira razão para o aparecimento em 2007 do PNBEPH foi, a nosso ver, o resultado da progressiva introdução desde 1995 no sistema electroprodutor português de uma forte componente eólica, cuja taxa de penetração estava a atingir um valor absolutamente limite.

Em resumo, podemos referir que o PNBEPH foi um estudo levado a cabo durante o ano de 2007 e tendo por base três pressupostos essenciais:

- a produção de eletricidade com base em fontes de energia renovável;

- a redução da dependência energética nacional;
- a redução das emissões de CO₂.

Neste estudo, a componente hidroelétrica de regularização assume claramente uma importância decisiva, de forma a poder ser garantida uma segurança mínima de abastecimento de energia elétrica. De facto, a progressiva introdução de energia de origem eólica exige, como prioridade, o reforço da componente hídrica com capacidade de regularização (armazenamento) e de sistemas de bombagem. Foram analisados no total 25 empreendimentos e foram retidos apenas dez para implementação até 2020, com o objetivo de ultrapassar os 7000 MW de componente hídrica, correspondentes a cerca de 70% do potencial total nacional em termos de potência.

Os 25 aproveitamentos candidatos eram:

- Assureira (Rio Lima);
- Povia e Pinhosão (Rio Vouga);
- Asse-Dasse, Girabolhos, e Midões (Rio Mondego);
- Almourol, Santarém, Erges e Alvito (Rio Tejo);

- Atalaia, Senhora do Monforte, Pero Martins, Sampaio, Mente, Rebordelo, Foz Tua, Castro Daire, Alvarenga, Castelo de Paiva, Padroselos, Vidago, Daivões, Fridão e Gouvães (Rio Douro).

Após a análise deste conjunto de aproveitamentos hidroelétricos previamente inventariados pela REN, foram selecionados os aproveitamentos considerados mais viáveis e interessantes para o cumprimento das metas estabelecidas, com base na definição e análise de alternativas, considerando aspetos técnicos, económicos, sociais e ambientais associados. Assim, foram selecionados: Padroselos, Daivões, Fridão, Gouvães e Vidago, na bacia do rio Tâmega, Foz Tua, no rio Tua, Pinhosão (Vouga), Girabolhos (Mondego), Alvito (Ocreza) e Almourol (Tejo), cujas características iniciais previstas constam da Tabela 1 [11]. Destes dez empreendimentos, mais de metade situa-se na bacia do rio Douro, como seria de esperar.

De referir que os empreendimentos analisados no Plano correspondiam na sua grande maioria a casos que haviam já sido considerados e estudados em vários documentos anteriormente elaborados por diversas entidades. A implementação do PNBEPH encontra-se neste momento em curso, ainda que parcialmente, dado que três dos empreendimentos propostos não encontraram promotores interessados.

Tabela 1. Características previstas inicialmente no PNBEPH

Características previstas no Programa e que serviram de base ao lançamento de concursos de adjudicação

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Curso de água	Cota NPA Referência (m)	Cota NPA Máxima (m)	Área da bacia (km ²)	Capacidade da albufeira (hm ³)	Potência Instalada (MW)	Produtibilidade média anual (GWh) produção primária
Foz-Tua	Douro	Rio Tua	160	200	3 822	310	234	340
Gouvães	Douro	Rio Torno	883.5	890	100	13	112	153
Padroselos	Douro	Rio Beça	450	450	315	147	113	102
Alto Tâmega	Douro	Rio Tâmega	312	322	1 557	96	90	114
Daivões	Douro	Rio Tâmega	231	250	1 984	66	109	148
Fridão	Douro	Rio Tâmega	160	180	2 630	195	163	299
Pinhosão	Vouga	Rio Vouga	290	300	401	68	77	106
Girabolhos	Mondego	Rio Mondego	300	310	980	143	72	99
Alvito	Tejo	Rio Ocreza	200	240	968	209	48	62
Almourol	Tejo	Rio Tejo	24	25			36	96
Total							1 054	1 519

Sendo atualmente inquestionável o interesse pelo desenvolvimento das energias de fontes renováveis, tudo aponta para que a sua evolução se deva processar no sentido de aumentar o seu peso no contexto energético geral, mas sempre com natural salvaguarda da segurança de abastecimento, o que nos leva a crer que o Plano reúne todas as condições para prosseguir com êxito, abrindo um novo ciclo em termos de aproveitamentos hidroelétricos no nosso país e constituindo um passo muito significativo para ultrapassar a situação de atavismo vivida durante quase duas décadas.

7. Conclusões

Portugal apresenta um potencial hidroelétrico tecnicamente explorável muito significativo, tendo em conta a sua reduzida extensão territorial. Este potencial hidroelétrico encontra-se incompletamente aproveitado, ao nível de apenas escassos 50 % , acarretando elevados prejuízos técnicos, económicos e sociais para o País. Inexplicavelmente, após os problemas e as vicissitudes vividas e sofridas na década de 90 pelo programa hidroelétrico com os estudos de impacte ambiental, pretensamente muito rigorosos mas, sobretudo, fortemente polémicos pelos impactes identificados, de que Foz-Côa é o mais infeliz exemplo, o nosso País assistiu, ano após ano, a um quase total abandono do projeto hidroelétrico inicial. Este abandono, felizmente alterado a partir de 2008, era particularmente inquietante no que se referia à bacia portuguesa do Douro, com o desperdício de um recurso endógeno fabuloso e a sujeição aos caprichos das águas descontroladas.

O enorme investimento entretanto realizado a nível de uma outra forma de energia renovável endógena (energia eólica), altamente variável e sem possibilidade de armazenamento direto, ainda que louvável, não permite dispensar de modo algum o recurso à energia hidroelétrica. Pelo contrário, antes a recomenda vivamente, sobretudo se pretendermos assegurar a garantia de potência do sistema electroprodutor para responder às solicitações do consumo.

Apesar dos últimos sinais positivos, é difícil perceber como foi possível a situação em que (ainda) se encontra o (des)aproveitamento dos recursos hídricos nos afluentes da bacia portuguesa do rio Douro. Mais de meio século depois das primeiras realizações no Douro Internacional é triste verificar que a bacia portuguesa ainda dispõe de uma reduzida capacidade de armazenamento nos seus afluentes que inviabiliza uma correta gestão global dos recursos.

Apesar das dificuldades económicas e financeiras que o país atravessa, impõe-se continuar a realização das infraestruturas necessárias à disponibilização das funções hídricas e energéticas proporcionadas por aproveitamentos hidráulicos de fins múltiplos, numa clara aposta nos nossos recursos endógenos e na capacidade de realização da engenharia portuguesa.

8. Bibliografia

- [1] Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico do rio Douro e seus Afluentes- Hidro-Elétrica do Douro, Porto, 1959/60
- [2] Rio Sabor- Plano Geral, CPE-DPH, Out. 1974
- [3] Plano Geral do Alto Tua, CPE-DEH, Jul. 1975
- [4] Inventário de Recursos Hidroelétricos da Bacia do rio Côa, EDP-DEH, Nov. 1977
- [5] Inventário de Recursos Hidroelétricos da Bacia do rio Tâmega, EDP-DE-SEH, Março 1981
- [6] Inventário de Recursos Hidroelétricos da Bacia do rio Paiva, EDP-DOEPT-SEH, Setembro 1982
- [7] Plano de Novos Centros Produtores 1986-2010, EDP-OCPL, Dez. 1985
- [8] Aproveitamento Hidráulico do Douro, EDP, 1986
- [9] Recursos hídricos do rio Douro e sua utilização, INAG/COBA, Abril 1995
- [10] Hidroeletricidade em Portugal - memória e desafio, REN, 2002
- [11] PNBEPH-Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, Memória, Desenhos e Anexos, INAG, 2007

SISTEMAS EÓLICOS DE ENERGIA MAIS LEVES QUE O AR

1. Introdução

Os produtores associados às energias eólicas tem nos últimos anos procurado novas formas de produção de energia elétrica mais eficientes e menos dispendiosas que as tecnologias atuais. As soluções atuais apresentam ainda elevados custos de instalação e manutenção para além de terem associadas a si o traço intermitente e irregular do seu recurso natural – o vento. Entre muitas alternativas em estudo, as tecnologias (LTA - *Lighter than Air*) tem merecido particular interesse devido aos anos de experiência e saber acumulado na área e muito em parte devido às potencialidades económicas que estas deixam em aberto. A prova chega-nos por mão da *Altaeros Energies*, start-up fundada no MIT que já tem em fase de testes o seu primeiro protótipo BAT - *Buoyant Airborne Turbine* (Turbina aerogeradora flutuante).

Este artigo ambiciona apresentar esta tecnologia e os seus princípios de funcionamento destas tecnologias, utilizando como exemplo o protótipo da *Altaeros* que será alvo de um estudo ao nível das suas características aerodinâmicas, bem como ao nível da sua viabilidade económica.

2. Tecnologia mais leve que o ar

Tecnologias mais leves que o ar (TLA) refere-se a todos os sistemas que ao concentrarem num determinado espaço volúmico gases flutuantes, tais como o hélio e o hidrogénio, adquirem força suficiente para se elevarem verticalmente e manterem uma posição fixa no ar.

As primeiras experiências desenvolvidas são remetidas para o século XVIII, quando Bartolomeu de Gusmão apresentou um pequeno balão de ar quente à corte portuguesa. Desde então, têm sido inúmeros os desenvolvimentos desta tecnologia, sendo os exemplos mais comuns os dirigíveis

(rígidos, semirrígidos e não rígidos), balões de ar quente, meteorológicos e aeróstatos (fixos e não fixos). Os aeróstatos, quando fixos, são capazes de permanecer no ar durante grandes períodos de tempo sem necessitarem de voltar ao chão (no caso de aplicações meteorológicas, podendo até manter-se durante meses a elevadas altitudes).

Em 1929, *Alpin Dunn* estabelece a primeira patente para “uma nova forma de dirigível que inclui longitudinalmente um tubo de ar entre as extremidades, de forma a que um motor movido pelo forte fluxo do vento produza energia elétrica” [1], associando assim as TLA à produção de energia eólica.

O desenvolvimento das LTA têm ganho importante destaque na comunidade que se dedica ao desenvolvimento e produção de dispositivos produtores de energia renovável, realçando-se principalmente por dois fatores:

- O mercado das energias renováveis tem crescido substancialmente nos últimos anos, pelo que a procura por métodos mais eficientes é grande;
- Estes sistemas operam a grandes altitudes onde o vento é mais forte e constante. (Figura 1).



Figura 1. Da esquerda para a direita – Magenn Power, Altaeros Energies

3. Elevação da Estrutura

A elevação destes sistemas é conseguida através da conjugação das elevações aerodinâmica e aerostática. A elevação aerostática é obtida através da confinação de um gás mais leve que o ar a um certo volume. A força da elevação é diretamente proporcional à diferença das densidades relativas do ar envolvente, que varia com a altura, com a densidade do gás fechado. Sendo V o volume do gás fechado, ρ_{ar} a densidade do ar envolvente e $\rho_{gás}$ a densidade do gás fechado, a força resultante da elevação F_e é-nos dada pela seguinte fórmula:

$$F_e = V(\rho_{ar} - \rho_{gás}) \quad (1)$$

O cálculo do volume do gás elevador é feito de forma a permitir que a força de elevação seja suficiente para elevar e suportar todo sistema de produção no ar, sendo tipicamente acrescentada uma força de 10% a 20% de excesso (F_{exce}).

Desta forma, o sistema que é preso por amarras ao chão, adquire mais estabilidade quando sujeito a forças de arrasto (F_a) provocadas por ventos mais intensos, típicos de grandes altitudes. As forças de arrasto, como geralmente são mais fortes que a força de elevação, fazem com que o sistema se afaste da posição vertical inicial com o ângulo determinado pela relação das forças de elevação e arrasto (F_e e F_a). A figura 2 é ilustrativa deste fenómeno.

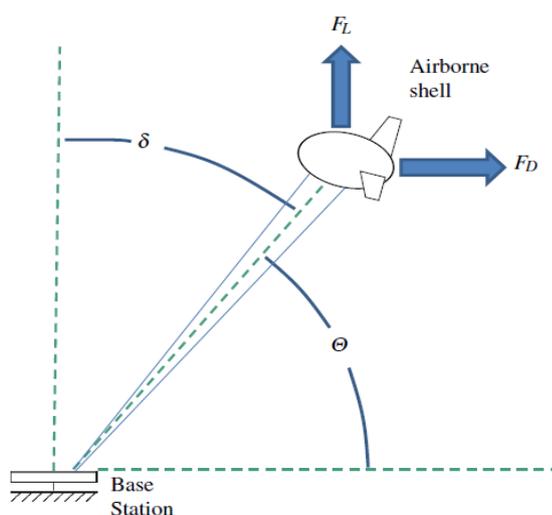


Figura 2. Ilustração do ângulo de arrasto δ e ângulo de elevação θ

O ângulo de arrasto δ é definido pelo arco tangente da razão entre a força de arrasto F_a e força de elevação F_e sendo o cálculo feito através da fórmula:

$$\delta = \tan^{-1} \frac{F_a}{F_e} = \frac{\frac{1}{2} \rho_{ar} V_{vento}^2 C_{af} A_{ref}}{F_{extra} + \frac{1}{2} \rho_{ar} V_{vento}^2 C_e A_{ref}} \quad (2)$$

Onde F_a representa a força de arrasto, F_e a força total de elevação (incluindo a força aerostática, de excesso e aerodinâmica F_{exce}), $\frac{1}{2} \rho_{ar} V_{vento}^2 C_e A_{ref}$ a pressão dinâmica, C_a , C_e coeficientes de arrasto e elevação e A_{ref} a área sobre a qual o vento exerce a sua força.

Uma vez que o ângulo de arrasto aumenta significativamente com o aumento da intensidade do vento, os sistemas mais leves que o ar devem incorporar elevação aerodinâmica de forma a atenuar a instabilidade associada a ventos rápidos. A elevação aerodinâmica é conseguida através do uso de um perfil alar de geometria assimétrica (ex: asa de um avião).

A título de exemplo, a estrutura anelar insuflável da turbina aerogeradora (ver Fig. 1) apresenta uma geometria que permite que as correntes de ar produzam elevação da mesma forma que uma asa de avião.

Outro exemplo de utilização da elevação aerodinâmica pode ser encontrado no modelo *Magenn Mars*, que tira partido do efeito *Magnus* para se manter em elevação. Neste sistema, um cilindro gira em torno de um eixo transversal à direção do vento, sendo que as diferenças de velocidade nas secções superiores e inferiores (do cilindro) provocam uma força de elevação.

4. Conversão de Energia

A conversão de energia nestes sistemas pode ser feita através de vários métodos. O protótipo da *Altaeros* utiliza uma turbina semelhante às tradicionais usadas nas torres eólicas. Neste ponto, o principal desafio encontra-se na utilização de materiais mais leves (que passam pelo chassi/estrutura mais leves) e por rotores de baixo torque.

O transporte da energia, desde o gerador até á base fixa no chão(no caso da *Altaeros*, um camião de carga) é feito pelos mesmos cabos que seguram a estrutura. Outros métodos de conversão são encontrados no sistema implementado no *Magenn Mars*. Nesta configuração, a conversão é feita através da rotação do eixo transversal horizontal, que por sua vez alimenta os geradores do sistema.

5. Gestão da pressão e escolha do gás flutuante

Uma das grandes vantagens das LTA está relacionado com o facto de estas trabalharem a grandes altitudes. Desta forma, a produção de energia é substancialmente mais eficiente que o das convencionais torres eólicas, uma vez que a grandes altitudes os ventos são mais fortes e constantes. Torna-se portanto imperativo que estes sistemas possuam mecanismos que permitam gerir a pressão do gás dentro de parâmetros aceitáveis, como a pressão do ar envolvente, a temperatura e a radiação solar a altas altitudes. A gestão da pressão pode ser passiva ou ativa. A gestão passiva passa pelo uso de materiais elásticos que se adaptam com o aumento ou a diminuição da pressão do gás. A gestão ativa é feita através de um conjunto de válvulas que deslocam ar para dentro e fora da estrutura.

A escolha do tipo de gás a ser utilizado deve também ser tomada em consideração. Atualmente, a maioria dos aeróstatos e dirigíveis usam o hélio para se elevarem, justificando-se esta preferência com o facto de o hélio ser um gás inerte, seguro e de fácil utilização. O único ponto negativo da utilização do hélio é o facto de ele ser um recurso natural presente em reservas de gás natural. Estudos de mercado indicam um aumento de 100% do seu preço nos próximos 20 anos. Com este aumento, espera-se que o hidrogénio venha a desempenhar um papel importante nestes sistemas. A força de elevação deste gás é 8% maior por unidade de volume que a do hélio, a sua produção é muito mais barata e pode ser feita no local da sua utilização. Porém, o hidrogénio é extremamente reativo, sendo por isso de vital importância que este esteja isolado de qualquer fonte de ignição.

6. Escolha de Materiais

A escolha do material que envolve o gás de elevação é uma das etapas mais importantes no desenvolvimento de uma tecnologia que ambiciona produzir energia a alturas superiores a 150 metros. Estes devem ser capazes de suportar os desgastes provocados pela pressão interna do gás, pelos anos de exposição a radiação ultravioleta, bem como por outros agentes ambientais que podem provocar o desgaste do material. Ao longo dos anos, os materiais usados em aplicações como balões de meteorológicos foram sendo aprimorados de forma a preencher estes requisitos. Como tal, o principal desafio da aplicação destes materiais a sistemas produtores de energia passa pela redução dos custos de produção, mantendo um nível adequado de fiabilidade e durabilidade.

De forma a satisfazer os requisitos necessários para a construção desta tecnologia, a *Altaeros* optou por desenvolver um material tripartido, ou seja, constituído por uma seleção de materiais, de forma a contemplar todos os requisitos de segurança.

A turbina flutuante da *Altaeros* apresenta uma estrutura insuflável desenvolvida com o principal objetivo de elevar de forma segura todo o sistema a altas altitudes. Para além deste, esta estrutura foi também desenvolvida de modo a respeitar duas características chave que serão de seguida apresentadas.

7. Perfil aerodinâmico orientado para o aumento de potência

O perfil aerodinâmico da BAT inspira-se nos difusores já presentes em turbinas eólicas, tais como os da *FloDesign*. A aplicação desta técnica tem sido extensivamente estudada por várias empresas do sector, no sentido de aumentarem a eficiência na produção de energia nas convencionais turbinas eólicas. Como consequência da diminuição da área de incidência do vento no gerador, a energia cinética do mesmo aumenta significativamente quando comparada com a energia cinética do fluxo do vento em redor da turbina.

Desta forma, a energia entregue às pás da turbina aumenta significativamente, fazendo com que o coeficiente de potência exceda o limite imposto pela lei de *Betz* (mais do que 59% da energia cinética convertida em potência elétrica).

8. Transição de ventos fortes para ventos fracos

A turbina aerogeradora da *Altaeros* foi concebida para trabalhar a grandes altitudes, onde o vento assume um carácter mais forte e estável. Desta forma, o sistema é sujeito a variações bruscas de velocidades do vento (que variam com a altitude) que não só podem comprometer a estabilidade do sistema, mas também como a integridade física da estrutura. Desta forma, o sistema deve ser concebido para que mantenha sempre um ângulo de ataque positivo em relação ao eixo horizontal, quer esteja sujeito a ventos fortes ou fracos. Caso o ângulo de ataque do sistema seja negativo ou próximo de zero, uma rajada de vento mais forte pode comprometer a estabilidade do sistema (Fig.3).

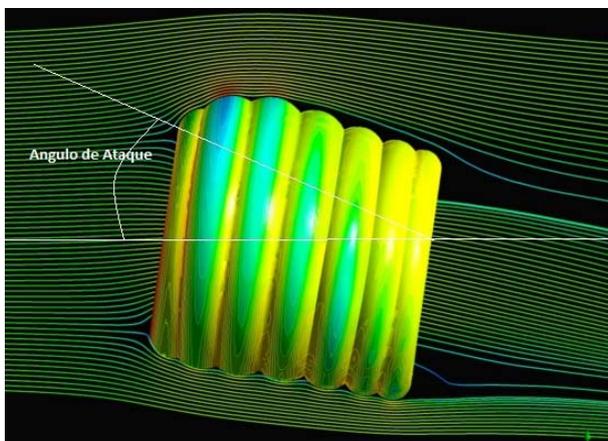


Figura 3. Ângulo de ataque

9. Viabilidade Económica e comparação com Tecnologias Atuais

A turbina da *Altaeros* será elevada a uma altitude compreendida entre os 150 e os 600 metros, onde a intensidade do vento é em média 5 vezes maior que a intensidade do vento alcançado pelas torres eólicas atuais.

O gerador terá uma potência instalada de 100 kW e irá oferecer três vantagens em relação às produtoras eólicas

convencionais. Devido ao perfil mais constante dos ventos a grandes altitudes, a *Altaeros* terá um fator de produção de 60% a 70% o que comparado com os 30% das convencionais torres eólicas representa uma melhoria significativa. Este facto aliado com o aumento do limite de *Betz* que a estrutura oferece faz com que a produção de energia aumente duas a três vezes mais do que a energia produzida nas torres eólicas.

Para além do aumento da eficiência de produção, também o custo de fabrico e instalação faz da turbina da *Altaeros* uma alternativa mais económica que as convencionais torres eólicas. Uma torre eólica tem, em média, um custo que ronda os 950 mil euros, de onde 60% a 70% são relativos ao transporte de toda a logística de construção e à sua instalação. Por seu lado, esta tecnologia requer apenas um camião por unidade para o transporte da estrutura levando a que o custo de instalação se situe nos 550 euros.[2]

[2] Rein, A. (2013). *Demonstration of Low Cost Airborne Wind Turbine for Remote Villages.*

O impacto ambiental deste sistema é também substancialmente reduzido. Como a turbina trabalha a altas altitudes o ruído que atinge o chão é quase nulo. A fauna aviária a grandes altitudes tem uma atividade reduzida pelo que o impacto na vida animal é também reduzida. Por fim, como este sistema é fácil de transportar e de instalar, dispensa que estradas tenham de ser feitas propositadamente.

10. Conclusão

Embora empresas e grupos de estudo ligadas a este conceito de LTA tenham feito avanços significativos, é necessário um esforço acrescido para melhorar a performance e viabilidade destes sistemas para que a curto e médio prazo poderem ser considerados viáveis a nível comercial. Atualmente procuram-se avanços tecnológicos que possibilitem a melhoria destes sistemas em duas áreas chaves, nomeadamente: a otimização da altitude para a produção de energia sujeita a restrições de segurança e peso dos equipamentos, e a obtenção de materiais de baixo custo e

alto desempenho para a construção da estrutura isolante dos gases flutuantes.

A primeira área chave é atribuída ao desenvolvimento de sistemas de controlo, onde o objetivo é controlar a altitude da estrutura nos intervalos em que se registam os valores nominais da velocidade do vento. Submeter a estrutura a valores superiores aos da velocidade nominal poderá resultar em danos na estrutura e, no pior dos casos, a perda do controlo e queda da estrutura.

A outra área chave refere-se á obtenção de materiais isoladores com custos de produção competitivos.

Os atuais materiais são tipicamente compostos por várias camadas e fortemente customizados ao tipo de utilização pretendida, sendo que por este facto, não são economicamente viáveis.

Colmatados estes factos, vemos nestas tecnologias um forte potencial para servirem de alternativa a geradores e outros meios de produção instalados em pequenos povoamentos ou em aplicações para áreas remotas e de difícil acesso.

Divulgação:

Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão
Autor: António Augusto Araújo Gomes
Editora: Publindústria
Data de Edição: 2015
ISBN: 9789897230752
Nº Páginas: 151
Encadernação: Capa mole



Página deixada intencionalmente em branco!

IMPACTO DA INTRODUÇÃO DE BATERIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SMART GRIDS

Resumo

De forma a não comprometer o conforto ou a qualidade de vida, nos dias de hoje, é obrigatório que a energia elétrica esteja presente. Sendo indispensável, torna-se necessário assegurar que a sua distribuição seja feita da forma mais eficiente possível.

Uma resposta rápida e eficaz a possíveis falhas que ocorram na rede, irá garantir a tal qualidade de serviço desejada. Para isso, a automatização dos processos é uma grande evolução e objetivo de concretização do setor elétrico.

Neste contexto surge o conceito de Smart Grid, que tem como principal objetivo a combinação entre o setor elétrico e a evolução da tecnologia. A par desta característica, estes tipos de redes vêm também trazer evoluções no âmbito ambiental, pois a produção de energia elétrica é feita, maioritariamente, por fontes de energia renovável.

Este projeto incide na análise das vantagens técnicas e económicas da inclusão de equipamentos que detêm capacidades de armazenamento de energia, as Baterias de Armazenamento de Energia (BAE), neste tipo de redes.

Neste estudo foi usado o método do Despacho Económico, que tem como principal objetivo a determinação dos níveis de produção de todas as unidades geradoras do sistema ao mais baixo custo de produção, satisfazendo a carga. Com recurso a este método, foram criados vários cenários de estudo com vista a validar o estudo apresentado neste artigo.

Neste artigo é também realizado um estudo de viabilidade económica destes equipamentos de armazenamento de energia.

I. Enquadramento geral

Tal como é de conhecimento geral, o desenvolvimento do setor energético tomou porções impensáveis, levando a uma enorme dependência do ser humano para com a energia elétrica. Desta forma, é de extrema importância garantir a qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica (menor número de falhas na alimentação possível), garantindo assim a satisfação e a comodidade dos clientes.

Para que a qualidade de serviço seja assegurada, é necessário que as redes para além de conseguirem responder corretamente à exigência da procura, se tornem mais eficientes e seguras.

A eficiência energética pode ser descrita como a relação entre a energia útil de um processo e a energia necessária para ativar esse mesmo processo. Para que esta relação seja cada vez melhor, isto é, para que haja pouco desperdício de energia, surgiram as *Smart Grids* (Figura 1), que integram a evolução da eletrónica e da Tecnologia de Informação e Comunicação (TIC) nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE).

Apesar de já existirem certos mecanismos automatizados nas redes elétricas, grande parte das operações das entidades responsáveis são feitas de forma manual e não integrada. Assim, integrando estas recentes tecnologias, o “trabalho humano” reduziria substancialmente, fazendo com que as operações passassem a ser automatizadas, resultando numa utilização mais eficiente da energia [1].

A implementação deste tipo de redes, apesar de se refletir em ganhos claros, necessita de uma preparação prévia das infraestruturas, que por sua vez engloba custos para a sua realização [2]. Com isto, através de um programa europeu, o *Horizon 2020*, foram criados incentivos monetários para possibilitar a sua construção [3].

Para além do melhoramento da qualidade de serviço e da segurança que está adjacente à criação de *Smart Grids*, este tipo de redes tem ainda uma outra grande vantagem porque recorre a fontes de energia renováveis.

Para ser possível proceder ao armazenamento de energia foram criados alguns equipamentos tais como as Baterias de Armazenamento de Energia (BAE's). A sua recente incorporação em *Smart Grids*, veio ainda trazer mais benefícios, tanto a nível técnico como a nível económico [4].

Quanto à vertente económica, tal como sucede nas redes convencionais, os níveis de produção de cada unidade geradora e da própria BAE existente no sistema acarretam custos. Para isso, com a utilização de metodologias de cálculo, denominados por Despachos Económicos, tornou-se possível a minimização desses mesmos custos.

Utilizando essas metodologias, torna-se possível saber quais são os níveis de produção que cada unidade necessita de ter para satisfazer a procura, da forma mais eficiente do ponto de vista económico e técnico.

II. Modelo do despacho económico aplicado a *Smart Grids*

O Despacho Económico para *Smart Grids* consiste em determinar a potência necessária proveniente das unidades geradoras, bem a potência de saída (ou de entrada) das BAE's e da rede principal em cada período de tempo, com vista à otimização (minimização) dos custos operacionais de geração de energia [5] [6].

A função objetivo da Formulação Matemática do Despacho Económico está representada pela equação (1):

$$\min C = \sum F_k(P_k) + F_{rede}(Prede) + F_{BAE}(P_{BAE}) \quad (1)$$

Relativamente às restrições:

$$\sum P_k + Prede + P_{BAE} - P_{trans} = P_{carga} \quad (2)$$

$$P_{kmin} \leq P_k \leq P_{kmax} \quad (3)$$

$$Prede_{min} \leq |Prede| \leq Prede_{max} \quad (4)$$

$$-P_{max_car} \leq P_{BAE} \leq P_{max_descar} \quad (5)$$

Como a *Smart Grid* se encontra interligada com a rede principal, esta inclui m unidades geradoras e uma BAE.

A equação (2) diz respeito à restrição do equilíbrio de carga e de produção. Na equação (3) está representada a restrição dos limites de produção das unidades geradoras existentes. A equação (4) é referente à restrição de transmissão de energia entre a rede principal e a *Smart Grid*. A restrição da potência da BAE é representada pela equação (5) [7].

Nota: ver Nomenclatura.

III. Simulações e análises

De forma a se poder fazer uma análise prática deste conteúdo, serão apresentados diversos casos de estudo, entre os quais a *Smart Grid* interligada à rede principal e a *Smart Grid* interligada à BAE.

Para cada caso, foi desenvolvido um estudo relativo ao comportamento de cada unidade geradora face à aplicação do método do Despacho Económico (através da utilização de duas ferramentas computacionais – Excel e *Matlab*) e, no final, um estudo relativo à viabilidade económica da implementação de uma BAE num sistema.

a) Rede de Estudo

Para a realização do problema, é então necessário definir a rede de estudo.

Foi selecionada uma rede de 6 barramentos, 4 unidades geradoras, 4 cargas e ainda uma ligação à rede principal.

A carga apresenta um comportamento dinâmico, isto é, sofre variações ao longo do tempo, mais precisamente ao longo do dia.

A figura 1 mostra a rede em estudo.

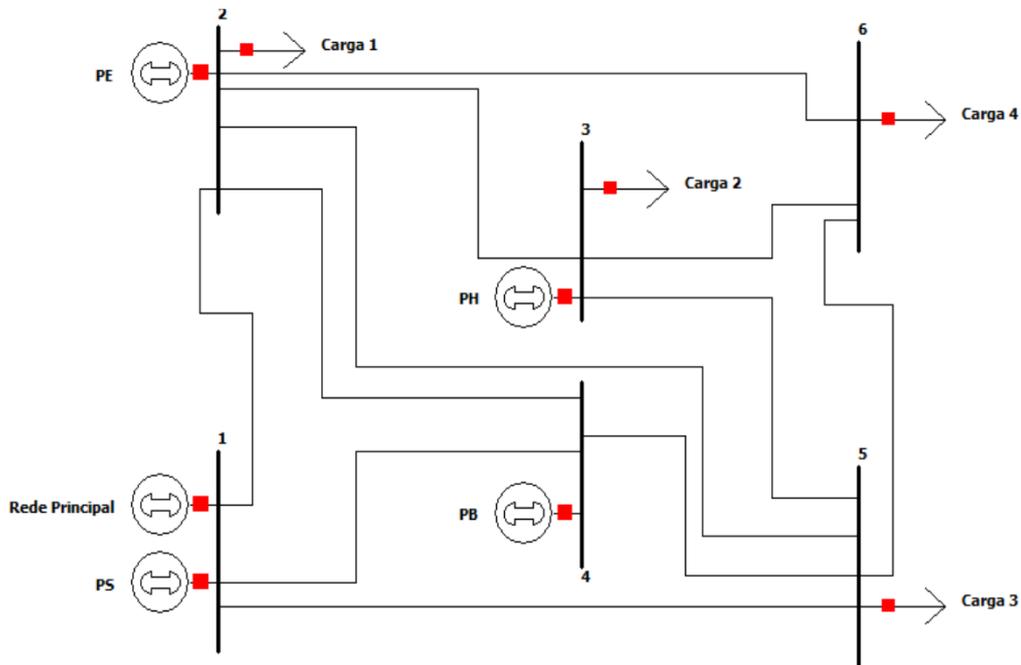


Figura 1. Rede de Estudo

Relativamente às unidades geradoras existentes, o sistema possui uma fonte de produção com base ao recurso Solar (PS), uma fonte de produção com base ao recurso Eólico (PE), uma fonte de produção com base ao recurso Hídrico (PH) e uma fonte de produção com base na cogeração a Biomassa (PB).

Cada unidade possui os respetivos limites, máximo e mínimos, de produção e custos de produção (Tabela 1) [8] [9].

Tabela 1. Características das Unidades da Rede

Unidades Geradoras			
Nome	Limite Mínimo (kW)	Limite Máximo (kW)	Custos de Produção (€)
PS	0	6	0,455
PE	0	12	0,65
PH	0	30	0,195
PB	0	30	0,195
Rede Principal	0	30	0,0231

A BAE, desenvolvida segundo [10], tem o respetivo perfil representado na Figura 2.

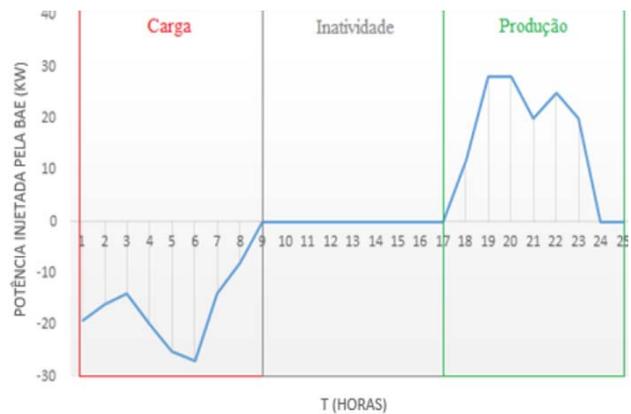


Figura 2. Perfil da BAE

Tal como se pode verificar, a BAE tem três estados possíveis: o período de carga, o período de inatividade e o período de produção.

O primeiro período – carga – refere-se ao período de tempo em que a BAE se encontra a carregar/armazenar energia.

O segundo período – inativo – refere-se ao período de tempo em que a BAE não se encontra nem a produzir nem a consumir.

Por fim, o terceiro período – produção – é para os instantes em que a BAE injeta energia na rede, ou seja, descarrega a energia anteriormente armazenada.

A nível económico, a produção de electricidade a partir da BAE tem o custo apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Custo de Produção da BAE

Nome	Custos de Produção (€)
BAE	0,00407

Com a definição de todos os componentes da rede já concluída, é agora possível proceder à resolução do problema do Despacho Económico, para os diferentes cenários.

As Figuras 3 e 4 representam, respetivamente, os valores de produção (em kW) de cada unidade geradora e os custos (em €) a si associados para o Cenário 1 – Smart Grid Ligada à Rede Principal.

Para este estudo, foi utilizada a ferramenta computacional *Excel*.

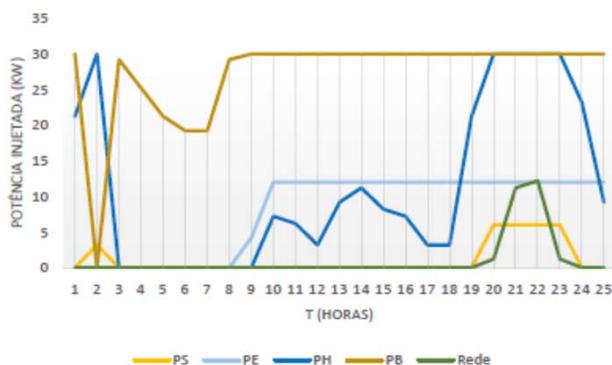


Figura 3. Níveis de Produção das Unidades Geradoras da Smart Grid com ligação à Rede Principal

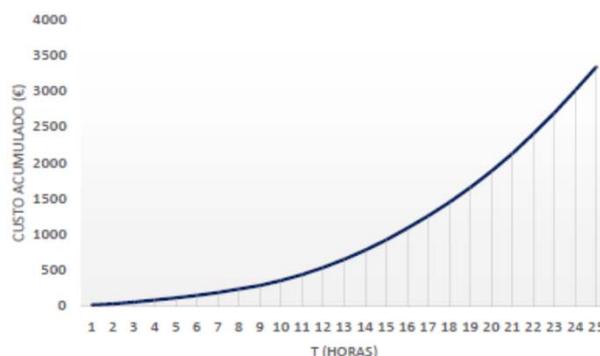


Figura 4. Custos de Produção da Smart Grid com ligação à Rede Principal

Tabela 3. Resultados Obtidos no Cenário 1 - Excel

Valores de Produção e Custos		
Nome	Produção (kW)	Custos (€)
PS	27,19	12,37
PE	196,19	127,53
PH	283,58	55,29
PB	683,19	133,22
Rede Principal	25,79	0,59

Para o Cenário 2 – *Smart Grid* Ligada à BAE, o processo foi maioritariamente igual ao anterior, destacando-se apenas a utilização de mais uma ferramenta, o *Matlab*, de forma a poder ser possível realizar um estudo comparativo entre ambas.

Os respetivos resultados estão apresentados nas Figuras 5 e 6 para a simulação em *Excel*...

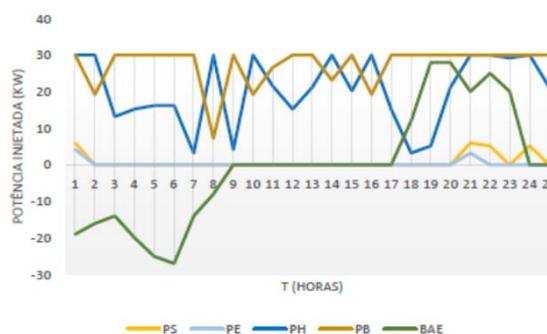


Figura 5. Níveis de Produção das Unidades Geradoras da Smart Grid com ligação à BAE – Simulação Excel

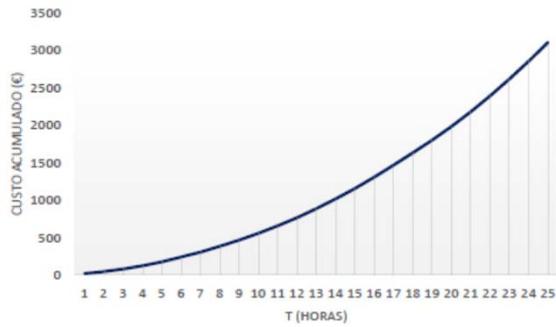


Figura 6. Custos de produção da *Smart Grid* com ligação à BAE – Simulação *Excel*

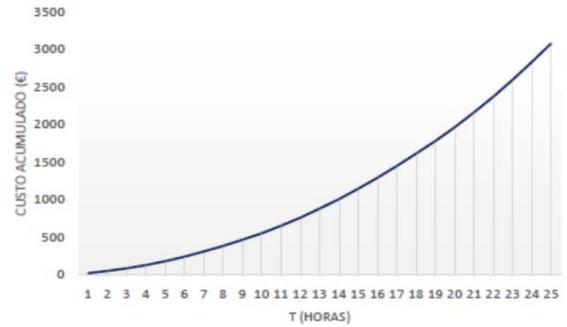


Figura 8. Custos de produção da *Smart Grid* com ligação à BAE – Simulação *Matlab*

Tabela 4. Resultados Obtidos no Cenário 2 - *Excel*

Valores de Produção e Custos		
Nome	Produção (kW)	Custos (€)
PS	22,39	10,19
PE	7,39	4,81
PH	511,57	99,76
PB	684,59	133,49
BAE	Variável	-0,0407

Tabela 5. Resultados Obtidos no Cenário 2 - *Matlab*

Valores de Produção e Custos		
Nome	Produção (kW)	Custos (€)
PS	23,59	10,74
PE	7,39	4,81
PH	609,52	118,86
PB	576,79	112,47
BAE	Variável	-0,0407

... e nas Figuras 7 e 8 para a simulação em *Matlab*.



Figura 7. Níveis de produção das unidades geradoras da *Smart Grid* com ligação à BAE – Simulação *Matlab*

b) Comparação dos Valores Obtidos

Pela análise das figuras 3 a 8, comprova-se que para o período inicial os níveis de produção do segundo cenário assumem valores maiores do que os observados no primeiro (isto devido à inclusão da BAE e esta estar na sua fase de carregamento). Por outro lado, quando a BAE entra na sua fase de descarregamento, dá-se uma diminuição brusca dos níveis de produção das unidades geradoras do sistema.

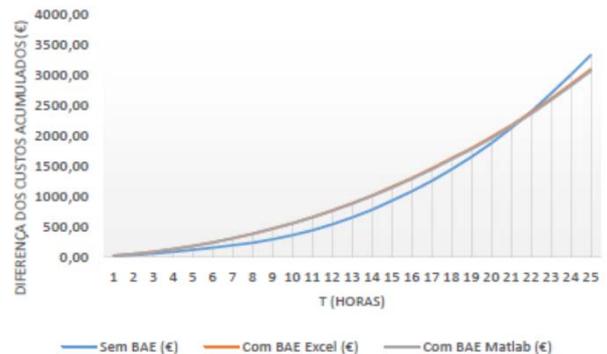


Figura 9. Custos de produção da *Smart Grid* com ligação à BAE – Simulação *Excel*

Numa análise comparativa, pode-se constatar que, tal como era de esperar, a inclusão de uma BAE resulta em custos de produção diários mais baixos (3099,84€/dia – Excel e 3071,99€/dia – Matlab) do que com a rede ligada à rede principal (3339,47€/dia). Em termos percentuais, houve um decréscimo de 7,18% para a simulação no Excel e um decréscimo de 8,01% para a simulação no Matlab.

Em termos dos valores das perdas de transmissão, a inclusão de uma BAE, para além da redução dos custos de produção, reduz ainda, de forma ligeira, as perdas da rede.

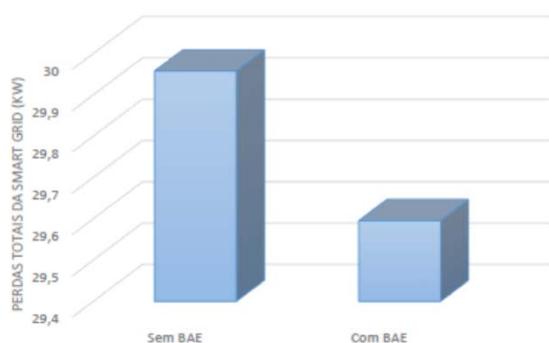


Figura 10. Comparação das Perdas de Transmissão

Analisando a nível numérico, a rede ligada à rede principal possui um valor de perdas de 29,56 kW, enquanto que com a BAE possui um valor de 29,53 kW (redução de 0,01%).

Outro estudo analisado, consiste na observação do comportamento das linhas ao longo de um dia.

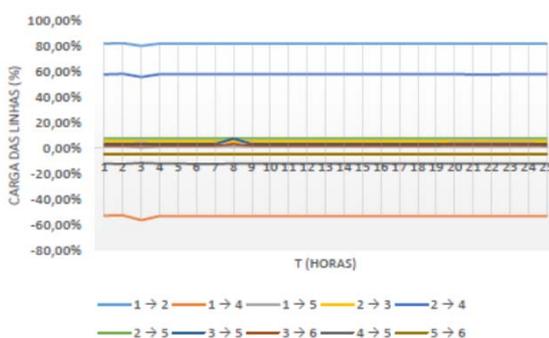


Figura 11. Comportamento das Linhas da Smart Grid com ligação à rede principal

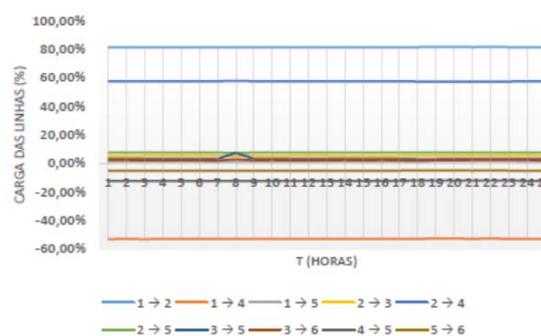


Figura 12. Comportamento das Linhas da Smart Grid com ligação à BAE

Como se pode comprovar, o número total de linhas que se encontra mais próxima da sobrecarga e que se encontra em operação normal de funcionamento, são iguais para os dois cenários, em que 3 delas se encontram acima dos valores médios estabelecidos e as restantes 7 se encontram dentro desses valores.

Relativamente às que se encontram em estado mais crítico, a linha 1-2 é a que apresenta um valor médio percentual mais elevado, de aproximadamente 81% de sobrecarga (tanto para um cenário como para o outro). A linha em melhores condições de funcionamento é a 3-6, com um valor médio de 2% de carga.

Em conclusão, pode-se confirmar que a condição do limite das linhas foi verificada em ambos os cenários, não sendo necessário uma reconfiguração dos componentes da rede.

c) Viabilidade Económica

A viabilidade económica consiste numa análise baseada em projeções e número, que tem como finalidade conseguir saber o potencial de retorno de um projeto e saber, desta forma, se esse mesmo projeto deve ir adiante ou não [11].

Para este estudo foram utilizadas 3 baterias diferentes: uma bateria de chumbo ácido (A), um sistema de acumulador elétrico (B) e um sistema de ar comprimido (C).

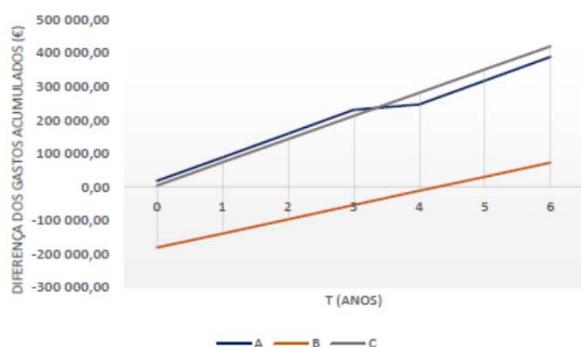


Figura 13. Viabilidade numa Visão de 6 anos

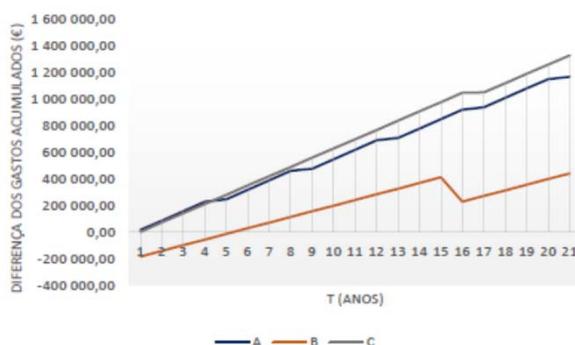


Figura 14. Viabilidade numa Visão de 20 anos

Tendo-se em consideração os respetivos custos dos equipamentos, de operação e manutenção e investimento de cada bateria, foi possível criar a função da diferença entre os gastos acumulados da *Smart Grid* ligada à BAE e da *Smart Grid* ligada à rede principal (para uma visão de 6 e 20 anos).

Como se pode verificar, pela análise da Figura 13 e 14, as baterias A e C são as que apresentam condições mais favoráveis de serem aplicadas. Contudo, a bateria C é a preferencial entre estas duas.

Em termos numéricos, tanto para a visão de 6 anos como para a visão de 20 anos, a bateria A e C apresentam viabilidade logo a partir do ano 0. Por outro lado, a bateria C só apresenta viabilidade a partir do ano 4.

IV. Conclusões

Neste relatório foram abordados aspetos teóricos sobre *Smart Grids* e Baterias de Armazenamento de Energia, com principal incidência nas vantagens técnicas e económicas da introdução deste equipamento neste tipo de redes. Tal estudo foi possível graças à utilização de técnicas de otimização, que foi executado na rede de estudo, sob a forma de diversos cenários, desde a conexão/desconexão da *Smart Grid* com uma rede elétrica principal e a inclusão/exclusão de uma Bateria de Armazenamento de Energia.

Através dos respetivos cálculos e simulações, tornou-se evidente que, com a integração destas baterias numa *Smart Grid*, os custos associados à produção de energia elétrica passam a ser mais baixos. A eficiência do sistema torna-se também a ser maior, pois através de uma comparação dos níveis das perdas de transmissão (apesar de não ter assumido grandes diferenças) sofreu uma redução.

Numa análise comparativa dos valores obtidos em cada software (*Excel* e *Matlab*), as diferenças numéricas não são relevantes, tendo-se verificado uma diferença de 27,85 €/dia, que se traduz em 10 165,25 €/ano de custos de produção, ou seja, um valor inferior a uma unidade percentual (0,90%) dos custos totais num ano.

Nomenclatura:

Pk Potência fornecida pela unidade geradora k

Prede Potência fornecida pela rede principal

PBAE Potência fornecida pela BAE

Fk Função do custo da unidade geradora k

Frede Função do custo da rede principal

FBAE Função do custo da BAE

Pcarga Cargas totais

Ptrans Perdas de transmissão

Prede_min Limite inferior da potência da rede

Prede_max Limite superior da potência da rede

Pmax_car Potência máxima de carga da BAE

Pmax_descar Potência máxima de descarga da BAE

Referências

- [1] Liu, X.P., Ding, M., Han, J., Peng, Y., “Dynamic Dispatch for Microgrids Including Battery Energy Storage”, 2nd IEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generating Systems, 2010.
- [2] Energia dos Sonhos, “Revista Controle e Instrumentação”, Edição nº 163, 2010.
- [3] Siemens, “Smart Grid – A Rede Elétrica Inteligente do Futuro”, 2015.
- [4] Horizon 2020, www.ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/h2020-section/secure-clean-and-efficient-energy
- [5] Quanta Technology, “Electric Energy Storage Systems”, 2014.
- [6] Ferreira, J., Vale, Z., Sousa, T., Canizes, B., Puga, J., “Transmission costs allocation based on optimal re-dispatch”, 2011.
- [7] Ferreira, J., Ramos, S., Vale, Z., Soares J., “Transmission expansion planning supported by data mining based methodology”, IEEE Intelligent Systems – AI in Power Systems, vol. 26, no 2, pág. 28-37, 2011.
- [8] Ding, M., Zhang, Y.Y., Mao, M.Q., Yang, W., Liu, X.P., “Operation optimization for microgrids under centralized control”, 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generating Systems, 2010.
- [9] <http://www.portal-energia.com/microgeracao-em-portugal/>
- [10] Liu, X.P., Ding, M., Han, J., Peng, Y., “Dynamic Economic Dispatch for Microgrids Including Battery Energy Storage”, 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generating Systems, 2010.
- [11] <http://windlift.wordpress.com/2008/03/01/kite-energy-storage-compressed-air-and-hydraulic-accumulators/>

Curiosidade:

PREVISÃO DO DIAGRAMA DE CARGA DE SUBESTAÇÕES DA REN UTILIZANDO REDES NEURONAIAS

Resumo

A previsão de diagramas de carga é bastante utilizada por diversas empresas que lidam com o setor elétrico, o que torna este processo muito importante para a eficiência e qualidade. As Redes Neurais Artificiais (RNA) são uma técnica computacional com diversas áreas de aplicação, sendo uma delas a previsão de cargas.

Ao longo deste artigo está presente todo o processo realizado para alcançar as redes ideais de duas subestações da Rede Elétrica Nacional (REN), Prelada e Ermesinde, e posteriormente desenvolver um método de previsão eficaz para diagramas de carga e comprovar que a utilização de RNA são uma mais-valia no alcance de boas previsões.

I. Introdução

Atualmente a energia elétrica desempenha um papel fundamental, tanto a nível económico do país, como a nível de conforto e satisfação individual.

Com o aumento dos produtores e a utilização de novas fontes primárias de energia os diagramas de carga têm sofrido modificações, devido ao carácter volátil de energias como o vento [1]. Deste modo, torna-se ainda mais importante o estudo de uma metodologia de previsão de diagramas de carga. Para tal, neste artigo utiliza-se as RNA, que são técnicas computacionais muito utilizadas em estudos de previsão, baseadas no funcionamento de uma rede neuronal biológica, e que têm como objetivo estimar valores de saída com base em vários dados de entrada.

II. Redes neuronais artificiais

As RNA são constituídas por muitas unidades de processamento, designadas por neurónios artificiais, que estão ligadas a canais de comunicação que se encontram associados a um determinado peso.

Os neurónios artificiais consideram as várias entradas possíveis, realizam o processamento da informação multiplicando o sinal recebido na entrada pelo peso, que indica a sua influência na saída, realiza de seguida a soma ponderada dos sinais que produz um determinado nível de atividade e por fim se esse nível exceder um certo limite a unidade produz uma resposta [1][2][3].

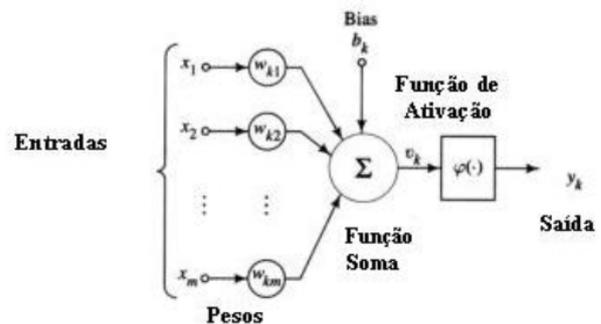


Figura 1. Modelo matemático utilizado pela RNA [3]

Um diagrama esquemático de uma RNA está presente na figura 2, geralmente a arquitetura destas redes é composta por uma camada de entrada, uma ou mais camadas ocultas, e uma camada de saída. Regra geral, cada neurónio é ligado aos outros neurónios da camada anterior através de pesos adaptáveis [3][4].

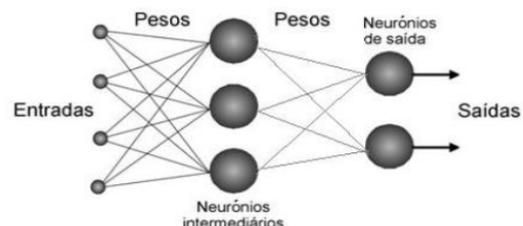


Figura 2. Esquema de uma RNA [2]

III. Método desenvolvido para a aplicação

Para o desenvolvimento de uma rede neuronal utilizou-se a ferramenta *Neural Network Fitting Tool*, do *MATLAB*. Esta ferramenta resolve problemas de ajuste de input-output de uma rede neuronal *feedforward* de duas camadas, utilizando o algoritmo de *Levenberg-Marquardt backpropagation*.

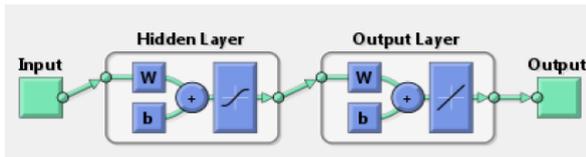


Figura 3. Esquema da arquitetura da RN

A arquitetura das redes treinadas é composta por dados de entrada (*Input*), uma camada oculta (*Hidden Layer*), com neurónios ocultos ativados pela função tangente hiperbólica, uma camada de saída (*Output Layer*), com neurónios de saída ativados pela função linear, e finalmente pelos dados de saída (*Output*).

Encontrar o melhor número de neurónios

A primeira fase do método desenvolvido para alcançar a melhor rede, para o processo de previsão, passou por efetuar 5 treinos para cada um dos quatro conjuntos diferentes de neurónios, 10, 20, 25 e 30, que foram estipulados com o intuito de alargar o campo de opções para chegar a melhores resultados.

Através da ferramenta utilizada, no *MATLAB*, e analisando os dados obtidos no fim do processo de aprendizagem para os diferentes números de neurónios, a melhor rede obtida foi para 30 neurónios alcançando um erro médio quadrático de 6,94868, no subconjunto do treino.

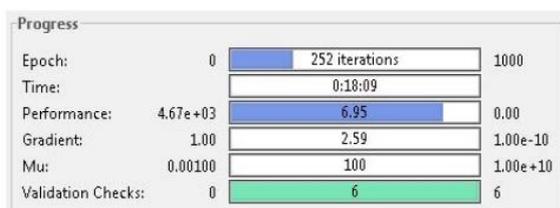


Figura 4. Progressos da melhor rede, com 30 neurónios

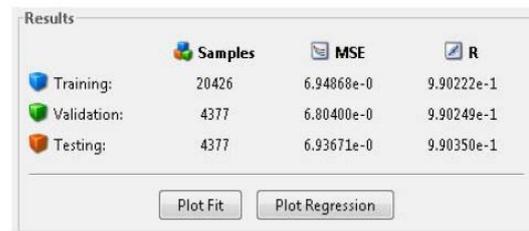


Figura 5. Resultados da melhor rede, com 30 neurónios

O treino terminou com um total de 252 iterações em 18min e 09s. Relativamente à melhor performance de validação, esta foi obtida na iteração 246, com um erro médio quadrático de 6,804.

Encontrar a melhor percentagem

Após obter o melhor número de neurónios a próxima fase passa por adquirir as melhores percentagens a utilizar em cada subconjunto (treino, validação e teste) da ferramenta.

Com a finalização de todos os treinos para os casos possíveis e a sua análise, verifica-se que a melhor opção de percentagens a utilizar é de 75% de Treino, 15% de Validação e 10% de Teste, tendo em consideração os resultados obtidos e o facto de subconjunto de Treino ser o mais relevante.

Impacto de diferentes conjuntos de dados na obtenção da rede ideal

Com a definição da estrutura e parâmetros da rede é possível passar à realização de treinos para alcançar a rede com os resultados mais favoráveis. Nesta fase é importante analisar que tipo de dados causam um maior impacto na aprendizagem da rede e assim verificar a importância que têm no treino.

Ao longo dos vários treinos e sua análise, para os diferentes conjuntos de dados (Temperatura, Humidade, Vento, Luminosidade e Feriados) é possível comprovar que dados como Feriados são essenciais, neste tipo de estudo, para alcançar melhores resultados.

Têm um grande impacto na aprendizagem da rede, o que seria de esperar pois quando se trata de produção e/ou consumo de carga, neste tipo de dias, tem tendência a diminuir. No entanto, quando se utiliza todos os dados no mesmo treino é possível alcançar bons resultados, demonstrando que os dados em conjunto facilitam a aprendizagem e lhe permitem um maior conhecimento de comportamento passado.

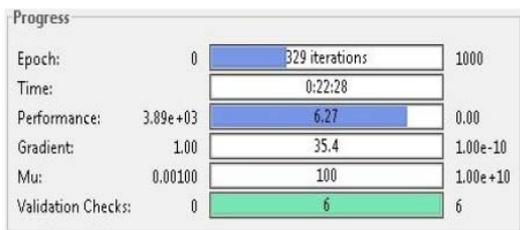


Figura 6. Progressos da melhor rede, com todos os dados, da subestação da Prelada

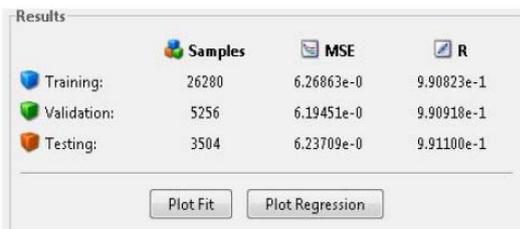


Figura 7. Resultados da melhor rede, com todos os dados, da subestação da Prelada

As figuras 6 e 7 demonstram os progressos e resultados obtidos na melhor rede encontrada, utilizando todos os dados disponibilizados pela REN, para a subestação da Prelada. A rede contém um erro de 6,26863 correspondente ao treino e um valor de regressão de 0,990823 para o mesmo subconjunto. A melhor performance obtida quanto à validação está presente na iteração 323 com um erro de 6,1945.

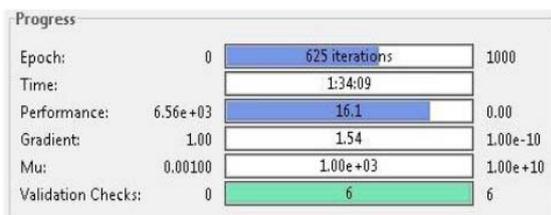


Figura 8 - Progressos da melhor rede, com todos os dados, da subestação de Ermesinde

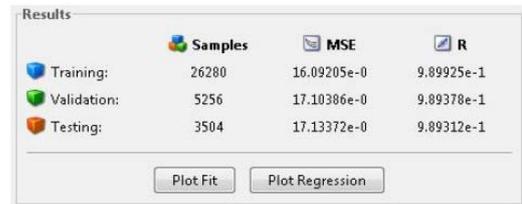


Figura 9. Resultados da melhor rede, com todos os dados, da subestação de Ermesinde

As figuras 8 e 9 demonstram os progressos e resultados da melhor rede obtida para a subestação de Ermesinde. Esta rede atingiu um erro médio quadrático de 16,09205 no subconjunto de treino, alcançando a sua melhor performance de validação na iteração 619, com um erro de 17,1039.

IV. Previsão do diagrama de carga

A previsão dos diagramas de carga foi feita para dois dias e duas semanas, escolhidos aleatoriamente, do mês de Março de 2015, para as subestações da Prelada e de Ermesinde.

A realização da previsão consistiu em utilizar a melhor rede encontrada no processo de aprendizagem, através da ferramenta *Neural Network Fitting Tool*, para cada uma das subestações em análise, e o conjunto de Inputs, com todos os dados disponíveis correspondentes ao dia ou semana que se pretende efetuar a previsão, e utilizar a função criada para calcular saídas.

```

1 function saidas = calcular_saidas(net,inputs)
2
3 -   saidas = sim(net,inputs);

```

Figura 10. Função calcular saídas (Outputs)

Previsão de Diagrama de Carga do dia 18 de Março de 2015, da subestação da Prelada

Utilizando a função presente na figura 10 e a respetiva rede e Inputs, obteve-se o gráfico representado na figura 11.

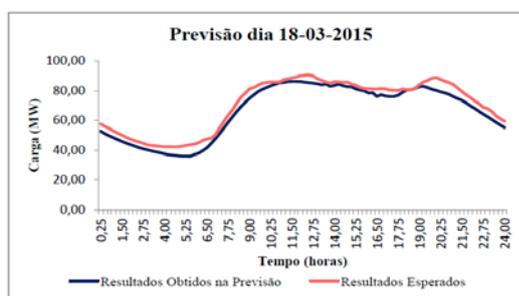


Figura 11. Gráfico de Previsão de Diagrama de Carga do dia 18 de Março de 2015

Através da análise da figura 11 verifica-se que os valores obtidos através da previsão são próximos dos valores reais, no entanto têm tendência a serem ligeiramente inferiores. Realizando a diferença entre os valores representados no gráfico de previsão obtém-se o erro existente entre eles que é, em média, 4,28, tendo uma variação entre 8,70 e 0,04.

Previsão de Diagrama de Carga da 1ª semana de Março de 2015, da subestação da Prelada

Novamente utilizando a função presente na figura 10 e a respetiva rede e *Inputs*, obteve-se o seguinte gráfico.

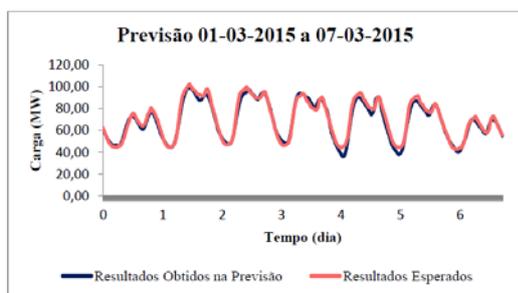


Figura 12. Gráfico de Previsão de Diagrama de Carga da 1ª semana de Março de 2015

Analisando o gráfico é possível afirmar que a utilização de redes neuronais pode ser uma ajuda na previsão de diagramas de carga uma vez que os resultados obtidos são muito próximos dos resultados reais, no entanto deve ser tido em atenção o erro presente no processo de aprendizagem, que nunca chega a ser nulo e neste caso tem um valor de 2,49 (erro médio). A variação de erro ocorre entre os valores 9,88 e 0,01.

Previsão de Diagrama de Carga do dia 30 de Março de 2015, da subestação de Ermesinde

Mais uma vez utilizando a função presente na figura 10 e a respetiva rede e *Inputs*, obteve-se o gráfico de previsão do dia 30 de Março, neste caso para a subestação de Ermesinde.

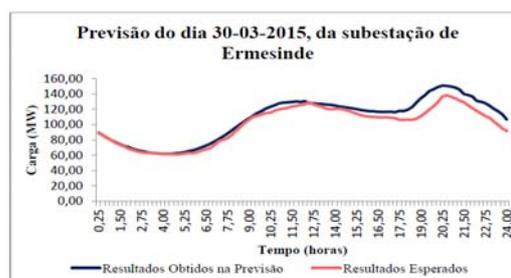


Figura 13. Gráfico de Previsão de Diagrama de Carga do dia 30 de Março de 2015

Pode-se verificar que os valores obtidos na previsão têm tendência a serem superiores aos valores esperados, contrariamente ao que acontecia na subestação da Prelada. Pode-se verificar ainda um aumento do erro entre os dois conjuntos de dados à medida que o tempo aumenta, principalmente a partir das 17h, aproximadamente. O erro médio atingido, neste dia, foi de 7,17, existindo uma variação entre um erro máximo de 24 e um mínimo de 0,01.

Previsão de Diagrama de Carga da 2ª semana de Março de 2015, da subestação de Ermesinde

Através da função presente na figura 10 e a respetiva rede e *Inputs*, obteve-se o seguinte gráfico.

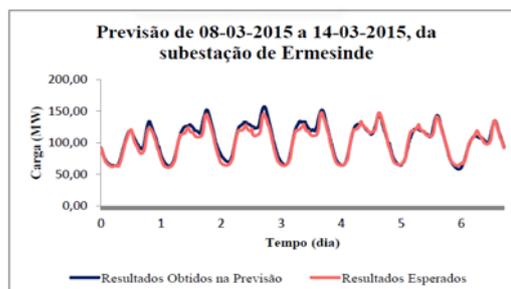


Figura 14. Gráfico de Previsão de Diagrama de Carga da 2ª semana de Março de 2015

Pode-se verificar que, mais uma vez, os valores alcançados na previsão tendem a ser ligeiramente superiores aos dados reais, no entanto seguem a linha dos resultados esperados. A variação do erro, nesta situação, ocorreu entre 19,75 e 0,005 o que calculou um erro médio de 5,01.

V. Conclusões

Analisando o comportamento dos dados obtidos nas previsões em comparação com os dados reais é possível concluir que as redes neuronais permitem obter previsões credíveis e satisfatórias. Conseguem seguir sempre a tendência do comportamento dos valores reais. No caso das previsões realizadas para a subestação da Prelada os valores obtidos têm tendência a serem inferiores aos valores reais, enquanto na subestação de Ermesinde acontece o oposto.

Quanto ao valor médio dos erros obtidos, no processo de previsão, são um pouco elevados, este valor devia ser mais próximo de zero e para que tal seria necessário aumentar o número de treinos realizados e utilizar dados meteorológicos próprios de cada localização, diminuindo as variações.

Pode-se concluir que as RNA são realmente um bom método para conseguir boas previsões. Na previsão de diagramas de carga pode ser uma mais-valia, pois é possível ter uma noção

de qual ser o comportamento que a carga terá num determinado espaço de tempo e uma aproximação da quantidade de carga que será utilizada.

Para concluir este artigo, um especial agradecimento à REN e seus engenheiros, pelo apoio e disponibilização de dados que tornou possível a elaboração deste estudo.

VI. Referências

- [1] RODRIGUES, Ricardo. "Previsão dos consumos na RNT considerando a produção distribuída – Desenvolvimento de um procedimento de apoio à decisão do Gestor do sistema". FEUP, 2014.
- [2] BARROS, Tiago. "Previsão de carga – Comparação de técnicas". FEUP, 2014.
- [3] HAYKIN, Simon. "Neural Networks – A comprehensive Foundation". 2ª Edição. Pearson Education, Canadá, 1999.
- [4] KALOGIROU, Soteris A.; BOJIC, Milorad. "Artificial neural networks for the prediction of the energy consumption of a passive solar building". Department of Mechanical and Marine Engineering, Higher Technical Institute, Cyprus, e University of Kragujevac, Faculty of Mechanical Engineering, Department of Energy and Process Engineering, Yugoslavia. Elsevier Science Ltd., 2000.

Notas soltas:

Fator	Prefixo	Símbolo
10^{24}	yotta	Y
10^{21}	zetta	Z
10^{18}	exa	E
10^{15}	peta	P
10^{12}	tera	T
10^9	giga	G
10^6	mega	M
10^3	kilo	K
10^2	hecto	h
10^1	deca	da

Fator	Prefixo	Símbolo
10^{-1}	deci	d
10^{-2}	centi	c
10^{-3}	mili	m
10^{-6}	micro	μ
10^{-9}	nano	n
10^{-12}	pico	p
10^{-15}	femto	f
10^{-18}	atto	a
10^{-21}	zepto	z
10^{-24}	yocto	y

Página deixada intencionalmente em branco!

GROUND FAULT PROTECTION METHODS FOR DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract

The system grounding method option has a direct influence on the overall performance of the entire medium voltage network as well as on the ground fault current magnitude.

For any kind of grounding systems: ungrounded system, solidly and low impedance grounded and resonant grounded, we can find advantages and disadvantages. A thorough study is necessary to choose the most appropriate grounding protection system. The power distribution utilities justify their choices based on economic and technical criteria, according to the specific characteristics of each distribution network.

In this paper we present a medium voltage Portuguese substation case study and a study of neutral system with Petersen coil, isolated neutral and impedance grounded.

1. Introduction

The system grounding in power distribution substations is an important issue for the proper operation of the entire network. Main goals of system grounding are to minimize voltage and thermal stresses on equipment, provide personnel safety, reduce communications system interference and give assistance in rapid detection and elimination of ground faults.

The choice of neutral systems has influence on the distribution network performance and on the choice of installed equipment protection. The main differences among neutral systems are related to the network behaviour in case of a ground fault.

There is a wide range of neutral grounding systems in MV distribution networks. The neutral conductor can be connected to ground through different ways, according to the type (capacitive, resistive or inductive), and with its value (0 to infinite). Isolated neutral eliminates the fault current flow to earth through the neutral conductor but causes high

voltages. The solidly earth neutral (directly connected to earth) minimizes the voltage surge but it results in high current values.

The resonant-grounded has gained popularity in recent years in distribution networks, mainly due to the significant increase in continuity service [1]. A reactance is installed, known as the Petersen coil, which permits the adjustment of the inductance value to preserve the tuning condition of the system for different network topologies. The variable reactance is connected to the secondary neutral power transformer or to the neutral of a grounding bank [2].

This grounded system protection is particularly advantageous in rural areas, to solve the occurrence of lightning, birds and tree branches caused faults. In urban areas, with mostly permanent faults, resonant grounding system can also be used to guarantee electrical service continuity.

Resonant grounding provides self-extinction of the fault arc in overhead lines for about 80% of temporary ground faults [3]. Considering that about 80% of ground faults are temporary, we conclude that more than 60% of overhead line ground faults clear without breaker tripping. High-impedance grounded systems are grounded through a high-impedance resistor or reactor with an impedance equal to or slightly less than the total system capacitive reactance to ground. The neutral resistor is of such a high value that ground faults on such systems have very similar characteristics to those of resonant-grounded systems [4-5].

In the next sections we will see different grounded systems and we will analyze their influence on the occurrence of a line-to-ground fault, and the influence of direct and resistive faults at different network points.

2. Earthing Ground Systems

2.1. Isolated Neutral

A network is called isolated neutral when there is no physical connection between the neutral point of the MV transformer and earth (Fig. 1).

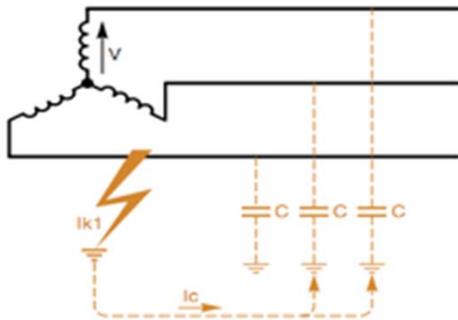


Figure 1. Earth fault in isolated neutral system

The average voltage depends on the impedance between line conductors and the ground. This impedance includes the predominant capacitances between the lines and earth and leakage impedances of other network components [6].

The residual voltage, which is the vector sum of the three line-to-line voltages, is never entirely zero. Monitoring this residual voltage can be a good solution, because it indicates the insulation quality, since any fault between line and earth causes a strong imbalance between the impedance and the increase of residual voltage. This system is mainly used in aerial and short length distribution lines. In the case of long distances, the capacitance to ground is very high, causing dangerous situations due to high current values. Because of the line-to-line voltage, the network must be isolated between phases and earth [7].

The fault current I_{k1} can be determined as $3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$, where, C is the capacitance between line and earth, ω is the angular frequency and V is line-to-earth voltage.

The main advantage of this system is the service continuity, because fault current is low and not enough to trigger the automatic protections, which occurs only at a second fault. The disadvantage is the inability to eliminate an overvoltage transient across the earth, which can be a big problem if the voltage is too high.

2.2. Solidly earthed neutral

In this case, the connection between neutral point and earth is a straight line with zero impedance (Fig. 2). The network impedance, the fault and earth return set the fault values.

Usually, the current intensity of a large number of ground faults can show significant variations depending on the location and on the kind of fault, making it more difficult to reconfigure the network [3]. In this case, line-to-ground voltage is applied to fault, and the neutral potential remains the same as the earth potential. Upon the occurrence of this fault, a large amount of energy is released [4]. The line-to-ground fault current is a short-circuit line-neutral, and this value can be high enough to trigger protections at the first fault.

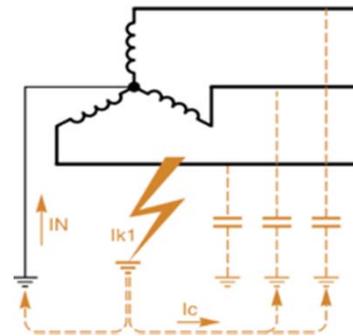


Figure 2. Earth fault in solidly earthed neutral power system

This system is very good to eliminate overvoltage's but brings danger to people and service continuity does not exist in case of a fault.

The single-phase earth fault current in a solidly earthed system may exceed the three-phase fault current. The magnitude of the current depends on the fault location and the fault resistance. One way to reduce the earth fault current is to leave some of the transformer neutrals unearthed. The main advantage of solidly earthed systems is low overvoltage's, which makes the Earthing design common at high voltage levels [8].

2.3. Impedance Earthing

This method uses an impedance, which can be a resistor, a coil or a low impedance between the neutral and the earth. This system can be found in Portugal, Spain and France.

With this neutral system we can reduce the magnitude of current fault in a quickly and safely way.

The impedance value is always high when compared to the lines impedance. Therefore the system fault current varies with the fault. This current is approximately in the magnitude of hundreds of Ampere (100 A to 2000 A). This high value of fault current, as well as the preponderance of components circulating in the neutral impedance, makes it easier to detect earth faults.

In Fig. 3 we can see the case of a resistive component between neutral and earth. An alternative can be an inductive component (Fig. 4), to partially compensate the capacitive component of network [6].

The inductive impedance limits the fault current and overvoltage. However the protection must act automatically at the first earth fault. To easily detect the fault, the inductive current must be higher than the capacitive current that circulates in the system. In distribution systems inductive current values are between 300 A and 1000 A, because they are easier to detect, thus preventing overvoltage's [1].

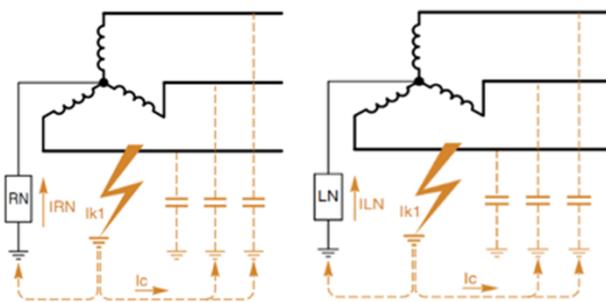


Figure 3 and 4. Resistive and Inductive Earthing, respectively

This system limits the range of fault currents and the protections are easy to implement if the current limit is greater than the system capacitive current. The coil has low resistance, and it does not dissipate a large amount of heat energy. In HV networks this solution is more preferred to the earth resistance one

2.4. Petersen coil / Resonant grounded

This ground system can be used in aerial or mixed lines,

implying the installation of a Peterson coil in HV/MV substations [9].

The Petersen coil is also known as suppressor arcs, faults neutralizer or extinction coil. The systems with this neutral point are also known as neutral resonant or compensated systems [10].

A Petersen coil is usually connected to the neutral of the distribution transformer (Fig. 5), or connected to the zigzag transformer, so that the fault current is practically zero when a fault occurs [4]. The contribution to the fault current from the current capacity of the lines (where a ground fault circulates from a healthy conductor to the earth), is compensated by the current coil [7].

The inductance value of the Petersen coil must be equal to the capacities of the network, which may vary, as it happens when switching operations occur in the network. When this happens the system is fully compensated, or 100% tuned. The modern controllers constantly monitor the zero sequence voltage and detect any changes in the capacities of the network.

The controller will automatically adjust to the new level, ensuring that the Petersen coil is properly tuned to neutralize any ground fault that may occur [11]. This fast limitation of current fault occurs automatically without any intervention from another system [12].

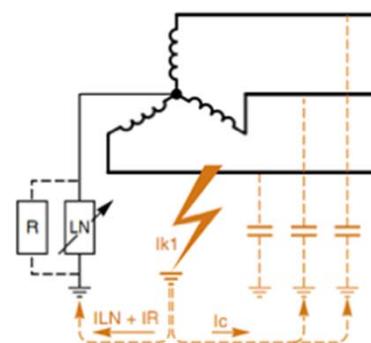


Figure 5. Petersen coil

The inductive and capacitive currents compensate each other provided that one is inductive (circuit ground) and the other is capacitive (healthy capacity lines).

Currents may be added in opposite phases, due to a slight coil resistance with a magnitude of few Ampere.

3. Case Study

In this work, we use a 30 kV distribution grid fed by SERPA substation in Portugal. The objective is to study and compare four different neutral systems giving special attention to the results obtained when using the Petersen coil. These systems are: Petersen coil, in two different situations; impedance grounded; and isolated neutral (ungrounded) - for direct faults and resistive faults. This study was supported by software used in Portuguese distribution utility. This software was used to obtain line voltage and current values after the occurrence of faults. Because the voltage triangle is relatively undisturbed, these systems can remain operational during sustained, low-magnitude faults. Self-extinction of ground faults in overhead-ungrounded lines is possible for low values of ground fault current.

3.1. Modelling Petersen Coil

In this case, the fault current is linked to the tuning coil which limits the fault to very low levels, but not exceeding 40A. The Petersen coil neutral system is studied here in two different situations.

In the first situation, the fault current is less than 40 A and in the second one it is below 20 A. Ideally the tuning should be automatic, generating the lowest possible fault current.

In this study, the impedance value of the Petersen coil is a fixed value, determined as to limit the fault current to 40 A, and 20 A for the two situations. The resistance value is ignored, because it has a very low value.

3.2. Analysing Impedance Coil

The values for the impedance are:

$$V_c = 30\,000\text{ V} \quad (1)$$

$$V_s = \frac{V_c}{\sqrt{3}} = \frac{30\,000}{\sqrt{3}} = 17\,321\text{ V} \quad (2)$$

1) Impedance for 40 A

$$Z = \frac{V_s}{I} = \frac{17\,321}{40} = 433,013\ \Omega \quad (3)$$

2) Impedance for 20 A

$$Z = \frac{V_s}{I} = \frac{17\,321}{20} = 866,025\ \Omega \quad (4)$$

The selected network has the following characteristics:

- Large network;
- Overhead lines - 127 854 m (215 m cables);
- Rural network.

In Fig. 6 we can see five selected locations to take measurements, where 1 is location where the earth fault occurs, 3 is the fed substation and 5 is the furthest point away from the earth fault.

The fault current flows through locations 1, 2 and 3, whereas the other points only "see" the fault, and are affected by it.

For the neutral system using Petersen coil an impedance was used to limit the fault current to 20 A and 40 A, respectively. A reactance was used in the isolated system to limit the fault current to 300A.

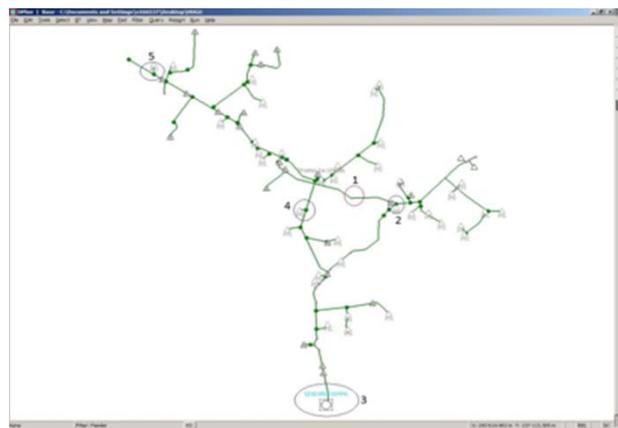


Figure 6. Study network

3.3. Direct Faults

In the following tables we present the voltage values in L1 line in fault (line-earth), and the values in other lines. Tables 1 and 2 refer to the case of using Petersen coil and limiting the fault current respectively to 40 A and 20 A.

Table 3 refers to the use of neutral reactance, and table 4 refers to the neutral isolated system.

Table 1. Petersen coil – 40 A

		Voltage					
		L1		L2		L3	
		pu	angle (°)	pu	angle (°)	pu	angle (°)
Point	1	0	0	1,702	-148,6	1,681	149,8
	2	0,006	-29,7	1,699	-148,6	1,679	149,7
	3	0,042	-31,6	1,687	-148,2	1,665	149,5
	4	0,021	-30,6	1,694	-148,4	1,673	149,7
	5	0,021	-30,6	1,694	-148,4	1,673	149,7

Table 2. Petersen coil – 20 A

		Voltage					
		L1		L2		L3	
		pu	angle (°)	pu	angle (°)	pu	angle (°)
Point	1	0	-	1,717	-149,3	1,706	149,9
	2	0,003	-30,3	1,715	-149,3	1,704	149,9
	3	0,022	-32,3	1,709	-149,1	1,697	149,8
	4	0,011	-31,3	1,713	-149,2	1,702	149,8
	5	0,011	-31,3	1,713	-149,2	1,702	149,8

Table 3. Inductive impedance

		Voltage					
		L1		L2		L3	
		pu	angle (°)	pu	angle (°)	pu	angle (°)
Point	1	0	-	1,717	-149,3	1,706	149,9
	2	0,003	-30,3	1,715	-149,3	1,704	149,9
	3	0,022	-32,3	1,709	-149,1	1,697	149,8
	4	0,011	-31,3	1,713	-149,2	1,702	149,8
	5	0,011	-31,3	1,713	-149,2	1,702	149,8

Table 4. Isolated system

		Voltage					
		L1		L2		L3	
		pu	angle (°)	pu	angle (°)	pu	angle (°)
Point	1	0	-	1,732	-150	1,732	150
	2	0	-	1,732	-150	1,732	150
	3	0	-	1,732	-150	1,732	150
	4	0	-	1,732	-150	1,732	150
	5	0	-	1,732	-150	1,732	150

The fault occurs in location 1, and location 2 is the closest point. In both points we can notice a strong interference in the respective voltage values. In fault line L1 the voltage drops to zero in local 1, and practically to zero in local 2, in all

situations. As expected, in L2 and L3 lines voltage values rise in all different situations and network points.

This increased voltage values in healthy phases can damage some equipment isolation or reduce its life. In all situations we can observe a strong shift of the neutral point.

3.4. Resistive Faults

We also studied the impact of resistive faults in line-earth L1 under three soil conditions. The fault impedance depends on the soil characteristics and the conditions when the fault occurs. Thus, we simulate the fault for the case of 10, 500 and 1000 ohm. In the following figures we can see the voltage values in lines and let us analyze the drop voltages in each situation of the four neutral systems considered: BP40 – Peterson coil 40A, BP20 - Peterson coil 20A, REAN – Inductive impedance and ISOLADO – isolated system.

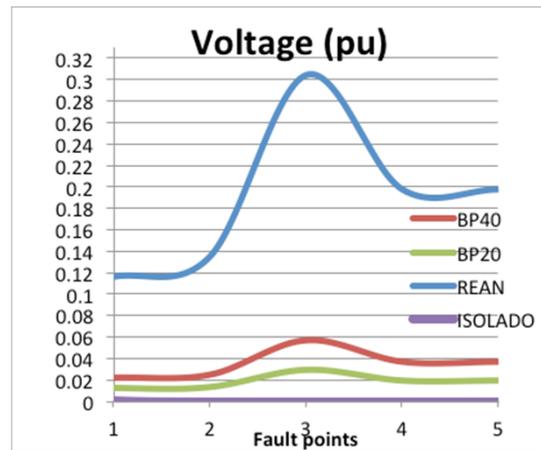


Figure 7. Resistive faults (10 Ω)

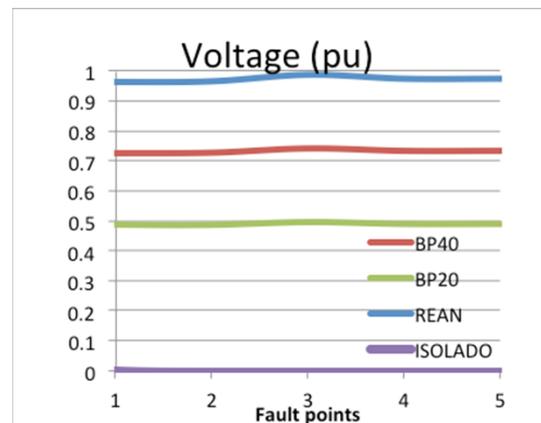


Figure 8. Resistive faults (500 Ω)

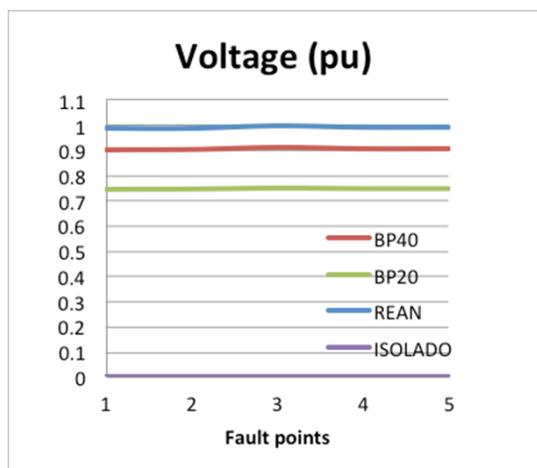


Figure 9. Resistive faults (1000 Ω)

In the three different soil conditions we can notice that as the soil resistivity increases, the voltage drops. In Figs. 7 and 8, drop voltage is very small, remaining very close to 1 pu.

Usually in resistive faults, the voltage increase in healthy lines is not so high as in the direct faults. That results in fewer problems in equipment insulation and lifetime. In both direct and resistive faults the neutral displacement occurs.

4. Conclusions

In direct faults, except in the case of the isolated neutral system in point 3, and for the remaining systems, it is visible a slight increase in voltage values, because point 3 is located in SERPA substation, which feeds the studied network. In all systems we can observe a strong displacement of the neutral point.

The default current is limited by the neutral at stake. In the case of the isolated neutral, default current is zero, because the fault loop does not close, and thus no fault current is generated. Using the Petersen Coil the fault current is limited to 40 A and 20 A, respectively in the two simulated situations, which is one of the advantages this system, because in both we can practically eliminate the fault current when the coil is tuned.

After the fault occurrence, the voltage system becomes unbalanced, as shown in the previous tables.

This is because of the drop voltage in the faulty line and the healthy phases increase.

The neutral point using the reactance neutral is the situation in which voltage drops are not so high; however, the fault current is the highest.

In direct faults, as well as in resistive faults, the current is limited by the type of neutral system. The lower the fault current limit and the higher soil resistivity, the less is the voltage drop across the fault line (L1), and the lower increase in voltage in healthy lines (L2, L3), except for the neutral point isolated. In this case, upon the occurrence of a fault in phase L1, the healthy phases are always subject to line-to-line voltage.

In both cases, for resistive and direct faults, displacement of neutral point does occur.

Referências

- [1] Nelson, J. P. and Sen, P. K.: "System Grounding, Ground Fault Protection and Electrical Safety", IEEE Press Series on Power Engineering (Book 37), Wiley-IEEE Press; 1 edition, Jun. 2014.
- [2] Bjerkan, E., Venseth, T.: Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. International Conference on Power Systems Transients, Canada, 2005.
- [3] Pühringer, M: Resonant Grounding as Approach to System Neutral Grounding. Haefely Trench, Feb. 1998.
- [4] Roberts, J., Altuve, H.J., Hou, D.: Review of Ground Fault Protection Methods for Grounded, Ungrounded, and Compensated Distribution systems, 2001.
- [5] Hou, D.: Comparing Fault Resistance Coverage of Different Distribution System Grounding Methods. 37th Annual Western Protective Relay Conference, October 2010.
- [6] Fulchiron, D., "Basic selection of MV public distribution networks", Cahier technique no. 203, Schneider Electric, Maio 2001.
- [7] Griffel, D.; Leitloff, V.; Harmand, Y.; Bergeal, J.; "A new deal for safety and quality on MV networks", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.12, no.4, pp. 1428 – 1433, Outubro 1997.
- [8] Guldband, A.: System earthing. Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2006.
- [9] Escalier, S.; Raymond, J.; Pinget, A.; Clément, M.; Jeanjean, R.: "Impédances de compensation pour la mise à la terre du neutre des réseaux HTA aériens et mixtes", Spécification Technique EDF, Outubro 2001.
- [10] Grid, A., "Network Protection & Automation Guide", Julho 2002, ISBN: 2-9518589-0-6
- [11] HV Power, "Petersen Coils – Basic Principle and Application", Abril 2012.
- [12] Dolnik, B., Kurrimsky, J.: Contribution to earth fault current compensation in middle voltage distribution networks, Przegląd Elektro-techniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 87 NR 2/2011.

AVALIAÇÃO DOS PRIMEIROS 6 ANOS DE UMA MICROPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

1. Introdução

As energias fósseis foram um fator vital para a industrialização até à atualidade. Mas a sua utilização não é neutra do ponto de vista ambiental, pois são libertados gases de efeito de estufa (GEE), que estão a alterar o equilíbrio da nossa atmosfera que existia no período pré-industrial.

Apoiado em estudos científicos cada vez mais credibilizados pela comunidade científica, o poder político está a ficar cada vez mais consciente das suas consequências climáticas, e por isso empenhado em mudar a matriz energética com vista à sua progressiva redução, substituindo-as por energias renováveis. Por outro lado, o custo unitário de produção de energia elétrica a partir da energia solar e eólica, devido à progressiva evolução tecnológica que se está a verificar na sua conversão, está continuamente a baixar, concorrendo já em mercado em igualdade de circunstâncias com as energias fósseis, permitindo dessa forma a anulação de subsídios que foram inicialmente necessários para que fosse viável economicamente a sua exploração.

Portugal não é exceção, e para cumprir compromissos internacionais de redução de produção de GEE, tem incrementado a exploração de energias renováveis endógenas, como a energia eólica, solar e biomassa, baixando a utilização e dependência das energias fósseis, que na sua totalidade são importadas.

Neste sentido foi publicado o Decreto-Lei n.º 363/2007, abrindo a possibilidade da instalação de microprodução por particulares, que é o caso descrito neste artigo, pois a microprodução fotovoltaica está localizada na residência do autor.

2. Projeto

2.1. Estudo da viabilidade económica

O estudo de viabilidade económica foi realizado com base em três orçamentos solicitados a três empresas diferentes, para o fornecimento de uma unidade de microprodução fotovoltaica (FV), em igualdade de exigência de trabalhos a realizar.

Um dos aspetos fundamentais solicitados foi o fornecimento de histórico de produção de outras unidades idênticas já instaladas pelas empresas, no sentido de aferir de uma forma real da sua viabilidade económica, pois após a publicação do Decreto-Lei n.º 363/2007, já tinham sido pedidos orçamentos, e a não existência de dados reais impediram o investimento por a sua viabilidade económica não estar assegurada. Os resultados deste estudo são apresentados na Tabela 2.1.

Como se pode ver na Tabela 2.1, a proposta 3 foi a escolhida por ter os melhores indicadores económicos. O investimento foi realizado recorrendo a capitais próprios.

Tabela 2.1 – Características das unidades FV, orçamentos e indicadores económicos

Proposta	Paineis					Produção (kWh)		Investimento					Euros / Wp
	Marca	Refer.	Quant.	Potência (Wp)		Real	Simulação SunnyDesign	Valor	Menos IRS	Payback	VAL	TIR	
				Unitária	Total								
Proposta 1	Martifer		18	220	3960	5330	5580	18 384 €	17 584 €	7 A e 9 meses	4 921 €	7,48%	4,440 €
	Martifer		20	220	4400	5920	5962	20 809 €	20 009 €	8 A e 5 meses	4 969 €	7,09%	4,548 €
Proposta 2	Suntech	STP180S	24	180	4320	5850		21 840 €	21 040 €	8 A e 11 meses	4 527 €	6,69%	4,870 €
Proposta 3 Eurico Ferreira	TITAN	S6-60	18	240	4320	5810	6024	19 600 €	18 800 €	7 A e 6 meses	5 746 €	7,78%	4,352 €

2.2. Localização e entrada em serviço

A unidade de microprodução FV está localizada em Santo Tirso, no telhado da residência do autor (Figura 2.1), e entrou ao serviço às 15:15 horas do dia 25 de Junho de 2010.



Figura 2.1 – Microprodução FV instalada no telhado da residência do autor

Os painéis estão fixados a uma estrutura metálica presa ao telhado da casa.

O inversor (Equinox da Salicru) foi colocado no interior da garagem localizada no piso inferior, ficando desta forma protegido do mau tempo e das variações da temperatura que ocorrem durante o ano.

O contador encontra-se no muro exterior da casa junto ao contador da casa.

3. AVALIAÇÃO DOS PRIMEIROS 6 ANOS

3.1. Análise da produção de energia elétrica no 1º ano

O registo diário da produção de energia elétrica através da leitura do contador no 1º ano permitiu a sua caracterização. No período de ausência de registo diário (férias) foi registado o valor médio no mesmo período.

Na Figura 3.1 são apresentados os valores de produção mínima e máxima por mês, referentes ao 1º ano.

O mês com menor variação de produção foi o mês de Agosto de 2010, com a produção máxima diária de 28 kWh e a mínima de 20 kWh. No outro extremo, estão as produções do mês de Janeiro de 2011 com uma produção máxima de 17 kWh e uma mínima de 1 kWh.

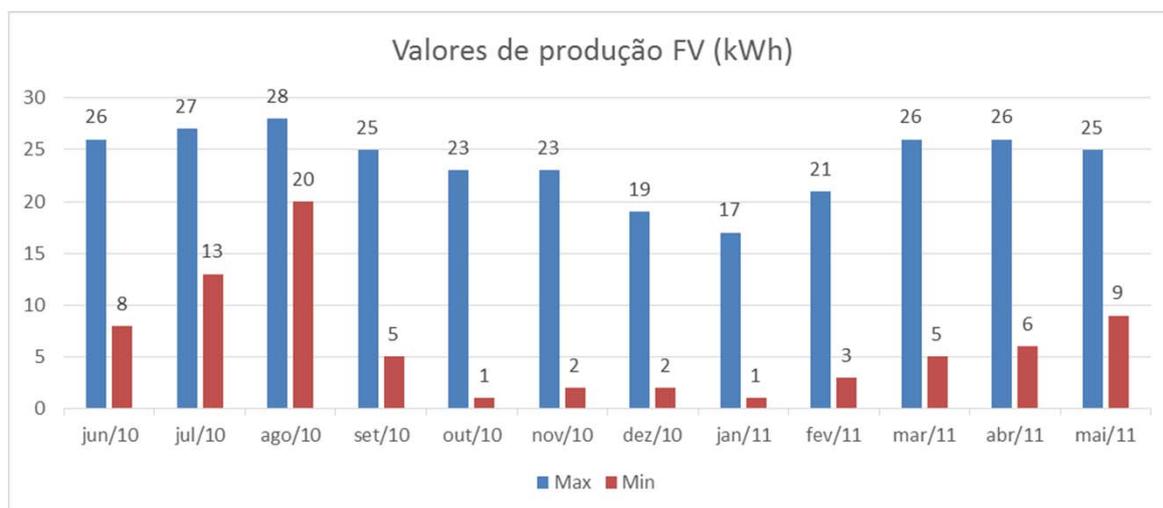


Figura 3.1 – Valores máximos e mínimos diários no 1º ano de produção

Na Figura 3.2 são apresentadas as produções diárias por mês, onde se pode verificar que as grandes variações de produção correspondem aos meses de inverno, refletindo claramente os períodos de maior variação da radiação solar.

É também de salientar que em todos os dias do ano houve produção, mesmo em dias de muita fraca radiação.

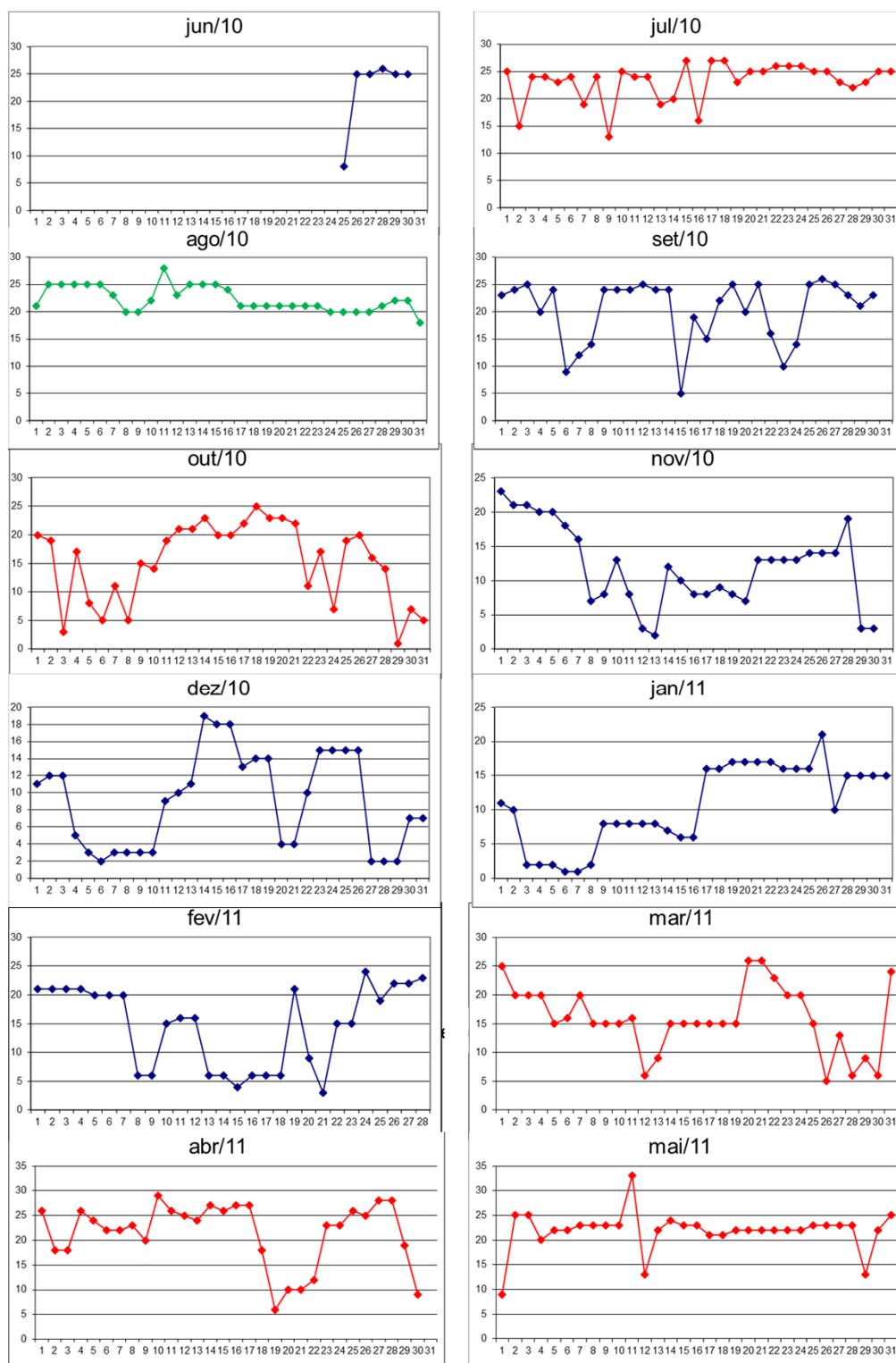


Figura 3.2 – Produção diária da microprodução FV por mês no primeiro ano (kWh)

3.2. Análise da produção de energia elétrica até Dezembro de 2016

A partir das faturas enviadas mensalmente pela EDP Universal, cujo fecho é ao dia 13 de cada mês, foi possível registar as produções mensais até ao presente mês de Dezembro de 2016, e que são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Produções mensais até Dezembro de 2016

Mês	Produção (kWh)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
jan		265	395	244	190	385	189
fev		467	503	278	197	338	251
mar		413	604	372	395	384	450
abr		586	585	418	502	596	503
mai		627	457	683	611	460	493
jun		701	598	627	638	701	636
jul	417	616	609	669	610	642	666
ago	743	706	718	667	600	629	691
set	656	590	651	703	631	539	664
out	516	614	501	516	430	528	549
nov	470	388	387	306	347	399	359
dez	268	298	302	440	298	351	319

Na Tabela 3.2, apresentam-se as variações mensais calculadas a partir dos valores mensais das faturas (ver Tabela 3.1). Estas variações refletem as variações da radiação solar ao longo do ano sendo mais expressivas no inverno.

No mês de Janeiro é onde se verifica as maiores variações, havendo em 2015 um crescimento de 102,6 % face ao ano anterior, e em 2016 um decréscimo de 50,9 % face à produção verificada em 2015. Por outro lado, nos meses de verão é que se verifica a menor variação, havendo nos meses de Julho e Agosto aumentos/decréscimos abaixo dos 10%.

Na Tabela 3.3 são apresentadas as produções anuais registadas a partir das leituras efetuadas nos dias 25 de Junho de cada ano, obtendo-se assim as produções anuais.

Tabela 3.2 – Variação das produções mensais face ao mês do ano anterior (até Dezembro de 2016)

Mês	Variações da produção face ao mês do ano anterior (%)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
jan		49,1%	-38,2%	-22,1%	102,6%	-50,9%
fev		7,7%	-44,7%	-29,1%	71,6%	-25,7%
mar		46,2%	-38,4%	6,2%	-2,8%	17,2%
abr		-0,2%	-28,5%	20,1%	18,7%	-15,6%
mai		-27,1%	49,5%	-10,5%	-24,7%	7,2%
jun		-14,7%	4,8%	1,8%	9,9%	-9,3%
jul	47,7%	-1,1%	9,9%	-8,8%	5,2%	3,7%
ago	-5,0%	1,7%	-7,1%	-10,0%	4,8%	9,9%
set	-10,1%	10,3%	8,0%	-10,2%	-14,6%	23,2%
out	19,0%	-18,4%	3,0%	-16,7%	22,8%	4,0%
nov	-17,4%	-0,3%	-20,9%	13,4%	15,0%	-10,0%
dez	11,2%	1,3%	45,7%	-32,3%	17,8%	-9,1%

Tabela 3.3 – Produções anuais (até Junho de 2016)

Ano	Produção (kWh)	
1ª	6 393	
2ª	6 335	-0,91%
3ª	5 817	-8,18%
4ª	5 788	-0,50%
5ª	5 811	0,39%
6ª	5 952	2,43%

Como se pode ver na mesma Tabela 3.3, no primeiro ano a produção foi de 6 393 kWh, valor acima do verificado no primeiro ano numa outra unidade FV (5 810 kWh) instalada pela mesma empresa (ver Tabela 2.1).

Sendo também um valor acima da produção encontrada na simulação efetuada com o *software SunnyDesign* da SMA (6 040 kWh).

Este resultado surpreendente é justificado pela boa dissipação de calor dos painéis, devido à localização da casa proporcionar uma brisa natural e da distância ao telhado proporcionar uma boa ventilação.

A variação da produção anual oscila refletindo a variação da radiação solar anual e a redução progressiva da produção dos painéis.

O fabricante dos painéis garante uma produção de 90% ao fim de 12 anos, mas teríamos que ter uma radiação solar anual constante para que fosse possível a sua avaliação rigorosa.

Calculando a reta de tendência da curva de produções anuais através da sua regressão linear, verifica-se que esta é coincidente com a redução anual à taxa de 2% (ver Figura 3.3). Por essa razão, podemos concluir que a redução da produção está a ser mais elevada do que previsto pelo fabricante.

3.3. Avarias verificadas nos primeiros 6 anos

Até ao momento, a microprodução FV não registou nenhuma avaria, havendo só a registar uma único desarme da proteção devido a uma descarga atmosférica.

O inversor, o equipamento mais sensível e mais sujeito a avarias, ao ter ficado instalado no interior da garagem, contribuiu decididamente para uma boa fiabilidade registado até ao momento.

3.4. Análise da evolução económica nos primeiros 6 anos

A aplicação do Decreto-Lei n.º 363/2007 permitiu a tarifa bonificada de 0,5573 €/kWh no ano zero (2010) e nos 5 anos seguintes.

Esgotado o primeiro período, em janeiro de 2016 a tarifa foi reduzida para 0,2861 €/kWh.

Na Tabela 3.4 é apresentada a evolução económica até ao mês de Dezembro de 2016.

Variação da produção

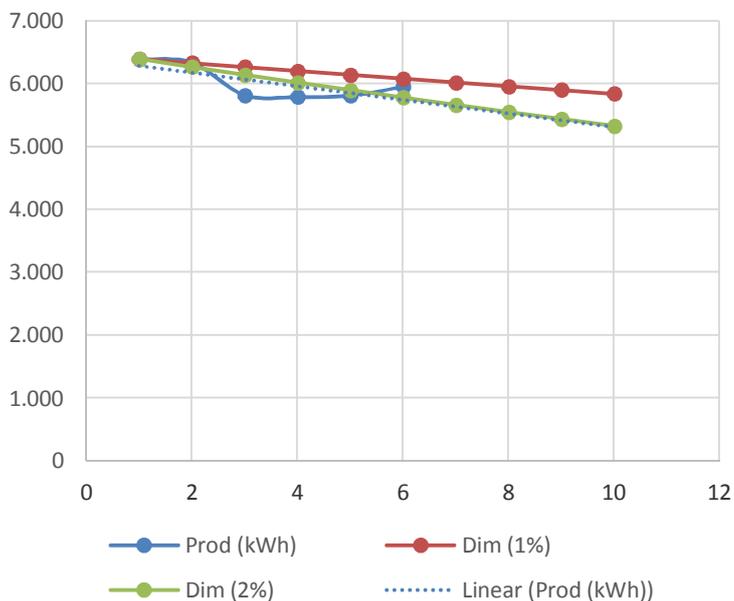


Figura 3.3 – Variação da produção anual da microprodução FV nos primeiros 6 anos

Tabela 3.4 – Evolução económica (até Dezembro de 2016)

Ano	Produção (kWh)	Receita Líquida		
		Anual	Acumulada	
2010	3 070	1 710,91 €	1 710,91 €	9,10%
2011	6 271	3 494,83 €	5 205,74 €	27,69%
2012	6 310	3 516,56 €	8 722,30 €	46,40%
2013	5 923	3 300,89 €	12 023,19 €	63,95%
2014	5 449	3 036,73 €	15 059,92 €	80,11%
2015	5 952	3 317,05 €	18 376,97 €	97,75%
2016	5 770	1 680,36 €	20 057,33 €	106,69%

O retorno total do capital (Payback) ocorreu no mês de Abril de 2016, 6 anos e 8 meses após a entrada em serviço e 10 meses antes do previsto no estudo económico (ver Tabela 2.1). Para este bom desempenho económico muito contribuiu a produção acima do esperado.

Como se pode ver na Tabela 3.4, no mês de Dezembro de 2016 o capital já atingiu uma remuneração bruta de 6,7 %, que corresponde a uma remuneração anual de cerca de 1%.

4. Conclusões

A análise realizada às produções diárias (1º ano de serviço), mensais e anuais permitem concluir que estas estão muito dependentes dos níveis da radiação solar, que são mais constantes nos meses de verão e muito variáveis no inverso, seguindo naturalmente a variação das condições atmosféricas.

A produção está acima do previsto na simulação efetuada, assim como a registada noutra instalação equivalente

instalado pelo mesmo fabricante, indiciando uma boa ventilação dos painéis, que permite baixar a temperatura dos painéis e aumentar a produção.

A microprodução FV não registou nenhuma avaria até ao momento, tendo por isso uma fiabilidade de 100%, havendo só a registar uma único desarme da proteção devido a uma descarga atmosférica.

O investimento efetuado com capitais próprios foi crucial para o bom desempenho económico.

Notas soltas: (Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto)

Energia primária: a energia proveniente de fontes renováveis ou não renováveis não transformada ou convertida.

Energias renováveis: a energia de fontes não fósseis renováveis, designadamente eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica e oceânica, hídrica, de biomassa e de biogás.

Sistema passivo: o sistema construtivo concebido especificamente para reduzir as necessidades energéticas dos edifícios, sem comprometer o conforto térmico dos ocupantes, através do aumento dos ganhos solares, designadamente ganhos solares diretos, paredes de trombe ou estufas, na estação de aquecimento ou através do aumento das perdas térmicas, designadamente ventilação, arrefecimento evaporativo, radiativo ou pelo solo, na estação de arrefecimento.

Sistema técnico: o conjunto dos equipamentos associados ao processo de climatização, incluindo o aquecimento, arrefecimento e ventilação natural, mecânica ou híbrida, a preparação de águas quentes sanitárias e a produção de energia renovável, bem como, nos edifícios de comércio e serviços, os sistemas de iluminação e de gestão de energia, os elevadores e as escadas rolantes.

Plano de racionalização energética (PRE): o conjunto de medidas exequíveis e economicamente viáveis de racionalização do consumo ou dos custos com a energia, tendo em conta uma avaliação energética prévia.

Sistema de climatização: o conjunto de equipamentos coerentemente combinados com vista a satisfazer objetivos da climatização, designadamente, ventilação, aquecimento, arrefecimento, humidificação, desumidificação e filtragem do ar.

Sistema de climatização centralizado: o sistema de climatização em que os equipamentos de produção térmica se concentrem numa instalação e num local distintos dos espaços a climatizar, sendo o frio, calor ou humidade transportados por um fluido térmico.

Potência térmica: a potência térmica máxima que um equipamento pode fornecer para efeitos de aquecimento ou arrefecimento do ambiente, em condições de ensaio normalizadas.

Sistema solar térmico: o sistema composto por um coletor capaz de captar a radiação solar e transferir a energia a um fluido interligado a um sistema de acumulação, permitindo a elevação da temperatura da água neste armazenada.

- Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Dimensionamento de Conduatas 281
António Augusto Araújo Gomes, Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva
- *Electromagnetic Forces of Short-Circuits in Symmetric Three-phase Circuits* 285
Rui Manuel de Morais Sarmento
- Campos Elétrico e Magnético em Linhas de Transmissão de Energia 299
Rui Manuel de Morais Sarmento
- Unidades Ininterruptas de Alimentação (UPS). O que escolher? 313
José Caçote; Paulo Diniz
- Instalações de utilização de energia elétrica em baixa tensão executadas ao abrigo do RSIUEE e RSICEE. Medidas complementares de segurança 317
António Augusto Araújo Gomes, Mário Pombeiro
- A termografia como a forma mais simples e rápida na resolução de problemas elétricos! 329
José Caçote; Paulo Diniz
- Secção ótima 331
José Caldeirinha
- Proposta de metodologia para avaliação de software comercial destinado ao projeto de engenharia da construção! 339
Ana Paula de Freitas Assis Antunes Duarte
- Traçagem elétrica 347
Mário Fernando Soares de Almeida
- Poluição harmónica em Instalações Elétricas Industriais 353
José Rodrigo Pereira, José António Beleza Carvalho
- Aparelhagem de proteção, comando e seccionamento de baixa tensão. Principais documentos normativos 363
António Augusto Araújo Gomes
- Energia em qualquer situação. Grupos eletrogéneos 369
Nelson Gonçalves
- Interruptores (mecânicos) para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas 375
António Augusto Araújo Gomes
- Análise da Qualidade de Energia. Instalações elétricas com Miniprodução 379
Carlos Silva, Roque Brandão
- *Cable Laying and Pulling* 389
Manuel Bolotinha
- Avaliação de sistemas de terras 393
Fernando Jorge Pita
- *Conducting and Insulating Materials* 401
Manuel Bolotinha
- Proteção das Pessoas nos Esquemas de Ligação à Terra "TN" e "IT" 405
José António Beleza Carvalho

Página deixada intencionalmente em branco!

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO.**DIMENSIONAMENTO DE CONDUTAS.****1 Enquadramento**

O dimensionamento das condutas deverá ter em consideração o número de condutores isolados ou cabos que poderão ser colocados nessa mesma conduta, tendo por base as suas características, o modo de instalação das canalizações e o diâmetro útil (interior) da própria conduta.

Nas Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, com exceção, das instalações coletivas e entradas, não é definido um valor máximo de ocupação da secção reta interior das condutas pelos condutores isolados e cabos, sendo o único requisito a garantir, que as condutas permitam o fácil enfiamento e desenfiamento dos condutores isolados e cabos. No entanto, as mesmas regras recomendam uma ocupação da conduta não superior a um terço da sua secção reta interna, de forma a garantir, nomeadamente, o fácil enfiamento (e desenfiamento) dos condutores isolados e dos cabos.

2 Condutas de Instalações Coletivas e Entradas

Para estas condutas, as Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, definem o valor máximo de ocupação da secção reta interior das condutas pelos condutores isolados e cabos, conforme se apresenta seguidamente.

2.1 Primeiro Estabelecimento

No que se refere ao dimensionamento de condutas para as colunas de instalações coletivas e entradas, tendo em consideração o disposto nas Regras Técnicas de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, no caso de nas colunas serem utilizados condutores isolados do tipo H07V e tubos do tipo VD, para as situações de primeiro estabelecimento da instalação, dever-se-à observar os diâmetros indicados na tabela 1.

Tabela 1 – Diâmetro nominal dos tubos do tipo VD, em função da secção e do número de condutores da coluna (primeiro estabelecimento)

Secção nominal condutores (mm ²)	Diâmetro nominal dos tubos (mm)				
	Número de condutores				
	1	2	3	4	5
10	32	32	32	40	40
16	32	32	40	40	50
25	32	40	50	50	63
35	32	50	63	63	63
50	40	50	63	75	75
70	40	63	75	75	90
95	50	63	90	90	90
120	50	75	90	110	110
150	63	90	110	110	110
185	63	90	110	110	-
240	75	110	-	-	-
300	75	110	-	-	-
400	90	-	-	-	-
500	110	-	-	-	-

Para condutores de secção nominal superior a 16 mm², os valores correspondentes a quatro e a cinco condutores consideram que, respetivamente, 1 ou 2 condutores são de secção reduzida (condutor neutro - N e condutor de protecção - PE).

No caso de, nas colunas, serem utilizados cabos ou outros condutores isolados e condutas, que não os do tipo condutores isolados do tipo H07V e tubos do tipo VD, o diâmetro ou as dimensões da secção reta das condutas devem ser determinados de modo que a soma das secções correspondentes ao diâmetro exterior médio máximo dos condutores isolados ou cabos não exceda 20% da secção reta interior da conduta.

2.1 Após o Primeiro Estabelecimento

Posteriormente à execução e à entrada em funcionamento da instalação, caso se verifique a necessidade de um aumento de potência e isso implique a substituição dos condutores da coluna, com vista a minimizar os custos inerentes a essa alteração, é admissível, nessa situação uma ocupação maior das condutas.

A tabela 2 mostra quais as ocupações máximas para intervenções após o primeiro estabelecimento das canalizações elétricas, no caso de na remodelação da(s) coluna(s) ser(em) utilizado(s) condutores isolados do tipo H07V e de tubos do tipo VD.

Tabela 2 – Diâmetro nominal dos tubos do tipo VD, em função da secção e do número de condutores da coluna (em caso de aumento de potência)

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Diâmetro nominal dos tubos (mm)				
	Número de condutores				
	1	2	3	4	5
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	90
185	50	63	75	90	90
240	50	75	90	90	110
300	63	75	110	110	110
400	63	90	110	110	-
500	75	110	-	-	-

Para condutores de secção nominal superior a 16 mm², os valores correspondentes a quatro e a cinco condutores consideram que, respetivamente, 1 ou 2 condutores são de secção reduzida (condutor neutro - N e condutor de protecção - PE).

No caso de na remodelação, das colunas, serem utilizados cabos ou outros condutores isolados e condutas, que não os do tipo condutores isolados do tipo H07V e de tubos do tipo VD, o diâmetro ou as dimensões da secção reta das condutas devem ser determinados de modo que a soma das secções correspondentes ao diâmetro exterior médio máximo dos condutores isolados ou cabos não exceda 40% da secção reta interior da conduta.

3 Outras Condutas

Para o dimensionamento de outras condutas, que não as de instalações coletivas e entradas são, seguidamente, sugeridas algumas regras gerais de dimensionamento, que eram as observadas no anterior regulamento.

3.1 Condutas à Vista

No dimensionamento de condutas à vista, a soma das áreas transversais da totalidade dos condutores isolados ou cabos colocados na conduta não deverá exceder 40% da secção transversal da conduta.

3.2 Condutas Embebidas

No dimensionamento de condutas embebidas, a soma das áreas transversais da totalidade dos condutores isolados ou cabos colocados na conduta não deverá exceder 33% da secção transversal da conduta.

3.3 Condutas Circulares (Tubos)

Para o caso particular de condutas circulares (tubos), as tabelas 3 e 4, indicam, para condutores do tipo H07V e condutas circulares (tubos) do tipo VD, os diâmetros comerciais em função do número de condutores colocados nas mesmas, para canalizações embebidas e canalizações à vista, respetivamente.

Para canalizações realizadas com condutas circulares (tubos), ou condutores, que não os acima referidos, será necessário atender às regras de ocupação, atrás referidas, para dimensionamento dessas condutas.

Tabela 3 – Diâmetro das condutas circulares (tubos) em canalizações embecidas

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Diâmetro nominal dos tubos (mm)				
	Número de condutores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	16	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	20	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	90
150	50	63	75	90	90
185	50	75	90	90	110
240	63	75	90	110	110
300	63	90	110	110	-
400	75	90	-	-	-
500	75	110	-	-	-

Para condutores de secção nominal superior a 10 mm², os valores correspondentes a 4 e 5 condutores consideram que, respectivamente, 1 ou 2 condutores são de secção reduzida.

Quando nas canalizações forem utilizados cabos multicondutor, o dimensionamento das condutas circulares (tubos), deverá ser realizada verificando a seguinte regra prática:

▪ **Canalizações à Vista**

$$D_{Tubo} = 1,742 \times D_{Cabo}$$

Tabela 4 – Diâmetro das condutas circulares (tubos) em canalizações à vista

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Diâmetro nominal dos tubos (mm)				
	Número de condutores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	16	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	20	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	90
150	50	63	75	90	90
185	50	75	90	90	110
240	63	75	90	110	110
300	63	90	110	110	-
400	75	110	-	-	-
500	75	110	-	-	-

Para condutores de secção nominal superior a 10 mm², os valores correspondentes a 4 e 5 condutores consideram que, respectivamente, 1 ou 2 condutores são de secção reduzida.

▪ **Canalizações Embebedas**

$$D_{Tubo} = 1,585 \times D_{Cabo}$$

Página deixada intencionalmente em branco!

FORÇAS ELETROMAGNÉTICAS DE CURTOS-CIRCUITOS EM CIRCUITOS TRIFÁSICOS SIMÉTRICOS

Resumo

Este trabalho descreve uma metodologia de cálculo que pretende apresentar um aperfeiçoamento na obtenção das forças electromagnéticas entre condutores de um sistema trifásico simétrico, nas situações mais desfavoráveis de curto-circuito, nomeadamente no período subtransitório e na ocorrência da corrente de choque de curto-circuito num dos condutores. Analisa as configurações geométricas mais comuns dos condutores, em esteira ou triângulo. Os programas de cálculo automático foram desenvolvidos com MATLAB que tornou possível a obtenção de resultados de elevada precisão, numa incursão na dualidade espaço-tempo do campo forças. Os resultados permitem abrir uma reflexão no estabelecido e universalmente aceite sobre as máximas forças de curto-circuito.

Palavras-chave

Forças eletromagnéticas, curtos-circuitos, circuitos trifásicos e máxima corrente de defeito, força máxima de C.C., fator de correção, redução de custos.

1. Introdução

A corrente de curto-circuito trifásico simétrico - análise por fase - nos instantes iniciais é obtida a partir do conhecimento da potência de curto-circuito trifásica ou da impedância equivalente do circuito trifásico no ponto de curto-circuito.

$$Z_{eq}'' = \sqrt{R^2 + X''^2}$$

R e X'' são a resistência equivalente e a reactância equivalente subtransitória no ponto de curto-circuito.

A reactância equivalente subtransitória, no ponto de defeito, inclui as reactâncias das fontes para os instantes iniciais do curto-circuito.

A tensão numa fase, no instante inicial,

$$v = \sqrt{2} V \cos(\omega t + \phi)$$

origina uma corrente instantânea,

$$i = \frac{v(t)}{Z_{eq}''} + i_{contínua}$$

i = corrente alternada (simétrica) + componente contínua

$$i = \frac{\sqrt{2} V}{\sqrt{R^2 + X''^2}} \left(\cos(\omega t + \phi - \beta) - \cos(\phi - \beta) e^{-\frac{\omega R}{X''} t} \right)$$

$\beta = \arctg \frac{X''}{R}$ é o argumento da impedância equivalente

$$I_{cc3}'' = \frac{V}{\sqrt{R^2 + X''^2}} \quad (1)$$

é o valor eficaz da componente alternada (simétrica) da corrente de curto-circuito trifásico subtransitório

O valor máximo da componente contínua é:

$$I_{cont\ max} = \frac{\sqrt{2} V}{\sqrt{R^2 + X''^2}} \cos(\phi - \beta)$$

No instante inicial $t = 0$ s, a componente contínua tem o sinal contrário da componente alternada, a corrente instantânea i é igual a zero.

**A. Valor instantâneo máximo da corrente - I_p''
ou corrente de choque - I_{ch}**

A situação mais desfavorável ocorre quando a fase da tensão é igual ao argumento da impedância de curto-circuito, no instante inicial.

Para $t = 0$ s se $\phi = \beta$ ou $\beta + \pi$

$$\Rightarrow v = \sqrt{2} V \cos(\beta \text{ ou } \dots) \text{ e } i = 0$$

A sobreposição da componente alternada simétrica com a componente contínua é máxima⁽¹⁾ (Fig.1) para $t = \frac{T}{2} = 0,010 \text{ s}$

$$\cos(\omega t + \phi - \beta) = \mp 1 \quad e \quad \cos(\phi - \beta) = \pm 1$$

e obtemos a corrente de choque,

$$I_{ch} = \frac{\sqrt{2}V}{Z''_{eq}} \left(1 + e^{-\frac{\omega R T}{X} \frac{T}{2}} \right) = \frac{\sqrt{2}V}{Z''_{eq}} \left(1 + e^{-\frac{1}{ta} \frac{T}{2}} \right) = \chi \sqrt{2} I''_{cc3} \quad (2)$$

Sendo χ o fator de correção que incorpora a componente contínua

$$\chi = \left(1 + e^{-\frac{1}{ta} \frac{T}{2}} \right) \quad (3)$$

ta é o tempo de amortecimento do sistema ou dos componentes elétricos (decréscimo de cerca de 63% da componente contínua).

$$ta = \frac{L}{R} = \frac{X''}{\omega R} \quad (4)$$

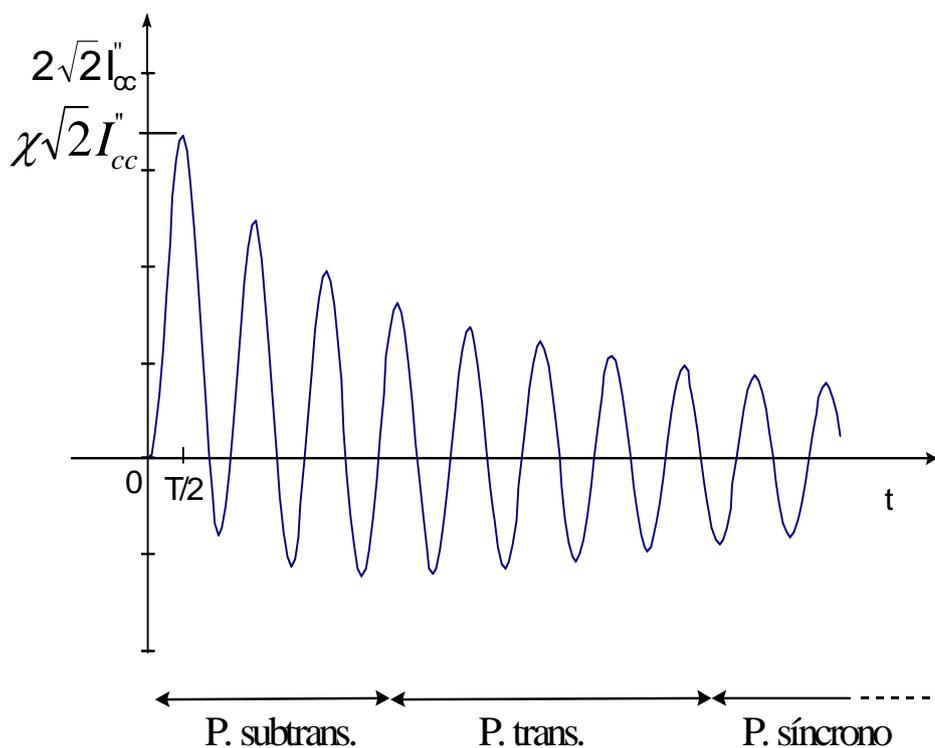


Figura 1 - Corrente instantânea de curto-circuito

⁽¹⁾ Na realidade, para baixos tempos de atenuação, a sobreposição máxima da corrente alternada com a componente contínua, chamada de corrente de choque, ocorre para tempos inferiores a meio ciclo, por exemplo, se $ta = 0,01 \text{ s}$, $\chi = 1,375$, no instante $t = 0,0096 \text{ s}$. Para simplificação de cálculos e de programação, a aproximação da ocorrência da corrente de choque ao meio ciclo ($T/2$) introduz, no máximo, um erro de aproximação por defeito de 0,51%.

Na figura 2 é apresentado o fator que inclui a contribuição da componente contínua (3) na corrente de choque, em função do tempo de amortecimento do circuito ou tempo de atenuação da respectiva componente contínua (4).

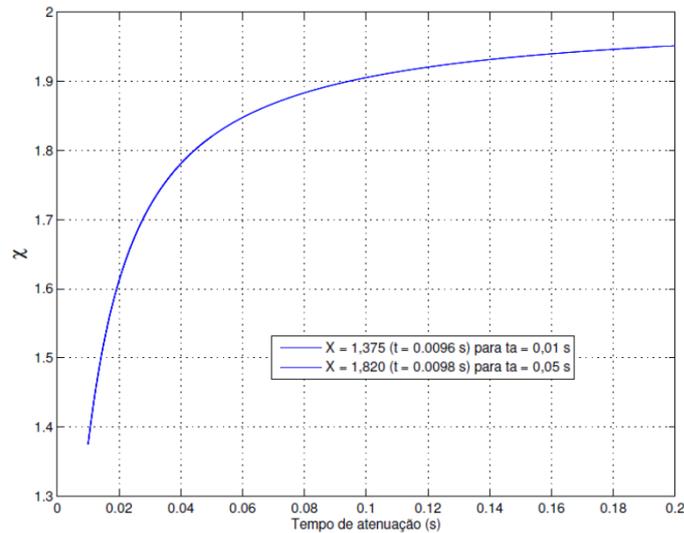


Figura 2 - Contribuição da componente contínua

Esta situação não ocorre simultaneamente nas três fases (nas outras fases a situação não é tão crítica).

NOTA 1.

Nas simulações e cálculos seguintes das forças eletromagnéticas atribuiu-se a χ o valor aproximado de 1,82, para o cálculo da corrente de choque, que corresponde a um tempo de amortecimento de 2,5 ciclos ($t_a = 0,050$ s).

B. Fator de correção da força Eletromagnética

A força instantânea entre dois condutores (no exemplo fases a e b de um sistema trifásico) de comprimento L (m) e separados pela distância d (m), é dada pela expressão,

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} i_a i_b \frac{L}{d} (N) \quad \text{e } \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ (H/m)}$$

Na situação de um deles ser percorrido pela corrente de choque (corrente máxima instantânea de curto-circuito) vai ocorrer num determinado instante a força máxima eletromagnética. A força em função do tempo é :

$$F = C (\sqrt{2} I_{cc3})^2 \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right) e^{-\frac{t}{\tau}} \right)$$

onde :

$$C = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{L}{d} \tag{5}$$

Dividindo a força F por $C I_{ch}^2 = C (\chi \sqrt{2} I_{cc3})^2$ obtemos o fator de correção K (6) para a expressão da força (7) em função da corrente de choque.

$$K = \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(\cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) - \cos(-\frac{2\pi}{3}) e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}} \right)^{-2} \quad (6)$$

A força eletromagnética (7) vem assim expressa em função da corrente de choque (2) que percorre um dos condutores e do parâmetro geométrico do sistema trifásico (5).

$$F = K C (\chi \sqrt{2} I_{cc3})^2 \quad (7)$$

II. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO CONDUTORES EM ESTEIRA

A força máxima sobre um condutor depende da ocorrência da corrente de choque e da fase onde esta se estabelece. Tendo em conta que, pelo princípio da ação e reação, a soma vetorial das forças em qualquer instante é igual a zero, a força máxima só se verifica num determinado condutor do sistema trifásico (figura 6). Como a componente contínua é atenuada no tempo, a força máxima só se verifica num determinado instante. Considerou-se nos estudos apresentados o tempo de atenuação (4) da componente contínua $\tau = 0,050$ s ($\chi = 1,82$).

Devido à assimetria geométrica da distribuição das fases simulou-se a ocorrência da corrente de choque, tanto no condutor intermédio como num dos condutores exteriores. Verifica-se sempre o cumprimento do princípio da conservação da carga, a soma das correntes instantâneas nas três fases é igual a zero (figura 7).

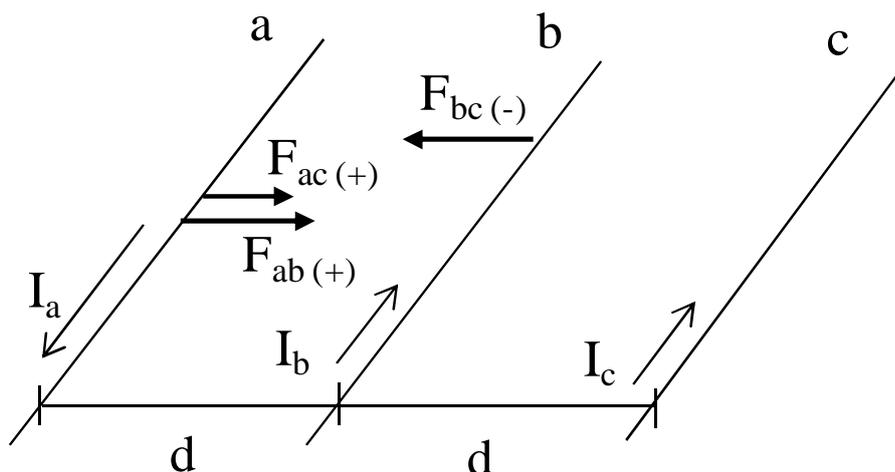


Figura 3 - Forças entre condutores em esteira

A. Corrente de choque no condutor intermédio (fase b)

A.1. Força sobre o condutor exterior (fase a)

O fator de correção da força (K) é dado pela expressão (8), soma vetorial das forças sobre o condutor a (figura 3).

$$K_a = -\left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}}\right)^{-2} - \left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}}\right)^{-2} \times 0.5 \quad (8)$$

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0125$ s e $K_{max} = 0,582$ (figura 4).

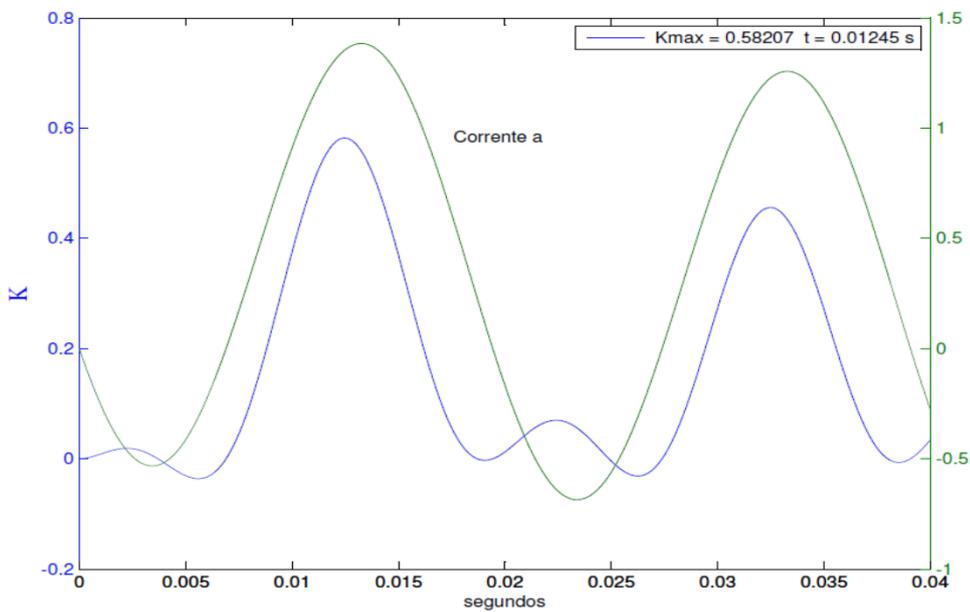


Figura 4 - Força e corrente no condutor exterior a

A.2. Força sobre o condutor intermédio (fase b)

O fator de correção da força (K) é dado pela expressão (9), soma vetorial das forças sobre o condutor b (figura 3).

$$K_b = \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}}\right)^{-2} - \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}}\right)^{-2} \quad (9)$$

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0067$ s e $K_{max} = 0,623$ (figura 5).

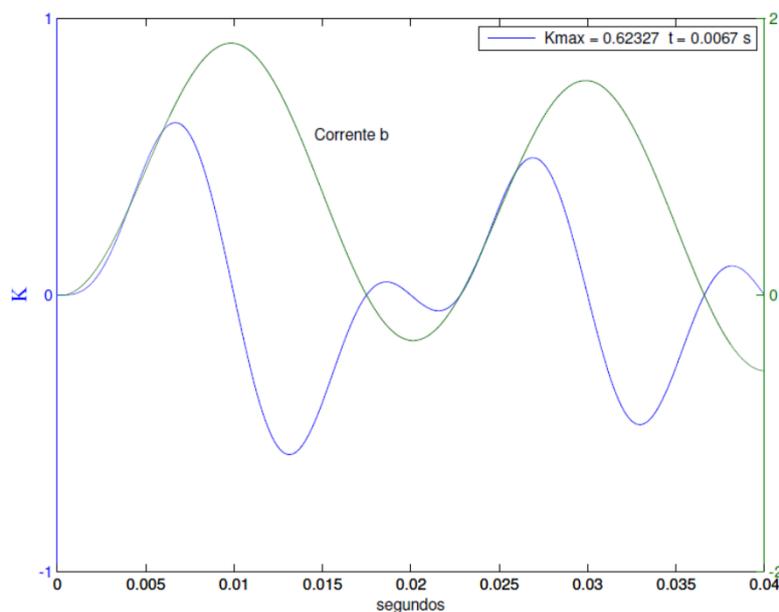


Figura 5 - Força e Corrente no condutor intermédio b

De igual modo podemos calcular a força máxima sobre o outro condutor exterior (fase c) e obtinha-se $t = 0,0073$ s e $K_{max} = 0,627$. Se a corrente de choque ocorre no condutor intermédio o fator de correção da força máxima é inferior a 0,63 (figura 6).

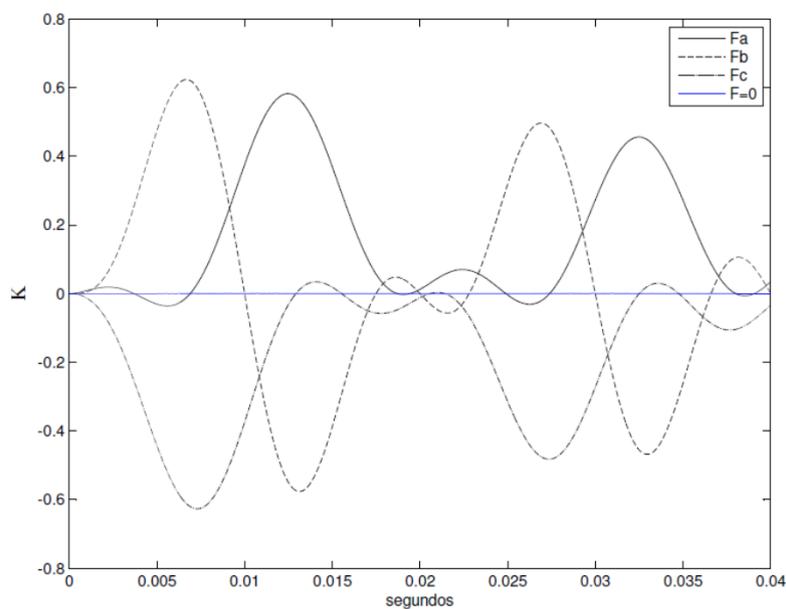


Figura 6 - Fator de correção das forças nos condutores abc

A seqüência das correntes nas fases (bca) apresentada na figura 7 é válida para qualquer seqüência do sistema trifásico simétrico (abc ou cab), e para a fase onde ocorre a corrente de choque.

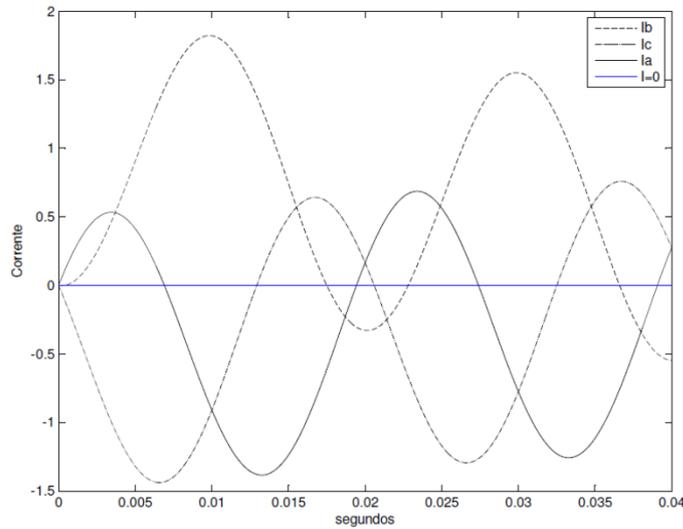


Figura 7 - Correntes de curto-circuito com $\chi = 1,82$ na fase b

B. Corrente de choque no condutor exterior (fase a)

B.1. Força sobre o condutor exterior (fase a)

O fator de correção da força (K) é dado pela expressão (10), soma vetorial das forças sobre o condutor a (figura 3).

$$K_a = -\left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau_a}}\right)\left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau_a}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau_a^2}}\right)^{-2} - \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau_a}}\right)\left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right)e^{-\frac{t}{\tau_a}}\right)\left(1 + e^{-\frac{1}{\tau_a^2}}\right)^{-2} \times 0,5 \quad (10)$$

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0090$ s e $K_{max} = 0,796$ (figura 8).

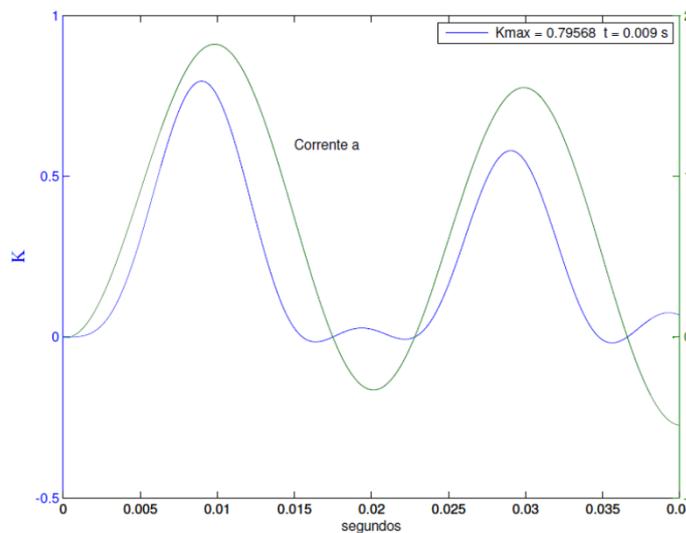


Figura 8 - Força e Corrente no condutor exterior a

B.2. Força sobre o condutor intermédio (fase b)

O fator de correção da força (K) é dado pela expressão (11), soma vetorial das forças sobre o condutor b (Fig.3).

$$K_b = \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau a}} \right) \left(\cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) - \cos(-\frac{2\pi}{3}) e^{-\frac{t}{\tau a}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau a^2}} \right)^{-2} - \left(\cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) - \cos(-\frac{2\pi}{3}) e^{-\frac{t}{\tau a}} \right) \left(\cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) - \cos(+\frac{2\pi}{3}) e^{-\frac{t}{\tau a}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau a^2}} \right)^{-2} \quad (11)$$

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0088$ s e $K_{max} = 0,849$ (figura 9).

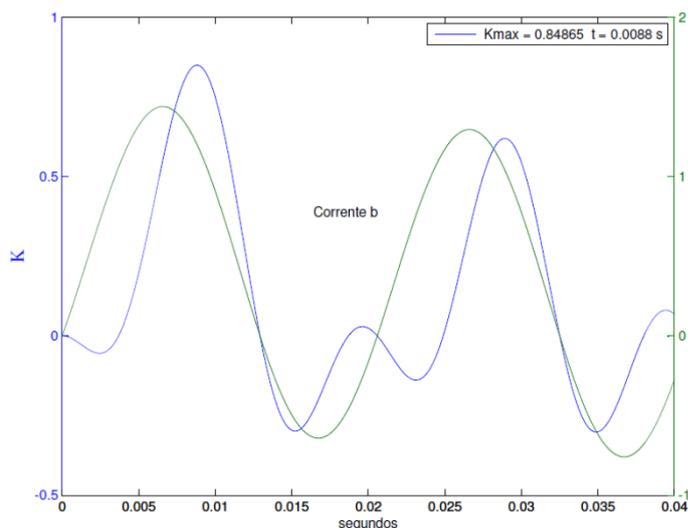


Figura 9 - Força e Corrente no condutor intermédio b

NOTA 2.

Nos gráficos de Força e Corrente, alguns sinais foram trocados por comodidade da apresentação.

O sistema de forças sobre os condutores em esteira está representado na figura 10, verificando-se que a força máxima ocorre no condutor intermédio, quando o condutor exterior é percorrido pela corrente de choque.

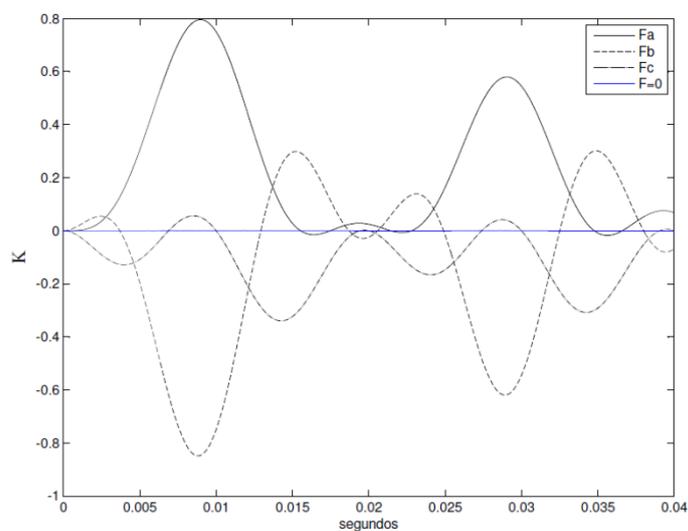


Figura 10 - Fator de correção das forças nos condutores abc

Neste estudo analisou-se a variação do K_{max} , para a situação mais desfavorável (B.2), em função do tempo de atenuação da componente contínua (4). Verifica-se que o fator de correção da força máxima, em função da corrente de choque, diminui quando o tempo de atenuação aumenta (figura 11). Os resultados demonstram a especial importância da contribuição da componente contínua (3) e do tempo de atenuação.

Fator de correção da força máxima - condutores em esteira:

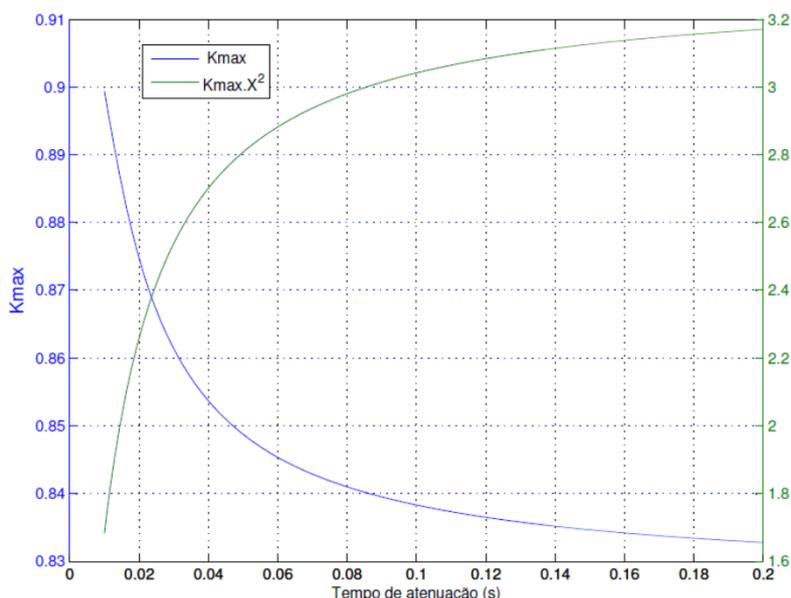


Figura 11 - Fator de correção K_{max} e fator $K_{max} \cdot \chi^2$

Conhecido o tempo de atenuação (4), é mais indicado e correto calcular a força máxima a partir do fator $K_{max} \cdot \chi^2$ e da corrente de curto-circuito trifásico simétrico subtransitório (1). O valor do respectivo fator é sempre inferior a 3,3 ($t_a = \text{inf.}$).

$$F_{max} = C K_{max} \cdot \chi^2 \left(\sqrt{2} I''_{cc3} \right)^2 \quad (12)$$

III. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO - CONDUTORES EM TRIÂNGULO

A força máxima sobre um condutor depende apenas da ocorrência da corrente de choque numa qualquer das fases. Devido à simetria geométrica da distribuição das fases simulou-se a ocorrência da corrente de choque no condutor a.

Verificou-se a força máxima no condutor onde ocorre a corrente de choque, nos outros condutores a força é inferior. Considerou-se, igualmente como no ponto (II), nos estudos apresentados o tempo de atenuação da componente contínua $t_a = 0,050$ s ($\chi = 1,82$).

Devido à simetria geométrica da distribuição das fases a força sobre um condutor resulta da soma vetorial no plano xy das forças entre os condutores. É indiferente a sequência de colocação das fases.

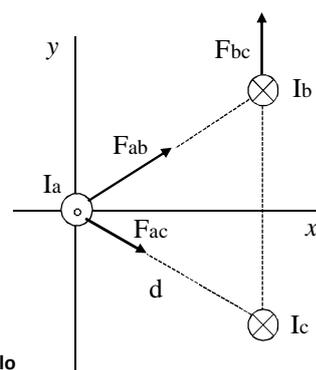


Figura 12 - Forças entre condutores em triângulo

A. Corrente de choque no condutor a

A.1. Força sobre o condutor a

O fator de correção da força (K) é dado pelas expressões abaixo, soma vetorial das forças sobre o condutor a (figura 12).

$$K_{ax} = -\left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right) e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}} \right)^{-2} x \frac{\sqrt{3}}{2} - \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right) e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}} \right)^{-2} x \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (13)$$

$$K_{ay} = -\left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \left(\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right) e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}} \right)^{-2} x 0,5 + \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \left(\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(+\frac{2\pi}{3}\right) e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau}} \right)^{-2} x 0,5 \quad (14)$$

$$K_a = \sqrt{K_{ax}^2 + K_{ay}^2} \quad (15)$$

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0098$ s e $K_{max} = 0,868$ (figura 13).

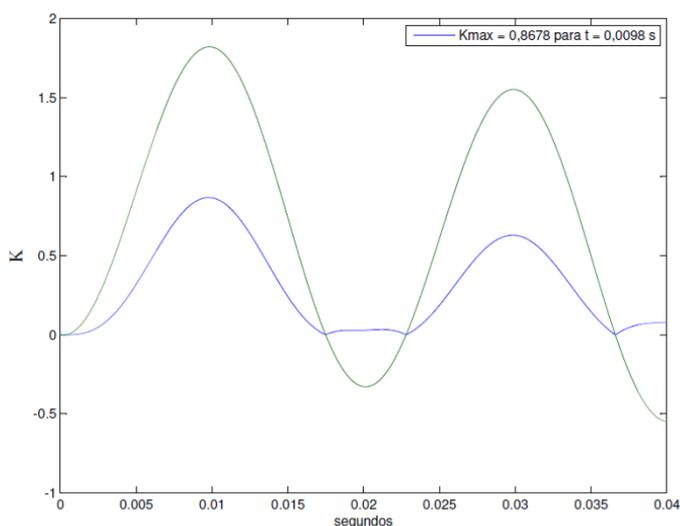


Figura 13 - Força e Corrente no condutor a

Na figura 14 apresenta-se a trajetória da força sobre o condutor a onde ocorre a corrente de choque, de 0 a 0,04 s.

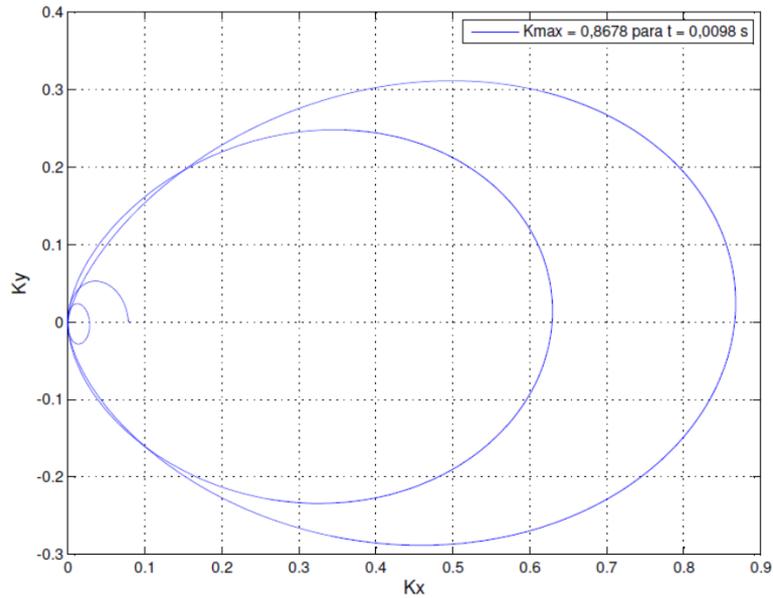


Figura 14 - Trajetória da força sobre o condutor a (2 ciclos)

A.2. Força sobre o condutor b

A força resultante é máxima no instante $t = 0,0074$ s e $K_{max} = 0,629$ (figura 15).

O sistema de forças sobre os condutores em triângulo está representado na figura 15, verificando-se que a força máxima ocorre no condutor que é percorrido pela corrente de choque.

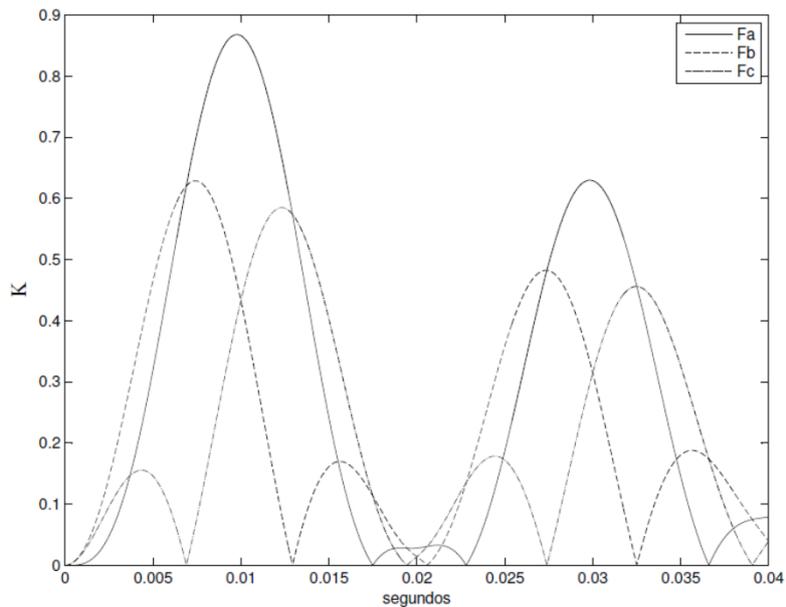


Figura 15 - Módulos do fator de correção das forças em triângulo

Analisou-se a variação do K_{max} , para a situação mais desfavorável (III A.1), em função do tempo de atenuação da componente contínua. De igual modo, verifica-se que o fator de correção da força máxima, em função da corrente de choque, diminui quando o tempo de atenuação aumenta (figura 16). Os resultados demonstram igualmente a especial importância da contribuição da componente contínua (3) e do tempo de atenuação.

Fator de correção da força máxima -condutores em triângulo

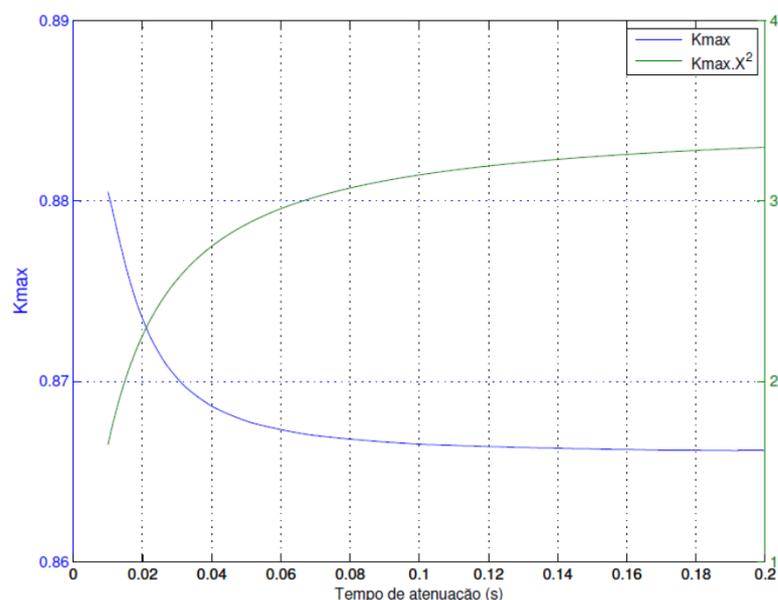


Figura 16 - Fator de correção K_{max} e fator $K_{max} \cdot \chi^2$

Conhecido o tempo de atenuação t_a e a corrente de curto-circuito trifásico simétrico I''_{cc3} , a força máxima é dada pela expressão,

$$F_{max} = C K_{max} \cdot \chi^2 \left(\sqrt{2} I''_{cc3} \right)^2 \quad (16)$$

O valor do fator $K_{max} \cdot \chi^2$ é sempre inferior a 3,5.

IV. CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO SEM TERRA

O estudo do curto-circuito bifásico sem terra serve apenas para verificar as situações mais desfavoráveis nas solicitações mecânicas das forças eletromagnéticas entre condutores, e verificar os valores estabelecidos nas normas técnicas.

Considerou-se, igualmente como nos pontos (II, III), nos estudos apresentados o tempo de atenuação da componente contínua $t_a = 0,050$ s ($\chi = 1,82$).

A. Corrente de choque nos condutores a e b - Força sobre o condutor a ou b

O fator de correção da força (K) é dado pela expressão (17), resultado da tensão nominal e do dobro da impedância equivalente de curto-circuito.

$$K_a = \frac{3}{4} \left(\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{\tau}} \right)^2 \left(1 + e^{-\frac{1}{\tau^2}} \right)^{-2} \quad (17)$$

A força é máxima no instante $t = 0,0099$ s e $K_{max} = 0,751$ (figura 17).

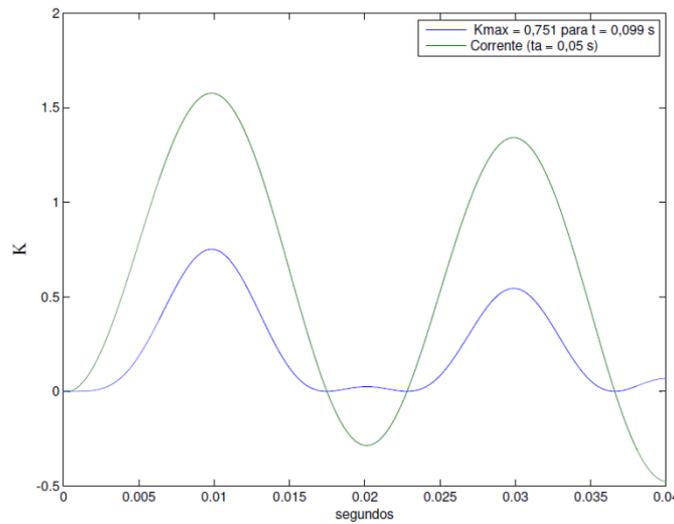


Figura 17 - Força e Corrente no condutor a ou b

Analisou-se a variação do K_{max} (Fig.18), em função do tempo de atenuação da componente contínua (4). A força máxima pode também ser expressa em função da corrente de curto-circuito trifásico simétrico, I''_{cc3} .

Fator de correção da força máxima - entre condutores no curto-circuito bifásico sem terra.

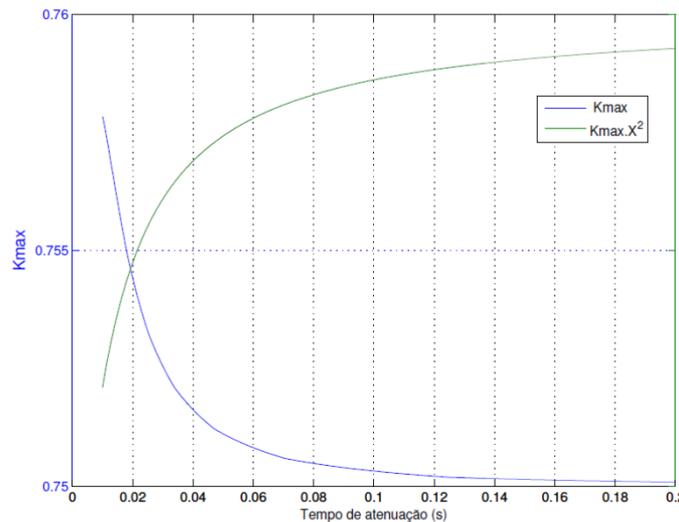


Figura 18 - Fator de correção K_{max} e fator $K_{max} \cdot \chi^2$

NOTA 3.

No estudo das solicitações mecânicas deve-se também ter em conta a força de repulsão sobre o condutor exterior de uma fase multifilar de n condutores, separados por uma distância d' , devido à corrente que se reparte pelos n condutores.

$$F'_{max} = C' \chi'^2 \left(\frac{\sum_{k=1}^{n-1} \frac{1}{k}}{n^2} \right) (\sqrt{2} I''_{cc3})^2 \quad \text{para } n > 1$$

$$C' = \frac{\mu_0 L}{2\pi d'}$$

V. CONCLUSÃO

O fator de correção da força máxima é normalmente majorado para o dimensionamento dos condutores, às solicitações mecânicas, podendo isso levar a uma excessiva maximização e desperdício de material.

Os valores apresentados nas normas técnicas foram obtidos por aproximação, devido à dificuldade da complexidade de cálculo dos fenómenos considerados.

Nas situações menos problemáticas, como curto-circuito em baixa tensão e com tempos de atenuação da componente contínua inferiores a 0,02 s, os fatores de correção poderão, eventualmente, ficar subestimados.

Nas situações de elevada potência de curto-circuito, como nos terminais à saída dos geradores ou nos transformadores de Alta Tensão, tendo em conta tempos de amortecimento superiores, os fatores tenderão a ser sobreavaliados.

A corrente de curto-circuito trifásica simétrica é normalmente sobreavaliada quando se considera apenas a reactância subtransitória equivalente, e a ocorrência da corrente de choque é reduzida, não havendo necessidade de majorar os fatores de correção das forças máximas sobre os condutores.

Os valores obtidos nos programas de cálculo computacional são exaustivos e permitiram obter, no espaço temporal, valores precisos para as diversas configurações do sistema elétrico. Os programas de cálculo foram desenvolvidos em MATLAB, e obteve-se resultados de elevado rigor, o que poderá permitir, se tal for necessário, a correção e melhoramento dos valores apresentados e recomendados pelas normas técnicas.

Em vez de se fixar o fator de correção da força máxima (K_{max}) em função da corrente de choque, o conhecimento ou previsão do tempo de atenuação (t_a) da componente contínua permite obter com melhor precisão a força máxima em função da corrente de curto-circuito trifásico simétrico subtransitório.

O caos organizado.

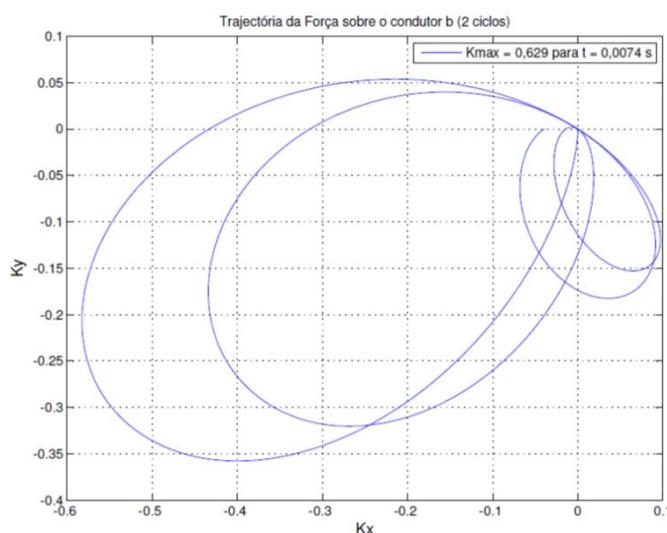


Figura 19. Condutores em triângulo (Fig.12) - Trajetória da força sobre o condutor b (2 ciclos), com corrente de choque ($\chi = 1,82$) no condutor a

REFERÊNCIAS

- Apostol – Calculus Vol2, Editora Editorial Reverté
 Alonso & Finn – Física Vol2, Campos e Ondas, Editora Edgard Blucher
 Feynman – Leituras sobre a Física Vol2, Electromagnetismo, Editora Addison Wesley
 MATLAB Academic – Linguagem de programação técnica, MathWorks, Inc
 Normas IEC 60865 – Correntes de curto-circuito

CAMPOS ELÉTRICO E MAGNÉTICO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Resumo

Este artigo apresenta uma nova abordagem para o cálculo de campos elétricos e magnéticos de linhas aéreas de transmissão, ao utilizar "O método de simulação da carga ..." [1]. Neste caso, a análise do potencial elétrico no tempo, o cálculo das cargas instantâneas, e a utilização de correntes instantâneas, permitem obter os valores instantâneos dos campos. Os resultados obtidos pelo programa de computador para calcular os perfis do campo elétrico e do campo magnético ao nível do solo da linha aérea de transmissão Batalha - Pego 400 kV são comparados com as medições efetuadas nessa linha [2]. Podemos concluir que a simulação no tempo é mais precisa e dá valores consistentes com a realidade. O programa de cálculo desenvolvido pode ser utilizado com todas as possíveis configurações das linhas de transmissão. A aplicação do programa noutras linhas aéreas de transmissão permite a obtenção de conclusões interessantes sobre a questão da segurança e da saúde das pessoas. As simulações sugerem bons resultados sendo confirmados através das medições efetuadas noutras linhas de energia [2] [3].

Palavras-chave

Linha Aérea de Transmissão de Energia, Campo Elétrico, Campo Magnético, Método de Simulação da Carga, Valores Instantâneos, Limites de Exposição, Zona de Segurança.

1. Introdução

As Linhas Aéreas de Transmissão (LAT) criam campos elétricos e magnéticos cujos valores podem por em causa a segurança e a saúde do público geral ou população sujeita a exposições frequentes ou permanentes.

A determinação dos valores previsíveis dos campos a alturas próximas do solo ($\approx 1\text{m}$) na faixa de segurança e até alguns metros para lá é fundamental para definir restrições e níveis de exposição da população a campos eletromagnéticos.

A metodologia utilizada neste trabalho para cálculo do campo elétrico em LAT baseia-se no Método de Simulação de Cargas [1]. Com a particularidade de os campos serem calculados no tempo, devido à atual capacidade de cálculo dos programas computacionais, obtêm-se valores teóricos mais consentâneos com a realidade.

As medições utilizadas [2] e [4] para comparação com os valores calculados fazem parte do estudo da LAT Batalha – Pego, 400 kV (perfil 10) e da LAT RM/PR – Batalha2 (perfil 3).

2. Campo Elétrico

O Método de Simulação de Cargas [1] consiste na substituição da distribuição real de cargas elétricas na superfície do condutor, a um determinado potencial, por n linhas de cargas fictícias colocadas no interior do condutor.

A simplicidade geométrica dos condutores de uma LAT permite considerar uma única linha de carga, cuja dimensão equivalente é dada pelo raio médio geométrico do condutor ou da fase se constituída por vários condutores, o que simplifica os cálculos.

O cálculo dos campos elétricos efetua-se a partir do conhecimento das cargas elétricas em cada uma das fases da linha e nos cabos de guarda.

O solo é assumido como um condutor perfeito, o tempo para que as cargas se redistribuam na sua superfície é extremamente pequeno ($0,1$ a 100ns) e é menor que o tempo de relaxação ($\tau = \rho \epsilon$), comparado com a frequência do sistema de energia.

Os valores das cargas instantâneas, matriz [q], são obtidos a partir do potencial instantâneo nos condutores, matriz [v], e pelo coeficiente do potencial de Maxwell, matriz [P], na solução da equação:

$$[q] = [P]^{-1} [v] \quad (1)$$

É utilizado o modelo bidimensional para o cálculo do perfil de variação do campo, no plano vertical perpendicular à direção da LAT. Este modelo, relativamente simples, é de rigor adequado.

Para LAT cujos condutores são paralelos (i, j, ...) sobre um solo perfeitamente plano, os elementos da matriz [P] são dados pelas equações;

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2y_i}{r_i^*}\right) \quad (2)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left[\frac{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}\right]^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

Onde; y_i é a distância do condutor ao solo, x_i e a posição horizontal do condutor em relação ao eixo da LAT e r_i^* o raio médio geométrico do condutor, para os condutores (i, j, ...).

Para as fases com feixe de condutores o raio médio geométrico é dado por [5],

$$r_i^* = \sqrt[m]{m r_{mg} R^{m-1}} \quad (4)$$

$$R = \frac{d}{2 \operatorname{sen}(\pi/m)} \quad (5)$$

Onde; m é o número de condutores do feixe, r_{mg} é o raio médio geométrico de cada condutor e d a distância entre condutores adjacentes.

Resolvida a equação (1) e determinada a carga nas fases e cabos de guarda, pode-se calcular o campo elétrico instantâneo devido a cada condutor no ponto N de coordenadas (x_N , y_N) no espaço, onde o campo elétrico devido a carga no condutor i, e à sua imagem no solo é:

$$\vec{E}_i = E_{x,i} \vec{u}_x + E_{y,i} \vec{u}_y \quad (6)$$

\vec{u}_x e \vec{u}_y são os vetores unitários horizontal e vertical e as componentes respectivas de (7) (8) são dados por;

$$E_{x,i} = \frac{q_i (x_N - x_i)}{2\pi\epsilon_0 [(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2]} - \frac{q_i (x_N - x_i)}{2\pi\epsilon_0 [(x_N - x_i)^2 + (y_N + y_i)^2]} \quad (7)$$

$$E_{y,i} = \frac{q_i (y_N - y_i)}{2\pi\epsilon_0 [(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2]} - \frac{q_i (y_N + y_i)}{2\pi\epsilon_0 [(x_N - x_i)^2 + (y_N + y_i)^2]} \quad (8)$$

As componentes horizontal (9) e vertical (10) do campo elétrico, são calculadas pelo somatório das contribuições de todos os condutores (i, j, ...).

Sendo que cada uma dessas componentes é um vetor alternado sinusoidal,

$$E_{x,N} = \sum_i E_{x,i} \quad (9)$$

$$E_{y,N} = \sum_i E_{y,i} \quad (10)$$

o módulo instantâneo do campo é definido por:

$$E_N = \sqrt{E_{x,N}^2 + E_{y,N}^2} \quad (11)$$

O campo é girante, descrevendo uma trajetória pulsante elíptica no plano transversal (xy).

É possível calcular os valores máximos instantâneos, tanto do vetor campo, como das suas componentes no plano, assim como os respetivos valores eficazes.

3. Campo Magnético

O cálculo do perfil do campo magnético também é efetuado para o plano vertical e perpendicular à linha, as correntes instantâneas têm a direção do eixo z. O campo magnético instantâneo no ponto N é dado pela sobreposição vetorial dos campos criados pelas correntes nos condutores de fase (12).

$$\vec{B}_N = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i \frac{\vec{i}_i \times \vec{r}_{iN}}{r_{iN}^2} = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i \frac{i_i}{r_{iN}} \vec{\phi}_{iN} \quad (12)$$

\vec{r}_{iN} é o vetor de posição do ponto N em relação à corrente i, cujo módulo é

$$r_{iN} = \sqrt{(x_N - x_i)^2 + (y_N - y_i)^2} \quad (13)$$

e $\vec{\phi}_{iN}$ é o vetor unitário do produto externo do vetor corrente com o vetor de posição

$$\vec{\phi}_{iN} = -\frac{y_N - y_i}{r_{iN}} \vec{u}_x + \frac{x_N - x_i}{r_{iN}} \vec{u}_y \quad (14)$$

As correntes de retorno pela terra são desprezadas, tal com as correntes nos cabos de guarda que são nulas em situação de equilíbrio estacionário, como o solo é considerado um condutor perfeito a corrente de retorno de sistemas elétricos trifásicos simétricos é nula.

4. Linha Aérea de Transmissão Batalha-Pêgo

Para a LAT em estudo, 400 kV (50 Hz) de configuração horizontal, foram calculados os perfis do campo elétrico e do campo magnético, no plano vertical transversal à linha, tomando como parâmetros as características de projeto no local em que foram executadas as medições, e obtidas as alturas cabo - solo do perfil 10 do RL 0718/07 – AT [2].

O gráfico da Fig.1 mostra os valores máximos calculados para as componentes do campo elétrico, à altura de 1,8 metros.

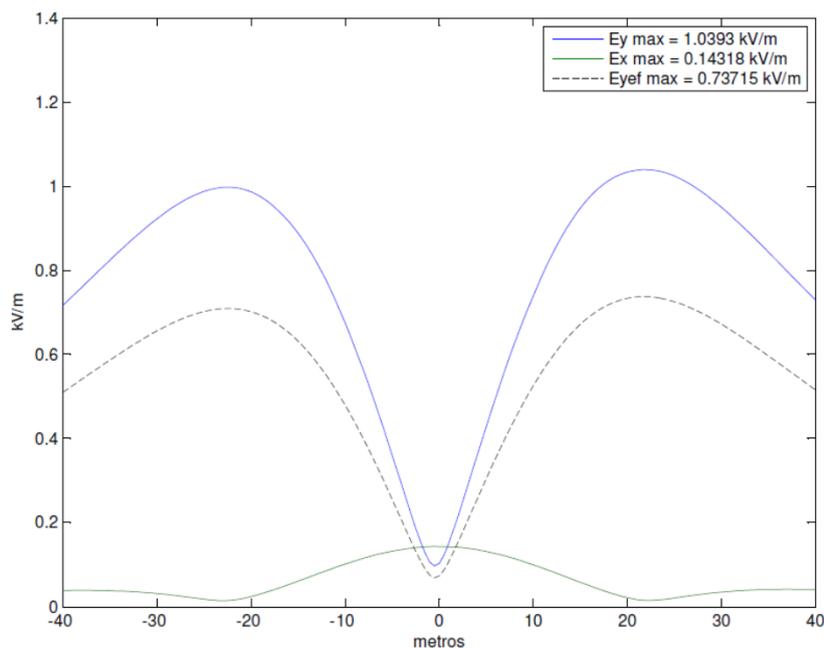


Figura 1 - Perfil do campo elétrico para valores calculados – componentes vertical e horizontal

O valor máximo do campo verifica-se no ponto 22 m, $E_{\max}=1,04$ kV/m sendo o valor eficaz máximo $E_{\text{ef max}}=0,74$ kV/m.

Para as medições dos campos foram utilizados instrumentos apropriados para medições de LAT e de acordo com as Normas CEI de ensaio e medição [2].

As medições foram executadas no eixo perpendicular ao sentido longitudinal da LAT, no vão entre as torres 66 e 67 (perfil 10) e em pontos espaçados de 2 m.

O equipamento de medida indica os valores máximos dos campos, em valor eficaz (RMS) [2].

O gráfico da Fig.2 mostra os valores medidos e os valores calculados para o campo elétrico.

As condições de medição dos campos não foram as excelentes.

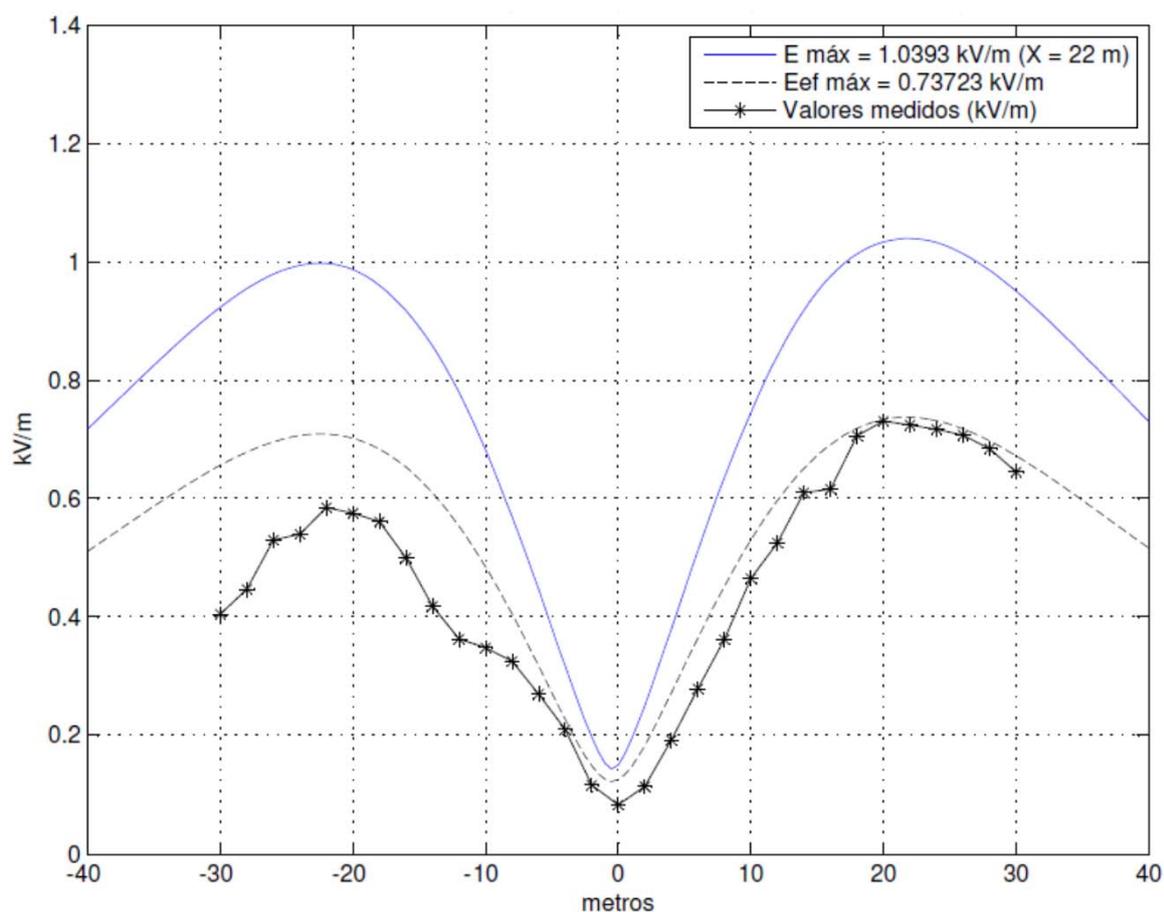


Figura 2 - Perfil do campo elétrico para os valores medidos e calculados

Na análise dos valores calculados e medidos do perfil do campo elétrico verifica-se que as maiores discrepâncias encontradas (Fig.3) são devido à existência de um declive de cerca de 2 m entre a LAT e o ponto -40 e a um muro que acompanha o perfil e funciona como ecrã do campo [2]. Na generalidade as discrepâncias podem ser explicadas por se ter considerado um solo de condução perfeita, plano e horizontal e de extensão infinita.

Se for considerado que as discrepâncias são devidas às condições em que foram efetuadas as medições, os valores podem ser considerados excelentes.

Na Fig.4 apresenta-se a trajetória descrita pelo vetor campo elétrico, no ponto $x_N = 0$ m ($y_N = 1,8$ m).

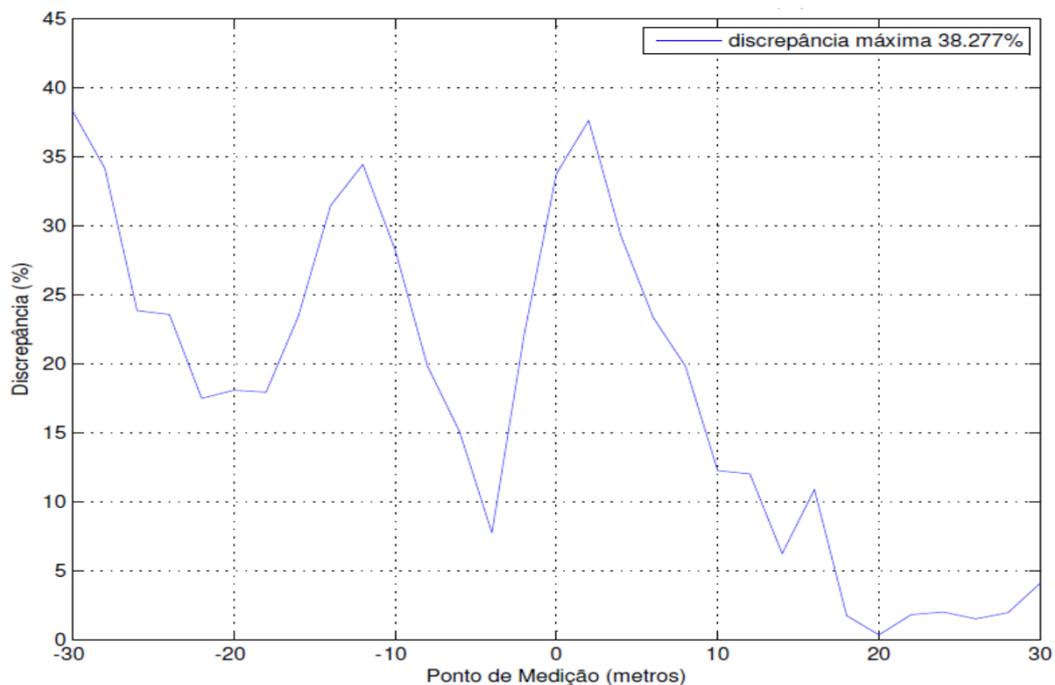


Figura 3 - Discrepância entre valores Calculados e Medidos

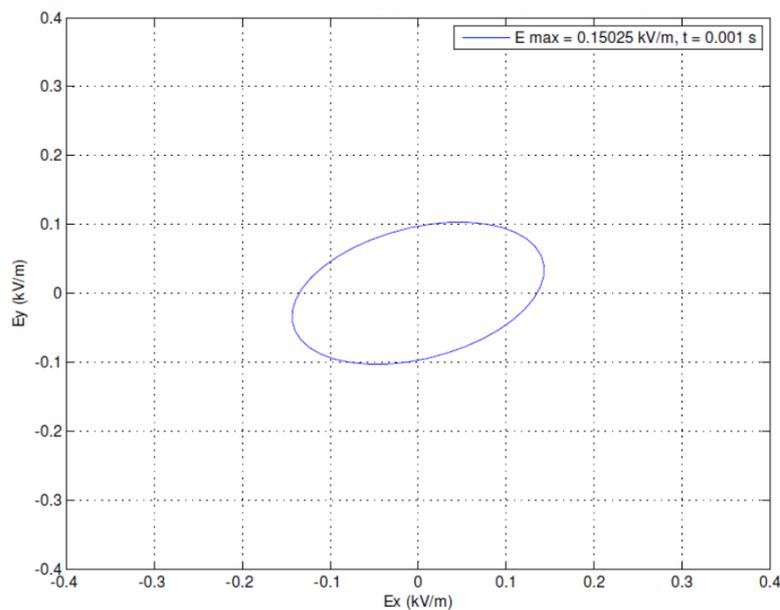


Figura 4 - Trajetória do vetor campo elétrico – $x_N = 0$ ($y_N = 1,8$ m)

Simulou-se a distância mínima do cabo – solo, igual a 12 m, que originava um perfil do campo elétrico com um valor eficaz máximo inferior a 5 kV/m na zona de segurança, para a altura de 1,8 m.

O perfil do campo magnético e das respectivas componentes no plano (Fig.5) foi calculado para a corrente de 290 A, que se estabeleceu durante a medição do campo magnético desta LAT.

O gráfico da Fig.6 mostra os valores medidos e os valores calculados para o campo magnético, considerando que a corrente atingiu o valor máximo de 290 A.

A carga máxima da LAT Batalha – Pego é de 2500 A, para este perfil o valor calculado para o $B_{ef\ max}$ seria de 7,8 μ T.

Para a distância mínima do cabo - solo de 12 m e para a carga máxima obtém-se $B_{ef\ max} = 49,5\ \mu$ T.

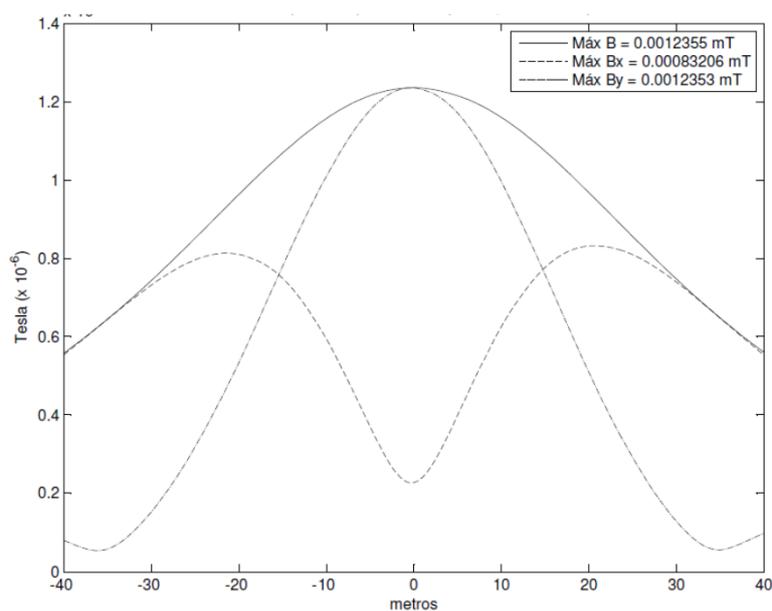


Figura 5 - Perfil do campo magnético máximo e das componentes horizontal e vertical

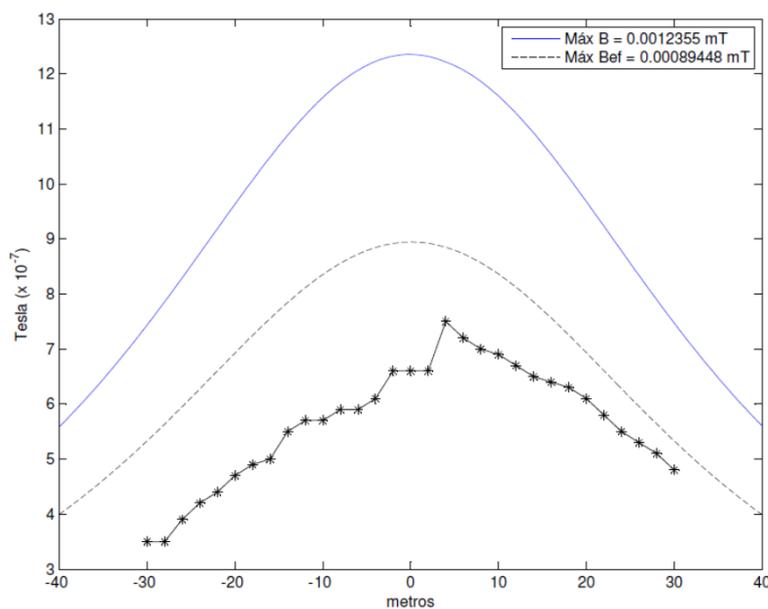


Figura 6 - Perfil do campo magnético para os valores medidos e calculados

Na Fig.7 apresenta-se a trajetória descrita pelo vetor campo magnético, no ponto $x_N = 20$ m ($y_N = 1,8$ m).

O programa de cálculo foi também aplicado, com sucesso e com resultados excelentes, a outros perfis com medições que apresentavam confiança e fiabilidade, perfil 8 [2] e perfis 17 e 18 do RL 696/04 – AT [3].

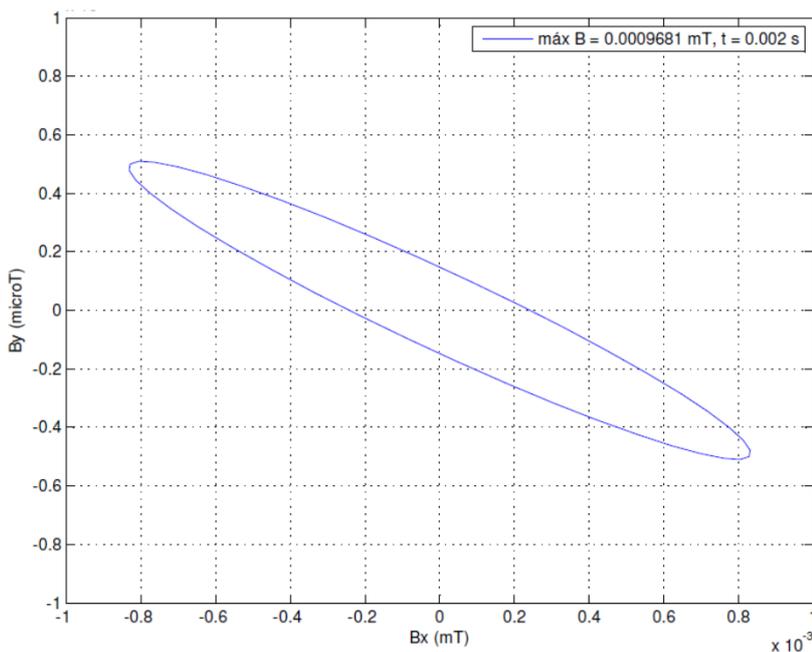


Figura 7 - Trajetória de campo magnético no ponto 20 m, altura 1,8 m

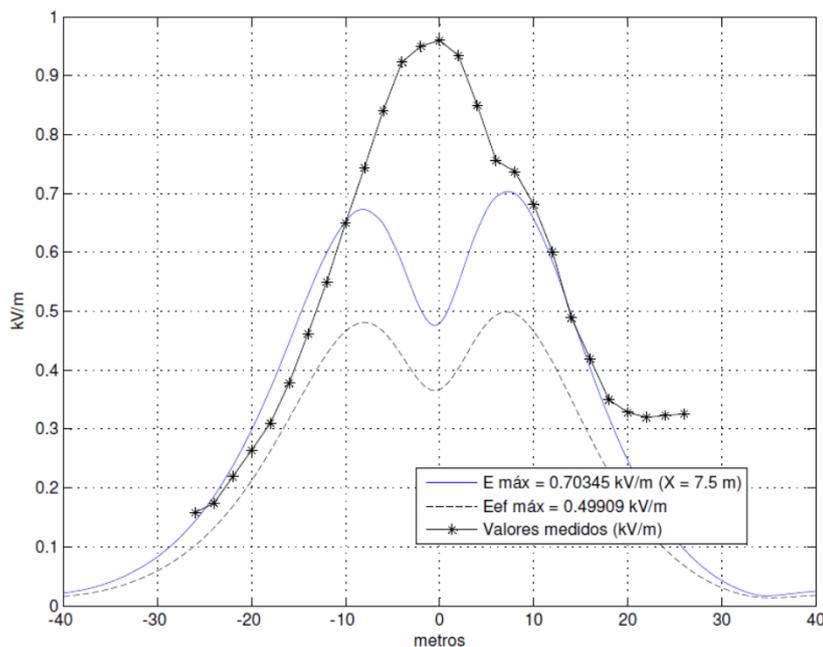


Figura 8 - Perfil do campo elétrico para os valores medidos e calculados – LAT RM/PR – Batalha2 em fase

5. Linha Aérea de Transmissão Dupla RM/PR - BATALHA

Um interessante caso de estudo, que confirmou as potencialidades do cálculo no tempo dos campos.

A LAT dupla RM/PR – Batalha [4] de 220 kV é suportada por postes tipo DL de 8 m de largura. É uma LAT com dois ternos de configuração vertical, as fases mais próximas do solo

ficam à altura aproximada de 17 m. A LAT dupla é um troço comum de duas linhas de origens diferentes, LAT Rio Maior – Batalha2 e LAT Pereiros/Recarei – Batalha2. As correntes máximas são, respetivamente, 1000 A e 622 A.

Foi simulada a colocação de baixo para cima das fases a, b, c - c', b', a' das linhas, e considerou-se as duas linhas em fase. A Fig.8 mostra os cálculos obtidos e as medições respectivas efetuadas para o perfil 3 do campo elétrico do relatório 0969/06 – AT [4], sendo o resultado inconsistente.

É evidente que as linhas aéreas de transmissão, de proveniências diferentes, não estavam em fase quando foram efetuadas as medições.

Tendo sido simulado um desfasamento de cerca de 60° entre elas, os resultados obtidos para os perfis dos campos, à altura de 1,8 m, justificam esta situação (Fig.9 e Fig.11).

Na análise dos valores calculados e medidos do perfil do campo elétrico verificam-se as discrepâncias apresentadas na Fig.10, para além dos 20 m da linha (Fig.9) o ligeiro aumento dos campos medidos é devido, provavelmente, à existência de duas linhas de 400 kV a cerca de 70 m para o lado esquerdo e de uma linha de 220 kV a cerca de 50 m do lado direito [4].

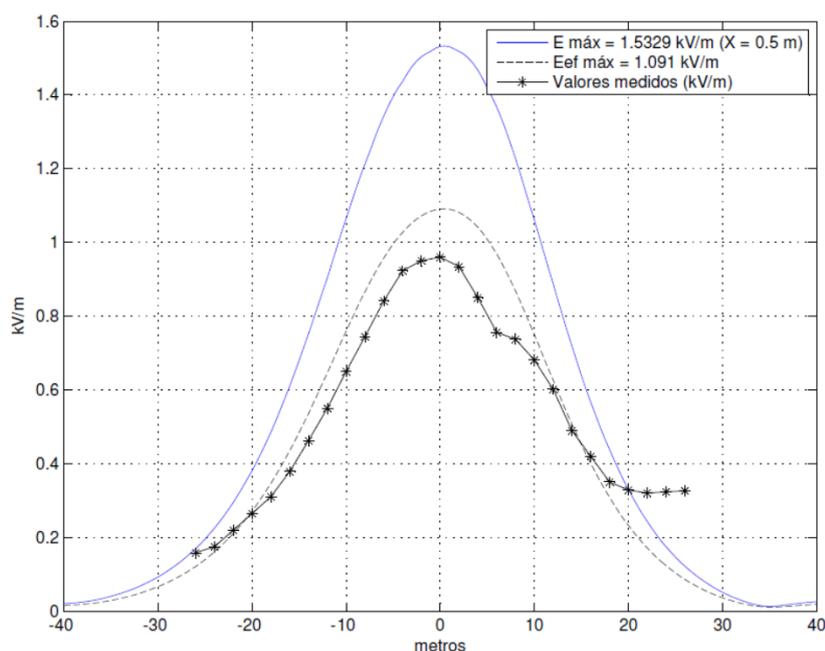


Figura 9 - Perfil do campo elétrico para os valores medidos e calculados – LAT RM/PR – Batalha2 desfasadas

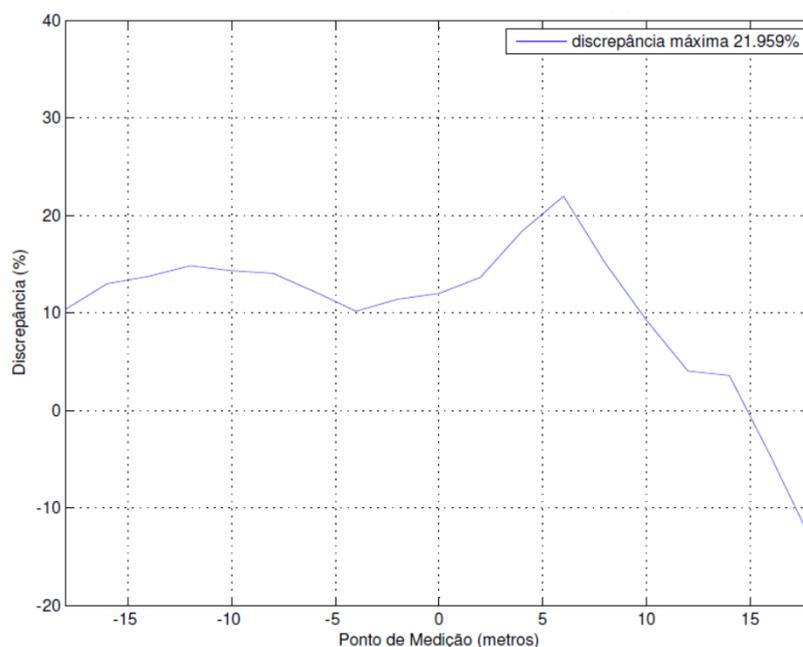


Figura 10 - Discrepância entre valores Calculados e Medidos - linhas RM/PR – Batalha2 desfasadas

O perfil do campo magnético (Fig.11) foi calculado para as correntes de 140 A e 55 A que se estabeleceram durante a medição do campo magnético desta LAT dupla.

Simulou-se a distância mínima do cabo – solo, na condição extrema das LAT estarem desfasadas de 120° e os condutores mais próximos do solo estarem em fase, que originava um perfil do campo elétrico com um valor eficaz máximo inferior a 5 kV/m na zona de segurança e para a altura de 1,8 m. A distância mínima cabo – solo obtida foi de 7 metros.

Para esta distância mínima e para as correntes máximas previstas para as linhas, 1000 A e 622 A, obteve-se o valor eficaz máximo de $25,5 \mu\text{T}$ para o campo magnético.

6. Linhas Aéreas de 1100 kV

O programa foi aplicado para o cálculo dos campos de duas Linhas de Ultra Alta Tensão.

Procurou-se obter a distância mínima do cabo - solo que originava um perfil do campo elétrico com um valor eficaz máximo inferior a 5 kV/m na zona de segurança, ao nível do solo.

Os cálculos dos campos são efetuados para a altura de 1 m.

A. Linha Aérea de Transmissão Kita - Iwaki

A linha aérea de transmissão *Kita – Iwaki* [6] de 1100 kV é suportada por postes de 108 m de altura e 38 m de largura.

É uma linha dupla com dois ternos de configuração vertical sendo as fases constituídas por feixes de oito condutores, as fases mais próximas do solo ficam à altura de 50 m.

A corrente pode atingir 8000 A, durante períodos de tempo relativamente curtos.

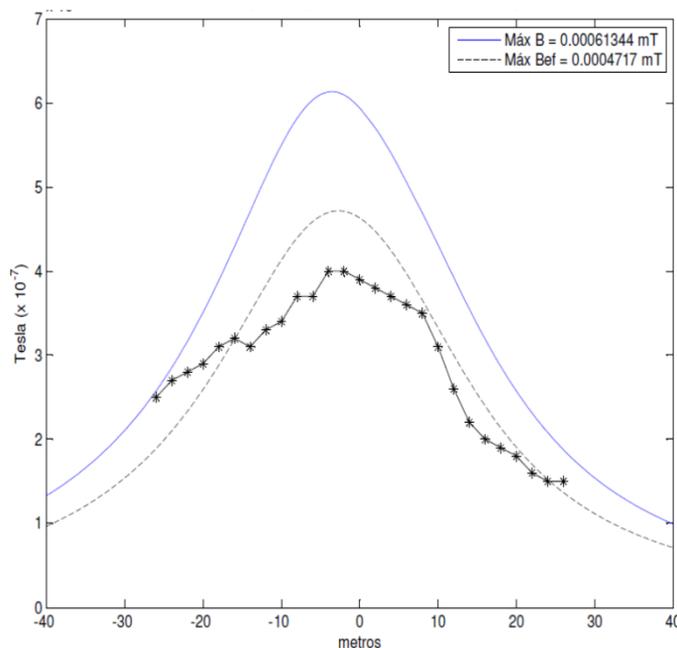


Figura 11 - Perfil do campo magnético para os valores medidos e calculados – LAT RM/PR – Batalha2 desfasadas

A distância mínima cabo - solo é de 31 m para que o valor eficaz do campo elétrico não ultrapasse os 5 kV/m (Fig.12).

O perfil do campo magnético foi calculado para correntes de 8000 A e para a mesma distância cabo – solo (Fig.13).

O valor eficaz da componente vertical do campo é praticamente igual ao valor eficaz do vetor campo.

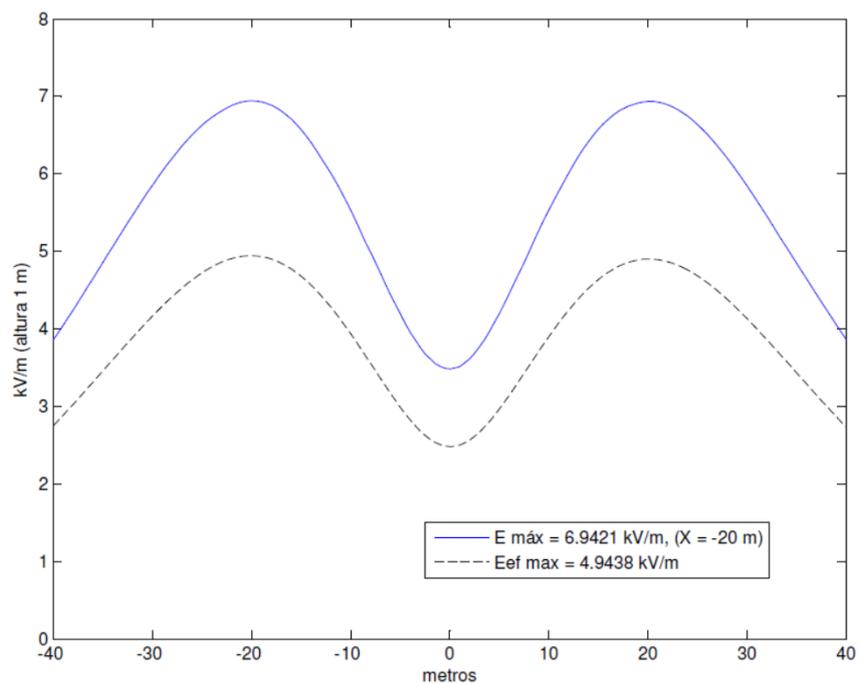


Figura 12 - Perfil do campo elétrico – Distância do cabo - solo de 31 m

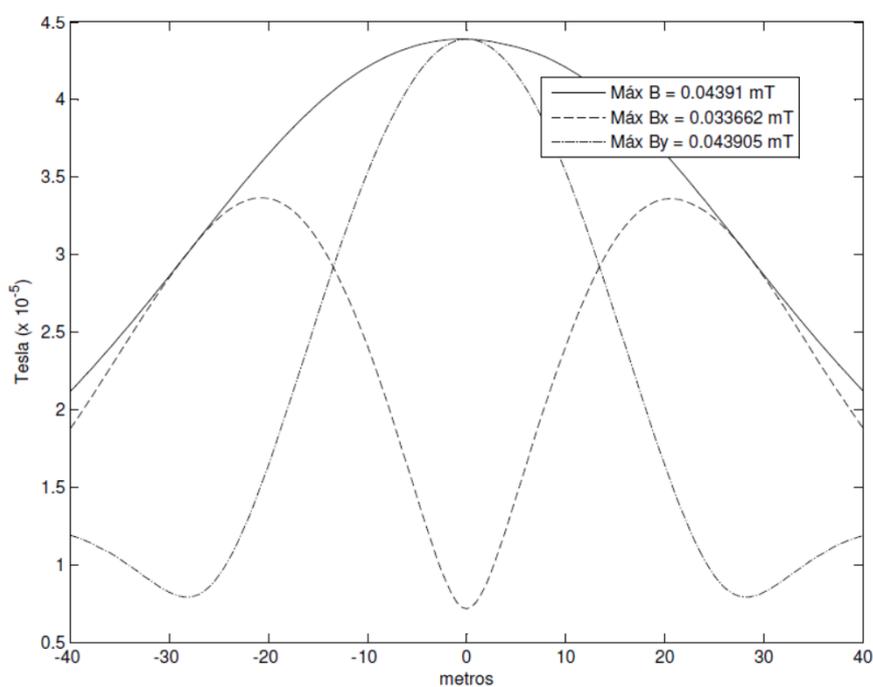


Figura 13 - Perfil do campo magnético máximo e das componentes horizontal e vertical – Distância do cabo - solo de 31 m

Foi simulada a situação de um dos ternos verticais se encontrar desligado. Como o equilíbrio da simetria das fases desaparece, o campo elétrico intensifica-se (Fig.14). Situação idêntica à que ocorre quando se aumenta a distância entre os condutores (fases).

A distância mínima do cabo – solo, nestas condições, teria de aumentar para 35 m, para que na zona de segurança o valor eficaz do campo elétrico não ultrapassasse o valor de referência. O cálculo do perfil do campo magnético, naquela situação, está representado na Fig.15.

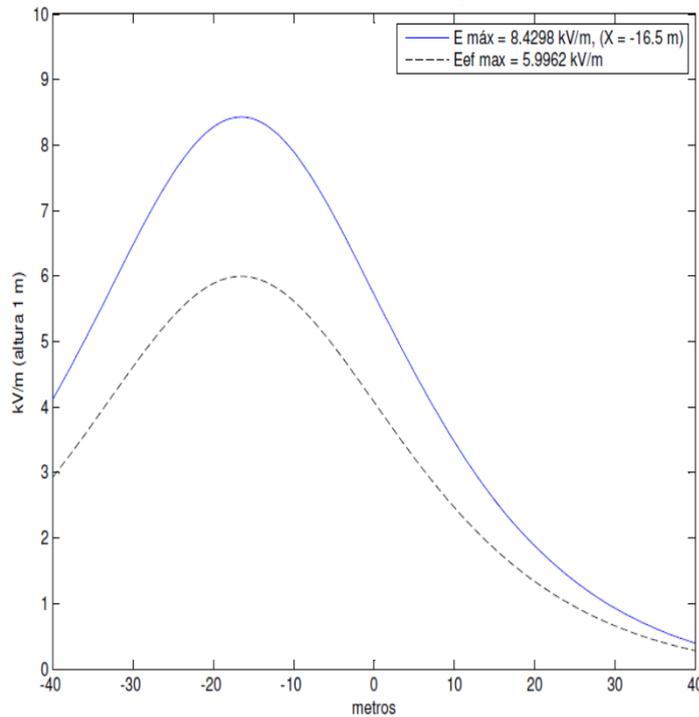


Figura 14 - Perfil do campo elétrico (1 terno vertical)

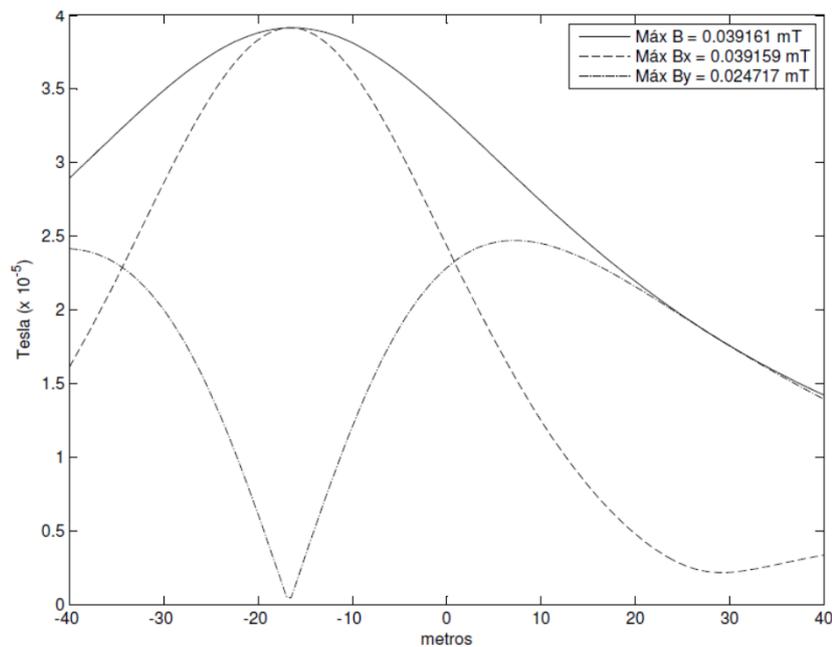


Figura 15 - Perfil do campo magnético máximo (1 terno vertical) e das componentes horizontal e vertical

B. Linha Aérea de Transmissão Ekibastuz - Kokchetav

A LAT Ekibastuz – Kokchetav [6] de 1100 kV é suportada por postes de 44 m de altura e 48 m de largura. É constituída por um terno de configuração horizontal sendo as fases constituídas por feixes de oito condutores, as fases exteriores, que se encontram mais próximas do solo, ficam à altura de 32 m. A corrente pode atingir 8000 A.

Não existe distância mínima cabo - solo para que o valor eficaz do campo elétrico não ultrapasse os 5 kV/m.

Para a distância teórica de 32 metros o valor eficaz máximo calculado é igual a 5,4 kV/m (Fig.16).

Para que o valor eficaz do campo fosse inferior a 5 kV/m, na zona de segurança, a distância mínima do cabo – solo teria de ser de 34 m.

O perfil do campo magnético calculado para os pontos com 1 m de altura, supondo que os condutores se encontram à distância de 32 m do solo e a corrente é de 8000 A, está representado na Fig.17.

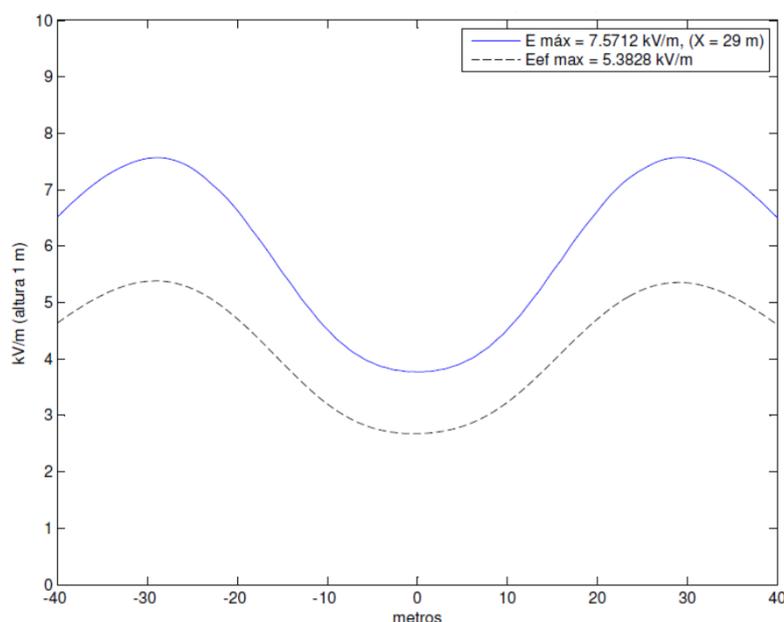


Figura 16 - Perfil do campo elétrico – Distância do cabo - solo de 32 m

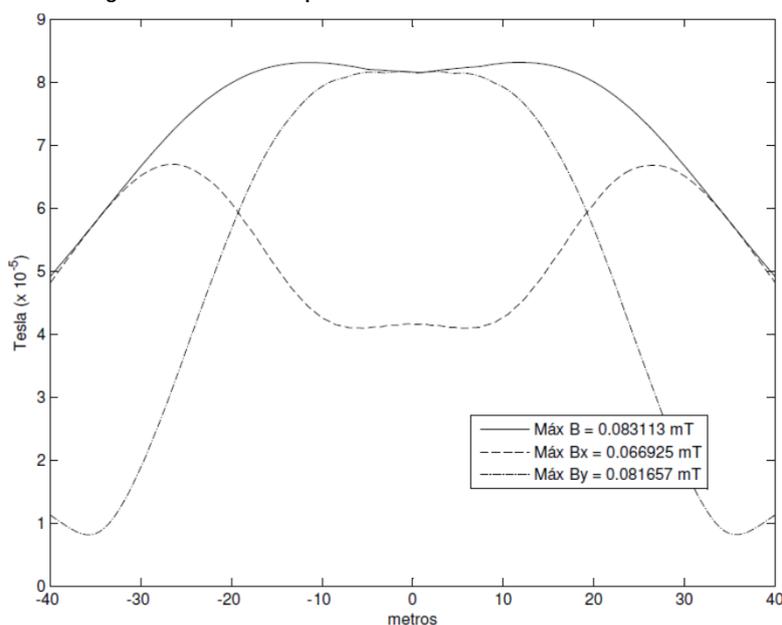


Figura 17 - Perfil do campo magnético máximo e das componentes horizontal e vertical – Distância do cabo - solo de 32 m

Em termos gerais, pode-se concluir que o campo elétrico máximo no solo é menor para a configuração triangular equilátera das LAT e maior para as configurações vertical e horizontal. O campo elétrico fora da faixa de segurança é mais pequeno para a configuração vertical e é maior para a configuração horizontal.

É inconsequente tentar parametrizar o campo elétrico em função das dimensões geométricas das LAT, mesmo que não se considere a condutividade do terreno, basta a diversidade da tipologia dos apoios e o número de condutores que constituem as fases, para inviabilizar essa intenção. É apenas possível prever uma distância mínima que cumpra as condições de segurança estudadas.

O efeito da dimensão do condutor pode ser avaliado, no caso de feixes nas fases, usando o raio equivalente [5].

O condutor equivalente tem a mesma carga elétrica total por unidade de comprimento da fase, o que causa o mesmo campo no solo.

Verifica-se que a duplicação teórica do raio equivalente provoca um aumento de cerca de 15% no valor do campo elétrico.

Os cabos de guarda (CG) praticamente não influenciam o campo elétrico ao nível do solo.

A não existência teórica dos CG aumentava o campo elétrico no solo no máximo de 4%, para a configuração horizontal de 1100 kV.

7. Conclusão

A utilização de valores eficazes nos potenciais e nas cargas, na simulação dos campos elétricos, utilizando o método da simulação das cargas e apresentado na maioria das publicações sobre o assunto, mostra-se adequado. Apesar da utilização de campos estacionários originar a obtenção de valores eficazes aproximados para os campos elétricos.

A utilização de valores instantâneos no método da simulação das cargas apresenta resultados teóricos, em condições ideais, próximos ou coincidentes com os valores reais e medidos.

O método utilizado para o cálculo mostrou-se eficaz e preciso na determinação do perfil do campo elétrico ao nível do solo em LAT, os resultados são obtidos de forma rápida e com relativa simplicidade, os valores obtidos estão otimizados devido às condições ideais consideradas, solo plano, horizontal, infinito e condutor perfeito e condutores teoricamente paralelos entre si e ao solo (o efeito de flecha desprezado quando considerado o ponto mais baixo da catenária), o que poderá ser corrigido com um conhecimento mais detalhado das condições de implementação da LAT.

O campo magnético em pontos igualmente afastados de um sistema trifásico simétrico de correntes é nulo devido à sua natureza rotacional.

Em pontos suficientemente afastados do sistema trifásico, devido à assimetria da colocação das fases, o valor do campo é residual.

A utilização dos valores eficazes das correntes na simulação computacional do campo magnético não é a mais adequada, obtendo valores excessivamente divergentes.

A utilização de valores instantâneos permite obter valores coincidentes com os valores teóricos previstos.

Os campos elétricos e magnéticos máximos, recomendados para Público Permanente, são respetivamente; 5 kV/m (RMS) e 0,100 mT (RMS) [6].

De acordo com estes valores, a grande maioria das LAT, com tensões nominais inferiores a 800 kV, não necessitam de zona de segurança para o campo elétrico, desde que cumpram uma distância mínima ao solo (público).

A distância mínima ao solo para uma linha típica de 800 kV, com configuração horizontal, considerando uma distância entre fases de 16 m e as fases constituídas por 4 condutores, é de 23 m.

Os campos magnéticos das linhas aéreas de transmissão têm valores reduzidos e inferiores ao limite considerado como perigoso para a saúde pública.

O campo magnético das linhas aéreas de transmissão não tem influência na segurança do público permanente, de acordo com as recomendações.

Estudos futuros poderão reavaliar os procedimentos de medição e de cálculo com a finalidade de minimizar as discrepâncias encontradas, e a implementação de novos conceitos ao programa tornando-o mais abrangente neste tipo de cálculo.

Referências

- [1] H. Singer, H. Steinbigler, e P. Weiss, "A charge simulation method for the calculation of high voltage fields," IEEE Trans., vol. PAS-93, pp. 1660-1668, January 1974.
- [2] REN - Portugal, Informação Técnica, Monitorização – Campos Eléctrico e Magnético, Relatório da Linha Batalha – Pego, Novembro 2007.
- [3] REN - Portugal, Informação Técnica, Monitorização – Campos Eléctrico e Magnético, Relatório da Linha Fanhões – Alto Mira IV/V a 400 kV, Novembro 2004.
- [4] REN - Portugal, Informação Técnica, Monitorização – Campos Eléctrico e Magnético, Relatório do Troço comum às Linhas Batalha – Recarei e Batalha – Rio Maior 3, Novembro 2006.
- [5] J. S. Paiva, "Redes de Energia Eléctrica – uma análise sistémica", ISTPress, Lisboa, Abril 2005.
- [6] Siemens Energy Sector, UHV AC Entwicklung über 1100 kV, L.-R. Janicke, at all, Hannover Messe, April 2008.
- [7] Council Recommendation on the Limitation of Exposure of the General Public to Electromagnetic Fields 0 Hz – 300 GHz, 2188ª Reunião do Conselho da União Europeia, Junho 1999.

Agradecimentos

Agradeço a REN – Rede Eléctrica Nacional toda a disponibilidade no acesso às publicações da Informação Técnica, e na colaboração do Centro de Informação Técnica da REN para a utilização dos dados técnicos e medições.

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/MonitorizacaoCamposElectricoMagnético.aspx>

Obs:

Artigo publicado na Revista: LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 10, NO. 4, JUNE 2012

UNIDADES ININTERRUPTAS DE ALIMENTAÇÃO (UPS).

O QUE ESCOLHER?

1. Introdução

As UPS (unidades de alimentação ininterruptas) são sistemas destinados à alimentação de dispositivos elétricos quando existe um corte de energias de rede.

As UPS diferenciam-se dos restantes sistemas de emergência na medida em que possibilitam a alimentação instantânea quando ocorre um corte através de baterias e circuitos eletrónicos associados para sistemas de baixa potência ou geradores diesel e sistemas “flywheel*” para sistemas de grande potência.

As UPS são normalmente utilizadas para proteger equipamentos que possam conter dados essenciais ou indispensáveis para o funcionamento de um edifício com *datacenters*, computadores, equipamentos de telecomunicações ou outros equipamentos cuja interrupção de funcionamento possa causar danos irreversíveis em sistemas, dados ou negócios.

Para além da capacidade de fornecer energia em caso de interrupção por um período limitado de tempo, as UPS podem corrigir outros eventos de rede como sobretensões, cavas, variações de tensão, ruído, instabilidade de frequência ou distorção harmónica.

2. Categorias mais comuns de UPS

As categorias mais comuns de UPS são as seguintes: Standby; Line- Interactive; Dupla conversão on-line; Conversão Delta on-line; Standby-Ferro; DC; Rotativas a diesel (flywheel).

2.1. Standby

É o tipo mais comum utilizado para computadores pessoais.

São unidades de elevado rendimento, apresentam baixo custo e volume.

Os maiores inconvenientes são:

- a falta de condicionamento da corrente de entrada que provoca injeção de harmónicas na rede eléctrica, quando as cargas são não lineares;
- o tempo de transferência entre os modos rede-inversor e inversor-rede, provocando cortes na alimentação das cargas nesses instantes;
- apresentarem uma forma de onda na saída ligeiramente quadrada.

A figura 1 mostra o esquema simplificado de ligação de uma UPS do tipo Standby.

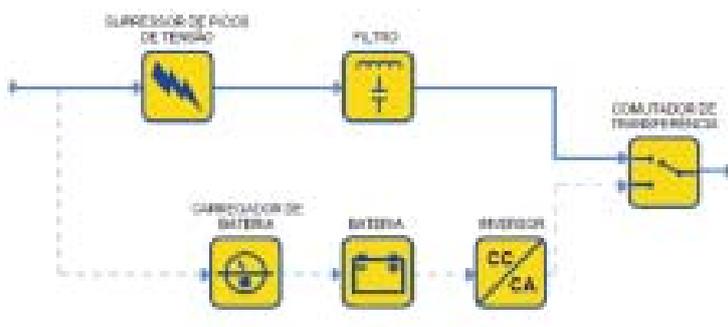


Figura 1 – UPS do tipo Standby

2.2 Line-Interactive

Trata-se da concepção mais comum para servidores de aplicações não críticas, e departamentais.

Unidades de baixo custo e rendimento elevado, com possibilidade de regulação de tensão de saída e pequeno tempo de transferência nos modos: rede-inversor e inversor-rede.

Como inconveniente, a presença do indutor não permite que a tensão de saída e a tensão de entrada estejam em fase, gerando um transitório quando da utilização da chave de "by-pass".

A figura 2 mostra o esquema simplificado de ligação de uma UPS do tipo Line-Interactive.

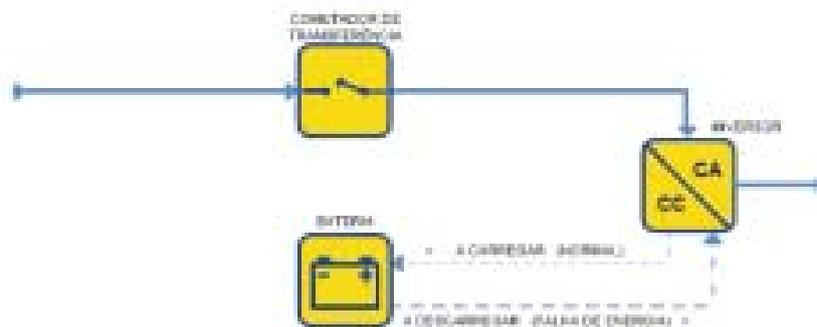


Figura 2 – UPS do tipo Line-Interactive

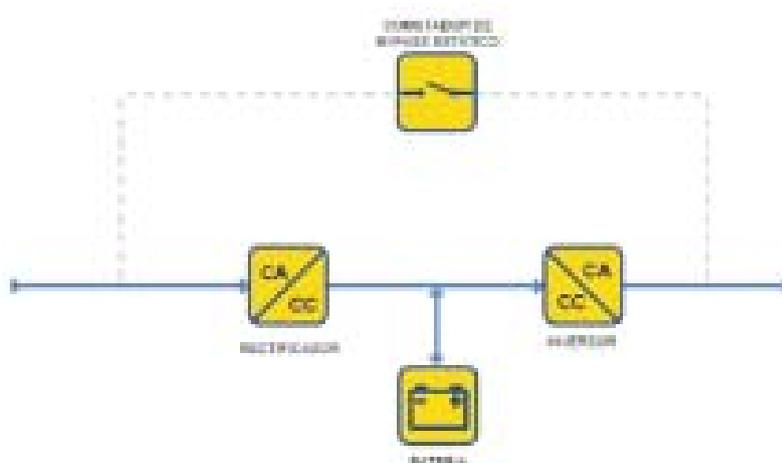


Figura 3 – UPS do tipo Dupla conversão on-line

2.4 Conversão Delta on-line

Tecnologia recente, com 10 anos de idade, introduzida para eliminar as desvantagens da concepção de dupla conversão on-line.

A figura 4 mostra o esquema simplificado de ligação de uma UPS do tipo Conversão Delta on-line.

2.5 Standby-Ferro

Já não costumam ser utilizados principalmente porque se mostram altamente instáveis quando operam perante uma carga de fonte de alimentação de um computador moderno.

A figura 5 mostra o esquema simplificado de ligação de uma UPS do tipo Standby-Ferro.

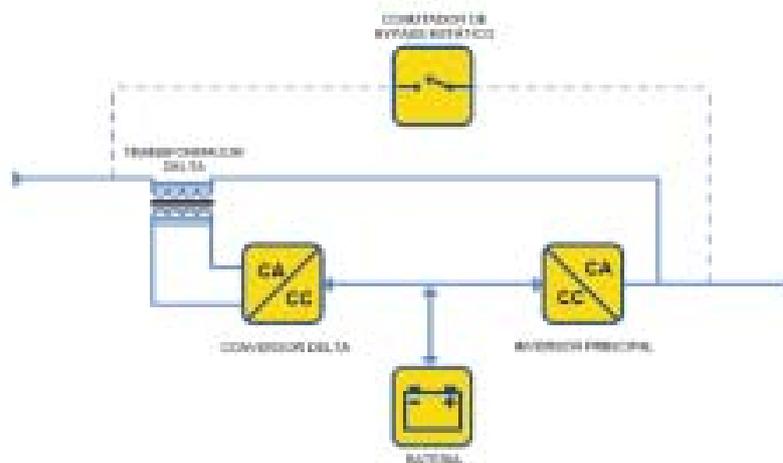


Figura 4 – UPS do tipo Conversão Delta on-line

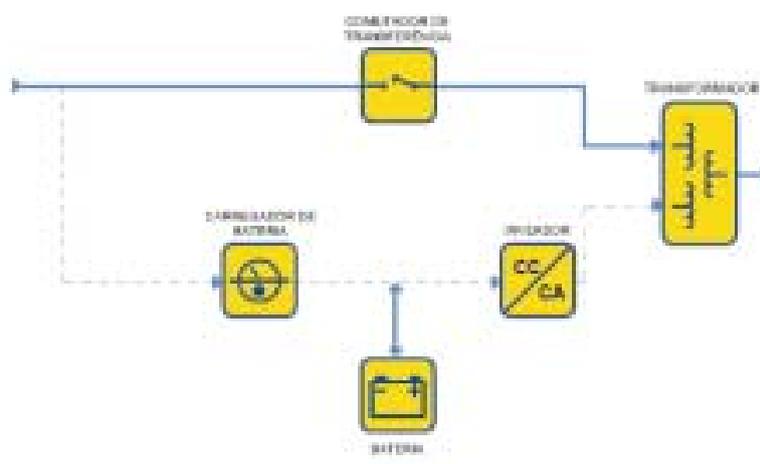


Figura 5 – UPS do tipo Standby-Ferro

2.6 DC

Trata-se de uma UPS equivalente à tecnologia *online* sem a necessidade do inversor.

2.7 Rotativas a diesel (flywheel)

São sistemas de armazenamento de energia cinética em vez de energia química. Em alternativa às placas de chumbo submersas em ácido sulfúrico, usa-se a inércia do volante para armazenar e recuperar a potência

São UPS utilizadas para sistemas de grande porte apresentando grande autonomia.

O maior inconveniente é o ruído produzido quando em funcionamento.

3. Conclusões

Há vários tipos de UPS indicados para diferentes utilizações.

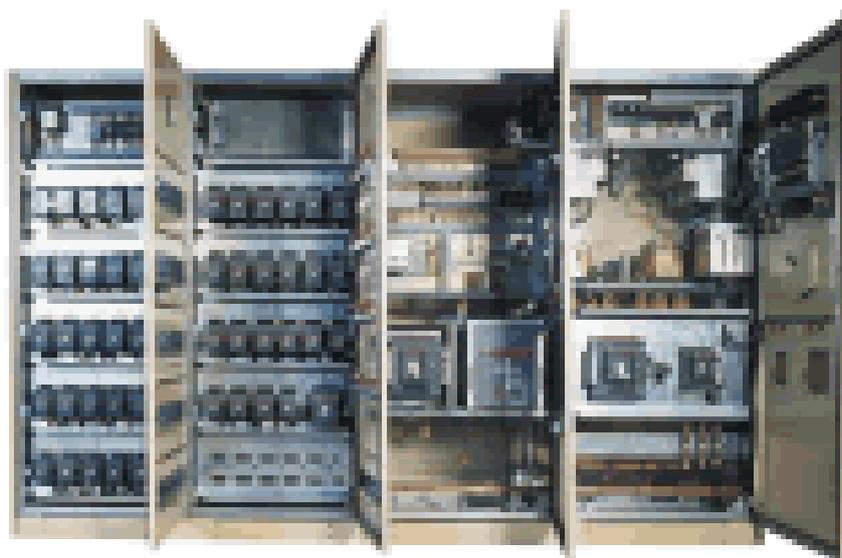
Não se pode dizer que haja um tipo de UPS ideal para todas as aplicações.

As diferenças significativas nas conceções das UPS apresentam vantagens teóricas e práticas, consoante o tipo de utilização. Contudo, a qualidade básica do desenho de implementação e a qualidade de fabrico são frequentemente os fatores predominantes na determinação do desempenho atingido na aplicação do cliente.

A QEnergia em parceria com a BORRI e a KST, possui uma gama de soluções para responder a todas as necessidades no mercado, para manter a continuidade de serviço em instalações de serviço e industria. Desenhamos também soluções á medida da real necessidade.

Referências

European guide about UPS by Neil Rasmussen.



UPS Estática BORRI - QEnergia

INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO EXECUTADAS AO ABRIGO DO RSIUEE E RSICEE. MEDIDAS COMPLEMENTARES DE SEGURANÇA

1. Introdução

A Segurança de pessoas, animais e bens e o respeito por direitos (individuais, de grupo) foram desde sempre os principais objetivos da regulamentação das instalações elétricas. Outros aspetos como a qualidade de serviço, a continuidade de serviço, a adequação às necessidades dos utilizadores, a eficiência energética, a utilização racional de energia e sustentabilidade e o conforto na utilização, são fatores que devem estar presentes, aquando da realização de um projeto, da execução e na exploração das instalações elétricas.

Nesse sentido, existe todo um quadro legal de suporte, ao projeto, à execução e à exploração das instalações elétricas, que pode ser agrupado, genericamente, em:

- Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas
- Regulamentação de segurança
- Regulamentação de qualidade de serviço público
- Guias técnicos e Projetos-tipo da Direção Geral de Energia e Geologia

2. Enquadramento Regulamentar das Instalações de Utilização de Energia Elétrica em Baixa Tensão

2.1. Enquadramento

A evolução técnica, tecnológica e conceptual dos equipamentos e das instalações elétricas, assim como a alteração dos hábitos e necessidades de consumo de energia elétrica, requerem que a regulamentação que enquadra esta atividade não seja estática, mas antes que possa evoluir de forma a poder contemplar as novas necessidades e realidades.

As primeiras regras técnicas aplicáveis às instalações elétricas de baixa tensão foram previstas pelo Decreto 1913, pelo Decreto-Lei 29782 de 1939, Decreto-Lei 30380 de 1940 e pelo Decreto-Lei 3782 de 1950.

Tratavam-se de regras muito básicas e incompletas, clamando pela criação de um regulamento, atualizando e ampliando, de modo sensível as disposições de segurança e regras de arte que andavam dispersas pelos diplomas anteriormente referidos.

Foram assim publicados os Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (RSIUEE) e o Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas (RSICEE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro.

Estes regulamentos revelaram-se de particular importância, não só no campo da segurança e da técnica, mas ainda sob o ponto de vista socioeconómico, pela quantidade e variedade de instalações que contempla e o elevado número de pessoas não especializadas que com elas lida.

Estes regulamentos estiveram em vigor desde 1975 até 2005. Ao longo desses 30 anos de vigência, muitas foram as alterações na conceção e execução das instalações, bem como o aparecimento de novos equipamentos e meios de proteção.

A publicação do Decreto-Lei 226/2005, de 28 de Dezembro, que previu a aprovação das Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão e revogou o artigo 1.º do Decreto-Lei N.º 740/74, de 26 de Dezembro, e os regulamentos de segurança anexos, e da Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de Setembro que aprovou e publicou as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), veio definir um novo enquadramento legal, ajustado à realidade e às necessidades das nossas instalações elétricas.

Neste artigo abordam-se os desafios lançados pelo novo enquadramento regulamentar criado pelas RTIEBT e salientam-se as principais alterações e desafios para os diversos agentes da área eletrotécnica, face à regulamentação anteriormente em vigor, nomeadamente no que se refere à implementação de medidas nas instalações elétricas já existentes e, realizadas sobre a abrangência do RSIUEE e do RSICEE, de forma a que as mesmas se equiparem às instalações elétricas realizadas de acordo com as RTIEBT.

2.2. Regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão

2.2.1. Enquadramento

O projeto, a execução e a exploração das instalações elétricas de baixa tensão tiveram como primeira base o Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (RSIUEE) e o Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas (RSICEE).

Estes regulamentos foram, ambos, publicados pelo Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro, tendo este sido objeto de alterações, em alguns aspetos muitos específicos, introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 303/76, de 26 de Abril, Decreto-Regulamentar n.º 90/84 de 26 de Dezembro e pelo Decreto-Lei n.º 77/90, de 12 de Março.

O Decreto-Lei n.º 740/74 de 26 de Dezembro, o “famoso” 740 de 74, que serviu várias gerações de técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas, manteve a sua vigência por mais de três décadas. Ao longo desses trinta anos, grande foi o desenvolvimento, quer em termos de novos conceitos, novos métodos de abordagem, novas tecnologias, mas também em termos de requisitos de segurança, funcionalidade, fiabilidade e flexibilidade das instalações, verificando-se a sua natural desatualização face à evolução técnica entretanto ocorrida.

A plena integração de Portugal no espaço europeu obrigou, também, a uma cada vez mais forte harmonização das regras técnicas utilizadas pelos países da União Europeia, por forma não só a verificar-se uma verdadeira livre circulação dos equipamentos elétricos de baixa tensão, já prevista em diretiva comunitária, como também a proporcionar consensos europeus a nível das regras de instalação que facilitem a circulação dos técnicos, a nível de projeto, de execução e de exploração de instalações elétricas.

Pretendendo dar resposta a esta nova realidade, foram publicadas as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, previstas pelo Decreto-Lei n.º 226/2005, de 28 de Dezembro e publicadas pela Portaria n.º 949-A/2006 de 11 de Setembro, que revogaram a anterior regulamentação, criada pelo Decreto-Lei N.º 740/74, de 26 de Dezembro.

2.2.2. Campo de Aplicação

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, aplicam-se a novas instalações, a ampliações ou modificações das instalações, bem como partes das instalações existentes, afetadas por essas alterações.

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão aplicam-se a:

- Edifícios de habitação;
- Edifícios de usos comerciais;
- Estabelecimentos recebendo público;
- Estabelecimentos industriais;
- Estabelecimentos agropecuários;
- Edifícios pré-fabricados;
- Caravanas, parques de campismo e instalações análogas;
- Estaleiros, feiras, exposições e outras instalações temporárias;
- Marinas e portos de recreio.

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão não se aplicam a:

- Veículos de tração elétrica;
- Instalações elétricas de automóveis;
- Instalações elétricas a bordo de navios;
- Instalações elétricas a bordo de aeronaves;
- Instalações de iluminação pública;
- Instalações em minas;
- Sistemas de redução das perturbações eletromagnéticas, na medida em que estas não comprometam a segurança das instalações;
- Cercas eletrificadas;
- Instalações de pára-raios de edifícios (embora tenham em conta as consequências dos fenómenos atmosféricos nas instalações elétricas, como por exemplo, na seleção de descarregadores de sobretensões).

Tendo estas instalações regulamentação específica.

2.2.3. Princípios Fundamentais

Os princípios fundamentais das Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão são a proteção para garantir a segurança das pessoas, dos animais e dos bens contra os perigos e os danos que possam resultar da utilização das instalações elétricas nas condições que possam ser razoavelmente previstas.

A proteção para garantir a segurança, visa os seguintes aspetos principais:

- Proteção contra os choques elétricos (Proteção contra os contactos diretos e indiretos);
- Proteção contra os efeitos térmicos;

- Proteção contra as sobretensões;
- Proteção contra as correntes de defeito;
- Proteção contra as sobretensões.

3. Principais aspetos de alteração introduzidos pelas RTIEBT

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão vieram alterar de uma forma muito significativa a realidade da realização de projeto, da execução e da exploração das instalações elétrica de baixa tensão, tendo sido muitos os aspetos objeto de alteração e/ou reformulação face à regulamentação anterior.

Sem pretendermos ser de modo algum muito exaustivos e profundos na abordagem realizada, vamos de seguida, destacar alguns dos principais aspetos objetos de alteração, face à regulamentação anterior.

3.1. Campo de aplicação

- RSIUEE/RSICEE

Edifícios de habitação, Edifícios de usos comerciais, Estabelecimentos Recebendo público, Estabelecimentos Industriais, Estabelecimentos Agropecuários, Edifícios pré-fabricados e instalações coletivas.

- RTIEBT

Todos os anteriores mais as caravanas, parques de campismo e marinas, estaleiros, feiras, exposições ou outras instalações temporárias

3.2. Tensões

- RSIUEE/RSICEE

Tensão Reduzida: C.C. U<75 V

Baixa Tensão: C.A. U< 250 V (F-T)

U< 433 V (F-F)

C.C. U< 650 V

- RTIEBT
 - Domínio I: C.C. $U < 120 \text{ V}$
 - Domínio II: C.A. $50 \text{ V} < U < 600 \text{ V}$ (F-T)
 $50 \text{ V} < U < 1000 \text{ V}$ (F-F)
 - C.C. $U < 900 \text{ V}$ (pólos-terra)
 $U < 1500 \text{ V}$ (entre pólos)

3.3. Classificação dos locais das instalações

- RSIUEE/RSICEE

Classificação dos locais das instalações quanto ao ambiente.

Exemplo: SRE, THU, HUM, MOL, EPT, SUB, POE, ACO, ATP, BTP, AMI, RIN, REX

- RTIEBT

Classificação dos locais das instalações quanto aos fatores de influência externa.

Classificação realizada segundo 3 parâmetros:

- Ambientes (A) – 17 fatores
- Utilizações (B) – 5 fatores
- Construção dos edifícios (C) – 2 fatores

3.4. Classificação dos locais das instalações quanto à utilização

- RSIUEE/RSICEE

Classificação dos locais das instalações quanto à utilização do local:

Locais residenciais ou de uso profissional, Estabelecimentos Recebendo Público, Estabelecimentos Industriais, Estabelecimentos Agrícolas ou Pecuários, Casas de banho, balneários e semelhantes, Locais afetos a serviços técnicos.

- RTIEBT

Classificação dos locais das instalações quanto à utilização do local:

Locais de Habitação, Edifícios do tipo administrativo, Edifícios escolares, Edifícios do tipo hospitalar, Empreendimentos turísticos e similares, Estabelecimentos comerciais, Recintos de espetáculos e divertimentos públicos, Parques de estacionamento cobertos, Estabelecimentos de Culto, Estabelecimentos Industriais, Locais afetos a serviços técnicos.

3.5. Correntes admissíveis nos condutores

- RSIUEE/RSICEE

Utilização de tabelas de correntes admissíveis e fatores de correção fornecidos pelos fabricantes de condutores e cabos.

- RTIEBT

Tabelas de correntes admissíveis e fatores de correção incluídos no regulamento.

3.6. Secções mínimas

- RSIUEE/RSICEE

Circuito de força motriz e fogão: 2,5 mm²

Entradas: 4 mm²

Condutor Neutro: $SF \leq 10 \text{ mm}^2$, $SN = SF$

Condutor de Protecção: $ST = SN$

- RTIEBT

Circuito do fogão: 4 mm²

Entradas: 6 mm²

Condutor Neutro: $SF \leq 16 \text{ mm}^2$, $SN = SF$

Condutor de Proteção: $SF \leq 16 \text{ mm}^2$, $SPE = SF$

$16 < SF \leq 35 \text{ mm}^2$, $SPE = 16 \text{ mm}^2$

$SF \geq 35 \text{ mm}^2$, $SPE = SF/2$

Para baixas potências: $1,5 \text{ mm}^2$ (Estores, Banheira hidromassagem,...)

3.7. Potências mínimas

- RSIUEE/RSICEE

1,15 KVA

- RTIEBT

3,45 KVA

3.8. Coeficientes de simultaneidade para cálculo da potência em instalações coletivas de edifícios e entradas

N.º de instalações	RSIUEE	RTIEBT
	RSICEE	
Coeficiente de simultaneidade		
Até 4	1,00	1,00
5 a 9	0,78	0,75
10 a 14	0,63	0,56
15 a 19	0,53	0,48
20 a 24	0,49	0,43
25 a 29	0,46	0,40
30 a 34	0,44	0,38
35 a 39	0,42	0,37
40 a 49	0,41	0,36
50 e mais	0,40	0,34

3.9. Proteção das instalações contra sobretensões – Sobrecargas

- RSIUEE/RSICEE

$I_s \leq I_n \leq I_z$ e $I_{nf} \leq 1,15 I_z$

- RTIEBT

$I_B \leq I_n \leq I_z$ e $I_2 \leq 1,45 I_z$

3.10. Vizinhança das canalizações

- RSIUEE/RSICEE

3 cm, entre canalizações elétricas e não elétricas

- RTIEBT

Para além dos 3 cm, observar ainda:

- Outras situações: recomendações de execução

- Canalizações enterradas: 20 cm para todos os tipos de canalizações (elétricas ou não elétricas)

3.11. Ligações

- RSIUEE/RSICEE

Até 4 mm^2 , 4 condutores por ligador

Acima de 4 mm^2 , 2 condutores para secções iguais ou contíguas

- RTIEBT

Recomendações do fabricante de boa execução, garantindo quer a continuidade elétrica quer mecânica.

3.12. Quadros elétricos

- RSIUEE/RSICEE

Dispensava quadro parcial de piso nas instalações de uso residencial ou profissional.

Quadro e caixas de colunas: NP 1271 e NP 1272 (Classe I ou Classe II).

- RTIEBT

Em regra, cada piso deverá ser dotado de um quadro, que desempenhará a função de quadro de entrada para esse piso.

O equipamento a utilizar nas instalações coletivas e entradas ligadas diretamente à rede de distribuição em regime TT deve ser da Classe II de isolamento ou de isolamento equivalente.

3.13. Anexos/garagens individuais das habitações (entradas coletivas)

- RSIUEE/RSICEE

Com origem no quadro de serviços comuns ou entradas independentes.

- RTIEBT

Alimentação a partir do quadro da habitação respetiva.

3.14. Casas de banho

- RSIUEE/RSICEE

Volumes de interdição, proteção e exterior.

- RTIEBT

Volumes 0, 1, 2, 3 e Volume exterior

Proteção diferencial de 30 mA

Ligações equipotenciais suplementares

3.14. Piscinas e semelhantes (lagos e fontes)

- RSIUEE/RSICEE

Proibido aparelhos de iluminação ambiente a menos de 3 m (piscinas).

Omisso quanto a lagos e fontes.

- RTIEBT

- Piscinas

Volumes 0, 1 e 2. Ligações equipotenciais suplementares.

Volume 2: Luminárias da Classe II, ou Classe I protegidas por DR 30 mA ou transformador de separação

- Lagos e Fontes

Volumes 0 e 1 (lagos e fontes)

Iluminação fixa alimentada por separação de circuitos, TRS ou DR 30 mA (Volume 0) ou da Classe II (Volume 1)

3.15. Saunas

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Zonas 1, 2, 3 e 4.

3.15. Estaleiros

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Para tomadas DR 30mA ou TRS ou separação de circuitos.

3.16. Estabelecimentos agrícolas ou pecuários

- RSIUEE/RSICEE

Aspetos gerais.

- RTIEBT

30 mA; Resistência de Isolamento $c/500V$ mínimo 0,5Mohm; UL=25V.

3.17. Parques de campismo

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Remete para as regras gerais aplicáveis, Decreto-Lei n.º393/85.

3.18. Ensaio de medição da Resistência de Isolamento

- RSIUEE/RSICEE

Com 250V ou com 500V.

- RTIEBT

250V só para TRS e TRP.

Restantes instalações mínimo 500V (0,5MOhm)

3.19. Condutores de proteção

- RSIUEE/RSICEE

Dispensável para os locais classificados como SRE (Sem Riscos Especiais).

- RTIEBT

Obrigatório para todos os locais e para todas as canalizações.

3.20. Tensão de contacto previsível, Contactos Indiretos

- RSIUEE/RSICEE

50V (sem massas suscetíveis de serem empunhadas e zonas SRE)

25V (com massas suscetíveis de serem empunhadas e zonas MOL/HUM etc..)

- RTIEBT

25V para alguns locais especiais (saunas, estaleiros, estabelecimentos agrícolas e pecuários)

12V (locais submersos)

50V para os restantes locais.

3.21. Quedas de tensão

- RSIUEE/RSICEE

A queda de tensão admissível desde a origem da instalação de utilização até ao aparelho de utilização eletricamente mais afastado, supostos ligados todos os aparelhos de utilização que possam funcionar simultaneamente, não deverá ser superior a 3 % ou a 5 % da tensão nominal da instalação, respetivamente para circuitos de iluminação e para circuitos de outros usos.

- RTIEBT

- 1,5%, entre a portinhola e a origem da instalação elétrica, no caso de moradias unifamiliares;

- 0,5%, entre a caixa de colunas e a entrada de uma instalação de utilização, no caso das instalações não individuais;

- 1,0%, para o troço correspondente à coluna, no caso das instalações não individuais.

3.22. Proteção diferencial contra contactos indiretos

- RSIUEE/RSICEE

Dependendo do valor de terra de proteção;

30 mA só para banheiras hidromassagem, locais de acesso e permanência de crianças e diminuídos mentais.

- RTIEBT

30 mA para banheiras de hidromassagem, para algumas instalações especiais e para circuitos das casas de banhos com banheiras ou chuveiros em todas as instalações e ainda para locais de acesso e permanência de crianças e diminuídos mentais.

3.23. Ducto

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Obrigatório o uso de ductos em percursos verticais para um nº de instalações de utilização superior a 9 incluindo os serviços comuns, exceto situações desfavoráveis ao nível económico/estrutural.

3.24. Tomadas

- RSIUEE/RSICEE

Não obrigatório o uso de obturadores (alvéolos protegidos)

- RTIEBT

Obrigatório o uso de obturadores (alvéolos protegidos) para todas as tomadas até $I_n=16A$ em locais de habitação e estabelecimentos recebendo público, acima de 16A só com tampa.

3.25. Dispositivos de proteção contra sobre intensidades

- RSIUEE/RSICEE

Fusíveis e Disjuntores.

- RTIEBT

Em instalações (habitações e análogos, estabelecimentos agrícolas ou pecuários, etc.) apenas podem ser utilizados disjuntores.

3.26. Coloração dos condutores

- RSIUEE/RSICEE

Fase – preto, preto e castanho (R,S,T)

Neutro - azul claro (N)

Proteção - verde/amarelo

- RTIEBT

Remete para a norma: HD308

Fase – castanho, preto e cinzento (L1,L2,L3)

Neutro - azul claro (N)

Proteção - verde/amarelo (PE)

3.27. Canalizações

- RSIUEE/RSICEE

Regras definidas para os condutores constituintes de uma canalização.

- RTIEBT

Desde que os requisitos de segurança e seccionamento dos circuitos fiquem salvaguardados não existe imposição rígida de utilizar canalizações diferentes para circuitos distintos.

3.28. Esquemas de ligação à terra

- RSIUEE/RSICEE

Omisso quanto ao esquema IT e bastante reduzido relativamente ao TN.

- RTIEBT

Atualização dos conceitos e regras de segurança aplicáveis aos esquemas TN e IT (ex: locais de uso médico e blocos operatórios).

3.29. Iluminação de segurança

- RSIUEE/RSICEE

A iluminação de segurança divide-se em 3 categorias: ambiente, circulação e sinalização.

Objetivo primordial era garantir um nível de iluminação média não inferior a 10 lux.

- RTIEBT

Resume-se a 2 categorias: evacuação e antipânico.

Objetivo principal será garantir que qualquer indivíduo se dirija para o exterior em segurança, relacionando 2 conceitos tais como a distância entre aparelhos de iluminação consecutivos(e) e a altura de colocação destes (h).

4. Medidas de intervenção sobre as instalações anteriores às RTIEBT

4.1. Generalidades

Considerando as significativas alterações impostas pelas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão no projeto e à execução das instalações elétricas, face à anterior regulamentação, deverá ser, dentro do que seja técnica e economicamente realizável, a adoção de medidas nas instalações elétricas existentes, projetadas e executadas de acordo com os anteriores regulamentos, que as equiparem

aos requisitos da atual regulamentação enquadrada nas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

Seguidamente serão abordadas diferenciadas situações e realizados comentários relativamente a ações que possam ser desenvolvidas para equiparar essas instalações às projetadas e realizadas sobre a abrangência das RTIEBT.

Das alterações atrás referidas, diversas, por motivos técnicos e/ou económicos não são realizáveis, pois não são de execução simples e barata. São exemplos, a colocação de ductos, alteração da secção de entradas e colunas, colocação de quadros parciais, quedas de tensão nas colunas e entradas.

No entanto pode identificar-se um conjunto de situações, que sem necessidade de grandes intervenções e custos, podem ser objeto de intervenção voluntária nas instalações, conseguindo-se garantir uma maior segurança na utilização das instalações.

4.2. Medidas possíveis de implementar nas instalações elétricas

4.2.1. Classe II de isolamento

Nos quadros elétricos com classe I de isolamento, poder-se-á, através de medidas corretivas simples, aumentar o nível de proteção dos mesmos e, assegurar-se mesmo a classe dois de isolamento ou equivalente.

Neste procedimento destaca-se a colocação de barreiras isolantes dentro desses quadros.

Para instalações onde os invólucros dos Quadros Elétricos não garantam Classe II de isolamento, sugere-se a utilização de proteção diferencial a montante dos aparelhos de proteção contra sobreintensidades.

A canalização até ao aparelho diferencial terá de garantir isolamento equivalente a Classe II (Secção 431.2 e Anexo V da Parte 4 das RTIEBT).

4.2.2. Casas de banho

Colocação de um dispositivo diferencial de 30 mA, a proteger os circuitos das casas de banho.



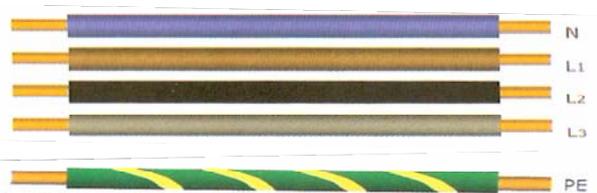
4.2.2. Estaleiros

Colocação de dispositivos diferenciais de 30 mA ou TRS ou separação de circuitos, nos circuitos das tomadas dos quadros de estaleiro.

4.2.3. Codificação e coloração dos condutores

Colocação de fitas nas extremidades dos condutores, identificando deste modo a sequência de fases assim como o condutor de neutro.

No que diz respeito ao condutor de proteção a regra não se aplica devendo este ser verde-amarelo de origem.



4.2.4. Condutores de proteção

Nas canalizações, cujos elementos de suportes, proteção e fixação, tenham espaço suficiente, colocar um condutor de proteção.



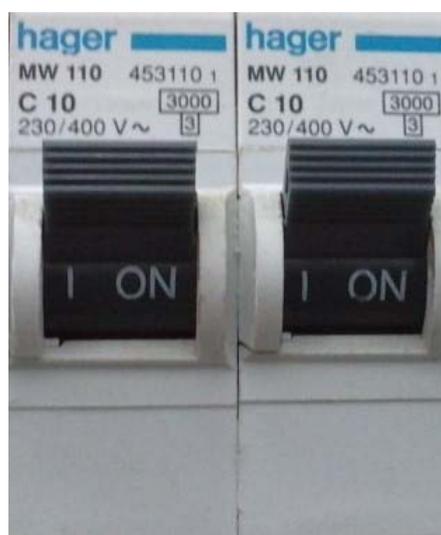
4.2.5. Tomadas

Aquando duma substituição da aparelhagem, colocar tomadas com obturadores (alvéolos protegidos) para todas as tomadas até $I_n=16A$ em locais de habitação e estabelecimentos recebendo público, e para tomadas acima de 16A colocar tomadas com tampa.



4.2.6. Dispositivos de proteção contra sobreintensidades

Em instalações de habitações e análogos, estabelecimentos agrícolas ou pecuários, etc., a substituição de fusíveis existentes por disjuntores, não representa um custo muito significativos e permite aumentar a proteção das pessoas e garantir a impossibilidade de alteração das características dos dispositivos de proteção, com os efeitos que isso pode acarretar para a proteção das canalizações.



5. Conclusões

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT) vieram ao encontro das pretensões de todos aqueles que, direta ou indiretamente, trabalham na área da eletrotécnica, e que desde à muito salientavam o facto de que as instalações elétricas de baixa tensão careciam de uma nova regulamentação adequada à nova realidade conceptual do projeto, instalação e exploração das instalações elétricas.

A entrada em vigor das RTIEBT, veio realizar um novo enquadramento ao projeto, execução e exploração das instalações elétricas de baixa tensão, no que se refere à segurança de bens e pessoas, aliado a uma maior funcionalidade e fiabilidade das instalações.

No entanto relativamente às instalações já existentes, projetadas e executadas ao acordo da anterior regulamentação, as RTIEBT nada impuseram, sendo que essas instalações poderão não garantir de forma satisfatória, durante o seu funcionamento, os níveis de segurança exigidos, tendo em conta a utilização prevista.

Neste sentido seria extremamente importante, atuar sobre as instalações elétricas projetadas e executadas ao abrigo da anterior regulamentação, DL740/74 e anteriores, no sentido de garantir nas mesmas, níveis de segurança idênticos aos garantidos nas instalações recentes.

Neste sentido seria extremamente importante, a implementação de ações de sensibilização dirigidas aos proprietários das instalações, sobre medidas que podem ser tomadas nas instalações, que com reduzidos investimentos possam implicar uma diferença muito significativa em termos de segurança e qualidade das instalações. Neste trabalho foram identificadas alguma dessas medidas.

A implementação de um procedimento de vistoria periódica às instalações, poderá ser num futuro, uma importante medida de garantia dos requisitos básicos de segurança e qualidade das instalações, durante toda a vida das mesmas.

6. Referências Bibliográficas

- [1] Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, Decreto-Lei 226/2005, de 28 de Dezembro e Portaria N.º 949-A/2006, de 11 de Setembro.
- [2] Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétricas, Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas, Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro.
- [3] Constantino Vital Sopa Soares; Instalações Elétricas de Baixa Tensão - Projeto, Execução e Exploração: Origem e Interpretação das RTIEBT e Principais Diferenças Face ao 740/74, DGEG / Certiel, 2006. ISBN: 978-972-95180-6-5.
- [4] Gomes, A.A.A., "Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Canalizações Elétricas", 2013, Publindústria. ISBN: 9789897230264.



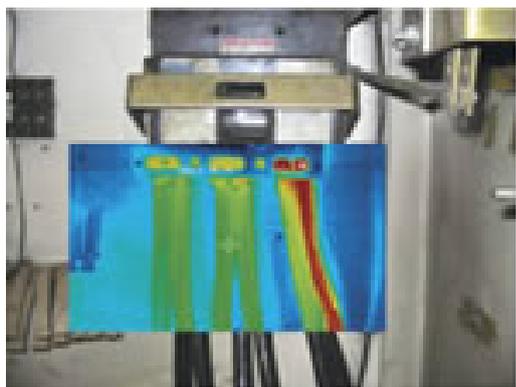
Página deixada intencionalmente em branco!

A TERMOGRAFIA COMO A FORMA MAIS SIMPLES E RÁPIDA NA RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS ELÉTRICOS!



1. Detecção de desequilíbrios e sobrecargas

As imagens térmicas são uma forma simples de identificar diferenças de temperatura em circuitos de sistemas trifásicos, comparando com a sua operação em condições normais. Inspeccionando o gradiente térmico das três fases juntas, podemos rapidamente detetar anomalias, numa das fases, devido a desequilíbrios ou sobrecargas.



O desequilíbrio pode ser provocado por diferentes causas:

- problema na entrega de energia
- baixa tensão numa das fases
- um defeito de isolamento em cablagem
- mau dimensionamento de cargas na instalação elétrica.

Até um baixo desequilíbrio de tensão pode causar deterioramento nas conexões, reduzindo a tensão fornecida, enquanto motores e outras cargas irão desviar correntes excessivas, entregando um binário reduzido (com o respetivo stress mecânico), e entrando em falha.

Um desequilíbrio severo pode danificar um fusível, reduzindo as operações para uma simples fase. Entretanto, o desequilíbrio de corrente irá regressar no neutro, provocando caminho fácil para um pico de potência.

Na prática, é muito difícil equilibrar as tensões nas três fases. Para ajudar, os técnicos eletrotécnicos determinam níveis aceitáveis de desequilíbrio para diversos equipamentos, conforme as respetivas normas em vigor. Estas serão linhas de orientação úteis para comparação durante a manutenção e deteção de problemas.

2. O que verificar com a Câmara termográfica?

Capture imagens térmicas de todos os quadros elétricos e outras conexões de cargas elevadas, tal como barramentos de entrada do Quadro Geral de Baixa Tensão.

Onde descobrir elevadas temperaturas, siga o circuito e examine as cargas associadas.

Faça uma verificação nos quadros elétricos e conexões, retirando as coberturas dos mesmos.

Preferencialmente, deve verificar equipamentos elétricos quando estes estão a 40% da carga nominal. Desta forma, pode realizar as medidas de uma forma correta e comparar com as condições normais de funcionamento.

Carga igual deve possuir temperatura igual. Numa situação de desequilíbrio de cargas, as fases com maior carga aparecerão mais quentes, devido ao calor gerado pela resistência. No entanto, uma carga desequilibrada, uma sobrecarga, uma má conexão ou desequilíbrio harmónico, podem causar um efeito semelhante. Medir a carga é importante para diagnosticar o problema.

É procedimento normal criar uma regular de inspeção, que inclua os pontos de referência da instalação.

Use o software fornecido com a sua Fluke Ti25 para guardar as imagens que capturar no seu computador, de forma a verificar modificações ao longo do tempo. Desta forma, terá uma base de trabalho para comparar futuras anomalias ou reparações realizadas.

3. Como identificar uma anomalia?

As reparações devem ter em conta em primeiro lugar a segurança, isto é, se as condições do equipamento colocam a segurança em risco, e em segundo lugar o aspeto crítico do equipamento e a extensão do aumento de temperatura.

As linhas da NETA (*International Electrical Testing Association*) apontam para uma ação imediata sempre que a diferença de temperatura (DT) entre componentes elétricos semelhantes exceda os 15°C, ou quando o DT entre o componente elétrico e temperatura ambiente do ar exceda os 40°C.

Quando a imagem térmica mostrar a totalidade do condutor mais quente que outros componentes, numa parte do circuito, o condutor pode estar subdimensionado ou em sobrecarga.

Verifique se o condutor foi corretamente dimensionado para a carga que o percorre. Use para este procedimento uma pinça de corrente ou um analisador de redes, para verificar o diagrama vetorial e carga existente.

Na parte da tensão, o valor entre o neutro e a terra diz-lhe quando o seu sistema está sobrecarregado e ajuda-o a determinar a corrente harmónica. Tensões entre neutro e terra superiores a 3% necessitam de uma investigação mais detalhada. As cargas mudam, e uma fase pode rapidamente baixar 5%, se uma elevada carga monofásica entrar em serviço.

A solução mais comum para uma sobrecarga é a redistribuição da carga pelos circuitos ou a supervisão da carga durante a entrada em serviço de um determinado processo. Usando o software *SmartView* (fornecido com as câmaras Fluke), cada problema detetado pela Fluke Ti25 ou Ti10 pode ser documentado num relatório pré-formatado, com a imagem térmica e visível do problema detetado. Esta é a melhor forma de comunicar problemas e sugerir reparações.



SECÇÃO ÓTIMA



1. Introdução

Nem sempre a secção definida ou tabelada como “mínima” para uma determinada corrente de serviço é a secção ótima para executar um circuito. Esta secção dependerá do valor da carga e da quantidade de tempo a que está sujeita, podendo compensar economicamente executar o circuito com uma secção superior, obtendo-se o retorno do investimento com a redução das perdas por efeito de Joule.

2. Secção ótima de um circuito monofásico

Ponderar se compensa executar um circuito com uma secção superior à estipulada ou à mínima tabelada, passa por relacionar o investimento acrescido numa secção superior com o eventual ganho em eficiência que se alcançará. Para tal, ter-se-á que contar com o custo dos condutores e sobretudo estimar a eficiência do circuito a alimentar considerando as duas secções em ponderação. Esta relação de custo com eficiência irá permitir calcular o retorno do investimento em número de anos, ou seja, o tempo que levará a pagar o investimento acrescido realizado.

O retorno do investimento para um circuito monofásico, o chamado *Payback*, é dado pela expressão seguinte:

$$Payback_{anos} = \frac{\text{Investimento adicional em condutores}}{\text{Poupança adicional em Perdas}}$$

Em que:

- O “Investimento adicional em condutores” representa o encargo acrescido para se executar o circuito com uma secção superior;
- A “Poupança adicional em perdas” representa a poupança em perdas por efeito de Joule por ano, valorizadas ao preço do kWh, por se optar por condutores de secção superior, logo com menos perdas”.

Assim, o *Payback* em anos poderá ser obtido da seguinte forma:

$$Payback_{anos} = \frac{\text{Custo Circuito}_2 - \text{Custo Circuito}_1}{(\text{Perdas}_{\text{circuito1/ano}} - \text{Perdas}_{\text{circuito2/ano}}) * \text{Preço kWh}}$$

Considerando que as perdas por efeito de Joule são dadas pela expressão:

$$P = R * I^2 \quad \text{sendo} \quad R = \frac{\rho * L}{S}$$

A expressão do *Payback* poderá ser obtida da seguinte forma:

$$Payback_{anos} = \frac{Custo_{Circuito2} - Custo_{Circuito1}}{2 * I^2 * \rho * L * \left(\frac{1}{S_1} - \frac{1}{S_2}\right) * \frac{1}{1000} * h * 365 * Preço_{kWh}}$$

Em que, relativamente ao numerador:

- O custo do circuito X contempla o custo dos 3 condutores: fase, neutro e terra, para as secções em comparação (S_1 é a secção mínima e S_2 a secção a ponderar).

Relativamente ao denominador:

- O primeiro “2” refere-se às perdas em 2 condutores, de fase e neutro;
- “I²” representa a corrente que percorre o circuito ao quadrado;
- “ρ” a resistividade à temperatura de serviço;
- “L” o comprimento do circuito;
- “S₁” e “S₂” são as secções dos condutores em comparação;
- “h” as horas de utilização diárias, ou as horas em carga.

Veja-se, a título de exemplo, um circuito monofásico com uma carga resistiva pura:

$$\cos\varphi \approx 1 \Rightarrow S \approx P = 2000W ; U = 230V ; L = 15m$$

A potência do circuito é uma variável importante, pois é esta que irá definir a corrente que percorrerá os condutores, estando diretamente relacionada com as perdas por efeito de Joule.

$$I = \frac{P}{U} = \frac{2000}{230} = 8,7A$$

Para a corrente e comprimento em causa e de acordo com as tabelas da corrente máxima admissível dos condutores nos vários modos de instalação (RTIEBT), a secção de 2,5mm² será suficiente para alimentar uma carga de 2000W.

A questão é:

Será que compensará, economicamente, optar por um condutor de 4mm², ou apenas em algumas condições se torna vantajoso optar por esta secção?

$$\text{Resistência do condutor } 2,5 \text{ mm}^2 \Rightarrow R = \frac{\rho L}{S} = 0,135\Omega$$

$$\text{Resistência do condutor } 4 \text{ mm}^2 \Rightarrow R = \frac{\rho L}{S} = 0,084\Omega$$

As perdas por efeito de Joule instantâneas serão, por condutor:

$$Perdas_{Condutor1} = R_{C1} * I^2 = 10,22W$$

$$Perdas_{Condutor2} = R_{C2} * I^2 = 6,36W$$

Sendo o circuito monofásico, a corrente no condutor neutro é igual à corrente no condutor de fase, ou seja, as perdas por efeito de Joule são iguais em ambos os condutores, consequentemente o conjunto das perdas no circuito será o dobro das verificadas no condutor de fase:

$$Perdas_{C1} = 2 * R_{C1} * I^2 = 20,44W$$

$$Perdas_{C2} = 2 * R_{C2} * I^2 = 12,72W$$

A tabela 1 faz um resumo do anteriormente referido.

Tabela 1 – Resumo das perdas nos condutores

	Resistência do condutor	Perdas no condutor	Perdas no circuito
Circuito 1 Condutor 2,5mm ²	0,135 Ω	10,22 W	20,44 W
Circuito 2 Condutor 4mm ²	0,084 Ω	6,36 W	12,72 W

Por cada período de 1 hora de utilização do circuito, as perdas por efeito de Joule serão:

$$Perdas_{C1} = 2 * R_{C1} * I^2 = 20,44Wh$$

$$Perdas_{C2} = 2 * R_{C2} * I^2 = 12,72Wh$$

Se se considerar uma utilização de uma hora diária, durante um ano (365 horas) as perdas acumuladas serão respetivamente de:

$$Perdas_{C1} = 20,44Wh * 365dias = 7,77kWh$$

$$Perdas_{C2} = 12,72Wh * 365dias = 4,64kWh$$

Supondo que a utilização é intensiva, por exemplo, num comércio ou numa indústria em que a utilização é muito superior podendo atingir 8 horas por dia em carga, as perdas acumuladas anualmente serão nesta situação:

$$Perdas_{C1} = 20,44Wh * 365dias * 8horas = 62,16kWh$$

$$Perdas_{C2} = 12,72Wh * 365dias * 8horas = 37,12kWh$$

A tabela 2 faz um resumo do anteriormente referido.

Tabela 2 – Perdas nos condutores para as diversas situações de utilização dos circuitos

	1 Hora	8 Horas	1 Hora por dia por ano	8 Horas por dia por ano
Perdas C1	20,44Wh	163,52Wh	7,77kWh	62,16kWh
Perdas C2	12,72Wh	101,76Wh	4,64kWh	37,12kWh

Considerando o preço por kWh da tarifa regulada em 2013 de 0,14€/kWh (sem IVA) o custo em perdas é, para as várias situações, o indicado na tabela 3:

Tabela 3 – Custos das perdas nos condutores para as diversas situações de utilização dos circuitos

	1 Hora por dia por ano	8 Horas por dia por ano	1 Hora por dia durante 10 anos	8 Horas por dia durante 10 anos
Perdas C1	1,04€	8,35€	10,43€	83,46€
Perdas C2	0,62€	5,22€	4,35€	52,16€

Então, do ponto de vista económico, em que situações compensará executar o circuito com condutores de 2,5mm² ou de 4mm² de secção?

Considerando um custo médio dos condutores (sem IVA), conforme indicado na tabela 4:

Tabela 4 – Custo médio dos condutores (sem IVA)

	1 metro de condutor	15 metros de condutor	15 metros 3 condutores
Condutor 2,5 mm ²	0,36€	5,4€	16,2€
Condutor 4 mm ²	0,56€	8,4€	25,2€

O “custo dos condutores” deverá ser o custo para o cliente final, pois é este que terá de compensar o investimento adicional com a poupança nas perdas por efeito de Joule.

Sendo o cálculo do *Payback* dado pela expressão:

$$Payback_{anos} = \frac{Custo\ Circuito_2 - Custo\ Circuito_1}{(Perdas_{circuito1ano} - Perdas_{circuito2ano}) * Preço\ kWh}$$

Aplicado ao exemplo em análise, executar o circuito com condutores de 2,5mm² terá um custo inicial de 16,2€ e executar o circuito com condutores de 4mm² terá um custo de 25,2€.

$$Payback_{1h\ dia} = \frac{Investimento\ adicional\ em\ condutores}{Poupança\ adicional\ em\ Perdas} = \frac{25,2 - 16,2}{1,04 - 0,62} = 21,43\ Anos$$

$$Payback_{8h\ dia} = \frac{Investimento\ adicional\ em\ condutores}{Poupança\ adicional\ em\ Perdas} = \frac{25,2 - 16,2}{8,35 - 5,22} = 2,88\ Anos$$

Conclui-se assim que, se se considerar uma utilização diária de uma hora durante 365 dias, a secção ótima será a secção mínima tabelada 2,5mm²; no entanto, se o circuito tiver uma utilização intensiva, tomando por exemplo as 8 horas por dia, a secção ótima é 4mm² e não a mínima regulamentar.

Payback em anos

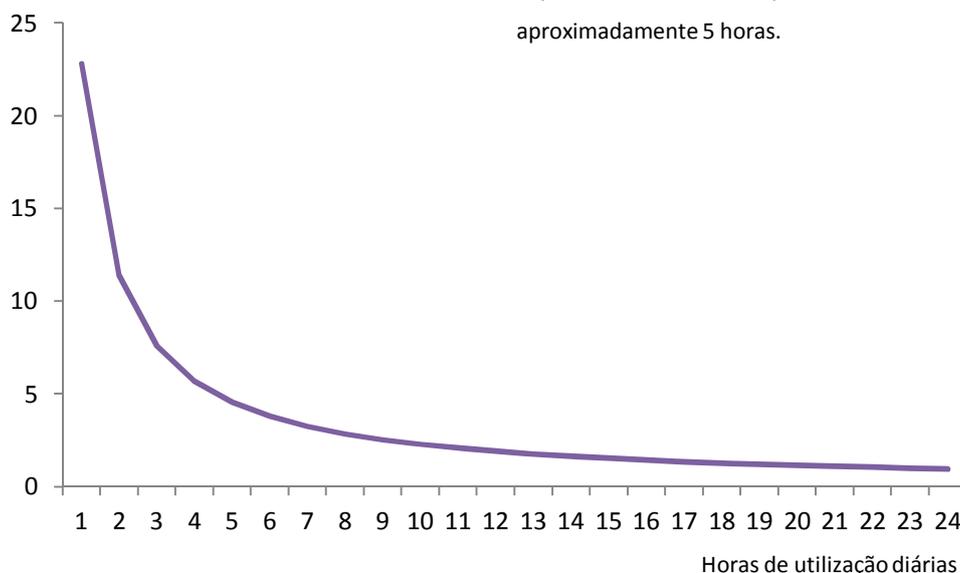


Gráfico 1 – *Payback* do investimento em função da utilização diária

Nota: Duas das variáveis dependem de “custos”, o Custo do Circuito e o Custo do kWh, se ambas forem variando anualmente com base na inflação, não terá impacto no *Payback* do investimento.

No entanto, se se verificar o que tem acontecido nos últimos anos, ou seja, o preço da energia tem tido uma subida superior à inflação, significa que a energia vai ficando mais cara relativamente ao custo dos condutores, existindo assim uma grande probabilidade do *Payback* em anos vir a ser menor do que o inicialmente estimado.

O gráfico 1 mostra o *Payback* do investimento em função da utilização diária.

Analisando o gráfico, considerando uma carga com uma potência de 2000W, se se pretender “oferecer” um *Payback* de 10 anos, seria necessária uma utilização de aproximadamente 2 horas e meia diárias. Já para um *Payback* de 5 anos, implicaria uma utilização diária de aproximadamente 5 horas.

Se se pretender “oferecer” um *Payback* em função das horas de utilização diárias necessárias e da potência do circuito, estas poderão ser calculadas da seguinte forma:

$$horas / dia = \frac{Custo\ Circuito_2 - Custo\ Circuito_1}{Payback_{anos} * \left(\frac{P}{U}\right)^2 * 2 * \rho * L * \left(\frac{1}{S_1} - \frac{1}{S_2}\right) * \frac{1}{1000} * 365 * Preço\ kWh}$$

Se o resultado da quantidade de horas de utilização diárias necessária for:

- Superior a 24 horas diárias, significa que será impossível alcançar o *Payback* desejado;
- Inferior a 24 horas diárias, mas superior à utilização expectável, o *Payback* desejado não será alcançado;
- Igual às horas de utilização expectáveis, o *Payback* desejado será alcançado no tempo desejado;
- Inferior a 24 horas diárias e inferior à utilização expectável, o *Payback* desejado será alcançado antes do tempo desejado.

Relativamente à influência que as restantes variáveis têm sobre o *Payback* do investimento:

- Quanto mais baixo for o custo dos condutores, menor será a quantidade de horas de utilização diária necessária;
- Quanto maior for a Potência P do circuito, menos horas de utilização diária serão necessárias;
- Quanto maior for o comprimento L, maiores serão as perdas nos condutores, pelo que serão necessárias menos horas de utilização diária;
- Quanto maior for o preço do kWh, menos horas de utilização diária serão necessárias.

A tabela 5 faz um resumo do anteriormente referido.

Tabela 5– *Payback* em função das horas de utilização

Horas de utilização h	h > 24	24 > h > 0 e h > expectável	24 > h > 0 e h = expectável	24 > h > 0 e h < expectável
O <i>Payback</i> será	Impossível	Impossível	Alcançado	Superado

A título de exemplo, se se considerar uma utilização diária de 8 horas, o *Payback* em função da potência do circuito é o indicado no gráfico 2.

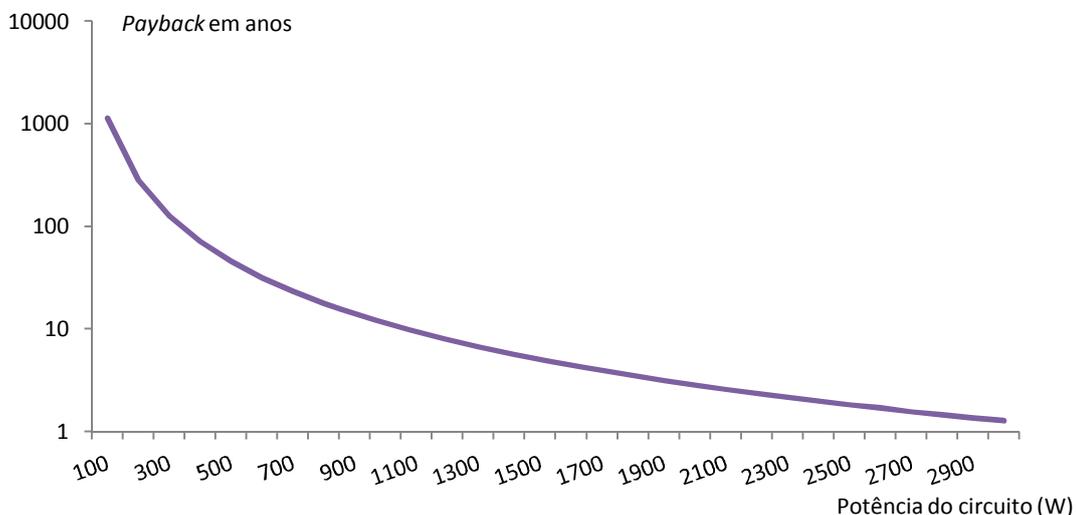


Gráfico 2 – *Payback* do investimento em função da potência do circuito

Ou seja, se se considerar 10 anos como um *Payback* aceitável, só a partir de uma potência de 1200W é que compensaria executar o circuito com uma secção superior.

Por fim, se se considerar o *Payback* de 10 anos como “aceitável”, a área a verde, da figura 1, representa as

combinações “Horas de utilização Vs Potência do circuito” que justificariam o investimento e a área a vermelho, as combinações que não compensariam o investimento.

Potência em W

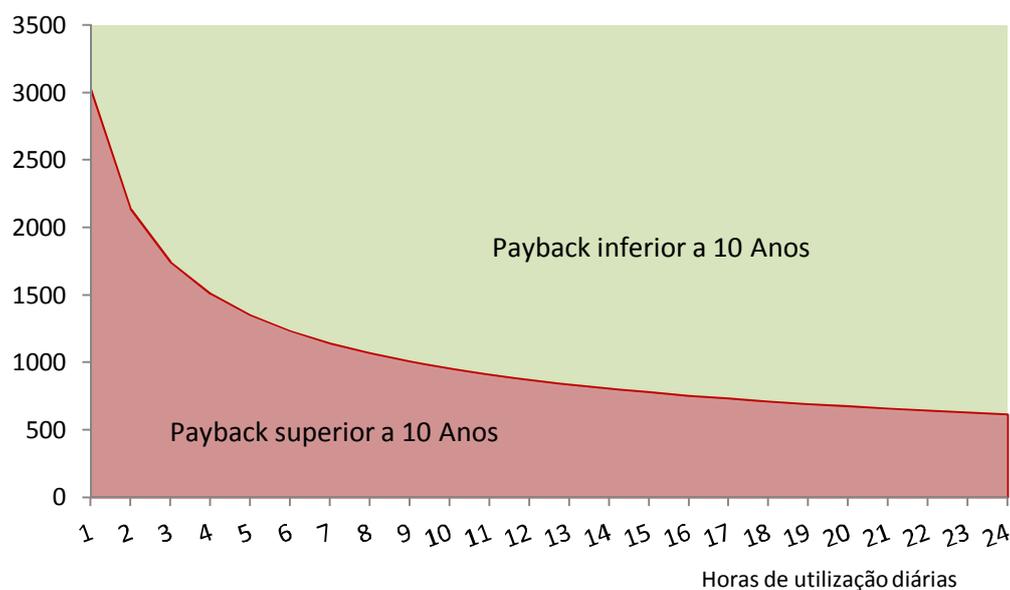


Figura 1 – *Payback* do investimento em função da potência e das horas diárias de utilização

Simplificação do cálculo:

$$Payback_{anos} = \frac{Custo\ Circuito_2 - Custo\ Cirtcuito_1}{2 * \left(\frac{P}{U}\right)^2 * \rho * L * \left(\frac{1}{S_1} - \frac{1}{S_2}\right) * \frac{1}{1000} * h * ds * 52 * Preço\ kWh} \Leftrightarrow$$

$$Payback_{anos} = \frac{3 * L * (Custo\ por\ metro_2 - Custo\ por\ metro_1)}{2 * (I)^2 * L * (R_{1/metro} - R_{2/metro}) * \frac{52}{1000} * h * ds * Preço\ kWh} \Leftrightarrow$$

$$Payback_{anos} = \frac{3 * (Custo\ por\ metro_2 - Custo\ por\ metro_1)}{2 * (I)^2 * (R_{1/metro} - R_{2/metro}) * \frac{52}{1000} * h * ds * Preço\ kWh} \Leftrightarrow$$

A fórmula simplificada para o cálculo do *Payback* em monofásico será então:

$$Payback_{anos} = \frac{28,85 * (Custo\ por\ metro_2 - Custo\ por\ metro_1)}{(I)^2 * (R_{1/metro} - R_{2/metro}) * h * ds * Preço\ kWh}$$

Para se obter o *Payback* em anos, dever-se-á inserir o “Custo por metro” de cada um dos condutores (onde o índice 1 é a secção mínima e o índice 2 a secção a ponderar), a corrente “I” (em função da potência da carga a alimentar), as horas de utilização diárias previsíveis “h”, os dias de utilização semanais “ds” (de 1 a 7) e o “Preço por kWh”.

A resistência por metro de condutor a utilizar na expressão anterior é a indicada na tabela 5, tendo sido considerada a resistividade à temperatura de serviço.

3. Conclusões

A secção ótima de um circuito dependerá não só da corrente de serviço desse circuito e da corrente máxima admissível dos condutores, mas também da utilização em horas que lhe será dada.

Em situações onde existe uma “utilização intensiva” de um circuito, a opção por uma secção “ótima” em vez da secção “mínima tabelada” permite, não só um retorno rápido do investimento, mas também, após esse retorno, uma receita contínua através da poupança em perdas por efeito de Joule.

Tabela 5 – Resistência por metro de condutor

Secção em mm ²	Resistência por metro em Cobre	Resistência por metro em Alumínio
1,5	0,01500	-
2,5	0,00900	-
4	0,00563	-
6	0,00375	-
10	0,00225	-
16	0,00141	0,00225
25	0,00090	0,00144
35	0,00064	0,00103
50	0,00045	0,00072
70	0,00032	0,00051
95	0,00024	0,00038
120	0,00019	0,00030
150	0,00015	0,00024
185	0,00012	0,00019
240	0,00009	0,00015
300	0,00008	0,00012
400	0,00006	0,00009
	$\rho_{cobre} = 0,0225 \Omega mm^2 / m$	$\rho_{alumínio} = 0,036 \Omega mm^2 / m$

Página deixada intencionalmente em branco!

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE SOFTWARE COMERCIAL DESTINADO AO PROJETO DE ENGENHARIA DA CONSTRUÇÃO



1. Introdução

A partir da década de noventa do século passado, começaram a surgir no mercado ferramentas de cálculo com o objetivo de agilizar a conceção do projeto de engenharia da construção.

Até ao final da década de setenta os computadores existentes eram enormes, apenas entidades de grande poder económico os podiam adquirir. Na década de oitenta surgiu no mercado o PC, *Personal Computer*, estas pequenas máquinas começaram a ser adquiridas pela generalidade das empresas e em Portugal no final desta década era possível encontrar indivíduos que já possuíam o seu PC.

Na década de noventa, a saída de recém-formados das instituições de ensino superior, fomentou no mercado o aparecimento de empresas de informática dedicadas à conceção de software de acordo com as necessidades do próprio mercado, daí resultando software comercial à medida e software comercial de prateleira (COTS, *Commercial Off-The-Shelf*)^[1].

O software comercial, ao ser utilizado por um grande número de pessoas, atingindo facilmente, no caso do COTS, os milhares, tem condições para evoluir de acordo com as

exigências sistemáticas do próprio mercado, atingindo elevados patamares no cumprimento de requisitos de qualidade, nomeadamente no que concerne à funcionalidade, fiabilidade, usabilidade, manutenibilidade, eficiência, portabilidade e qualidade na utilização.

A utilização de software comercial na área do projeto de engenharia da construção é hoje em dia uma prática absolutamente generalizada. A seleção do software pode tornar-se um processo complexo especialmente naquelas áreas em que existe grande oferta. A utilização de critérios de avaliação bem definidos poderá agilizar o processo e dar maiores garantias no momento da decisão final. Neste documento apresenta-se uma proposta de metodologia para avaliação e comparação de softwares.

2. A evolução da utilização do software, apresentação de um caso

A empresa Top Informática, está no mercado desde 1988, dedica-se à conceção, validação e comercialização de software para o projeto de engenharia da construção. Apresenta-se como líder de mercado desde os anos noventa, tendo iniciado a comercialização do software CYPE desde 1991.

Com base nos seus registos, relativos a vendas, apresentam-se dois gráficos, figura 1 e figura 2, que permitem observar a evolução da utilização do software como ferramenta para o projeto de engenharia da construção, bem como a importância que os softwares específicos de cada especialidade têm adquirido ao longo dos anos.

As instituições de ensino superior estão também cada vez mais empenhadas em disponibilizar para os seus alunos *softwares* comerciais, como meio de preparação para o mercado de trabalho. A análise do gráfico da figura 3 permite observar a evolução da utilização do *software* pelas instituições de ensino superior, no âmbito dos protocolos estabelecidos com a Top Informática.

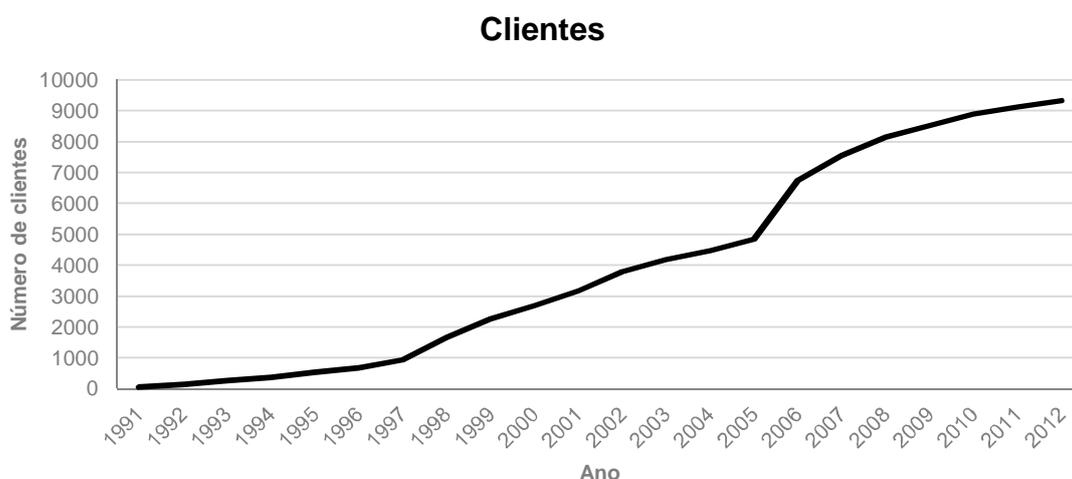


Figura 1 – Evolução do número de clientes CPYE

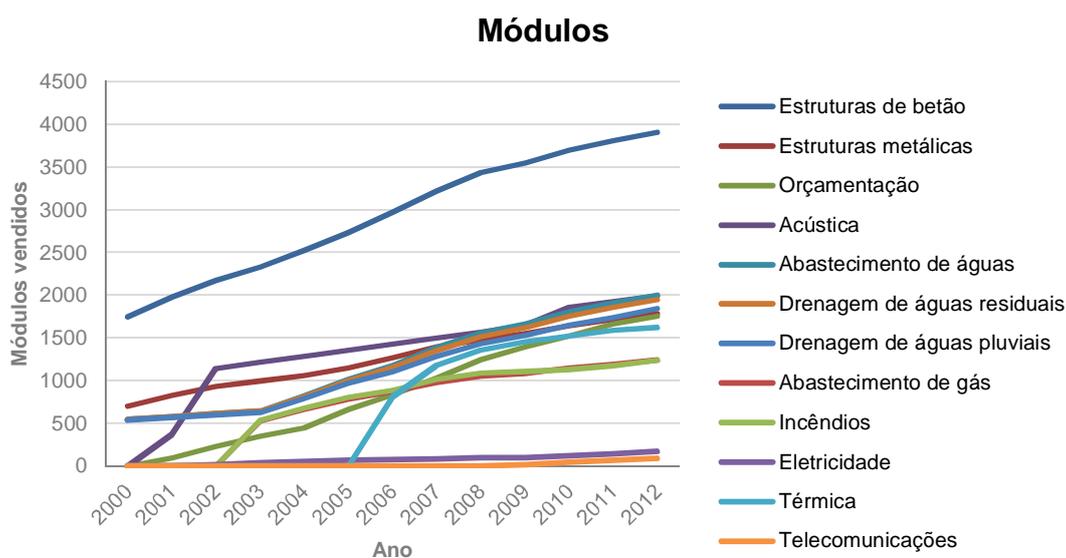


Figura 2 – Evolução do número de módulo vendidos por especialidade

Contactos protocolos

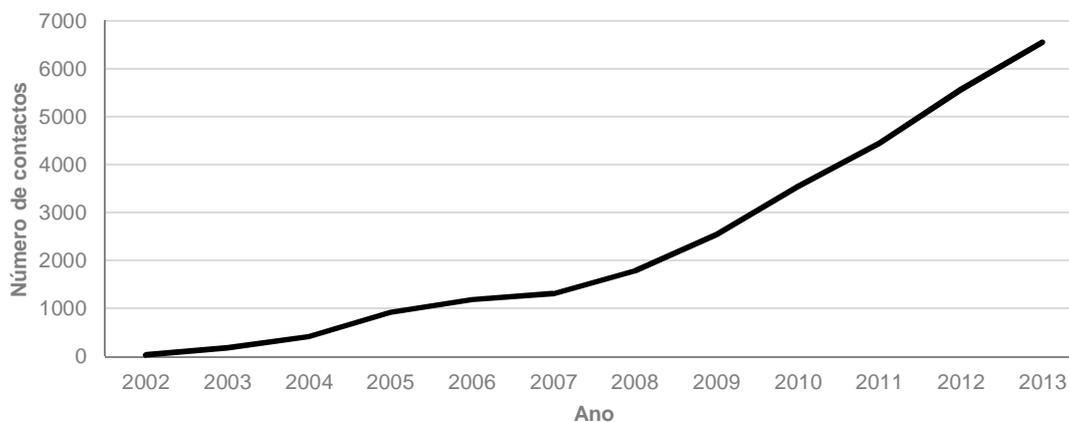


Figura 3 – Evolução do número de contactos de protocolos

Neste gráfico o número de contactos corresponde ao número total de alunos e professores inscritos nos protocolos celebrados entre as várias instituições de ensino superior e a Top Informática. No caso desta empresa o protocolo permite a utilização gratuita do software, bem como o acesso a serviços como assistência técnica, formação, atualizações, entre outros.

3. Certificação de software

O software não poderá em caso algum substituir o engenheiro projetista, independentemente da especialidade de engenharia.

O controlo dos dados e a análise de resultados é da responsabilidade do projetista, no entanto, o software pode ser mais ou menos amigável, ou seja, pode possuir características que facilitam a sua utilização e consequentemente pode permitir uma maior produtividade. Para que tal aconteça o software deve possuir requisitos de qualidade, preferencialmente reconhecidos por entidades competentes.

Pode-se afirmar que a prática da certificação de software não existe a nível mundial. Apesar de existirem normas internacionais disponíveis e entidades internacionais para

certificação, o número de softwares certificados é muitíssimo reduzido. Pode facilmente comprovar-se esta afirmação através da realização de uma pesquisa na Internet.

Em Portugal, de acordo com informação recolhida junto das entidades de certificação de produto, apenas é possível encontrar um software, o *Cypeterm*, certificado de 1 de setembro de 2010 a 30 de novembro de 2013 segundo os requisitos ISO/IEC 25051:2006 + ADENE + CERTIF, Figura 4.



Figura 4 – Marca de certificação ISO/IEC25051:2006 + ADENE + CERTIF

A CERTIF foi, em Portugal, a única entidade que apresentou no seu catálogo o serviço de certificação do produto *software*, com padrão de medição da responsabilidade de entidade reguladora, no entanto, apenas para *software* destinado ao projeto térmico de edifícios. Isto significa que atualmente em Portugal de acordo com os catálogos de serviços disponíveis, não é possível proceder à certificação de nenhum *software* com padrão de medição.

4. Requisitos de qualidade do software

Já foram referidos anteriormente alguns requisitos de qualidade aos quais deve obedecer o software, estes podem ser encontrados em normas de certificação de software como é o caso da ISO/IEC 25051:2006.

Especificam-se seguidamente os requisitos que se consideram de importância relevante para o software de projeto de engenharia da construção, de acordo com a norma referida.

- Funcionalidade

O software deve cumprir a legislação em vigor, relativa à área a que diz respeito, nomeadamente através das suas funções de cálculo descritas em catálogo.

O software deve, dentro da medida do possível, ser constituído por módulos de acordo com as necessidades específicas dos utilizadores.

O software deve ser testado exaustivamente para assegurar aos utilizadores a exatidão dos cálculos efetuados de acordo com as metodologias de cálculo de engenharia aplicáveis.

A arquitetura do software deve permitir a comunicação com outros softwares e, atendendo ao atual estado da arte, deve aplicar tecnologia BIM.

O software deve descrever claramente se possui sistema de proteção, uma vez que a utilização sem o referido sistema constitui crime punível por lei.

- Fiabilidade

O software deve permitir ao utilizador realizar, a qualquer instante, a gravação dos dados. Adicionalmente o software deve efetuar gravações automáticas dos dados. Sempre que se efetue uma nova gravação de dados a anterior deverá ser mantida, sendo possível o seu restauro, em caso de eventual falha.

Ocorrendo uma falha nos recursos do sistema ou rede o software deve permitir recuperar a anterior cópia de segurança da obra e continuar a operar.

- Usabilidade

A introdução de dados deve ser de um modo geral gráfica. Este tipo de interface simplifica o processo da realização de projeto, porque diminui o tempo necessário para a introdução dos dados, bem como o risco de introdução de dados errados.

A partir de dados básicos, o software deve realizar automaticamente cálculos cujos resultados devem servir de inputs para cálculos mais complexos. Este processo diminui a possibilidade de erro humano na introdução de dados.

A interface deve ser intuitiva e conferir ao produto um elevado grau de inteligibilidade, tornando ao mesmo tempo o software prático e de fácil aprendizagem e utilização.

Sempre que necessário o software deve conter ajudas que esclareçam o dado pretendido ou o resultado obtido.

O *software* deve permitir a configuração de menus. Deve também, por exemplo, permitir configurar bibliotecas de materiais e elementos construtivos, entre outras, através de comandos simples de cópia e edição.

O *software* deve conter documentação do utilizador, como manuais, tutoriais, vídeos, etc., com exemplos práticos de aplicação.

O *software* deve ser disponibilizado a utilizadores específicos (investigadores, professores, estudantes e formadores), preferencialmente de forma gratuita. Deve também fornecer versões de avaliação gratuitas para que o software possa ser devidamente analisado pelos potenciais utilizadores.

A usabilidade do *software* deve ser reconhecida publicamente pelos utilizadores, através de estudos de satisfação.

- Eficiência

Devem ser definidos claramente os requisitos mínimos, de hardware e sistema, especialmente os requisitos recomendáveis para o correto funcionamento do software. Estes devem corresponder aos existentes correntemente no mercado.

Os recursos não devem condicionar o desempenho do software. O cálculo deve ser rápido, quando operado num sistema que possua os requisitos mínimos necessários.

- Manutenibilidade

O software deve ter um preço inicial adequado às suas potencialidades.

O software deve ser permanentemente atualizado, através da introdução de sucessivas melhorias ao longo da vida de cada versão.

Deve assegurar também que são contempladas todas as alterações decorrentes de alterações à regulamentação, sistemas operativos, arquiteturas de hardware ou programas interatuantes.

As sucessivas versões do software devem ser submetidas a um rigoroso plano de testes para identificação de eventuais falhas, face às versões anteriores.

O preço das atualizações deve ser tabelado, ou caso tal não seja possível devem ser definidos valores limite.

Deve ser previsto um sistema que reporte à Assistência Técnica eventuais anomalias.

Deve ser assegurada a Assistência Técnica ao software mediante condições claramente definidas.

Deve estar definido o processo de substituição em caso de avaria ou roubo do software e/ou proteção física, caso exista.

- Portabilidade

O software deve poder ser instalado de acordo com os diferentes sistemas operativos previstos. Deve estar definido o processo de instalação do software.

Devem estar definidas as condições de instalação de acordo com as licenças adquiridas para monoposto ou rede.

A reinstalação do software, no caso de atualização, deve permitir manter configurações, como por exemplo barra de ferramentas, periféricos para impressão e bibliotecas.

Deve ser possível copiar as obras com todos os seus dados e também resultados de cálculo de um computador para outro. A cópia deve poder ser feita através da rede ou utilizando um dispositivo de armazenamento. A pasta das obras deve poder estar em qualquer parte do disco ou na rede.

O software deve manter a sua aptidão funcional quando instalado em sistemas com outros softwares.

O software deve cumprir os padrões vigentes no que se refere à portabilidade.

- Qualidade na utilização

O plano de testes relativo a cada versão e atualização do software deve permitir concluir da capacidade do software para a realização do projeto da especialidade em questão, com resultados corretos e completos, por forma a dar resposta à legislação em vigor e práticas construtivas.

Para os modos de falha existentes no software, este deve dispor de avisos que alertem o utilizador para os erros de operação.

As consequências negativas das falhas do software não deverão ser relevantes.

A generalidade dos utilizadores deve declarar-se satisfeita ou muito satisfeita com o desempenho global do software.

5. Metodologia de avaliação de software

A presente metodologia é uma proposta para avaliação de software de acordo com os requisitos de qualidade especificados no ponto 4. É possível definir requisitos adicionais, para os quais se poderá aplicar esta mesma metodologia.

Considere-se o requisito “Funcionalidade” definido no ponto 4. Designe-se por F_c .

Considerem-se para este requisito as seguintes características:

F_{c1} O *software* cumpre a legislação em vigor, para a área a que diz respeito

F_{c2} O *software* é constituído por módulos de acordo com as necessidades do utilizador

F_{c3} Existem evidências dos testes realizados que comprovem a exatidão dos cálculos

F_{c4} O *software* permite a comunicação com outros softwares

F_{c5} O *software* aplica a tecnologia BIM

Para este requisito definiram-se 5 características. Igual procedimento pode ser aplicado a cada um dos restantes requisitos, podendo o número de características de cada requisito tomar o valor de “n”.

Deste modo podem-se estabelecer as seguintes expressões:

$$F_c = \sum_{i=1}^n \alpha_i F_{c_i} \quad (1)$$

Em que:

α_i Coeficiente de ponderação da característica F_{c_i}

$$0 < \alpha_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$$

F_{c_i} Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Funcionalidade”

$$F_b = \sum_{i=1}^n \beta_i F_{b_i} \quad (2)$$

Em que:

β_i Coeficiente de ponderação da característica F_{b_i}

$$0 < \beta_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \beta_i = 1$$

F_{b_i} Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Fiabilidade”

$$U_s = \sum_{i=1}^n \gamma_i U_{s_i} \quad (3)$$

Em que:

γ_i Coeficiente de ponderação da característica U_{s_i}

$$0 < \gamma_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \gamma_i = 1$$

U_{s_i} Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Usabilidade”

$$E_f = \sum_{i=1}^n \delta_i E_{f_i} \quad (4)$$

Em que:

δ_i Coeficiente de ponderação da característica E_{f_i}

$$0 < \delta_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \delta_i = 1$$

E_{f_i} Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Eficiência”

$$M_n = \sum_{i=1}^n \rho_i M_{n_i} \quad (5)$$

Em que:

ρ_i , coeficiente de ponderação da característica M_{n_i}

$$0 < \rho_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \rho_i = 1$$

M_{n_i} , pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Manutenibilidade”

$$P_r = \sum_{i=1}^n \mu_i P_{r,i} \quad (6)$$

Em que:

μ_i Coeficiente de ponderação da característica $P_{r,i}$

$$0 < \mu_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n \mu_i = 1$$

$P_{r,i}$ Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Portabilidade”

$$Q_u = \sum_{i=1}^n v_i Q_{u,i} \quad (7)$$

Em que:

v_i Coeficiente de ponderação da característica $Q_{u,i}$

$$0 < v_i \leq 1, \quad \sum_{i=1}^n v_i = 1$$

$Q_{u,i}$ Pontuação atribuída à característica “i” do requisito “Qualidade na utilização”

A pontuação a atribuir a cada característica poderá obedecer ao seguinte critério:

mau = 1; razoável = 2; bom = 3; excelente = 4.

A pontuação, p , obtida pelo *software* será dada pela expressão:

$$p = (F_c + F_b + U_s + E_f + M_n + P_r + Q_u) / 7 \quad (8)$$

Na expressão (8), o somatório das pontuações ponderadas obtidas para cada requisito é dividido por 7, sendo este o número de requisitos especificados no ponto 4, no entanto, outros requisitos poderão ser definidos, aplicando esta mesma metodologia. Também pode ser criada a hipótese de atribuir pesos a cada requisito, uma vez que estes podem ter entre si distinta importância.

6. Conclusão

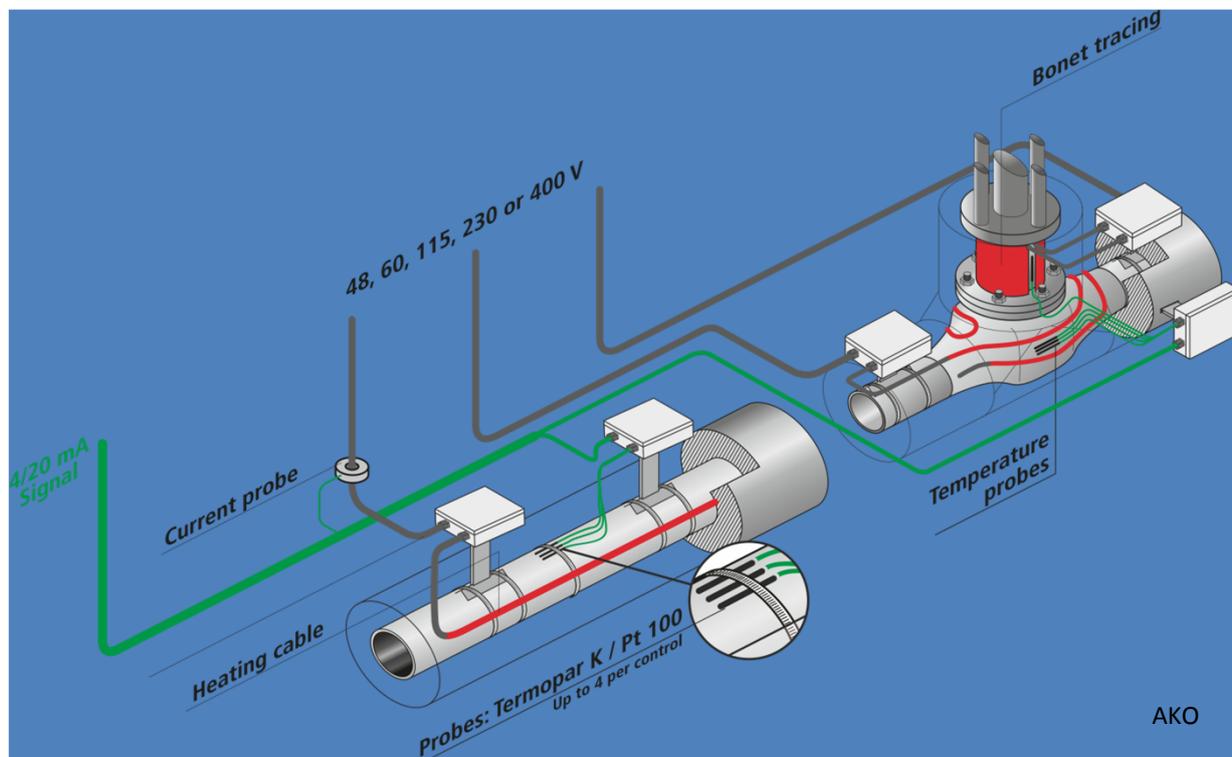
A utilização de *software* comercial para o projeto de engenharia da construção tem sofrido uma enorme evolução desde a década de noventa até à atualidade, conseqüentemente tem também surgido no mercado uma enorme oferta para cada especialidade do projeto. A seleção de *software* pode tornar-se num processo complexo, especialmente por ser difícil ao utilizador identificar claramente quais os requisitos de qualidade que este deve cumprir. A certificação do *software* como meio de reconhecimento do cumprimento de requisitos facilitaria o processo de seleção, no entanto, o *software* certificado é praticamente inexistente no mercado. Este documento orienta o utilizador para a identificação de requisitos e apresenta uma proposta de metodologia de avaliação do *software*. A aplicação desta metodologia a vários *softwares* permite obter a respetiva pontuação, servindo esta de termo de comparação entre eles, podendo, assim, o utilizador selecionar o *software* mais eficiente para a sua atividade.

7. Referências bibliográficas

- (1) ISO/IEC 25051:2006. Software engineering — Software product Quality Requirements and Evaluation (SQuaRE) — Requirements for quality of Commercial Off-The-Shelf (COTS) software product and instructions for testing.
- (2) ISO/IEC 9126-1:2001. Software engineering — Product quality — Part 1: Quality model.
- (3) ISO/IEC TR 9126-2:2003. Software engineering — Product quality — Part 2: External metrics.
- (4) ISO/IEC TR 9126-4:2004. Software engineering — Product quality — Part 4: Quality in use metrics.
- (5) ISO 9127 1988. Information processing systems — User documentation and cover information for consumer software packages.
- (6) ISO/IEC 90003:2004. Software engineering — Guidelines for the application of ISO 9001:2000 to computer software.

Página deixada intencionalmente em branco!

TRAÇAGEM ELÉTRICA



Resumo

Antes de surgir a traçagem elétrica os tubos e os depósitos eram aquecidos com tubos de vapor, gerado em caldeiras a nafta, o qual circulava em complicadas redes de tubos, instalados em paralelo com a tubagem a aquecer em alta temperatura.

Este sistema de pouca flexibilidade tornava as instalações mais complexas e aumentava os custos de investimento e de manutenção. Adicionalmente os sistemas requeriam um sistema complicado e caro de controlo pouco rigoroso da temperatura. Esta situação deu oportunidade ao desenvolvimento da traçagem elétrica.

Esta nova tecnologia é uma solução muito mais simples, mais eficaz, segura e mais barata para manter constante a temperatura em tubagens e depósitos.

1. Introdução

Neste artigo vamos explicar o que é a traçagem elétrica, quais as suas aplicações principais, as tecnologias disponíveis no mercado, como se projeta e se instala.

A traçagem elétrica surgiu porque há muitos processos e situações onde é importante manter uma temperatura constante.

A traçagem elétrica tem tido grandes avanços tecnológicos quer ao nível dos cabos resistivos quer ao nível dos sistemas de controlo.

Hoje em dia a traçagem elétrica passou a ser incluída nos projetos industriais, indispensável na resolução dos problemas do arrefecimento de tubos e depósitos onde a viscosidade dos produtos é afetada pelas variações da temperatura ambiente.

2. Problemas mais comuns de arrefecimento

Os problemas mais comuns de arrefecimento que necessitam de traçagem elétrica ocorrem na indústria e nas instalações de abastecimento de água em edifícios.

2.1. Na indústria

Tal como a cera líquida quente quando arrefece, há uma grande quantidade de fluidos de grande viscosidade que solidificam. Nestes casos é necessário aplicar energia calorífica para manter a fluidez e garantir que circulam facilmente sem bloquear as tubagens nas redes de abastecimento dos processos industriais.

Os problemas de arrefecimento dos tubos ocorrem normalmente nos períodos de não produtividade e portanto é necessário manter os tubos e os depósitos aquecidos para evitar congelamento.



Alguns exemplos de produtos onde é necessário manter a temperatura para controlar a viscosidade: chocolate, melão, massas, óleos alimentares e combustíveis, parafina, soda caustica, lixívia branqueadora de pasta de papel

2.2. Nos edifícios

Um dos problemas mais frequentes nos edifícios está relacionado com o arrefecimento e congelamento da água dentro dos tubos. Este problema é mais grave em zonas onde as condições meteorológicas são extremas. Um dos casos críticos são as redes de água para extinção de incêndios.

Há também riscos com derrocada de telhados, escorregamento de veículos em rampas de acesso e pistas de aeroportos devido a formação de gelo e queda de neve pondo em causa a segurança de pessoas e bens.



3. Problemas do arrefecimento?

Atualmente para resolver os problemas de arrefecimento e congelamento de tubagens e depósitos recorre-se a traçagem elétrica que consiste em instalar cabos elétricos resistivos especiais para produzirem calor por efeito Joule. Estes cabos são colocados encostados aos tubos ou nas paredes dos depósitos, em toda a sua extensão, transferindo o calor para o tubo ou para o depósito repondo a energia perdida. Consegue-se deste modo uma temperatura constante do fluido que circula no tubo ou se encontra armazenado no depósito.

4. Projetar um sistema de traçagem elétrica

Para projetar uma instalação de traçagem devemos dispor de toda a informação fornecida pelo cliente e visitar o local da instalação.

Podemos resumir o projeto em 3 fases

i. Recolha de informação junto do cliente

Necessidades térmicas, conhecimento do local e avaliação de riscos. Conhecimento das temperaturas requisitadas dos fluidos que vão circular nos tubos, temperaturas mínimas ambiente, instalação elétrica de alimentação e riscos ambientais.

ii. Escolha da tecnologia

Tipo de cabo de traçagem, controlo de temperatura, isolamento térmico e alimentação elétrica.

iii. Execução da instalação

Montagem dos cabos de traçagem, circuitos de alimentação elétrica, controlo de temperatura. Orçamento, execução da instalação, testes de isolamento e comissionamento.

5. Cálculo das perdas térmicas

Pensemos em dois corpos a temperaturas diferentes que são colocados em contacto físico um com o outro. Nestas condições quando os dois corpos se tocam verifica-se um fluxo de calor entre o corpo mais quente e o mais frio. O fluxo termina quando ambos os corpos se encontram à mesma temperatura. Em equilíbrio térmico.

Para reduzir a perda de calor do corpo quente isola-se este com material de baixa condutividade térmica.

Para realizar o cálculo das perdas térmicas recorreremos às equações de transferência de calor (análogas à Lei de Ohm) para obter o valor da potência a instalar na traçagem elétrica.

5.1. Perdas térmicas para um tubo

Considerando um tubo como o representado na figura 1, as perdas térmicas são dadas por:

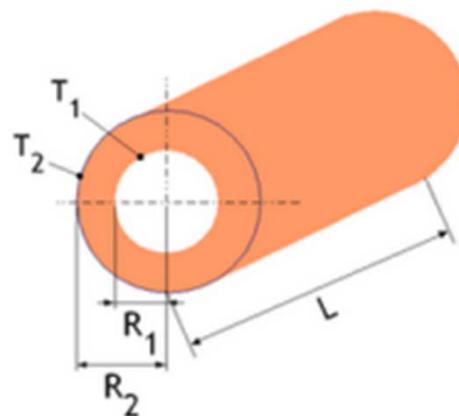


Figura 1. Perdas de calor através de um tubo

$$Q = \frac{\pi \cdot (T_1 - T_2)}{\frac{1}{2\lambda} \cdot \ln\left(\frac{D+2e}{D}\right)} \quad (1)$$

Onde:

Q Fluxo de Calor (W/m)

T1 Temperatura interior do tubo

T2 Temperatura exterior ambiente

D Diâmetro do tubo

e Espessura do isolamento do tubo (m)

λ Condutibilidade térmica $\left(\frac{W}{m \cdot ^\circ C}\right)$

5.2. Perdas térmicas para uma superfície plana

Considerando uma superfície plana como a representada na figura 2, as perdas térmicas são dadas por:

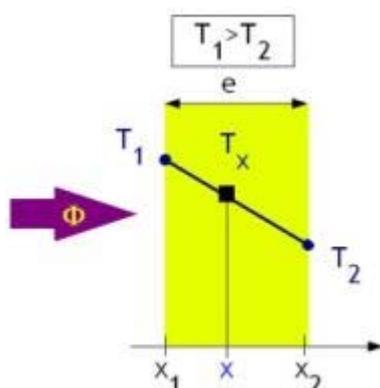


Figura 2. Perdas de calor através de uma superfície plana

$$Q = \frac{(T_1 - T_2) \cdot \lambda}{e} \quad (2)$$

Onde:

Q Fluxo de Calor (W/m²)

T1 Temperatura interior do tubo

T2 Temperatura exterior ambiente

λ Condutibilidade térmica $\left(\frac{W}{m \cdot ^\circ C}\right)$

e Espessura do isolamento do tubo (m)

5.3. Softwares de apoio ao projeto

Hoje em dia os fabricantes de cabos de traçagem disponibilizam gratuitamente um software de cálculo das perdas térmicas para os casos típicos. Existem também tabelas para consulta onde se pode estimar com boa aproximação os valores das perdas térmicas para tubos com base no diâmetro, diferencial de temperatura e espessura de isolamento.

Compete ao projetista escolher o método de cálculo a seguir tendo em conta a dimensão da instalação, a qualidade pretendida e o grau de responsabilidade assumido perante o cliente.

6. Tipo de cabos

Os principais tipos de cabos utilizados na traçagem elétrica são os cabos auto-regulantes ou auto-limitados e os cabos de potência constante.

6.1. Cabo de traçagem auto-regulante ou auto-limitado

O cabo auto regulante é constituído por dois condutores de cobre paralelos entre os quais existe o material de resistência variável (semi-condutor).

Quando a resistência semi-condutora fica sujeita a uma tensão liberta calor na proporção da temperatura e segundo a sua curva característica de funcionamento.

Na figura 3 podemos ver um cabo de traçagem auto-regulante.

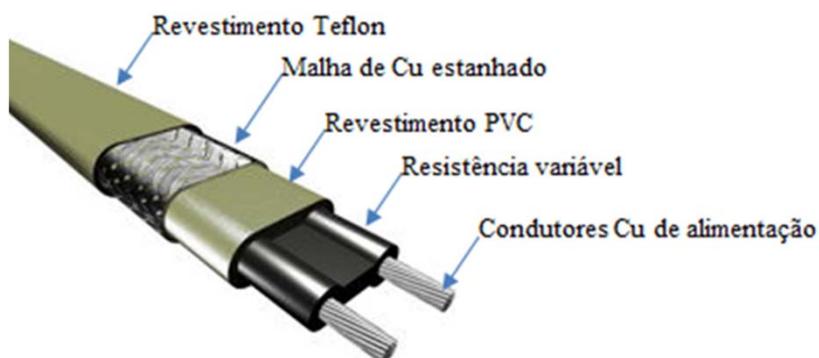


Figura 3. Cabo de traçagem auto-regulante

Neste tipo de cabo, quanto maior é a temperatura menor é a potência desenvolvida pelo cabo.

6.2. Cabo de traçagem de potência constante

O cabo de potência constante (circuito paralelo) possui um circuito resistivo constituído por um fio cromo-níquel ligado a dois condutores de alimentação. O fio resistivo forma uma resistência com comprimento modular que se repete. Este cabo de potência constante produz calor constante proporcional ao comprimento.

Na figura 4 podemos ver um cabo de traçagem de potência constante.

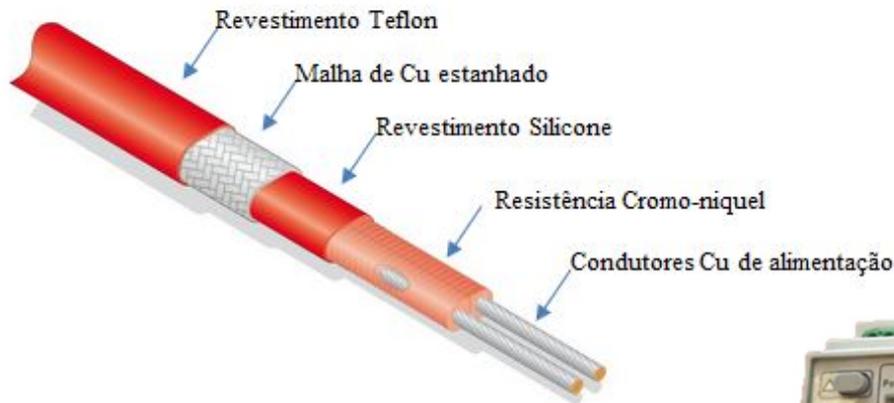


Figura 4. Cabo de traçagem de potência constante

7. Instalação dos cabos

Os cabos de traçagem são colocados enrolados nos tubos ou paralelamente a estes e fixados com abraçadeiras e fita adesiva de fibra de vidro.

A figura 5 mostra um exemplo de instalação dos cabos.

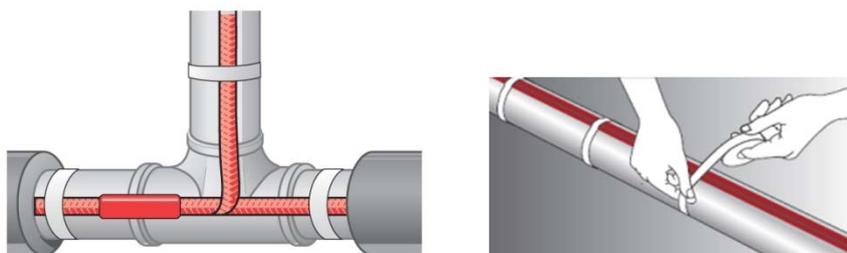


Figura 5. Instalação de cabos de traçagem

8. Controlo da temperatura

Os tubos devem manter a temperatura especificada. Para isso é instalado um controlador de temperatura que comanda o circuito elétrico de alimentação do cabo de traçagem.

No caso de uma instalação de grande dimensão ou muito emalhada o sistema de controlo é feito através de equipamento de monitorização e controlo mais avançado.

A figura 6 mostra um exemplo de controlador de temperatura de um sistema de traçagem elétrica.



Figura 6. Controlador de temperatura



9. Conclusão

A traçagem elétrica permite solucionar os problemas do arrefecimento evitando o bloqueio dos fluidos nos tubos, *pipe-lines* e depósitos.

Nos edifícios onde há risco de congelamento da água nos tubos, principalmente em tubagens das redes de extinção de incêndios é indispensável a instalação de um sistema de traçagem elétrica.

Os sistemas de traçagem são indispensáveis para melhorar os processos produtivos e a segurança dos bens e das pessoas e permitem evitar prejuízos e reduzir os riscos de acidentes em situações de queda de neve formação de gelo ou arrefecimento do tempo cada vez mais imprevisível nos tempos que correm.

Sendo a traçagem elétrica uma especialidade, embora muito presente nas instalações, pouco divulgada em termos de formação académica e literatura técnica, existem poucos profissionais com competência em técnicas da traçagem elétrica o que abre perspectivas de trabalho.

10. Referências bibliográficas

- [1] AKO
- [2] THERMON
- [3] HEAT TRACE
- [4] FLEXELEC
- [5] TECNITRACE



POLUIÇÃO HARMÓNICA EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

1. Introdução

Qualidade de Energia Elétrica (QEE) pode ser definida como a ausência relativa de perturbações que afetem a correta operação de um qualquer equipamento ou instalação elétrica.

As empresas distribuidoras de energia elétrica encaram hoje a QEE como um fator fundamental, sendo mesmo motivo de preocupação, dadas as necessidades dos consumidores atuais e as eventuais situações que podem conduzir a problemas de complexa resolução.

Com o evoluir da tecnologia, são atualmente muito utilizados equipamentos de controlo e potência baseados em eletrónica de estado sólido. Estes tipos de equipamentos, para além de “poluir” a rede elétrica, também são bastante sensíveis a fatores relacionados com a qualidade da energia elétrica.

Se inicialmente a qualidade da energia elétrica era considerada num domínio relativamente restrito, hoje esse domínio está severamente alargado. Assim, preocupações específicas apenas relativas à continuidade de serviço são hoje insuficientes para as necessidades dos consumidores atuais. Neste cenário, para além ter-se de garantir os devidos níveis de tensão e frequência no fornecimento de energia elétrica, também tem de ser devidamente avaliada a situação correspondente ao nível de poluição harmónica.

Embora na distribuição e transmissão de energia não sejam conhecidos problemas relevantes relacionados com a qualidade da energia, na indústria a situação é diferente. Associado a uma completa incerteza da causa, e por vezes do causador, da não existência de energia com qualidade, os prejuízos económicos resultantes são muito elevados, quer em termos de paragem de unidades de produção, quer em termos de equipamento danificado.

Apesar de este problema atingir de forma severa a generalidade do setor industrial, realçam-se alguns subsectores, hoje identificados como críticos:

- Indústria de semicondutores;
- Indústria de papel;
- Indústria automóvel (soldadura);
- Indústrias com consumo elevado de energia elétrica.

Em Portugal a maioria das empresas não têm as suas instalações elétricas preparadas para lidar com estes problemas e as respetivas consequências relativas à ausência de qualidade da energia elétrica. A ausência de indicadores da qualidade de energia e a incompleta monitorização da rede, torna muito difícil identificar a causa de uma diversidade de problemas resultantes da falta de qualidade da energia elétrica.

O facto das instalações elétricas não estarem em condições de fazer face aos problemas da qualidade de energia, isto não se deve necessariamente a erros na conceção inicial da instalação, mas devido a alterações nos tipos de equipamentos entretanto utilizados pelas empresas:

- Equipamentos mais sensíveis a perturbações, por incluírem sistemas de controlo baseados em componentes eletrónicos que não são concebidos para funcionarem em ambientes “poluídos”;
- Equipamentos poluidores da rede elétrica, em termos de geração e propagação de componentes harmónicas.

Os equipamentos deste último ponto relacionam-se com a utilização da eletrónica de potência em larga escala na indústria, como os conversores eletrónicos, sistemas de retificação, controladores lógicos programáveis (PLCs),

variadores de velocidade para motores de corrente contínua e corrente alternada, lâmpadas de descarga, etc. Em resultado disso, é possível observar-se uma crescente deterioração das formas de onda de corrente e tensão dos sistemas de energia eléctrica. A deformação da forma de onda destas grandezas, que idealmente variam no tempo de forma sinusoidal, leva-nos à problemática das componentes harmónicas nas instalações eléctricas em particular [1].

2. Qualidade de EE

Como atesta a norma EN 50160, a qualidade de energia eléctrica é definida como a ausência de qualquer perturbação que afete a operação de um qualquer equipamento receptor. Sendo assim, considerando ainda este normativo, um problema de Qualidade da Energia caracteriza-se como qualquer distúrbio ou ocorrência manifestada nos níveis e em formas de onda de tensão ou corrente, que possam resultar em insuficiência, má operação, falha ou defeito permanente em equipamentos de um sistema eléctrico.

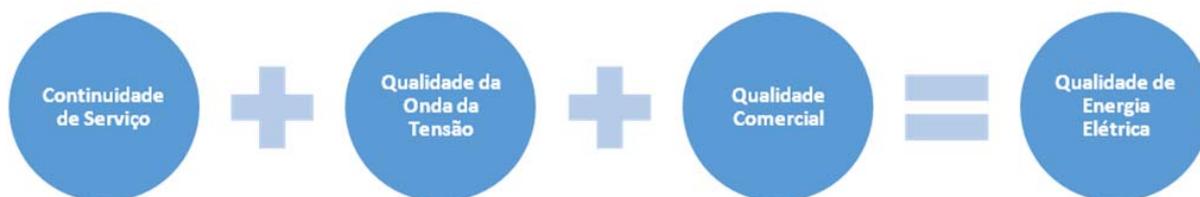


Figura 1. Percepção e Complexidade na Definição de QEE

A definição apresentada na norma refere-se à qualidade da onda de tensão como sinónimo da qualidade da energia eléctrica. Assim, esta pode ser descrita como a disponibilidade de energia eléctrica com forma de onda sinusoidal pura, sem alterações na amplitude, emanando de uma fonte de potência infinita. De facto, do ponto de vista académico, qualquer desvio na característica destes parâmetros é considerado um problema envolvendo a QEE. Esta é apenas uma definição, que não sendo universal dá uma ideia rápida do que pretende refletir, limitando-se no entanto à qualidade da onda de tensão. Uma definição mais ampla, que tem em conta pontos adicionais da energia eléctrica como produto e serviço, atende ao seguinte:

- Continuidade de serviço (Fiabilidade);

- Ausências de interrupções;
- Qualidade da onda;
- Amplitude constante com valor nominal;
- Frequência constante;
- Sistema de tensões equilibrado e simétrico;
- Formas de onda sinusoidais;
- Qualidade comercial;
- Atendimento (presencial ou telefónico);
- Informação disponibilizada (Contratos, opções, serviços, reclamações, faturação, etc.);
- Padrões para a qualidade comercial.

A degradação da QEE pode ocorrer devido a vários tipos de distúrbios eléctricos. Estes distúrbios podem ter origem no fornecimento da energia através da rede eléctrica ou no consumidor, dependendo dos equipamentos que este tenha instalado.

Os indicadores de qualidade são referidos em vários documentos para avaliar a qualidade da onda de tensão (NP EN 50160, normas CEI, IEEE, etc.). Os referidos pela NPEN50160 descrevem as características técnicas fundamentais da energia eléctrica, como:

- Frequência;
- Amplitude da tensão de alimentação;
- Variações da tensão de alimentação;

- Variações rápidas da tensão de alimentação;
- Amplitude das variações rápidas;
- Severidade da tremulação (*flicker*);
- Cavas da tensão de alimentação;
- Interrupções breves da tensão de alimentação;
- Interrupções longas da tensão de alimentação;
- Sobreensões temporárias entre os condutores ativos e a terra;
- Sobreensões transitórias entre os condutores ativos e a terra;
- Desequilíbrio das tensões de alimentação;
- Tensões harmônicas;
- Tensões inter-harmônicas;
- Transmissão de sinais de informação na rede.

3. Harmônicas

O termo harmônico vem da física, mais especificamente do estudo dos movimentos ondulatórios. Quando uma partícula, ou uma onda, se propaga oscilando periodicamente em torno de uma posição de equilíbrio, esse movimento pode ser traduzido matematicamente por funções sinusoidais, denominando-se “movimento harmônico”.

Tecnicamente uma harmônica é uma componente de onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental. Isso pode ser facilmente visualizado na figura 2. Nela, apresentam-se três formas de onda distintas. Uma onda sinusoidal considerada à frequência de (60 Hz) e duas outras representando determinadas ondas harmônicas. Como para a segunda e a terceira onda os ciclos repetem-se, respectivamente, 3 e 5 vezes no mesmo período de tempo em que a onda fundamental descreve apenas um ciclo, verifica-se que elas representam as harmônicas de 3ª e 5ª ordem (ou a 3ª e 5ª harmônicas) relativamente à onda fundamental. Consequentemente, oscilam com frequências de 180Hz e 300Hz. Raciocínio análogo pode ser aplicado a outras ondas sinusoidais cujas frequências sejam outros múltiplos da frequência da onda fundamental [4].

Cargas que solicitam uma corrente que não toma uma forma de onda sinusoidal no tempo são denominadas de cargas não lineares. Assim, do ponto de vista da rede, a corrente elétrica a fornecer é não sinusoidal, ou seja, apresenta-se de acordo com o teorema de Fourier, uma soma de ondas sinusoidais com uma frequência de valor múltiplo da componente fundamental (componentes harmônicas).

Quando existem cargas não lineares ligadas à rede elétrica a corrente que circula nas linhas contém componentes harmônicas, e as quedas de tensão provocadas por estas nas impedâncias das linhas faz com que as tensões de alimentação fiquem também distorcidas, originando os harmônicos de tensão, sendo estes o resultado do produto da corrente harmônica vezes a impedância harmônica.

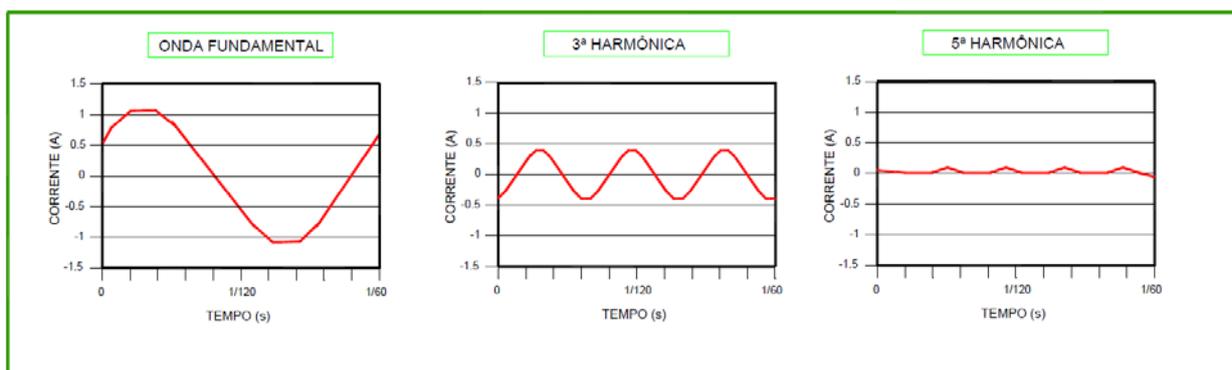


Figura 2. Exemplo de uma onda fundamental e da 3ª e 5ª harmônica [8]

Se pretender-se reduzir as harmónicas de tensão, uma das maneiras possíveis é reduzir a impedância harmónica da rede a montante.

Nas instalações industriais é relevante falar ainda das “inter-harmónicas”, que surgem quando há componentes de corrente que não são múltiplos inteiros da frequência da componente fundamental (50 Hz). Essas componentes de corrente podem ser produzidas por fornos a arco ou por ciclo-conversores, que são equipamentos que alimentados a 50 Hz permitem obter tensões e correntes de saída com uma frequência diferente.

3. Indicadores de medição

Uma medida muito usada da distorção harmónica é a Total Harmonic Distortion (THD). Esta é o quociente, expresso em percentagem, da raiz quadrada da soma dos quadrados das tensões eficazes de cada harmónica pelo valor eficaz da fundamental. O valor de THD é tanto maior quanto mais a forma de onda se afasta de uma senoide pura.

Considerando um sinal (pode ser a corrente ou a tensão), a taxa de distorção harmónica é definida pela fórmula abaixo:

$$THD \% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N y_h^2}}{y_1} \quad (1)$$

Com a finalidade de conhecer a contribuição de cada harmónica, existe a distorção harmónica individual (DIT), segundo a expressão:

$$DIT = \frac{y_h}{y_1} \quad (2)$$

Fator de crista (FC) é a proporção entre o valor de pico de uma onda e o seu valor eficaz, considerando onda de corrente.

$$FC = \frac{I_{pico}}{I_{rms}} \quad (3)$$

Essa relação é igual a $\sqrt{2}$ quando um sinal não possui distorção, ou seja, é perfeitamente sinusoidal.

Essa relação é igual a 1 quando um sinal não possui distorção, ou seja, é perfeitamente sinusoidal.

Observando-se estas expressões, verifica-se que para a determinação dos valores das distorções harmónicas totais e/ou individuais presentes em uma determinada instalação elétrica, é preciso que sejam determinados os valores de cada componente harmónica individualmente, ou seja, torna-se necessário a realização de medições específicas.

3. Causas

As “cargas lineares” são as que obedecem à Lei de Ohm. Caracterizam-se por absorver da rede elétrica correntes proporcionais à tensão a elas aplicada, preservando-se as formas de onda sinusoidais, ainda que possa haver desfasamentos angulares entre elas. Note-se que para um elemento reativo, condensador ou bobina, haverá um desfasamento entre a tensão e a corrente, mas o comportamento ainda será linear. Qualquer carga que solicita uma corrente que não toma uma forma de onda sinusoidal no tempo é denominada de carga não linear e, de acordo com o teorema de Fourier, apresentará uma soma de ondas sinusoidais com uma frequência de valor múltiplo da componente fundamental (componentes harmónicas).

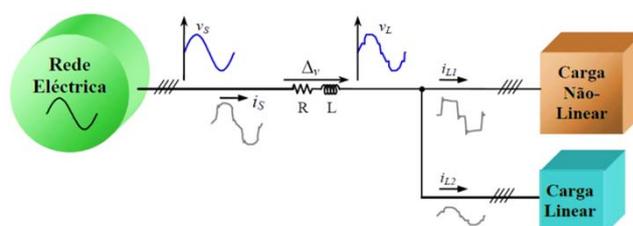


Figura 3. Harmónicas de Corrente/Tensão provocadas pela carga não linear [7]

Os tipos de cargas não lineares, fontes geradoras de componentes harmónicas presentes nos sistemas elétricos de potência, são bastante variadas, indo dos equipamentos dos sistemas produtores e fornecedores de energia, até aos consumidores, principalmente os industriais, que constituem uma parcela considerável da carga a ser alimentada, que inclui uma percentagem elevada da potência solicitada por cargas não lineares.

No passado, as distorções harmônicas nos sistemas de potência eram primordialmente associadas à concepção das máquinas elétricas. Atualmente, com o uso generalizado de equipamentos eletrônicos, nomeadamente os baseados em eletrônica de potência (diodos, mosfets, tiristores, etc.) aumentou-se drasticamente as cargas não lineares que são alimentadas pelos sistemas elétricos de energia.

Sob o ponto de vista da rede de alimentação, os conversores estáticos de potência (retificadores e inversores) constituem a fonte mais expressiva de distorção harmônica. De facto, nas atuais instalações elétricas industriais, mais de metade da energia elétrica em cada momento (potência elétrica) passa por um dispositivo de eletrônica de potência antes que seja finalmente utilizada. Todos estes dispositivos de eletrônica de potência têm dois modos de funcionamento, condução que corresponde a um interruptor fechado ou bloqueio que corresponde a um interruptor aberto. A passagem de um estado para o outro é muito rápida, e em qualquer instante do sinal (através do controlo do semiconductor). Essas comutações rápidas de estado produzem uma corrente não sinusoidal, quando a tensão que alimenta os dispositivos é sinusoidal. Por sua vez, a circulação destas correntes não sinusoidais nas instalações e equipamentos elétricos conduz a quedas de tensão com evolução igualmente não sinusoidal, que quando sobrepostas adequadamente com a tensão da rede a tornam também não sinusoidal.

Os conversores estáticos de potência podem ser resumidos em 3 grandes grupos:

- Conversores de alta potência, usados em transmissão DC e na indústria siderúrgica;
- Conversores de média potência, usados para o controlo de motores em indústrias e tração ferroviária;
- Conversores de baixa potência (nomeadamente os retificadores), alimentando cargas monofásicas, como aparelhos de televisão e carregadores de bateria.

Em adição a estes conversores, outras cargas não lineares como os compensadores estáticos reativos, os fornos elétricos a arco, cargas típicas industriais, constituem as restantes principais fontes de harmônicas para os sistemas e instalações elétricas. Em relação aos fornos a arco, equipamentos de solda (a arco voltaico no fundo) e à presença de ciclo-conversores (agora em desuso) verifica-se a presença de “inter-harmônicas” - são formas de ondas de tensões e correntes que apresentam componentes de frequência que não são múltiplos inteiros da frequência com a qual o sistema é suprido e designado a operar.

A figura 4 mostra a forma de onda de corrente absorvida por alguns tipos de cargas não lineares, tendo o espectro de distribuição em amplitude das harmônicas e a THD característica dessa forma de onda (corrente).

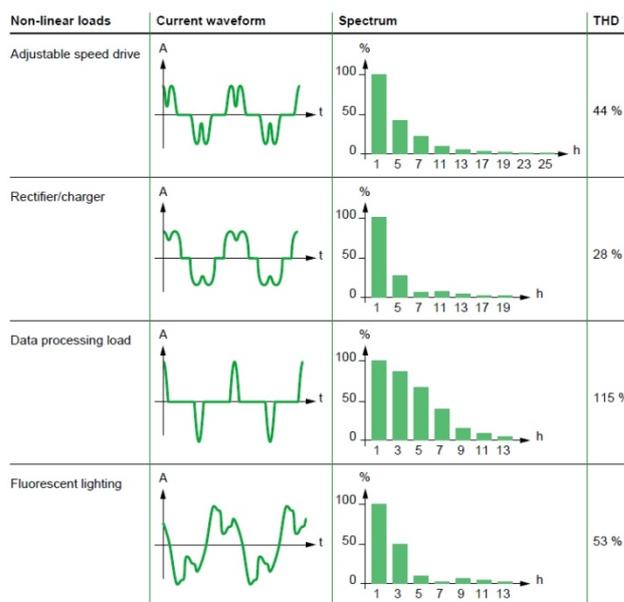


Figura 4. Cargas não lineares- Espectro e distorção harmónica [5,8]

4. Consequências

a) Fator de Potência

Com a presença de harmônicas numa instalação, o fator de potência baixa, acarretando vários problemas. O impacto mais perceptível é o aumento das perdas na instalação e na rede elétrica, devido ao trânsito de potência na rede, e como consequência direta a diminuição da sua eficiência. Na definição habitual de fator de potência note-se que apenas é

válida para formas de onda sinusoidais, ou seja, sem a presença de componentes harmónicas.

Definição habitual para ondas sinusoidais:

$$FP = \frac{Pot^{\text{a}}. \text{Ativa carga (W)}}{Pot^{\text{a}}. \text{Aparente fornecida pelo gerador (VA)}} = \frac{Pot^{\text{a}}. \text{Ativa carga (W)}}{Pot^{\text{a}}. \text{Aparente carga (VA)}} = \cos(\varphi) \quad (4)$$

Definição geral para qualquer forma de onda:

$$FP = \frac{Potência \text{ Ativa carga (W)}}{Potência \text{ Aparente fornecida pelo gerador (VA)}} = \cos(\varphi) \quad (5)$$

Do desenvolvimento matemático, a partir da definição do fator de potência e dos valores eficazes da tensão e corrente decompostas em série de Fourier, pode-se chegar à seguinte expressão:

$$FP = \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 + THD^2}} \quad (6)$$

Deste modo verifica-se que um elevado conteúdo de componentes harmónicas prejudica o FP das instalações (maior THD). Um baixo fator de potência, como é visto por parte da rede quando existe um conteúdo de harmónicas elevado, resulta no aumento na corrente total circulante nas redes de distribuição de energia eléctrica, podendo sobrecarregar as linhas de transmissão e transformadores, prejudicando a estabilidade e aproveitamento dos sistemas eléctricos, acarretando problemas, tais como [6]:

- Perdas na rede e na instalação;
- Subutilização da capacidade instalada;
- Custos tarifários;
- (...).

b) Máquinas Eléctricas

Os motores são sensíveis a distorções da tensão, ou seja, quando uma onda de tensão distorcida excita um motor, correntes de altas frequências estão a ser injetadas no estator. Por este facto, vão surgir componentes harmónicas de corrente que podem causar inúmeros problemas, como

aquecimento, vibrações, binários pulsantes ou ruído.

Consequentemente, o aumento da temperatura dos motores reduzirá o tempo de vida médio dos mesmos. Como exemplo: nos alternadores, as harmónicas de corrente provocam perdas óhmicas suplementares nos enrolamentos principais e nos enrolamentos amortecedores. Por outro lado, a interação entre correntes harmónicas e o campo magnético fundamental, pode originar binários oscilatórios que provocam vibrações no veio dos alternadores e, conseqüentemente, o aumento da fadiga mecânica das máquinas.

Nos motores assíncronos ocorrem aumentos das perdas por efeito Joule, com o conseqüente sobreaquecimento dos enrolamentos estatóricos, além de que uma distribuição assimétrica da corrente induzida nas barras rotóricas provoca vibrações e o aparecimento de binários de torção no veio da máquina.

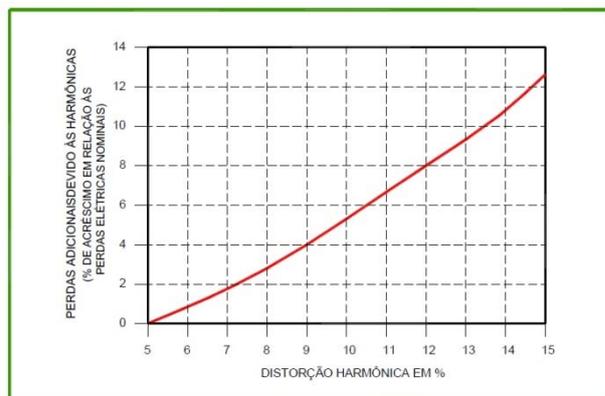


Figura 5. Perdas eléctricas adicionais dos motores de indução [8]

5. Situação no mercado

Atualmente, existem empresas especializadas no setor que apresentam além de uma gama de produtos padronizada, um serviço personalizado que permite estudos e análise da qualidade de energia eléctrica de uma qualquer instalação particular, permitindo conceber uma solução mais eficaz para o cliente, incluindo em muitos casos sistemas de compensação do fator de potência para ambientes harmonicamente poluídos, quando o sistema ideal de compensação da distorção harmónica for do ponto de vista económico pouco atrativo.

Existem diversas técnicas para reduzir as componentes harmônicas de tensão e/ou corrente. De um modo global podem ser agrupadas nas estratégias assim caracterizadas:

- Uso de filtros passivos conectado em paralelo e/ou em série com o sistema elétrico;

Os conversores estáticos de potência podem ser resumidos em 3 grandes grupos:

- Conversores de alta potência, usados em transmissão DC e na indústria siderúrgica;
- Aumento da quantidade de pulsos em unidades conversoras, com o uso de transformadores desfasadores;
- Técnicas de compensação de fluxo magnético;
- Filtros ativos de potência ligados em paralelo e/ou em série com o sistema elétrico.

A escolha de um ou outro procedimento, ou mesmo a associação de soluções, deve levar em conta a análise dos seguintes aspectos:

- Conhecimento do sistema de alimentação do ponto de vista da concessionária: impedância de curto-circuito, nível de tensão e legislação quanto aos níveis de distorções harmônicas permitidos;
- Conhecimento do sistema consumidor: tipos de cargas instaladas, potência envolvida, problemas que ocorrem devido às harmônicas, perda de energia, diminuição do fator de potência real;
- Local da instalação do dispositivo para redução de harmônicas;
- Desempenho e capacidade nominal de tensão/corrente do dispositivo;

- Custo inicial de compra e custo da energia consumida no próprio dispositivo;
- Efeitos colaterais prejudiciais sobre o sistema de alimentação: o fator de potência em situações de carga nominal pode alterar-se em condições de carga baixa, modificação do nível e da distorção de tensão ou de corrente, alteração do nível de curto-circuito para a terra, mudança ou possibilidade de ressonância em outras frequências harmônicas. Em decorrência desses fenômenos, pode haver possíveis efeitos nocivos sobre outras cargas consumidoras adjacentes;
- Efeitos colaterais prejudiciais ao funcionamento das cargas elétricas envolvidas: aumento da distorção, abaixamento e elevação na tensão de alimentação da carga;
- Influências nocivas das variações do sistema sobre o dispositivo utilizado: alterações da impedância do sistema, correntes harmônicas de cargas consumidoras adjacentes podem entrar pela alimentação, o sistema pode desequilibrar-se em tensão, a distorção de tensão e o seu nível na barra de alimentação podem variar devido a fatores externos;
- Influência da carga sobre a técnica utilizada: a variação da potência solicitada pela carga e a presença de desequilíbrios podem alterar o funcionamento do dispositivo empregado para a redução de harmônicas.

A figura 6 demonstra que todas estas estratégias tendem a convergir para a atenuação máxima do problema, devendo ser combinadas sempre que possível, notando a importância do papel de todos os intervenientes, desde os fabricantes até aos utilizadores.



Figura 6. Convergência das estratégias

4. Caso Prático

Foi analisada uma instalação com base em dados obtidos através de equipamentos de medida instalados para o efeito. A amostragem de dados foi realizada num período de 2 dias. Na instalação em causa sabe-se que proliferam computadores pessoais e PLCs. Os dados que são apresentados, gráficos e tabelas, foram obtidos com recurso a uma aplicação informática que permite a visualização gráfica e tratamento de bases de dados. Os dados foram recolhidos registados e armazenados no equipamento de medida, um analisador de energia com aplicação informática.



Figura 7. Analisador de energia [2]

Nas figuras abaixo apresentam-se os dados que serviram para a análise deste caso, recolhidos entre as 02h15 e as 14h15 de 19-09-2013:

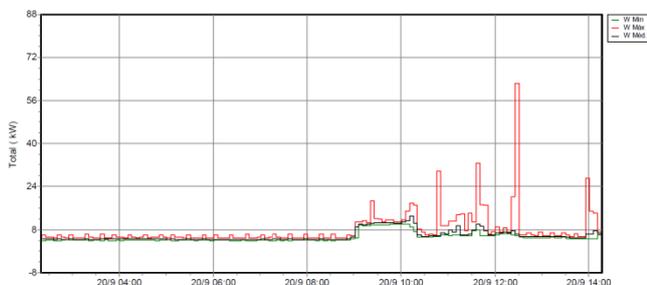


Figura 8. Potência Consumida

As distorções harmónicas são muito equiparadas nas 3 fases, razão pela qual só se inclui, na figura 9, os referentes à fase 1.

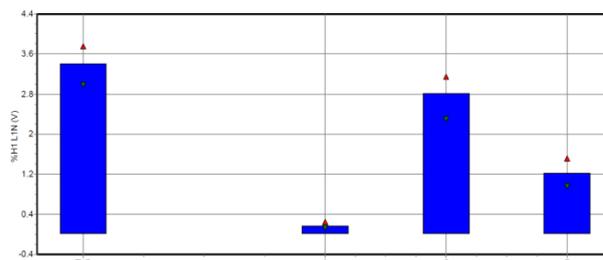


Figura 9. Distorção Harmónica de Tensão, L1N

A distorção harmónica também se manifesta no condutor de neutro, sendo a sua tensão mais de 3 vezes superior à tensão da frequência fundamental, ainda que a tensão do neutro obviamente não apresente valores muito elevados. As figuras 10 e 11 permitem identificar os valores apresentados.

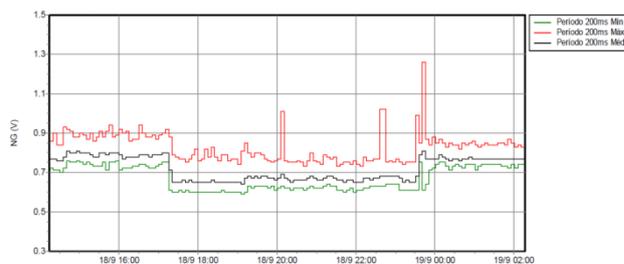


Figura 10. Tensão e Corrente

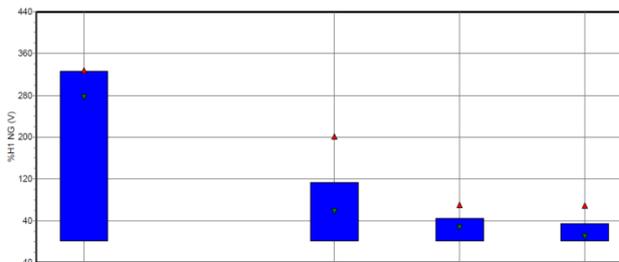


Figura 11. Distorção Harmónica de Tensão, NG

Como já foi referido, as componentes harmónicas são muito difíceis de combater, daí que apenas as mais importantes, ao nível da sua perturbação para os equipamentos, são alvo de atenção com vista à sua compensação. Nos dados das figuras 9 e 10 verifica-se a existência de perturbações referentes às harmónicas ímpares de 3, 5 e 7ª ordem, sendo, por isso, importante a sua eliminação quando existam em valor percentual considerado grave, tendo em conta as normas em vigor e os custos que podem provocar.

Segundo a NP EN 50160, o valor DTH total e individual nesta instalação e no período do registo não é preocupante, em virtude do seu valor ser inferior a 8 e 5%, respetivamente. No entanto, poderá agravar-se, pelo que, para o bom funcionamento da instalação e respetivas cargas, é recomendável a supervisão por medição e análise contínua.



Figura 12. Centrais Monitorização DE QEE, CM3000/4000 [4]

Para a medição e análise de forma continuada, foram utilizados os equipamentos das figuras 7 e 12. Graças às suas funcionalidades, que incluem a deteção de fenómenos transitórios, pode-se resolver rapidamente os problemas associados à qualidade de energia, nomeadamente os relacionados com as componentes harmónicas.

Apesar dos dados registados não o evidenciarem, pode-se afirmar que existirão momentos na exploração desta instalação, ainda que pontuais e em determinadas horas de maior consumo de energia, em que as componentes harmónicas terão uma presença mais acentuada relativamente à que foi registada no período escolhido.

Atendendo que os custos de não produção são elevados, propôs-se como solução para o caso que é apresentado, além da supervisão por monitorização contínua, a compensação global a jusante do quadro geral com filtros ativos. Este equipamento compensará a distorção harmónica até ao limite do valor nominal, em qualquer frequência em que esta esteja presente, pelo que poderá começar-se por instalar um equipamento de entrada de gama 20 Amperes, garantindo na prática a eliminação na instalação de perturbações harmónicas durante a sua exploração.

A solução proposta vem de encontro às soluções mais comuns e eficazes disponíveis no mercado. Contudo, deve-se notar que é sempre aconselhado o dimensionamento do filtro adequado para cada caso específico, pois cada instalação tem as suas próprias características, assim como a rede que a alimenta.

Este será seguramente um investimento com um tempo de "Payback" reduzido, mesmo que apenas se contabilizem as perdas nos transformadores e condutores da instalação elétrica. Contudo, se adicionalmente forem também considerados os ganhos das avarias que serão evitadas nos equipamentos, será potencialmente fácil ao técnico responsável pela instalação convencer os órgãos de gestão na adoção destas soluções e na compra do respetivo equipamento.

6. Conclusão

Para a correta compreensão da problemática das perturbações harmónicas, à semelhança de grande parte de outras áreas da engenharia, o tratamento matemático é bastante relevante. As séries de Fourier são ajuda fundamental no conceito de definir e quantificar o que são as componentes fundamental e harmónicas.

O tema das "Perturbações Harmónicas" é complexo e extenso, conduzindo na maioria das vezes ao seu desconhecimento e há ausência de estudos detalhados, particularmente na fase de elaboração dos projetos das instalações elétricas. Os problemas, regra geral, surgem depois da entrada em serviço das instalações elétricas, sendo bastante mais complexa a análise e economicamente mais severas as consequências.

As soluções mais adotadas para minimizar os efeitos nefastos das distorções provocados pelas componentes harmónicas consistem geralmente na instalação de reactâncias, filtros passivos e filtros condicionadores ativos, na utilização de transformadores de isolamento, no reposicionamento e/ou alteração da potência de condensadores estáticos, na elevação da capacidade do sistema de alimentação, entre outras.

A solução para uma determinada instalação é tão ou mais difícil quanto menor a quantidade de dados disponíveis para a análise da rede em questão. É muito importante a correta monitorização e análise tanto em termos de qualidade como de quantidade de dados obtidos.

De salientar que medidas, como por exemplo o correto dimensionamento de condutores (fases, neutro e terra), a separação de malhas de terra, a inclusão do "Fator K" (fator depreciativo determinado de acordo com a taxa de distorção harmónica espectável) no dimensionamento de transformadores para Postos de Transformação privados e públicos, assim como a implementação de baterias de condensadores para correção do fator de potência, devidamente dimensionadas para a taxa de distorção da instalação, são factores que não devem ser descurados no projeto de uma instalação elétrica, seja projeto de construção ou requalificação.

Neste documento, é evidenciado que as unidades industriais ou comerciais com forte utilização de equipamentos baseados em eletrónica de potência, tais como conversores de frequência, reactâncias eletrónicas, fontes comutadas, entre outros, são equipamentos passíveis de apresentar uma forte componente harmónica. Nestas unidades deve-se considerar sempre os efeitos das perturbações harmónicas, implementando medidas para o seu controlo e monitorização, de forma a limitar as eventuais perdas de produção e os respetivos custos associados a este problema.

Bibliografia

- [1] Martinho, Edson, "Distúrbios da Energia Elétrica", Editora Érica, São Paulo, 2012, ISBN 978-85-365-0231-1.
- [2] Sankaran, C., "PowerQuality - CRC Press", Estados Unidos da América, 2002, ISBN 0-8493-1040-7.
- [3] Moreno, H., "Harmónicas nas Instalações Elétricas", Instituto Brasileiro do Cobre, São Paulo, 2001.
- [4] Schneider Electric / Procobre, "Workshop Instalações Elétricas de Baixa Tensão: Qualidade de Energia Elétrica", <http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/harmon.pdf>, consultado a 22 de Dezembro de 2013.
- [5] Ferracci, Philippe - Cahiers Techniques - Schneider Electric's "Collection technique", Grenoble, 2000.
- [6] SchneiderElectric, "Harmonics mitigation and solutions" http://www.schneider-electric.cn/medias/solutions/downloads/377ed18_harmonics_mitigation_solutions.pdf, consultado a 28 de Dezembro de 2013.
- [7] Martins, Júlio, João, A., "Qualidade da Energia Elétrica" Revista o Eletricista, nº 9, 3º trimestre de 2004, ano 3, pp. 66-71.
- [8] Isoni, Marcos, "Distúrbios Harmónicas – Uma Revisão de Conceitos Gerais", consultado a 11 de Dezembro de 2013.
- [9] Schneider Electric, "Cahier technique nº 199", 2000,

APARELHAGEM DE PROTEÇÃO, COMANDO E SECCIONAMENTO DE BAIXA TENSÃO. PRINCIPAIS DOCUMENTOS NORMATIVOS.



Resumo

A atividade de técnico responsável das instalações elétricas é, e será sempre, cada vez mais, uma atividade estimulante e com constante necessidade de atualização e evolução.

Trata-se de uma atividade extremamente vasta e diferenciada, requerendo, por um lado, um profundo conhecimento, relativamente a normas, regulamentos, materiais, equipamentos, soluções técnicas e tecnologias e, por outro lado, a intervenção numa diversificada área de instalações.

A constante e acelerada evolução técnica, tecnológica e conceptual de equipamentos e das instalações elétricas, faz com que o corpo normativo não possa ser estático, mas antes que possa evoluir de forma a poder contemplar e dar resposta a essas novas realidades.

Para se poder ser, de uma forma cabal, responsável pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas é imprescindível o conhecimento exato dos diversos diplomas legais, em vigor, que enquadram a instalação e a atividade em questão.

O presente artigo tem como objetivo principal, sistematizar e apresentar o corpo normativo relativo à aparelhagem de proteção, comando e seccionamento de baixa tensão.

1. Introdução

O termo aparelhagem pode ser definido como os equipamentos destinados a serem ligados a um circuito elétrico com vista a garantir uma ou mais das funções de proteção, de comando, de seccionamento ou de conexão.

Como aparelhagem de baixa tensão entende-se a aparelhagem com tensões estipuladas que não excedam os 1000 V em corrente alternada ou 1500 V em corrente contínua.

Um aparelho de proteção é definido como um aparelho destinado a impedir ou limitar os efeitos perigosos ou prejudiciais da energia elétrica a que possam estar sujeitas pessoas, coisas ou instalações.

Um aparelho de comando é definido como um aparelho destinado a modificar o regime de funcionamento de uma instalação ou de um aparelho de utilização.

Um aparelho de seccionamento é definido como um aparelho destinado a garantir a colocação fora de tensão de toda ou de parte de uma instalação, separando-a, por razões de segurança, das fontes de energia elétrica de modo visível.

2. Seccionador

i) Definição

Um seccionador é um aparelho mecânico de conexão que satisfaz, na posição de aberto, as regras especificadas para a função seccionamento. É um aparelho que, sem poder de corte garantido, não deve ser manobrado em carga.

ii) Enquadramento normativo

Norma EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) - Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

A parte 3 da norma EN 60947 aplica-se a interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinações fusível para utilização em circuitos de distribuição e circuitos motor nos quais a tensão estipulada não exceda 1000 V em corrente alternada ou 1500 V em corrente contínua.

3. Interruptor (mecânico)

i) Definição

Um interruptor (mecânico) é definido como um aparelho mecânico de conexão capaz de estabelecer, de suportar e de interromper correntes nas condições normais do circuito, incluindo, eventualmente, as condições especificadas de sobrecarga em serviço.

É um aparelho que é ainda capaz de suportar, num tempo especificado, correntes nas condições anormais especificadas para o circuito, tais como as resultantes de um curto-circuito.

Pode ser capaz de estabelecer correntes de curto-circuito mas não de as interromper.

ii) Enquadramento normativo

- Interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas

Norma NP EN 60669 - Interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas.

Parte 1:2011 (Ed. 1) - Requisitos gerais.

Parte 2-1:2012 (Ed. 2) - Requisitos particulares - Interruptores eletrónicos.

Parte 2-2: 2013 (Ed. 2) - Requisitos particulares - Interruptores de comando eletromagnético à distância (telerruptores).

Parte 2-3: 2013 (Ed. 2) - Requisitos particulares - Interruptores temporizados.

Parte 2-4: 2013 (Ed. 1) - Requisitos particulares - Interruptores-seccionadores.

Parte 2-6: 2012 (Ed. 1) - Interruptores de bombeiros para anúncios luminosos e luminárias, interiores e exteriores.

A Norma EN 60669 aplica-se a interruptores de comando manual de uso comum para corrente alternada, de tensão estipulada igual ou inferior a 440 V e de corrente estipulada igual ou inferior a 63 A, destinados a instalações elétricas fixas, domésticas e análogas, interiores ou exteriores.

- Interruptores de uso industrial

Norma EN 60947 – Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 – Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) – Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

4. Interruptor-seccionador

i) Definição

Um interruptor-seccionador é um interruptor que satisfaz na posição de aberto, as regras de isolamento requeridas para um seccionador.

ii) Enquadramento normativo

Norma EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) - Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

5. Fusível

i) Definição

Um fusível é um aparelho cuja função é a de interromper, por fusão de um ou mais dos seus elementos concebidos e calibrados para esse efeito, o circuito no qual está inserido, cortando a corrente quando esta ultrapassar, num tempo suficiente, um dado valor.

ii) Enquadramento normativo

- Fusíveis para uso por pessoas não qualificadas

Trata-se de fusíveis «gG» destinados a serem utilizados por pessoas não qualificadas em aplicações domésticas ou análogas de correntes estipuladas inferiores ou iguais a 100 A e tensões estipuladas inferiores ou iguais a 500 V em corrente alternada ou 500 V em corrente contínua. São fusíveis destinados a serem utilizados em instalações onde os elementos de substituição estão acessíveis e podem ser substituídos por pessoas não qualificadas.

Norma NP EN 60269 - Fusíveis de baixa tensão.

Parte 1:2012 - Requisitos gerais.

NP HD 60269-3:2011 - Fusíveis de baixa tensão. Parte 3: Requisitos suplementares para os fusíveis destinados a serem utilizados por pessoas não habilitadas (fusíveis para usos essencialmente domésticos e análogos). Exemplos de sistemas de fusíveis normalizados de A a F.

- Fusíveis para utilização por pessoas habilitadas

Trata-se de fusíveis destinados a serem utilizados em instalações onde os elementos de substituição estão acessíveis e destinados a serem substituídos, apenas por pessoas devidamente habilitadas.

Norma NP EN 60269 - Fusíveis de baixa tensão.

Parte 1:2012 - Requisitos gerais.

NP HD 60269-2:2012 - Fusíveis de baixa tensão. Parte 2: Requisitos suplementares para os fusíveis destinados a serem utilizados por pessoas habilitadas (fusíveis para usos essencialmente industriais). Exemplos de sistemas de fusíveis normalizados de A a J.

- Fusíveis miniatura

Norma EN 60127: Corta-circuitos fusíveis miniatura.

Parte 1:2006/A 1:2011 (Edição2) – Definições para corta-circuitos fusíveis miniatura e regras gerais para elementos de substituição miniatura.

Parte 2:2003/A2:2010 (Edição 2) – Cartuchos de corta-circuitos.

Parte 3:1996/A2:2003 (Edição 1) – Elementos de substituição sub-miniatura.

Parte 4:2005/A2:2013 (Edição 2) – Módulos universais de elementos de substituição (UMF) – Tipos de montagem em superfície e montagem por meio de orifícios transversais.

Parte 5:1991 (Edição 1) – Guia para avaliação da qualidade dos elementos de substituição miniatura.

Parte 6:1994/A2:2003 (Edição 1) – Suportes para cartuchos de corta-circuitos miniatura.

Parte 7:2013 (Edição 1) – Miniatura de elo de fusível para aplicações especiais.

Parte 10:2002 (Edição 1) – Guia de utilização para corta-circuitos fusíveis miniatura.

6. Seccionador-fusível

i) Definição

Um seccionador-fusível é um aparelho mecânico de conexão que satisfaz, na posição de aberto, às regras especificadas para a função seccionamento, que agrupa a função fusível.

ii) Enquadramento normativo

EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) - Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

7. Interruptor-fusível

i) Definição

Um interruptor-fusível é um interruptor dotado de corta-circuitos fusíveis e eventualmente de relés que lhe conferem a função de aparelho de proteção contra sobreintensidades.

ii) Enquadramento normativo

EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) - Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

8. Interruptor-seccionador-fusível

i) Definição

Um interruptor-seccionador-fusível é um Interruptor-seccionador, eventualmente com relais, conjugado com corta-circuitos fusíveis em que o elemento fusível está fechado, de modo que a sua fusão não pode provocar qualquer ação exterior prejudicial à segurança das pessoas ou à conservação dos objetos próximos. O interruptor-seccionador destina-se a permitir a manobra em carga, os fusíveis a atuar em caso de curto-circuito e os relais, se houver, a provocar a abertura automática somente no caso de sobrecarga.

ii) Enquadramento normativo

EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 3:2009/A 1:2012 (Edição 3) - Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.

9. Disjuntor

i) Definição

Um disjuntor é um aparelho mecânico de conexão capaz de estabelecer, de suportar e de interromper correntes nas condições normais do circuito.

O disjuntor é ainda capaz de estabelecer, de suportar num tempo especificado, e de interromper correntes em condições anormais especificadas para o circuito, tais como as correntes de curto-circuito.

ii) Enquadramento normativo

- Disjuntores para instalações domésticas e análogas

Norma EN 60898 - Aparelhagem elétrica - Disjuntores para proteção contra sobreintensidades para instalações domésticas e análogas.

Parte 1:2003 / A1:2004/CORRIGENDUM Fev:2004 /A 11:2005/A 12:2008/A 13:2012 - Disjuntores para funcionamento em corrente alternada.

Parte 2:2006 - Disjuntores para o funcionamento em corrente contínua e corrente alternada.

- Disjuntores de uso industrial

Norma EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 2: 2006/A 1:2009/A 2:2013 - Disjuntores.

- Disjuntores para equipamento (DPE)

Norma NP EN 60934:2003/A 1:2012 (Ed. 1) - Disjuntores para equipamento (DPE) (IEC 60934:2000/A1:2007).

10. Dispositivo sensível à corrente diferencial-residual (dispositivo diferencial)

i) Definição

Um dispositivo sensível à corrente diferencial-residual (dispositivo diferencial) é um aparelho mecânico, ou associação de aparelhos, destinados a provocar a abertura dos contactos quando a corrente diferencial-residual atingir, em condições especificadas, um dado valor.

Os dispositivos diferenciais podem ser interruptores diferenciais, disjuntores diferenciais, ou uma combinação de diversos elementos separados, concebidos para detetar e medir a corrente diferencial-residual e para estabelecer ou interromper a corrente.

ii) Enquadramento normativo

- Interruptor diferencial sem proteção incorporada contra sobreintensidades

Norma EN 61008 - Interruptores diferenciais, sem proteção contra sobreintensidades incorporada, para usos domésticos e análogos (RCCBs).

Parte 1: 2012 (Ed. 3) - Requisitos gerais.

Parte 2-1: 1994/A 11:1998/CORRIGENDUM Mar:1999 - Norma particular para interruptores funcionalmente independente da tensão de alimentação.

- Disjuntor diferencial com proteção incorporada contra sobreintensidades

Norma EN 61009-1:2012 (Ed. 3) - Interruptores diferenciais, com proteção contra sobreintensidades incorporada, para usos domésticos e análogos (RCBO's). Parte 1:Requisitos gerais.

11. Contactor (mecânico)

i) Definição

Um contactor mecânico é um aparelho mecânico de conexão com uma única posição de repouso, comandado de outra forma do que amão, capaz de estabelecer, de suportar e de interromper as correntes nas condições normais de funcionamento do circuito, incluindo as condições de funcionamento em sobrecarga.

ii) Enquadramento normativo

- Contactores eletromecânicos para uso doméstico e análogo

Norma NP EN 61095:2013 (Ed. 1) - Contactores eletromecânicos para uso doméstico e análogo.

A norma é aplicável aos contactores eletromecânicos de corte no ar para utilização doméstica e análoga, cujos contactos principais se destinam a serem conectados a circuitos de tensão estipulada que não ultrapasse os 440 V corrente alternada (entre fases) com uma corrente de funcionamento estipulada inferior ou igual a 63 A para a categoria de utilização AC-7a e 32 A para as categorias de utilização AC-7b e AC-7c, e com uma corrente de curto-circuito condicional inferior ou igual a 6 kA.

- Contactores de uso industrial

Norma EN 60947 - Aparelhagem de baixa tensão.

Parte 1: 2007/A 1:2011 - Regras gerais.

Parte 4-1:2010 (Ed. 3)/A1:2012 (Ed. 1) - Contactores e arrancadores de motores - Contactores e arrancadores de motores eletromecânicos.

Parte-4-2:2000 (Ed. 2)/A1:2002 (Ed. 2)/A2:2006 (Ed. 2.0): Contactores e arrancadores de motores - Graduadores e arrancadores com semicondutores para motores de corrente alternada.

Parte 4-3: 2000/A1:2006 (Ed. 1)/A2:2011 (Ed. 1) - Contactores e arrancadores de motores - Graduadores e contactores com semicondutores para cargas, à exceção de

motores, de corrente alternada.

NP 2894:1985 (Ed. 1) - Aparelhos de baixa tensão. Aparelhos de uso industrial. Relés de contactores. Marcação de terminais, número e letra de identificação.

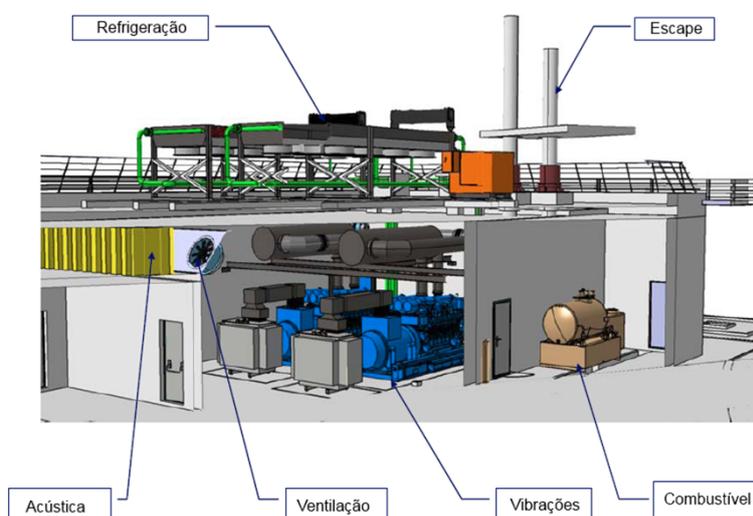
12. Considerações Finais

A necessidade de constante atualização de conhecimentos, imposta quer pela evolução técnica, tecnológica e concecional das instalações, materiais e equipamentos, quer pela evolução regulamentar e normativa é um desafio para os diversos agentes da área eletrotécnica.

No presente artigo pretendeu-se sistematizar o atual enquadramento normativo relativo à aparelhagem de proteção, comando e seccionamento de baixa tensão.



www.hager.pt

ENERGIA EM QUALQUER SITUAÇÃO.**GRUPOS ELETROGÊNEOS.****1. Enquadramento**

O modelo de sociedade em que vivemos depende em grande medida de uma fonte de energia elétrica ininterrupta, estável e capaz. Tanto no sector industrial, comercial como residencial, a contínua disponibilidade de energia tem um papel de extrema importância na segurança e conforto das pessoas.

Assim, e nos momentos de interrupção da alimentação de energia pela rede de distribuição principal, quer por motivos de falha, manutenção ou outros, um grupo eletrogéneo de emergência apresenta-se, muitas das vezes, como a solução para o problema. Torna-se portanto vital o correto dimensionamento e instalação do equipamento de forma a garantir a longevidade do mesmo, bem como a fiabilidade e estabilidade desta fonte de energia.

Iremos abordar neste artigo, de forma muito sucinta, quais os principais critérios que deverão ser tomados em conta no dimensionamento de um grupo eletrogéneo.

Como referência de qualidade, tomar-se-ão características referentes aos equipamentos do fabricante francês SDMO, terceiro maior fabricante no mundo, e representado em Portugal e em Angola em exclusivo pela Auto Sueco.

Numa fase inicial de projeto, deverão ser analisados os seguintes pontos:

- Definição das cargas a alimentar em socorro e em segurança, e quais as variações máximas de frequência ou tensão admissíveis;
- Espaço disponível para a central de energia (instalação em sala técnica, instalação no exterior, etc...);
- Nível sonoro desejado;
- Arrefecimento do equipamento e ventilação da sala técnica;
- Circuito de escape;
- Disposição dos equipamentos de forma a respeitar os acessos necessários para a manutenção;
- Restrições técnicas associadas à instalação (condições climáticas, ambientes poeirentos ou agressivos, proximidade de zona costeira, acessos, proximidade de edifícios, etc...);
- Legislação em vigor.

2. Potência do equipamento

De acordo com a norma ISO8528-1, a potência de um grupo eletrogéneo define-se como potência de saída disponível para as cargas do utilizador, excluindo a potência elétrica absorvida pelos serviços auxiliares. É expressa em kW, com um fator de potência de 0,8 e consoante o tipo de utilização, classifica-se em:

- Potência de Emergência – Standby Power (ESP)
- Potência contínua limitada (LTP)
- Potência prime (PRP)
- Potência contínua (COP)

Por limitação de espaço neste artigo, vamos resumir os tipos de potência mais utilizados no mercado e que servem de base ao nosso dimensionamento.

- Potência de Emergência – *Standby Power* (ESP)

É utilizada em instalações alimentadas por uma rede de distribuição fiável. A potência de emergência aplica-se quando o G.E. alimenta cargas variáveis durante a interrupção de energia. É a potência máxima disponível, sob carga variável, que um grupo eletrogéneo é capaz de debitar, desde que por um período inferior a 200h/ano e salvaguardando-se os devidos períodos para manutenção.

A figura 1 ilustra o significado da potência de emergência.

- Potência Prime (PRP)

É utilizada em instalações onde a rede de distribuição não está disponível ou a mesma falha frequentemente.

É a potência máxima disponível, sob carga variável, que um grupo eletrogéneo é capaz de debitar por um número de horas ilimitadas ao ano. A potência média a cada período de 24h não deverá ser superior a 70% da potência máxima principal (salvo acordo com o fabricante do motor).

A figura 2 ilustra o significado da potência *Prime*.

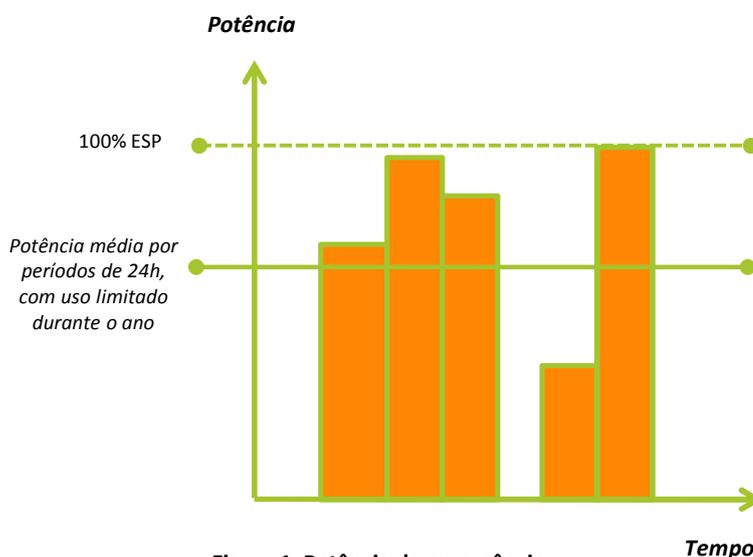


Figura 1. Potência de emergência

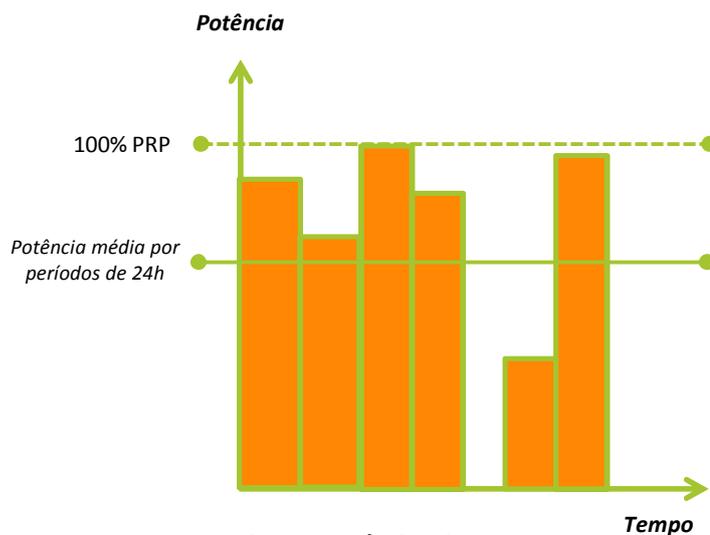


Figura 2. Potência *Prime*

Nota: Os fabricantes dos motores permitem uma sobrecarga de 10% (1hora a cada 12 horas), de acordo com a ISO3046.

- **Potência Contínua (COP)**

É utilizada em situações nas quais o grupo, ou os grupos, trabalham como central produtora de energia. A potência COP está disponível por um número ilimitado de horas ao ano para alimentar cargas não variáveis. Deverão ser salvaguardados períodos de interrupção para a manutenção dos equipamentos conforme preconizado pelo fabricante.

A figura 3 ilustra o significado da potência contínua.

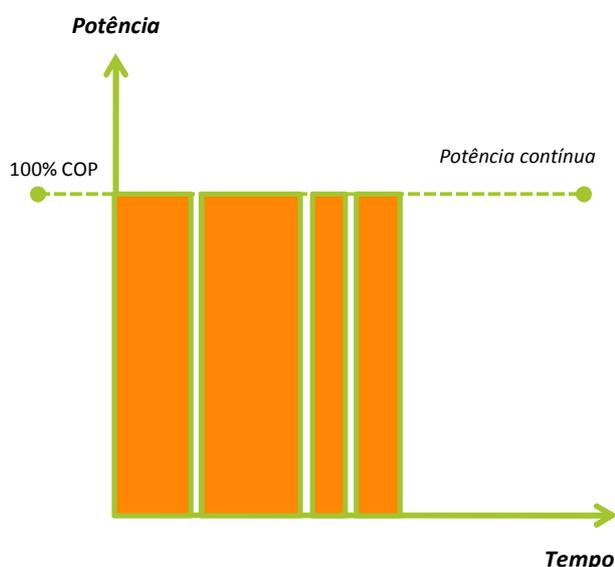


Figura 3. Potência contínua

Nota: Para todas as situações, recomenda-se uma carga mínima de 30% de forma a evitar que se verifique a vidragem das camisas dos cilindros, com os restantes problemas que daí advêm.

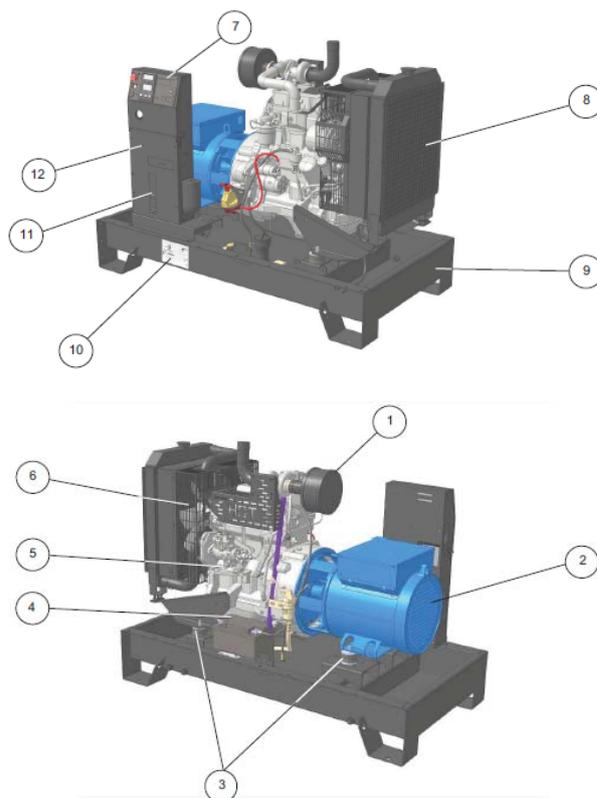
3. Constituição de um grupo eletrogéneo

Um G.E. pode ser instalado no interior de uma sala técnica ou no exterior. Quando instalado no interior de um edifício, o Regulamento Técnico de Segurança contra Incêndio em Edifícios especifica que os grupos não podem ser instalados numa cota inferior à do piso imediatamente abaixo do piso de referência, nem a uma altura superior a 28m.

Da mesma forma, o depósito diário de gasóleo, se instalado na sala do G.E., deve ter uma capacidade não superior a 500 litros de capacidade.

De forma a prolongar a autonomia de funcionamento, poderão ser previstas cisternas exteriores, com um sistema de trasfega de combustível. Se o comando da trasfega for automático, deverá ser prevista uma proteção de nível baixo na cisterna exterior de forma a proteger o grupo de bombagem.

Na sua essência, um grupo eletrogéneo é constituído pelos componentes indicados na figura 4.



- 1 Filtro de ar
- 2 Alternador
- 3 Apoios antivibráticos
- 4 Bateria de arranque
- 5 Motor de combustão interna
- 6 Grelha de proteção das partes quentes
- 7 Painel de comando
- 8 Radiador
- 9 Chassis
- 10 Chapa de características
- 11 Disjuntor de proteção
- 12 Armário de potência

Figura 4. Constituição de um grupo eletrogéneo

4. Instalação em sala técnica

Iremos de seguida abordar alguns dos aspetos a ter em atenção para a instalação de um G.E. na sala técnica.

- Dimensões da sala

A sala deverá possuir dimensão suficiente para instalação de todos os equipamentos, nomeadamente, grupos geradores, depósitos, silenciosos de escape, baterias, armários, etc.

Deverá ser previsto um espaço livre em volta do G.E. de aproximadamente 1 metro, o qual é indispensável para efetuar a manutenção do equipamento sem obstáculos. Caso se trate de um grupo canopiado no interior de uma sala, deverá garantir-se espaço suficiente para a plena abertura das portas de acesso ao grupo.

- Assentamento

Um GE em funcionamento produz uma determinada quantidade de energia vibratória. Estas vibrações poderiam ser transmitidas à laje por intermédio do chassis, no entanto, dado que todos os grupos eletrogéneos SDMO possuem apoios antivibráticos entre o motor de combustão e o chassis consegue-se evitar que as vibrações se transmitam à estrutura do edifício, dispensando suportes específicos.

A laje sobre qual são assentes os grupos deverá ser suficientemente resistente para suportar o peso dos equipamentos, e deverá estar perfeitamente nivelada.

- Tubagem de escape

As tubagens de escape dos grupos eletrogéneos devem ser dimensionadas de forma a conduzir até ao exterior os gases de escape produzidos pela combustão do motor. No seu dimensionamento, particular atenção deverá ser dada a:

- Contrapressão máxima admissível pelo motor;
- Perda de carga do silenciador de escape;

- Perda de carga pelo traçado da tubagem e acessórios (curvas, purgas, “chapéu” final, etc...)
- Localização onde termina a tubagem, evitando-se a proximidade de janelas, varandas, paredes brancas, etc...)

A tubagem de escape deverá ter o traçado o mais curto possível assim como o menor número de curvas, de forma a limitar a perda de carga que num grupo gerador pode variar entre os 4,9 e os 9,8 kPa de perda máxima admissível.

Como critério geral, o diâmetro deverá ser no mínimo o diâmetro da saída do silenciador de escape e a velocidade dos gases não deve superar 20 m/s em contexto residencial e 40m/s em unidades fabris. De forma a assegurar a segurança das pessoas, a tubagem deverá ser isolada termicamente dado que os gases à saída do motor poderão rondar os 600°C.

Devido às vibrações características de um motor de combustão interna, bem como à dilatação da tubagem de escape após aquecimento, torna-se necessário incorporar à saída dos coletores de escape um compensador de dilatação/flexível. Desta forma, evita-se a propagação de vibrações pela tubagem, conseguindo-se menor ruído perceptível e evitando desapertos nas fixações da tubagem.

A figura 5 ilustra uma instalação de um GE em sala técnica.



Figura 5. Instalação de um grupo eletrogéneo em sala técnica

- Ventilação da Sala Técnica

A ventilação da sala técnica tem por objetivo:

- Conduzir o ar fresco até ao motor necessário à combustão;
- Arrefecimento do radiador;
- Evacuação do ar quente irradiado pelo motor, alternador, tubagem de escape, etc.

A solução mais usual para o arrefecimento do motor é através de um radiador montado sobre o chassis e um ventilador acoplado. Este método é frequentemente considerado o sistema de arrefecimento com maior fiabilidade e com menor custo, pois requer o mínimo de equipamentos auxiliares, tubagens adicionais, líquido de refrigeração, sistemas de controlo, etc. Tipicamente, o ventilador é acionado mecanicamente pelo motor, simplificando ainda mais a instalação. Em determinadas situações poderá ser proveitoso ter um ventilador acionado eletricamente, o que permitirá um controlo da velocidade do mesmo. É uma solução particularmente interessante em climas frios, pois permite que o motor atinja a sua temperatura de funcionamento de forma mais rápida.

Podemos ter ainda outros métodos de arrefecimento, tais como permutadores de calor montados sobre o chassis com radiadores remotos. Este radiador poderá ser colocado na cobertura do edifício, ou outro local com franca passagem de ar fresco. Desta forma conseguir-se-á reduzir o caudal de ar necessário na sala técnica, obtendo menores áreas de admissão, exaustão, e menor ruído nas áreas envolventes. Dependendo da altura manométrica a que se instala o radiador, poderá ser necessário instalar, ou não, um permutador de calor. Esta é, no entanto, uma solução de elevado investimento, pelo que é usada somente em projetos especiais.

A figura 6 ilustra um exemplo de um sistema de refrigeração de um grupo eletrogéneo.

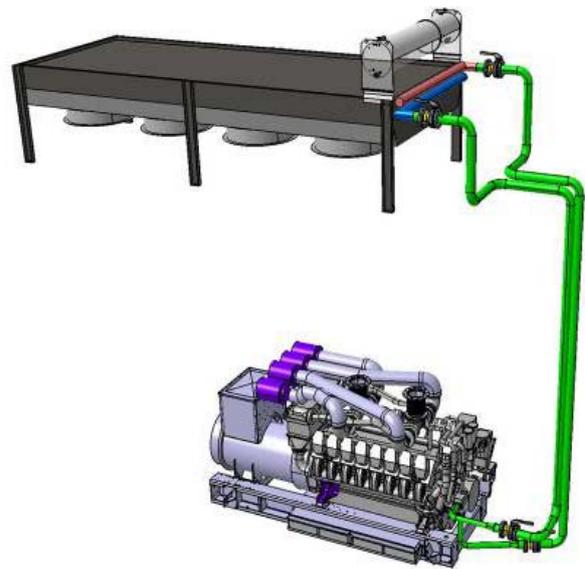


Figura 6. Sistema de refrigeração de um grupo eletrogéneo

O cálculo do caudal de ar de ventilação necessário dependerá da temperatura desejada no interior da sala, bem como os requisitos de operação e combustão do motor. De forma generalista, o caudal de ar necessário para arrefecimento da sala, motor e combustão será dado por:

$$V_{\text{vent}} = V_{\text{adm_ar}} + (Q_{\text{rad_mot}} + Q_{\text{rad_alt}} + Q_{\text{rad_escp}}) / (\rho_{\text{ar}} \times C_{\text{par}} \times \Delta T)$$

Em que:

V_{vent} - Caudal de ar de ventilação necessário (m³/min)

$V_{\text{adm_ar}}$ - Caudal de ar de combustão do motor (m³/min)

$Q_{\text{rad_mot}}$ - Potência calorífica irradiado pelo motor (kWt)

$Q_{\text{rad_alt}}$ - Potência calorífica irradiado pelo alternador (kWt)

$Q_{\text{rad_escp}}$ - Potência calorífica irradiado pela tubagem de escape (kWt)

ρ_{ar} - Densidade do ar (1,127 kg/m³ a 40°C)

C_{par} - Calor específico do ar a pressão constante (1,014 MJ/kg.°C)

ΔT - Aumento admissível de temperatura (°C)

O sistema deverá ser dimensionado para que a temperatura no interior da sala seja inferior a 50°C, idealmente 40°C, de forma a evitar quebras de potência do motor por admissão de ar com elevada temperatura.

Após obtermos o caudal de ar necessário, será necessário dimensionar as grelhas de admissão e exaustão para que o ar tenha uma velocidade que permita limitar a perda de carga e o nível sonoro. De uma forma geral, tenta-se respeitar uma velocidade de aproximadamente 3,5 m/s.

A figura 7 ilustra o circuito de refrigeração de um grupo eletrogéneo.

5. Conclusão

Como nota final, muitos outros aspetos poderiam ser abordados quanto ao dimensionamento, instalação e exploração de um grupo eletrogéneo. O principal a reter deste artigo será o facto de que devido à especificidade deste equipamento, cada instalação será sempre única e distinta das anteriores. No entanto, o fabricante/fornecedor do equipamento disporá de todas as ferramentas necessárias para prestar um apoio completo na conceção, montagem e manutenção do grupo eletrogéneo, de forma a garantir uma fonte de energia a toda a prova.

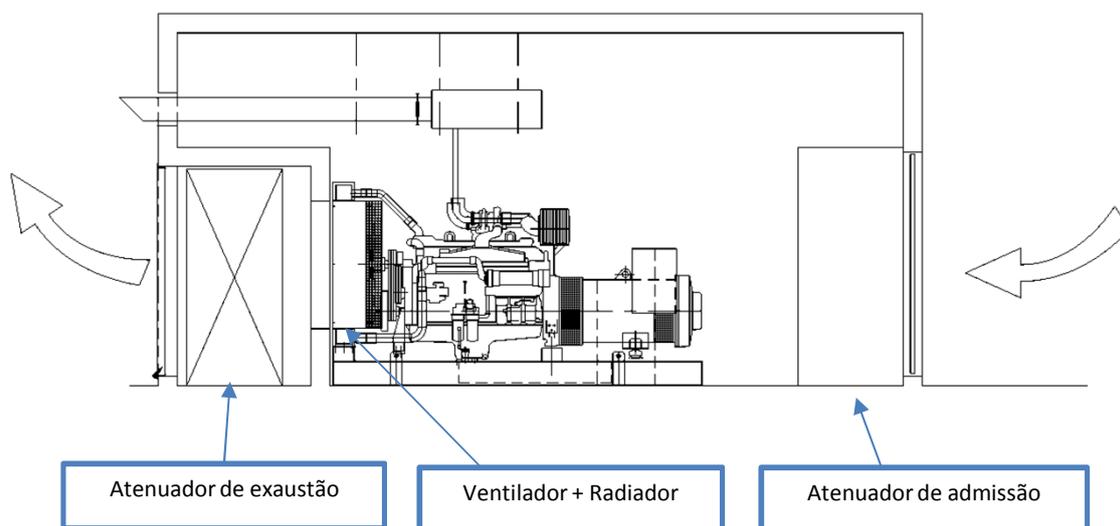


Figura 7. Circuito de refrigeração de um grupo eletrogéneo



INTERRUPTORES (MECÂNICOS) PARA INSTALAÇÕES ELÉTRICAS FIXAS, DOMÉSTICAS E ANÁLOGAS

1. Aspetos gerais

Um interruptor (mecânico) é definido como um aparelho mecânico de conexão capaz de estabelecer, de suportar e de interromper correntes nas condições normais do circuito, incluindo, eventualmente, as condições especificadas de sobrecarga em serviço.

É um aparelho que é ainda capaz de suportar, num tempo especificado, correntes nas condições anormais especificadas para o circuito, tais como as resultantes de um curto-circuito.

Pode ser capaz de estabelecer correntes de curto-circuito mas não de as interromper.

Os interruptores de baixa tensão são divididos nos seguintes tipos principais:

- Interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas;
- Interruptores de uso industrial.

Os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas observam o disposto na norma NPEN60669.

A Norma EN 60669 aplica-se a interruptores de comando manual de uso comum para corrente alternada, de tensão estipulada igual ou inferior a 440 V e de corrente estipulada igual ou inferior a 63 A, destinados a instalações elétricas fixas, domésticas e análogas, interiores ou exteriores.

2. Classificação quanto às ligações possíveis

Quanto às ligações possíveis, os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos tipos indicados na Tabela 1.

3. Classificação quanto à distância de abertura dos contactos

Quanto à distância de abertura dos contactos, os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas podem ser classificados nos seguintes tipos:

- Interruptores de distância normal de abertura dos contactos;
- Interruptores de pequena distância de abertura dos contactos;
- Interruptores de muito pequena distância de abertura dos contactos;
- Interruptores sem distância de abertura dos contactos.

Designação	Número de função
Interruptores unipolares	1
Interruptores bipolares	2
Interruptores tripolares	3
Interruptores tripolares com corte de neutro	03
Comutadores de escada	6
Comutadores de lustre	5
Comutadores de escada com posição de desligar	4
Comutadores de escada bipolares	6/2
Inversores de grupo	7

Poderão montar-se vários interruptores, com funções idênticas ou diferentes, numa base comum.

O número de função em que existe uma posição de desligar é também aplicável a botões de pressão e a interruptores de contato momentâneo.

Tabela 1. Classificação quanto às ligações possíveis dos interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas

4. Classificação quanto ao grau de proteção contra os efeitos prejudiciais devidos à penetração de água

Quanto ao grau de proteção contra os efeitos prejudiciais devidos à penetração de água, os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- IPX0;
Interruptores sem proteção contra a penetração de água;
- IPX4;
Interruptores protegidos contra a projeção de água;
- IPX5.
Interruptores protegidos contra jatos de água.

5. Classificação quanto ao grau de proteção contra o acesso a partes perigosas e contra os efeitos prejudiciais devido à penetração de corpos sólidos estranhos

Quanto ao grau de proteção contra o acesso a partes perigosas e contra os efeitos prejudiciais devidos à penetração de corpos sólidos estranhos os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- IP2X;
Interruptores protegidos contra o acesso às partes perigosas com um dedo e contra os efeitos prejudiciais devidos à penetração de corpos sólidos estranhos de diâmetro igual ou superior a 12,5 mm;
- IP4X;
Interruptores protegidos contra o acesso às partes perigosas com um fio e contra os efeitos prejudiciais devidos à penetração de corpos sólidos estranhos de diâmetro igual ou superior a 1,0 mm;
- IP5X.
Interruptores protegidos contra o acesso às partes perigosas com um fio e protegidos contra a penetração de poeira.

6. Classificação quanto ao processo de manobrar o interruptor

Quanto ao processo de manobra os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- Interruptores rotativos;
- Interruptores de alavanca;
- Interruptores de tecla basculante;
- Interruptores de botão de pressão;
Interruptor de comando em que o órgão de manobra é acionado através de uma força exercida por uma parte do corpo humano, geralmente o dedo ou a palma da mão, tendo capacidade para armazenar a energia necessária para regressar ao seu estado inicial, utilizando por exemplo uma mola.
- Interruptores de cordão.
Interruptor manobrado por meio de um cordão que altera o estado dos contactos, quando tracionado.

7. Classificação quanto ao tipo de montagem

Quanto ao tipo de montagem os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- Interruptores para montagem saliente;
Interruptor que depois de ser instalado se encontra completamente acima da superfície de instalação.
- Interruptores para montagem embebida;
Interruptor que se destina principalmente a ser instalado numa caixa de aparelhagem para instalação embebida.
- Interruptores para montagem semi-embebida;
Interruptor que se destina principalmente a ser instalado numa caixa de aparelhagem para instalação semiembebida.
- Interruptores para montagem em painel;
Interruptor que se destina principalmente a ser instalado num painel que possui uma abertura através da qual o interruptor fica acessível.
- Interruptores para montagem em ombreira de porta.
- Interruptor com um espelho de dimensões que permitem a sua instalação numa ombreira de porta.

8. Classificação quanto ao método de instalação

Quanto ao método de instalação, como consequência da concepção os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- Interruptores cuja tampa ou espelho pode ser retirado sem deslocamento dos condutores (concepção A);
- Interruptores cuja tampa ou espelho não pode ser retirado sem deslocamento dos condutores (concepção B).

9. Classificação quanto ao tipo de ligadores

Quanto ao tipo de ligadores os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas são classificados nos seguintes tipos:

- com ligadores roscados, que são ligadores em que o aperto das almas de um ou vários condutores exteriores rígidos ou flexíveis é feito por meio de elementos roscados;
- com ligadores não roscados exclusivamente para condutores rígidos;
- com ligadores não roscados para condutores rígidos e flexíveis.

10. Características estipuladas

- Tensão estipulada

Os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas devem ter, de preferência, as tensões estipuladas de 250 V e 400 V.

- Corrente estipulada

Os interruptores para instalações elétricas fixas, domésticas e análogas devem ter, de preferência, valores de corrente estipulada de 6 A, 10 A, 16 A, 20 A, 25 A, 32 A, 40 A, 45 A, 50 A e 63 A.

11. Principais elementos constituintes

A Figura 1 mostra os principais elementos constituintes de um interruptor para instalações elétricas fixas, domésticas ou análogas, de alavanca, para montagem em painel (calha simétrica).



Figura 1. Principais elementos constituintes de um interruptor para instalações elétricas fixas, domésticas ou análogas de alavanca, de montagem em painel

A Figura 2 mostra os principais elementos constituintes de um interruptor para instalações elétricas fixas, domésticas ou análogas, de tecla basculante, de montagem embebida.



Figura 2. Principais elementos constituintes de um interruptor para instalações elétricas fixas, domésticas ou análogas de tecla basculante, de montagem embebida

Página deixada intencionalmente em branco!

ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA: INSTALAÇÕES ELÉTRICAS COM MINIPRODUÇÃO



Resumo

A qualidade da energia como pilar do sistema elétrico nacional é um fator de elevada exigência quanto à sua gestão. Com a implementação da microgeração numa 1.ª fase (DL 363/2007) e a miniprodução numa 2.ª fase (DL 34/2011), a gestão da qualidade de energia na rede elétrica tornou-se ainda mais complexa, dificultando a ação dos layers do SEN, desde a produção à entrega no cliente final.

1. Enquadramento

Com a necessidade de cumprimento das metas de Quioto, Portugal tornou-se um exemplo na concretização das mesmas, sendo vanguardista quer na criação de parques eólicos quer na conceção de empresas capazes de se posicionarem nos lugares cimeiros na disputa da sustentabilidade a nível global (como é o caso da EDP Renováveis). Na cauda da produção eólica, seguiu-se a produção de energia através do sol, tendo sido criados mecanismos de promoção e bonificação para implementação de produção de energia através de fontes renováveis junto dos locais de consumo, inicialmente em habitações com pequenos sistemas até 3,68 kVA, promovidos pela Lei da microprodução (DL 363/2007) e mais

tarde alargados ao setor Terciário através da Lei da miniprodução (DL 34/2011) com sistemas de maior dimensão e complexidade até 250 kVA. Atualmente já existe a Lei do autoconsumo (DL 153/2014) que promove a instalação de sistemas até 1 MVA. Apesar dos Decretos permitirem a utilização das várias fontes renováveis, a tecnologia fotovoltaica destacou-se na escolha dos produtores pela sua simplicidade e custo, quer na instalação e na exploração, quer na previsão de produção ao longo do contrato de compra e venda de energia, permitindo o cálculo e dimensionamento das centrais de forma técnico-financeiramente fiável.

No entanto, a elevada expansão destes sistemas na rede elétrica fez com que surgissem várias anomalias técnicas quer para o distribuidor, quer para o produtor, sendo que na sua maioria, o produtor é a entidade mais afetada pela imposição normativa e regulamentar existente desde a produção de equipamentos à instalação e exploração, que protegem em primeiro lugar a rede elétrica e a segurança da mesma em detrimento da continuidade de serviço das instalações de miniprodução, o que afeta diretamente a rentabilidade destas instalações mas que, não existe ainda

contornar sem que algumas exceções sejam abertas nomeadamente no Regulamento de Qualidade de Serviço e na EN 50160. Por outro lado, o panorama das instalações elétricas particulares em Portugal, na sua maioria, são de dois tipos, envelhecidas, que foram crescendo sem planeamento e sem regra e que por isso possuem canalizações desgastadas, com fugas de isolamento, máquinas com pouca eficiência, sem manutenção e com um risco de avaria elevados, ou então, são instalações elétricas recentes com eletrónica de potência, abundantes em cargas não lineares. Num caso ou no outro, a qualidade da energia nestas instalações é por si só um fator preocupante para elas mesmas, quando instalamos centrais fotovoltaicas de miniprodução neste tipo de instalações elétricas, a qualidade de energia afeta o rendimento das centrais fotovoltaicas de forma preocupante. Até à data, as paragens de serviço das centrais de produção em regime de miniprodução, eram associadas à qualidade dos equipamentos instalados, má configuração do sistema e em muitos casos sem razão aparente. O presente artigo pretende elucidar para o facto de que a má qualidade das instalações elétricas e consequente má qualidade da energia que nelas transita, afeta diretamente e com grande impacto a rentabilidade das centrais de miniprodução associadas ao mesmo ponto de interligação.

2. Anomalias Frequentes

A rentabilidade de uma central fotovoltaica de minigeração, está diretamente relacionada com o número de horas de funcionamento. As horas de funcionamento têm como base vários fatores, entre os quais, a radiação solar que depende da zona geográfica, sombreamentos e manutenção, etc. Estes fatores incidem sobre o gerador fotovoltaico (lado DC da central a montante do inversor), no entanto existem fatores do lado AC (a jusante do inversor) que também afetam as horas de funcionamento da central fotovoltaica sendo esse o nosso objeto de estudo. Toda a rede elétrica a jusante do inversor (lado AC) respeita as Normas de Segurança e Qualidade de Energia impostas pela Norma EN 50160 que apesar de exigente, possui algumas lacunas onde cabalmente aparecem as anomalias que provocam a

descontinuidade de serviço das centrais fotovoltaicas de Minigeração. Numa instalação elétrica particular (figura 1), a má qualidade de energia intrínseca não se fazia notar de forma evidente, visto que é no ponto de interligação com a Rede pública que se fazem notar os seus efeitos, e como a rede pública possui uma potência muito superior à instalação de utilização particular, as anomalias não tendo dimensão suficiente, são absorvidas pela rede pública de forma discreta.

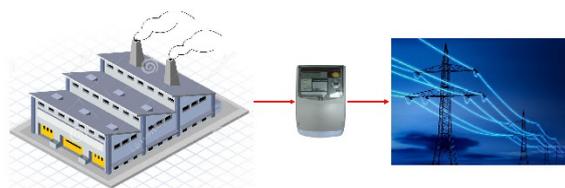


Figura 1. Instalação de utilização particular ligada à rede pública de eletricidade

Se ao ponto de interligação adicionamos uma central de produção fotovoltaica (figura 2) em que a sua potência é inferior à potência da instalação de utilização particular, as anomalias tendem para a central de produção, afetando as suas proteções, medições e rendimentos, resultando em grandes perdas de produção e envelhecimento precoce dos equipamentos e canalizações, colocando em causa a sua esperança de vida e o retorno do investimento.

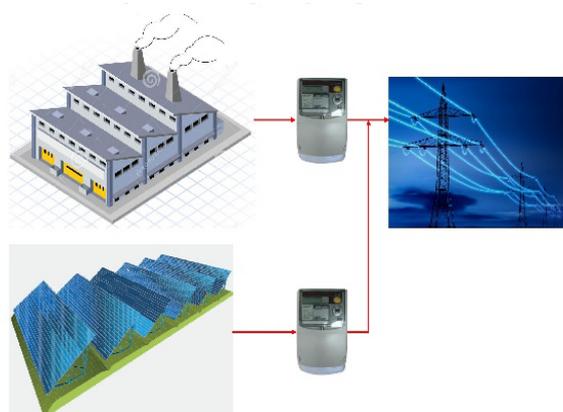


Figura 2. Instalação de utilização particular com miniprodução ligada à rede pública de eletricidade

2.1. Sub e Sobretensões

Tem sido verificado já desde a microgeração um efeito elevatório na amplitude da tensão sempre que existe uma central fotovoltaica instalada num mesmo ponto de interligação de uma instalação de utilização particular com a RESP. Este efeito verifica-se essencialmente em instalações elétricas de baixa potência com central de produção, ligadas em fim de linha a redes elétricas do tipo radial. As sobretensões em situações deste tipo, verificam-se sempre que a carga na rede é baixa, quando por sua vez a produção da central é alta. Neste caso a amplitude da corrente elétrica que percorre a rede radial no sentido “rede – ponto de consumo” é de tal forma pequena que a queda de tensão entre a subestação e o ponto de interligação com a miniprodução é também ela pequena.

Posto isto, com uma diferença de potencial quase nula entre a central de produção e a subestação e a impedância da rede sendo ela também elevada, o nível de tensão no ponto de interligação tende a subir chegando a valores extrarregulamentares, provocando a saída de serviço do inversor fotovoltaico por máximo de tensão. O mesmo acontece se o cenário for o inverso, se o consumo na rede for de tal forma elevado e a produção de tal forma baixa que a queda de tensão entre a subestação e o ponto de interligação da produção for de tal forma elevada que o nível da tensão atinge valores inferiores ao limite mínimo regulamentar provocando a saída de serviço do inversor fotovoltaico por mínimo de tensão.

Posto isto, as paragens de serviço provocadas por sub ou sobretensões nas centrais fotovoltaicas de miniprodução, e porque na sua maioria acontecem nos períodos de maior rendimento fotovoltaico, são anomalias sem impacto técnico, visto que não provocam qualquer efeito nefasto nos equipamentos e canalizações, mas com grande impacto económico na rentabilidade financeira da central pela redução das horas de produção.

2.2. Cavas de Tensão

As cavas de tensão (figura 3) são de igual forma anomalias

verificadas na amplitude da tensão, no entanto ocorrem de forma brusca com descida da tensão para valores inferiores a 10% e períodos inferiores a 1s.

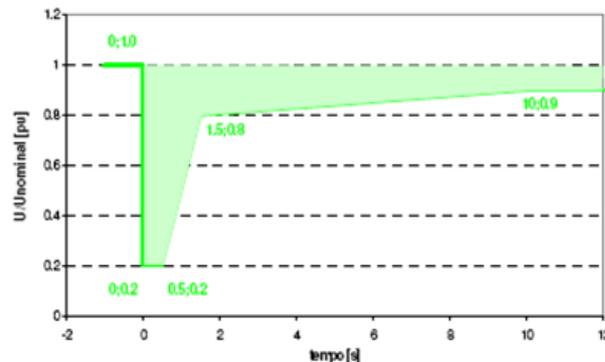


Figura 3. Cava de tensão

Estas ocorrências, frequentes em toda a rede elétrica, desde a baixa à alta tensão, têm mais influência em centrais fotovoltaicas de Minigeração interligadas à RESP em Média tensão. Se por um lado as cavas de tensão ocorrem também em baixa tensão, mas de forma tão rápida que os inversores fotovoltaicos não são capazes de ler a quebra de tensão, por outro, em centrais ligadas em Média tensão, que são protegidas no ponto de interligação pelo relé de proteção configurado pelo distribuidor para atuação igual a 1s, as cavas de tensão, provocam a saída de serviço da central fotovoltaica por disparo do relé de proteção da interligação (figura 4). Este tipo de anomalias provoca saídas de serviço da central de miniprodução que na prática traduzem-se mais uma vez em custos por falta de produção, agravados neste caso pela necessidade de deslocação de equipas técnicas habilitadas para a manobra de quadros de média tensão.

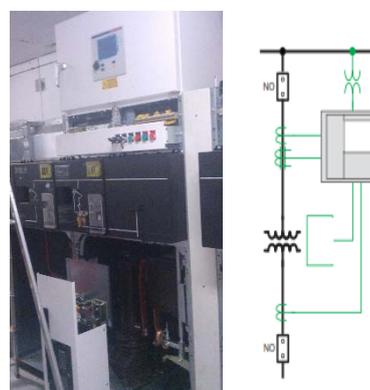


Figura 4. Relé de proteção da interligação

2.3. Harmônicos

Cada vez mais, as instalações elétricas particulares, principalmente em edifícios de serviços e industriais, possuem cargas não lineares. Os edifícios de serviços possuem cargas predominantemente do tipo, computadores, impressoras, iluminação com balastros eletrônicos, servidores informáticos, etc, também os edifícios industriais possuem cada vez mais máquinas com controladores eletrônicos do tipo variadores de velocidade, quadros de comando com fontes comutadas, sistemas de climatização com variador de velocidade, são também cada vez mais informatizados e por consequência necessitam também estes de grandes servidores informáticos. Todas estas cargas, são a receita ideal para que a corrente elétrica consumida por estas cargas nas instalações particulares possua uma distorção relativamente à tensão que a RESP disponibiliza à entrada da instalação. A este efeito chama-se distorção harmônica. A distorção harmônica provocada na rede interna das instalações elétricas particulares, provocada pelas cargas dessas mesmas instalações promove a circulação de correntes harmônicas no sentido da fonte de energia que é a RESP, no entanto, quando aplicamos uma central de miniprodução no ponto de interligação dessas instalações com a RESP, as correntes harmônicas tendem para a fonte de produção com menor impedância, sendo esta a miniprodução. Quando uma instalação elétrica possui uma distorção harmônica elevada, as correntes harmônicas que tendem para a miniprodução podem atingir valores de tal forma elevados que as anomalias verificadas, são bastante preocupantes e colocam em risco o funcionamento e a segurança da central de miniprodução. São muitas vezes verificadas as seguintes anomalias:

- Disparo intempestivo das proteções

A presença de correntes harmônicas na canalização elétrica de uma miniprodução inserida numa instalação elétrica com distorção harmônica, possui um efeito destrutivo nas proteções e nas respetivas canalizações, essencialmente se estivermos na presença de harmônicos de 3.^a e 5.^a ordem, visto que o valor eficaz da corrente (RMS) que percorre a canalização e respetiva proteção cresce exponencialmente

provocando aquecimento e conseqüente fadiga térmica tanto na canalização como na proteção, originando disparos intempestivos das proteções e a médio prazo a rotura da capacidade de isolamento das canalizações e da própria alma condutora.

- Subdimensionamento do condutor de neutro

A presença de correntes harmônicas múltiplas de 3 aparecem somadas no condutor de neutro, chegando muitas vezes a valores superiores ao condutor de fase. Tendo normalmente o condutor de neutro metade da secção do condutor de fase, visto que a miniprodução na sua maioria é de configuração trifásica e de produção equilibrada nas três fases, na presença de correntes harmônicas no condutor de neutro, este estará sub dimensionado face à corrente que o atravessa, originando a curto prazo fadiga térmica e decréscimo da resistência de isolamento.

- Interferência nas medições

A corrente harmônica presente nas canalizações elétricas da miniprodução, pode afetar a capacidade de leitura dos equipamentos de medição, visto que a medição se baseia na leitura da tensão e na leitura da corrente. Portanto, se existir uma distorção entre a corrente e a tensão, o cálculo será distorcido, causando deficiência no funcionamento dos equipamentos. Esta anomalia provoca dificuldade na entrada em funcionamento dos inversores, e desgaste acentuado na eletrônica de potência dos mesmos devido ao trabalho excessivo de comutação. Os equipamentos de contagem de energia exportada para a RESP podem também eles ser afetados e influenciar a contagem.

- Ressonância

Numa grande parte das instalações elétricas particulares, a compensação de energia reativa ou não existe ou, mais grave ainda, é deficiente, sendo por isso verificado uma linha média do fator de potência abaixo do valor desejado (entre 0,97 a 1), este fator associado à presença de harmônicos na instalação elétrica provoca ressonância LC tendo como efeito a amplificação da corrente harmônica que por sua vez tende para a miniprodução provocando as anomalias já referidas.

A compensação do fator de potência deficiente provoca ainda em algumas situações sobre elevação da tensão para valores extrarregulamentares.

Todas estas anomalias, possuem um efeito nefasto na central de miniprodução, provocando saídas de serviço, dificuldade na entrada em serviço, desgaste e destruição das canalizações e proteções e adulteração das medições de energia exportada para a RESP, causando graves perdas financeiras e afetando gravemente a rentabilidade da miniprodução.

3. Casos de estudo

Existem alguns casos de estudo como suporte a este artigo, alguns dos quais iremos apresentar para que seja perceptível o impacto real destas anomalias na rentabilidade das centrais fotovoltaicas de miniprodução e a influência da qualidade de energia no ponto de interligação com a RESP.

3.1. Instalação industrial com miniprodução

A figura 5 mostra a instalação com miniprodução.



Figura 5. Central de miniprodução

Neste caso prático pretende-se demonstrar o impacto das cavas de tensão com origem na RESP. Como o nível de contagem do consumo é em Média tensão (figura 6), o ponto de interligação da miniprodução com a RESP é em Média tensão, o que por si só, elimina possibilidade de interferência da instalação de consumo na miniprodução, no entanto e devido à necessidade de instalação do relé de proteção da interligação e à sua regulação muito exigente

pelo distribuidor, esta instalação apresenta saídas de serviço sempre que ocorre uma cava de tensão na rede elétrica de média tensão.



Figura 6. Posto de transformação de miniprodução

Caraterização da Instalação			
Tipo de Ligação:	Ligação em Média Tensão através de Posto de Transformação de 1200kVA		
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Consumida é em Média Tensão		
Tipo de Instalação	Tipo de cargas	Estado de Conservação da Instalação Elétrica	Compensação da Energia Reativa
Indústria Metalomecânica	Máquinas de Corte de Chapa	Em excelente estado.	O quadro de compensação de Energia Reativa é atual e bem dimensionado
	Desenroladores Industriais		
	Pontes Rolantes	Sujeita a manutenção preventiva.	
	Iluminação Fluorescente com balastro eletrónico	Ben dimensionada	
	Variadores de Velocidade		

Quadro 1: Quadro de caraterísticas da instalação elétrica particular de consumo

Caraterização da miniprodução	
Tipo de Ligação:	Ligação em Média Tensão através de Posto de Transformação de 250kVA
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Exportada é em Média Tensão
Potência Instalada:	315 kVA - Fotovoltaico
Potência de Ligação:	250 kVA (Transformador Seco) (248 kVA em Inversores)
Quantidade de Inversores	17 Inversores de Rede (16 un de 15 kVA e 1 un de 8 kVA)

Quadro 2: Quadro de caraterísticas da instalação elétrica de miniprodução

4. Análise Técnico-económica

The screenshot shows the 'Fault Recorder' application window. On the left is a table of events, and on the right are several panels providing details for the selected event (No. 1059).

No.	Ev. No.	Event name	Date	Time
15	9998	Manual trigger	11.03.2014	16:07:01.053
16	9998	Manual trigger	11.03.2014	16:06:58.893
17	1059	ANSI27-1 ttp	28.02.2014	06:10:46.464
18	1059	ANSI27-1 ttp	10.02.2014	12:25:45.767
19	1059	ANSI27-1 ttp	09.02.2014	23:27:00.565
20	1059	ANSI27-1 ttp	07.02.2014	00:36:43.510
21	1059	ANSI27-1 ttp	27.01.2014	07:20:38.785
22	1059	ANSI27-1 ttp	22.01.2014	15:13:02.137
23	1258	ANSI81-1 ttp	10.01.2014	15:56:59.419
24	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	16:51:39.011
25	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	16:51:37.325
26	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	16:22:50.674
27	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	16:22:36.188
28	1059	ANSI27-1 ttp	00.00.0	00:00:00.999
29	1059	ANSI27-1 ttp	00.00.0	00:00:00.999
30	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	12:05:27.840
31	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	12:00:47.066
32	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	12:00:47.064
33	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:52:19.257
34	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:51:50.958
35	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:51:25.812
36	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	11:51:01.368
37	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:44:43.877
38	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:44:30.407
39	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:44:18.621
40	1376	ANSI59N/G-1 ttp	08.01.2014	11:43:12.688
41	1266	ANSI81-2 ttp	08.01.2014	11:39:39.469
42	1266	ANSI81-2 ttp	08.01.2014	11:39:31.237
43	1266	ANSI81-2 ttp	08.01.2014	11:39:23.765
44	1266	ANSI81-2 ttp	08.01.2014	11:39:18.485
45	1059	ANSI27-1 ttp	08.01.2014	11:37:57.283
46	1266	ANSI81-2 ttp	08.01.2014	11:37:57.077

General

Description	Value
Event number	1059
Event name	ANSI27-1 ttp
Date	28.02.2014
Time	06:10:46.464
Pickup source	PT1
Fault phase	L1, L2, L3
Protection step	1
Protection set	1

Voltages

	PT1	PT2	PT3	PT-GND1	Unit
U1	4770.112	0.000	0.000		V
U2	4946.735	0.000	0.000		V
U3	4683.973	0.000	0.000		V
U12	8501.252	0.000	0.000		V
U23	8392.841	0.000	0.000		V
U31	8055.932	0.000	0.000		V
UG				410.633	V
F	50.028	0.000	0.000		Hz

Currents

	CT1	CT2	CT-GND1	Unit
I1	0.081	0.000		A
I2	0.084	0.000		A
I3	0.079	0.000		A
IG			0.000	A

Additional data

Description	Value	Unit
U (SV)	12750.000	V
DT (SV)	0.100	s

Figura 7. Cava de tensão registada pelo relé de proteção da interligação

2014	
Mês	N.º de Dias de Não Produção
Janeiro	2
Fevereiro	4
2015	
Mês	N.º de Dias de Não Produção
Janeiro	3
Abril	1
TOTAL	10

Quadro 3. Número de dias sem produção devido às cavas de tensão

Quantificados os dias de Não Produção registados no quadro 3, para calcular o prejuízo financeiro, é necessário consultar a tabela de produção prevista que serviu de base de cálculo ao investimento.

Fixed system: inclination=30°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	736.00	22800	3.13	97.1
Feb	812.00	22700	3.52	98.5
Mar	1150.00	35800	5.17	160
Apr	1160.00	34700	5.28	158
May	1300.00	40200	5.95	185
Jun	1380.00	41400	6.43	193
Jul	1380.00	42900	6.48	201
Aug	1390.00	43100	6.56	203
Sep	1230.00	36900	5.72	172
Oct	992.00	30800	4.46	138
Nov	713.00	21400	3.09	92.6
Dec	610.00	18900	2.59	80.3
Yearly average	1070	32600	4.87	148
Total for year		391000		1780

Quadro 4. Quadro de produção prevista

Mês	N.º de Dias de Não Produção	Produção Estimada/Dia (kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (kWh)	Tarifa Contratada (€/kWh)	Produção Estimada Perdida/Dia (€)
jan/14	2	736	1472	0,25 €	367,85 €
fev/14	4	812	3248		811,68 €
jan/15	3	736	2208		551,78 €
abr/15	1	1160	1160		289,88 €
TOTAL	10	Total Não Produção (MWh)	8		2 021,19 €

Quadro 5. Quadro de cálculo de perdas de produção

Somado a estes custos a mão de obra das deslocações para reposição de serviço, obtemos para este caso de estudo uma penalização de cerca de 3% na recuperação do investimento (quadro 6).

	Custo (€)	Rendimento Estimado (€)	Peso Parcial (%)	Total de Perdas (%)
Não Produção	1 179,00 €	97 750,00 €	1,21%	2,87%
Mão-de-obra	1 630,00 €		1,67%	

Quadro 6. Total das perdas referentes a esta anomalia

- Soluções

A resolução prática desta anomalia, passa por alterar o tempo de análise do relé de proteção de interligação, no entanto esta medida não é aceite pelo distribuidor, posto isto, de forma a minimizar o impacto, inibiu-se o disparo da proteção da interligação do lado da média tensão, permitindo com isto eliminar a necessidade de deslocação de uma equipa especializada para religação da central, diminuindo de forma expressiva as perdas por não produção.

3.2. Instalação de Serviços com miniprodução

Neste tipo de instalações, e no caso de estudo em particular, a instalação de utilização é bastante antiga, não existindo manutenção preventiva nem melhoria continua. Esta instalação possui graves problemas de qualidade de energia, que por sua vez interferiram gravemente com o funcionamento e exploração da central fotovoltaica de minigeração a ela interligada.



Figura 8. Central fotovoltaica de minigeração em edifício de serviços (Ensino)

Caraterização da Instalação			
Tipo de Ligação:	Ligação em Baixa Tensão através de Posto de Transformação de 430kVA		
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Consumida é em Baixa Tensão		
Tipo de Instalação	Tipo de cargas	Estado de Conservação da Instalação Elétrica	Compensação da Energia Reativa
Industria Metalomecânica	Servidores Informáticos	Bastante degradada Não sujeita a manutenção preventiva	O quadro de compensação de Energia Reativa é bastante antigo e não se encontra ajustado à realidade atual da instalação
	Computadores		
	UPS	Canalizações antigas e sobrecarregadas	
	Iluminação Fluorescente com balastro eletrónico		
Impressoras			

Quadro 7. Quadro de caraterísticas da instalação elétrica particular de consumo

Caraterização da miniprodução	
Tipo de Ligação:	Ligação em Baixa Tensão
Nível da Contagem:	A Contagem de Energia Exportada é em Baixa Tensão
Potência Instalada:	154,25 kVA - Fotovoltaico
Potência de Ligação:	116 kVA
Quantidade de Inversores	8 Inversores de Rede (7 un de 15 kVA e 1 un de 11 kVA)

Quadro 8. Quadro de caraterísticas da instalação elétrica de miniprodução

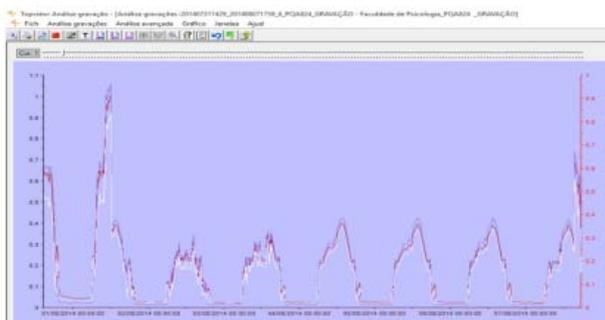


Figura 9. Harmônicos de corrente de 3.ª ordem

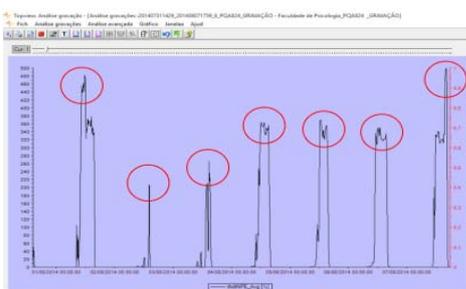


Figura 10. THDI no condutor de neutro

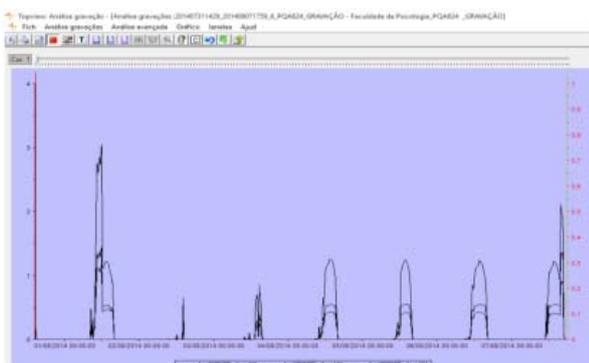


Figura 11. harmônicos múltiplos de 3 no condutor de neutro

Mês	N.º de Dias de Não Produção
Maio	0
Junho	30
Julho	27
Agosto	26
Setembro	7
TOTAL	90

Quadro 9. Número de dias sem produção devido aos disparos intempestivos provocados pela poluição harmónica

Quantificados os dias de Não Produção registados no quadro 9, para calcular o prejuízo financeiro, é necessário consultar a tabela de produção prevista que serviu de base de cálculo ao investimento.

Fixed system: inclination=30°, orientation=20°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	180.00	5590	3.26	101
Feb	197.00	5510	3.63	102
Mar	282.00	8740	5.29	164
Apr	282.00	8460	5.38	161
May	314.00	9740	6.03	187
Jun	331.00	9940	6.50	195
Jul	342.00	10600	6.75	209
Aug	336.00	10400	6.66	207
Sep	300.00	9000	5.89	177
Oct	248.00	7670	4.72	146
Nov	175.00	5250	3.28	98.5
Dec	163.00	5040	2.98	92.4
Yearly average	263	8000	5.04	153
Total for year		95900		1840

Quadro 10. Quadro de produção prevista

Penalizações	Custo (€)	Rendimento Estimado (€)	Peso Parcial (%)	Total de Perdas (€)	Total de Perdas (%)
Não Produção	7 497,00 €	23 750,00 €	31,57%	9 924,13 €	41,79%
Equipamentos	1 577,13 €		6,64%		
Mão-de-obra	850,00 €		3,58%		

Quadro 11. Quadro de cálculo de perdas de produção

Somado a estes custos a mão de obra das deslocações para reposição de serviço e os materiais de substituição necessários para repor os danificados, obtemos para este caso de estudo uma penalização de cerca de 41.79% na recuperação do investimento (quadro 12).

Mês	N.º de Dias de Não Produção	Produção Estimada/Dia (kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (kWh)	Tarifa Contratada (€/kWh)	Produção Estimada Perdida/Mês (€)
Maio	0	314	0	0,2499 €	0,00 €
Junho	30	331	9930		2 481,51 €
Julho	27	342	9234		2 307,58 €
Agosto	26	336	8736		2 183,13 €
Setembro	7	300	2100		524,79 €
TOTAL	90	Total Não Produção (MWh)	30		

Quadro 12. Quadro de cálculo de perdas de produção

Soluções

Na prática a resolução destas anomalias passa por investimentos avultados, pois requerem um estudo mais profundo da instalação elétrica de consumo, obriga a reconfigurações da instalação e investimento em equipamentos tecnológicos e soluções de engenharia que transformariam o investimento em prejuízo a curto prazo.

De forma a minimizar a interferência da poluição harmónica na central fotovoltaica, numa primeira ação deveríamos substituir as proteções do tipo disjuntor para proteções do tipo fusível, isto porque o fusível não possui circuito magnético (bobine), como tal apresenta um elevado grau de imunidade à ação dos harmónicos de corrente. No entanto seria obrigatório, aumentar a secção das fases e igualar a secção do neutro de forma a garantir as condições de compatibilidade eletromagnética e isolamento da canalização elétrica a longo prazo. Seria importante ainda, neste caso em concreto, ajustar a compensação do fator de potência de forma evitar a ressonância e consequente amplificação dos harmónicos de corrente na instalação elétrica particular.

4. Conclusão

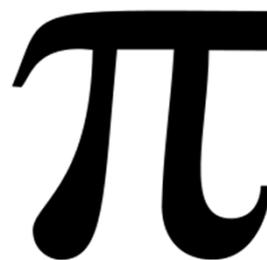
É importante sublinhar que, instalar uma miniprodução numa qualquer instalação de consumo, não devem ser analisadas apenas as condições de instalação, como se percebe neste artigo, existe um risco elevado de quebras de produção provocadas pela má qualidade da rede elétrica da instalação de consumo e também, apesar de ser em menor escala, da rede elétrica de distribuição, quebras essas que afetam técnico-financeiramente a rentabilidade das instalações e podem até colocar em risco a segurança das instalações e utilizadores. Posto isto é importante retirar deste estudo a necessidade de avaliar estes riscos aquando da análise prévia da instalação, precavendo tecnicamente o projeto e desenvolvimento da solução a instalar, tendo em conta o tipo de instalação de consumo e o seu estado de exploração.

Neste tipo de soluções, qualquer percentagem mínima afeta a rentabilidade da miniprodução, sendo uma solução com esperança de vida de 25 anos, torna-se primordial a sua exploração em harmonia com a instalação de consumo.

Bibliografia

- [1] TAVARES, Hugo—ISEP, Regimes de Neutro em Média Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. Porto, 2013.
- [2] ENERGIA, Portal—Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação. União Europeia, 2004.
- [3] DGEG—Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica. Lisboa, 2009.
- [4] SCHNEIDER—Qualidade de Energia, Harmónicas. Brasil, 2003.
- [5] XU, Xiao-yan, HUANG, Yue-hui, LIU, Chun, WANG, Wei-sheng—Impact of Dispersed PV Generation on Voltage Rise of Distribution Grid, 2010.
- [6] ERSE —Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, 2013.
- [7] EDP, ISR—Manual da Qualidade da Energia Elétrica, 2005.
- [8] ISE—Aspetos Gerais da Qualidade de Energia, 2012
- [9] ERSE — Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, 2013.

Notas soltas:



$\pi = 3,14159\ 26535\ 89793\ 23846\ 26433\ 83279\ 50288\ 41971\ 69399\ 37510\ 58209\ 74944\ 59230\ 78164\ 06286\ 20899\ 86280\ 34825\ 34211\ 70679\ 82148\ 08651\ 32823\ 06647\ 09384\ 46095\ 50582\ 23172\ 53594\ 08128\ 48111\ 74502\ 84102\ 70193\ 85211\ 05559\ 64462\ 29489\ 54930\ 38196\ 44288\ 10975\ 66593\ 34461\ 28475\ 64823\ 37867\ 83165\ 27120\ 19091\ 45648\ 56692\ 34603\ 48610\ 45432\ 66482\ 13393\ 60726\ 02491\ 41273$

(Aproximação do número pi até a tricentésima casa decimal)

Página deixada intencionalmente em branco!

CABLE LAYING AND PULLING



1. General

The common methods of cable laying are:

- Direct in the ground in trenches (underground cables).
- In cable trenches in outdoors switchyards.
- In cable trays or cable ducts
- Fixed with clamps (usually at walls and ceilings).
- In conduits.

2. Cable laying arrangement

Multicore cables are laid in “flat formation” arrangement and single core cables may be laid in “trefoil” arrangement or in “flat formation” arrangement.

For single core cables “trefoil” arrangement is the most advised method.

3. Segregation of cables

No matter what method is used for laying, cables must be segregate taking into account the voltage level and function,

in order to avoid possible electromagnetic interferences that can disturb the networks and the signals cables are carrying on.

Segregation means that cables with different voltage levels and/or different functions must not be laid at the same physical support and must be separated.

Segregation of cables must be done in accordance with standards and regulations, as well as local authorities’ recommendations and must consider the following situations:

- Power cables (by voltage level);
- Control cables;
- Communication cables.

4. Cable marking

Cables must be identified along cable runs, using cable markers or labels, showing the reference of each cable.

This identification shall be according to the following

principles:

- Every 150 m;
- Changes in direction;
- Both ends.

For underground cables splices must be marked and along the cable run wood or concrete markers shall be installed to identify cable run.

5. Cable laying

Cables for power transmission and distribution networks and cables for major communications networks within city areas are usually installed in trenches, directly buried in the ground.

In most countries LV and MV distribution networks, mainly in rural areas, are overhead lines. Also HV transmission networks are overhead lines. However overhead lines present some disadvantages:

- However overhead lines present some disadvantages:
- Occupy more area;
- Have more visual impact;
- Emanate electric fields that can affect people;
- Are affected by storms, namely lightning phenomena.

By these reasons electrical distribution companies and some electric transmission companies have made an option for underground cables, although it is a more expensive solution.

Underground cables present a set of advantages in relation to overhead lines:

- It provides the missing cross border link to urban or near to rural areas;
- Underground cables are not susceptible to storm damage;

- Underground cables are "invisible", so no visual intrusion;
- Lower losses;
- No electric field emanates from underground cables
- Magnetic field from underground can be managed, by use of trefoil arrangement and shielding.

Underground cables must be mechanically protected – power cables are required to be armored - and communications cables must be protected by conduits – plastic or metallic.

Also power cables may be protected by plastic conduits, namely when crossing roads and other traffic routes; according to the recommendations of local authorities conduits may be concrete enclosed.

The depth of the trench depends on local regulations and trenches must be provided with a cable tile and a warning tape.

Manholes for inspection shall be provided.

In outdoors switchyards cables are installed in concrete trenches (pre-fabricated or site fabricated) with covers.

These trenches must have drains and a suitable inclination to avoid rain water to accumulate; they also must be provided with metallic supports for cable laying.

Cables may also installed in cable trays.

Cable trays must be chosen according to environmental conditions, like strong chemical corrosion and may be made of:

- Galvanized steel;
- Stainless steel;
- Aluminium;
- Glass-fiber reinforced plastic.

Cable trays may be provided with a cover and cables must be tight with cable ties.

Cables may also be installed with clamps fixed on ceilings and walls, mainly LV cables.

Mainly in residential installations cables may be installed in conduits (plastic or metallic), usually recessed.

Communications cables usually are installed in conduits, for mechanical protection.

However in industry and in substations it may be required to install power cables in metallic conduits for mechanical protection.

When metallic conduits are used for single core cables, those conduits must be of a non-magnetic material, in order to avoid induced current in the conduit and the consequent heating of the conduit.

6. Cable pulling

Cable pulling if it is not done properly may cause damages to

the outer sheath of the cables, this leading, sooner or later, to a fault in the cable.

Pulling tension must be in accordance with the type of cable and the instructions of the manufacturer must be followed.

Also maximum bending radii indicated by the manufacturers must not be exceeded.

For long runs, when installing cables in trenches and cable trays special equipment and tools must be used:

- Cable pulling winch (mechanical drive)
- Cable feeders for reels;
- Cable rollers;
- Tirfors.

When installing cables in conduits approved lubricants of type compatible with cable jacket must be used to reduce pulling tension.

If more than one cable is to be installed in the same conduit they must be installed simultaneously. A "fish tape" shall be used.

Notas soltas:

Sistema de proteção contra descargas atmosféricas com dispositivo de ionização (SPDI): Sistema completo baseado em um ou mais PDI e todos os elementos necessários para conduzir a corrente da descarga atmosférica à terra com toda a segurança a fim de proteger uma estrutura, um edifício ou uma área aberta contra os impactos diretos das descargas atmosféricas.

Para-raios com dispositivo de ionização (PDI): Para-raios que nas mesmas condições, gera um traçador ascendente de inicialização mais rápido que um para-raios de haste simples.

Terra: Parte de um SPDI, projetado para conduzir e dissipar a corrente da descarga atmosférica no solo.

Condutor de baixada: Parte do sistema de proteção contra descargas atmosféricas que se destina a conduzir a corrente da descarga atmosférica do PDI para a terra.

Eficácia do PDI (ΔT): Diferença em microssegundos entre o tempo de emissão do traçador ascendente de um elemento captor PDI e um elemento captor de haste simples (PHS), medido em laboratório sob as condições definidas na presente documento.

Densidade de descargas atmosféricas (Ng): Número de descargas atmosféricas por km² por ano. Este valor pode ser obtido a partir da rede local de detecção de descarga atmosférica que atingem o solo.

Página deixada intencionalmente em branco!

AVALIAÇÃO DE SISTEMAS DE TERRAS

1. Aspetos gerais

Conseguir o valor ótimo de terra é fundamental para a segurança e eficiência de uma instalação elétrica.

Muitos profissionais têm dificuldade em determinar o método ideal e por vezes recorrem às tentativas, conseguindo na maioria dos casos o valor desejado espontaneamente sem perceber muito bem como o encontrou.

Será importante compreender a influencia do solo, os vátios métodos para conseguir uma boa terra e como decidir quanto á profundidade dos eléttodos. Poderemos tendo em consideração o que se vai expor de seguida decidir baseado em técnicas comprovadas, determinar valores de terras com algum conhecimento prévio através de medidas e análise de dados.

Qual a finalidade dos sistemas de terra?

- Ligações à terra por razões de proteção (544 RTIEBT)
- Ligações à terra por razões funcionais (545 RTIEBT)
- Ligações à terra por razões combinadas de proteção e funcionais (546 RTIEBT)
- Condutores de equipotencialidade (547 RTIEBT)

As suas principais aplicações são:

- Terra de serviço nos PT's
- Terra de proteção
- Retorno em sistemas CC
- Sistemas de comunicação
- Na descarga eletrostática
- Para raios
- Filtragem de interferências eletromagnéticas

2. Ligações à terra

Segundo as regras técnicas no ponto 542.1.2 RTIEBT, diz o seguinte:

A seleção e a instalação dos equipamentos que garantem a ligação à terra devem ser tais que:

- a) O valor de resistência dessa ligação esteja de acordo com as regras de proteção e de funcionamento da instalação e que permaneça dessa forma ao longo do tempo;*
- b) As correntes de defeito à terra e as correntes de fuga possam circular, sem perigo, nomeadamente no que respeita às solicitações térmicas, termomecânicas e eletromecânicas;*
- c) A solidez e a proteção mecânica sejam garantidas em função das condições previstas de influências externas*

3. Eléttodos de terra

Podem ser usados como eléttodos de terra (RTIEBT 542.2) os elementos metálicos seguintes:

- Tubos, varetas ou perfilados;
- Fitas, varões ou cabos nus;
- Chapas;
- Anéis (de fitas ou de cabos nus) colocados nas fundações dos edifícios;
- Armaduras do betão imerso no solo;
- Canalizações (metálicas) de água, desde que satisfaçam ao indicado na secção 542.2.5 RTIEBT;
- Outras estruturas enterradas apropriadas.

De um modo geral, a melhor solução para os eléttodos de terra, consiste na utilização de anéis colocados na base das fundações dos edifícios, durante a construção, tendo como principais vantagens:

- Utilizarem trabalhos de aterro previstos pela construção;
- Estão a uma profundidade que, permite salvaguardar, situações resultantes das variações climáticas;
- Garantem um bom contacto com o solo;
- Reduzem, ao mínimo, o valor da resistência de terra;
- Poderem ser usados desde o início da construção como elétrodo de terra para proteção no estaleiro.

O anel referido anteriormente pode ser constituído por:

- 1 Cabo de cobre nu de 25 mm² de secção mínima;
- 1 Fita de aço galvanizado de 100 mm² de secção mínima e 3 mm de espessura mínima ou um cabo de aço galvanizado de 100 mm² de secção mínima, embebido no próprio betão das fundações.

Quando recorremos a um elétrodo de terra, chapas, ou varetas, os tubos e os perfilados devem, normalmente ficar enterrados verticalmente no solo, a uma profundidade não inferior a 0,80 m.

As secções mínimas convencionais dos condutores de terra devem obedecer segundo as RTIEBT ao estabelecido na tabela 1.

Condutor de terra	Protegido mecanicamente	Não protegido mecanicamente
Protegido contra a corrosão	De acordo com a secção 543.1	16 mm ² , se de cobre nu ou de aço galvanizado
Não protegido contra a corrosão	25 mm ² , se de cobre 50 mm ² , se de aço galvanizado	

Tabela 1. Secções mínimas convencionais dos condutores de terra (RTIEBT)

Na sequência do referido na secção 543.1.1 RTIEBT, a secção dos condutores de proteção não deve ser inferior à que resulta da aplicação da expressão seguinte (válida apenas para $t \leq 5$ s):

$$S = \frac{I\sqrt{t}}{k}$$

Onde:

- S - secção do condutor de proteção, em milímetros quadrados;
- I - valor eficaz da corrente de defeito que pode percorrer o dispositivo de proteção
- t - tempo de funcionamento do dispositivo de corte, em segundos;
- k - fator cujo valor depende da natureza do metal do condutor de proteção, do , (veja-se o anexo VI RTIEBT, referido na tabela 2)

	Natureza do isolamento dos condutores de proteção ou da bainha exterior dos cabos		
	PVC	XLPE ou (EPR)	Borracha butílica
Temperatura final (°C) ⇒	160	250	220
Material do condutor ↓	Valores de k		
Cobre	143	176	166
Alumínio	95	116	110
Aço	52	64	60

Nota: A temperatura inicial do condutor foi considerada igual a 30°C

Tabela 2. Valores de k para condutores de proteção isolados e não incorporados em cabos e para condutores de proteção nus em contacto com a bainha exterior dos cabos

No quadro 54F das RTIEBT os valores referidos só são válidos para condutores de proteção do mesmo metal que os condutores ativos.

**Tabela 3. Secções mínimas dos condutores de proteção
(Quadro 54F-RTIEBT)**

Secção dos condutores de fase da instalação SF (mm ²)	Secção mínima dos condutores de proteção SPE (mm ²)
SF 16	SPE = SF
16 SF 35	SPE = 16
SF 35	SPE = SF/2

No ponto 547.1.1 RTIEBT refere secções mínimas do condutor de equipotencialidade principal que deve ter uma secção não inferior a metade da secção do condutor de proteção de maior secção existente na instalação, com o mínimo de 6 mm², podendo, contudo esse valor ser limitado a 25 mm², se de cobre, ou a uma secção equivalente, se de outro metal.

Todas as instalações elétricas devem ter um terminal principal de terra (542.4.1 RTIEBT), ao qual devem ser ligados:

- Condutores de terra;
- Condutores de proteção;
- Condutores das ligações equipotenciais principais;
- Condutores de ligação à terra funcional, se necessário.

Nos condutores de terra, deve ser previsto um dispositivo instalado em local acessível e que permita a medição do valor da resistência do eléctrodo de terra das massas,

podendo esse dispositivo estar associado ao terminal principal de terra. Este dispositivo deve ser, apenas, desmontável por meio de ferramenta e deve ser mecanicamente seguro e garantir a continuidade elétrica das ligações à terra (542.4.2 RTIEBT).

O valor da resistência da terra depende fundamentalmente:

- A resistência de contacto entre o equipamento protegido e do condutor de terra.
- A impedância do condutor e contacto da conexão dos eléctrodos.
- A resistência do próprio eléctrodo.
- A resistência de contacto entre o eléctrodo solo.
- A resistência do sistema de eléctrodos.

Para obter uma boa terra devemos atender aos seguintes fatores:

- Tipo de terreno,
- Humidade do terreno,
- Salinidade do solo,
- Temperatura terreno,
- Granulação do terreno,
- Compactação do terreno,
- Estratografia,
- E outros.

Valores médios da resistividade de alguns tipos de terreno são indicados na tabela 4.

Tabela 4. Resistividade dos terrenos de acordo com a sua natureza

Natureza do terreno	Resistividade ρ $\Omega \cdot m$	Natureza do terreno	Resistividade ρ $\Omega \cdot m$
Terreno pantanoso	1 a 30	Mármore argila compacta	100 a 200
Turfa húmida	5 a 100	Calcários maciços	100 a 300
Húmus	10 a 50	Granito muito alterado	100 a 600
Lama	20 a 100	Areia siliciosa	200 a 3000
Mármore jurássicos	30 a 40	Solo pedregoso (relva)	300 a 500
Argila plástica	50	Calcários fissurados	500 a 1000
Areia argilosa	50 a 500	Calcários compactos	1000 a 5000
Xistos	50 a 300	Solo pedregoso	1500 a 3000

4. Sistemas de Terra (fonte RTIEBT edição anotada)

Existe a terra de serviço, onde habitualmente é ligado o neutro nos postos de transformação (PT) aqui também designada por terra de alimentação e a terra de proteção, designada por terra das massas onde deve ser ligado o elétrico de terra correspondente.

Uma boa terra não deverá exceder os 20 Ohm e deverá sempre ser verificada anualmente no estio recorrendo ao método de dois elétrodos auxiliares que vêm a equipar os mega ohmímetros destinados para o efeito.

Há várias configurações de ligação à terra do neutro e do condutor de terra de proteção estando estes esquemas das ligações à terra, nas RTIEBT, indicados nas secções 312.2.1 a 312.2.4. RTIEBT

- Regime TT

O esquema TT tem um ponto da alimentação ligado à terra, sendo as massas da instalação elétrica ligadas a elétrodos de terra distintos do elétrodo de terra da alimentação.

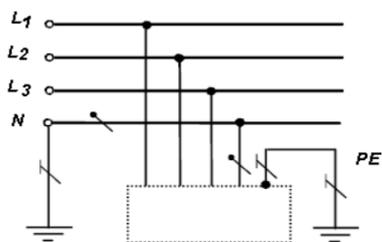
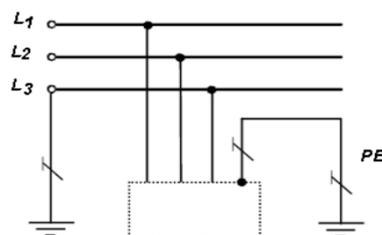


Figura 1 . Esquema TT (RTIEBT edição anotada)



- Regime TN

• TN – C

As funções de neutro e de proteção são combinadas num único condutor (PEN) em todo o circuito.

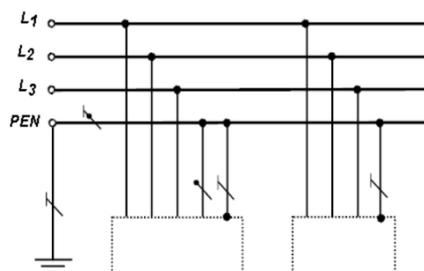


Figura 2. Esquema TN-C (RTIEBT edição anotada)

• TN - S

As funções de neutro e de proteção são combinadas num único condutor (PEN) em todo o circuito.

Condutor neutro e de proteção separados em todo o esquema.

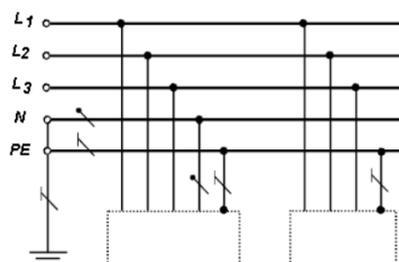


Figura 3. Esquema TN-S (RTIEBT edição anotada)

Condutor ativo ligado à terra e condutor de proteção separado em todo o circuito.

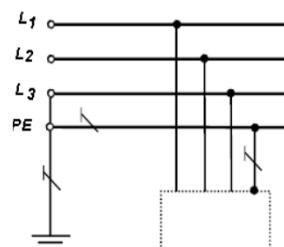


Figura 3a. Esquema TN-S (RTIEBT edição anotada)

• TN – C – S

As funções de neutro e de proteção são combinadas num único condutor (PEN) numa parte do circuito.

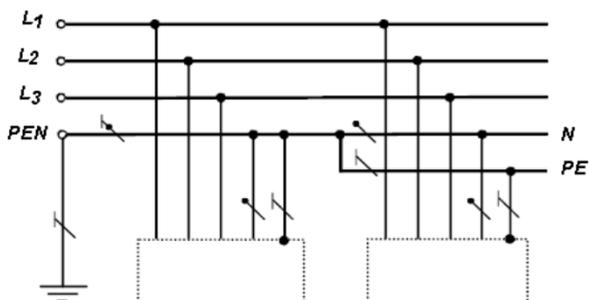


Figura 4. Esquema TN-C-S (RTIEBT edição anotada)

- Regime IT – neutro isolado

Nesta configuração, todas as partes ativas estão isoladas da terra ou um ponto destas está ligado à terra por meio de uma impedância, sendo as massas da instalação elétrica ligadas à terra.

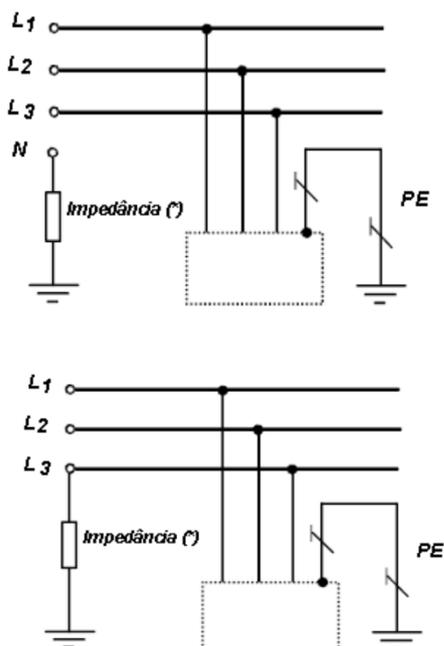


Figura 5. Esquema IT (RTIEBT edição anotada)

5. Conceito de tensão de contacto

A tensão de contacto é a tensão que aparece entre duas partes, simultaneamente acessíveis, em caso de defeito de isolamento de potenciais diferentes (234.2 RTIEBT).



Figura 6. Tensão de contacto

Para garantirmos uma tensão de contacto máxima de 50 V ou 25V se existirem massas empunháveis devemos avaliar a resistência de terra da malha de defeito cujo teste consiste no seguinte:

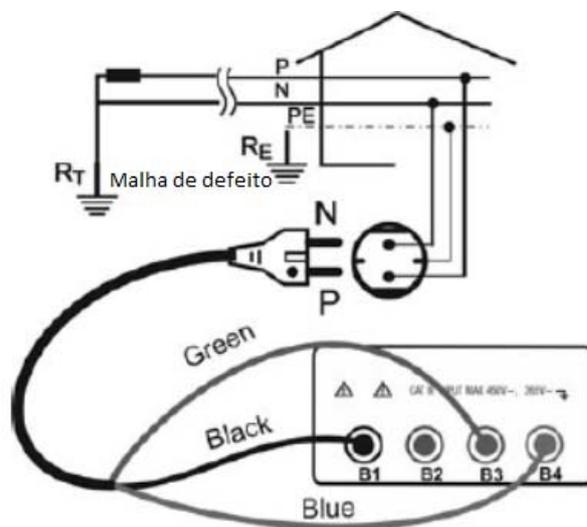


Figura 7. Medição da resistência da malha de defeito (Manual HT sirius 87)

Vamos injetar 15 mA na fase que vai fechar através do terra de serviço pelo terra de proteção (na própria tomada) cujo valor não deverá exceder o que consta na tabela 5.

Tabela 5. valor máximo da resistência do elétrodo de terra das massas em função da sensibilidade do dispositivo diferencial

Corrente diferencial máxima estipulada do dispositivo diferencial (I Δ n)	Valor máximo da resistência do elétrodo de terra das massas	
	(Ω) UL =50 V	(Ω) UL =25 V
Baixa Sensibilidade	20A	2,5
	10A	5
	5A	10
	3A	17
	1A	50
Média Sensibilidade	500mA	100
	300mA	167
	100mA	500
Alta Sensibilidade	30mA	1665
	12mA	4170
	6mA	8330

Tensão limite de contacto UL
Se houver massas empunháveis UL = 25 V
Se não houver massas empunháveis UL = 50 V

A tabela é construída com base na seguinte expressão:

$$R \leq \frac{U_c}{I_t}$$

Onde:

R – Resistência de terra

U_c – Tensão de contacto

I_t – Corrente que garante o funcionamento automático do dispositivo de proteção

6. Métodos de medida da resistência de terra

6.1. Medição da resistência de terra pelo método volt – amperimétrico ou 3P

A figura 8 mostra o esquema de medição da resistência de terra pelo método volt – amperimétrico ou 3P.

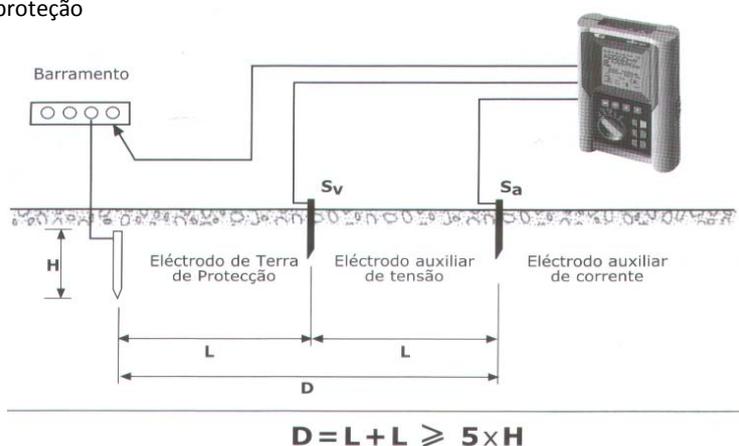


Figura 8. Medição da resistência de terra pelo método volt – amperimétrico ou 3P (Manual HT sirius 87)

6.2. Método com recurso a pinças de medição de terra

Como vantagens:

- Facilidade de medir
- Não necessita de desligar os pontos de medida

Porém convém referir que este método nem sempre funciona, convém ver bem no manual de instruções a forma correta de utilização ou junto de um fornecedor credenciado.



Figura 9. Medição da resistência de terra com recurso a pinças de medição de terra

7. Medição da resistividade do terreno

- Método Wenner

Por vezes procuramos obter uma boa terra e ao fim de muitas tentativas lá conseguimos. Porém o Método Wenner é um precioso auxiliar no que diz respeito á avaliação do solo onde vamos fazer a nossa terra. Assim vamos utilizar os quatro eléctrodos, distanciando-os entre si considerando a distancia “a” igual a 1 m, 2m, 3m até 10m, como podemos ver na figura 10.

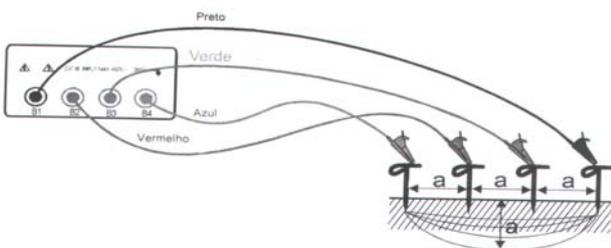


Figura 10. Medição da resistividade do terreno – Método de Wenner (Manual HT sirius 87)

As várias medidas de “a” estão associadas á profundidade pela expressão $h= 3/4) a$, podendo assim avaliar a estratificação do solo.

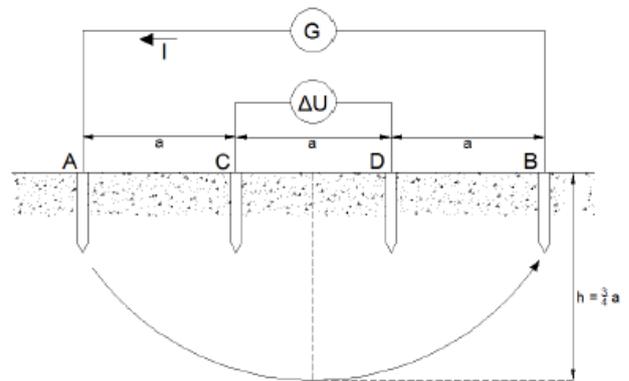


Figura 10a. Medição da resistividade do terreno – Método de Wenner (Manual HT sirius 87)

Em cada medida “a” referida anteriormente (para 1m, 2m, etc.) registamos no eixo dos xx e a resistividade do solo ρ no eixo dos yy pela leitura no aparelho, podemos obter curvas seguintes:

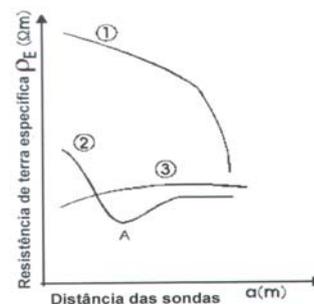


Figura 11. Curvas de resistividade do terreno (Manual HT sirius 87)

Curva 1 - ρ diminui com a profundidade. Obtemos bons resultados usando por exemplo um piquete em profundidade.

Curva 2 – ρ diminui até á profundidade “A” pelo que não vale a pena aumentar a profundidade dos piquetes para alem de “A”.

Curva 3 – ρ neste caso não ganhamos muito com a profundidade.

Neste contexto poderemos escolher a técnica mais adequada para instalação do nosso elétrodo de terra.

No caso de a medida suscitar dúvidas ou poder ter sido influenciada por obstáculos existentes no subsolo, podemos fazer uma contra prova com uma outra medição ortogonal.

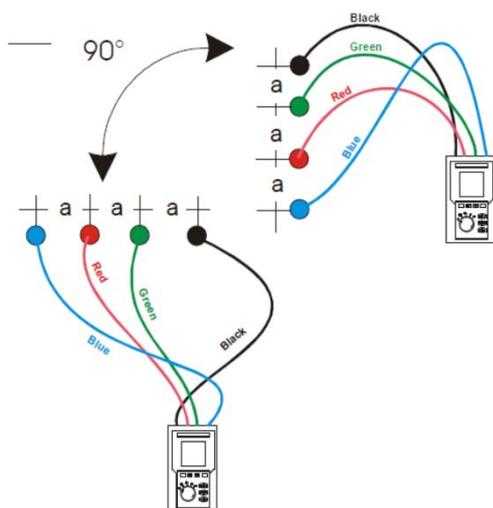
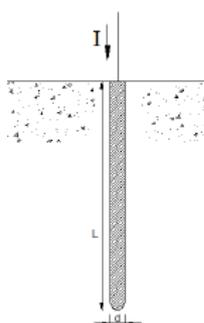


Figura 12. Medição da resistividade do terreno – Método de Wenner - Medição ortogonal (Manual HT sirius 87)

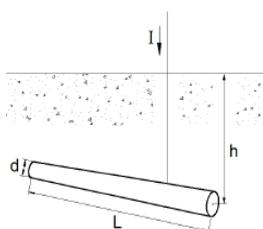
8. Estimativa do valor da resistência de terra

A título de exemplo a resistência de um piquete na vertical.



$$R_t = \frac{\rho}{L}$$

A resistência de terra de um piquete na horizontal será:



$$R_t = \frac{2\rho}{L}$$

A resistência de um sistema de elementos em malha seria:

$$R_t = \frac{\rho}{4r}$$

Onde:

r Raio do círculo que circunscreve a malha.

9. Como diminuir o valor da resistência de terra

Se houver necessidade de diminuir o valor da resistência de terra podemos recorrer aos seguintes métodos:

- Aumenta o comprimento dos tubos ou varetas enterradas no solo;
- Aumentar a superfície das chapas ou das fitas em contacto com o solo;
- Enterrar no solo um número de elementos suficiente para que, uma vez ligados entre si, se possa atingir o valor desejado.
- Aumentar a profundidade a que o elétrodo de forma a atingir uma camada de terra mais húmida e melhor condutora;
- Aumentar a condutibilidade do solo, preparando-o convenientemente com adição de substâncias condutoras adequadas, como por exemplo o sulfato de cobre.

10. Conclusão

Conhecendo as propriedades do solo e os métodos aqui abordados poderemos então decidir de uma forma mais convicta sobre o nosso projeto de terra.

Com o Método Wenner, poderemos fazer uma aproximação dos valores de terra que procuramos, bem como a profundidade mais adequada, que nem em todos os casos funciona, quanto mais fundo melhor. Assim por vezes o recurso a elétrodos na vertical ou horizontal, dependerá do estudo de estratificação do solo.

CONDUCTING AND INSULATING MATERIALS

1. Conducting materials

Conducting materials may be classified into three groups: conductors, semiconductors and imperfect insulators. This section will cover only conductors.

In general, metals and alloys are conductors of electricity. The most common metals used in electricity are copper, aluminium and their alloys.

The main electric characteristic of conductors is resistance that varies with temperature, presenting copper a lower resistance than aluminium.

The relation of the resistance at two different temperatures θ_1 and θ_2 is given by the equation:

$$R_{\theta_1} = R_{\theta_2} \times \alpha \times [1 - (\theta_1 - \theta_2)]$$

" α " is the temperature coefficient of the metal (0.0039 for copper; 0.004 for aluminium).

- Copper and its alloys

Copper has the highest electrical and thermal conductivity of the common industrial metals.

It has good mechanical properties, is easy to solder, is readily available and has high scrap value.

It is widely used in wire form.

Cadmium copper, chromium copper, silver copper, tellurium copper and sulphur copper find wide application in the electrical industry where high conductivity is required.

Cadmium copper is particularly suitable for the contact wires

in electric railways, tramways, trolley buses, gantry cranes and similar equipment, and is also used in overhead telecommunications lines and transmission lines of long span.

Castings of cadmium copper have application in switchgear components and in the secondaries of transformers for welding machines. Cadmium copper can be soft soldered, silver soldered and brazed in the same way as ordinary copper.

Chromium copper is particularly suitable for high-strength applications such as spot and seam types of welding electrodes. Strip and wire are used for light springs which carry current. In its heat-treated state, the material can be used for commutator segments in rotating machines where the temperatures are higher than normal.

Silver copper has the same electrical conductivity as ordinary high-conductivity copper, but its softening temperature, after hardening by cold work, is much higher and its resistance to creep at moderately elevated temperatures is enhanced. Its principal uses are in electrical machines which operate at high temperatures or are exposed to high temperatures in manufacture.

Tellurium copper offers free-machining, high electrical conductivity, retention of work hardening at moderately elevated temperatures and good corrosion resistance. A typical application is magnetron bodies, which are often machined from solid. Tellurium copper can be soft soldered, silver soldered and brazed without difficulty.

Sulphur copper has applications in all machined parts requiring high electrical conductivity, such as contacts and connectors; its joining characteristics are similar to those of tellurium copper.

- Aluminium and its alloys

For many years aluminium has been used as a conductor in most branches of electrical engineering. Several aluminium alloys are also good conductors, combining strength with acceptable conductivity. Aluminium is less dense and cheaper than copper, and its price is not subject to the same wide fluctuations as copper.

There are two specifications for aluminium, one for pure metal grade ZE and the other for a heat-treatable alloy.

Aluminium and its alloys are used in cables, bus bars and overhead lines.

- Resistance alloys

Many alloys with high resistivity have been developed, the two main applications being resistors and heating elements. The actual used alloys are Ni-Cr-Al (nickel-chromium-aluminium), coppernickel, Ni-Cr (nickel-chromium) and Cr-Fe-Al (chromium-iron-aluminium).

2. Insulating Materials

Insulating materials are used to separate electrically the conducting parts of equipment from each other and from earthed and "no live" components of equipments and networks.

A dielectric is an electrical insulator that can be polarized by an applied electric field. When a dielectric is placed in an electric field, electric charges do not flow through the material as they do in a conductor, but only slightly shift from their average equilibrium positions causing dielectric polarization.

Because of dielectric polarization, positive charges are displaced toward the field and negative charges shift in the opposite direction. This creates an internal electric field which reduces the overall field within the dielectric itself.

It is important to note that while the term "insulator" implies low electrical conduction, "dielectric" is typically used to describe materials with a high polarizability.

Insulating materials may be divided into basic groups which are solid dielectrics, liquid dielectrics, gas and vacuum.

- Solid dielectrics

Solid dielectric insulating materials may be divided, according to IEC standards and their application into the following groups:

- Inorganic (ceramic and glass) materials
- Plastic films
- Flexible insulating sleeving
- Rigid fibrous reinforced laminates
- Resins and varnishes
- Pressure-sensitive adhesive tapes
- Cellulosic materials
- Combined flexible materials
- Mica products
- Textile insulation
- Elastomers and thermoplastics

We will discuss now the most common used. A major application for inorganic materials in this category is in high voltage overhead lines as suspension insulators or as bushings on high voltage transformers and switchgears.

Plastic films have been used as films in a variety of applications such as the insulation between foils in capacitors and slot insulation in rotating electrical machines. Common use for flexible insulating sleeveings is the protection of cables and components from the deleterious effects of mechanical and thermal damage, and may find application in electrical machines, transformers, domestic and heating appliances, light fittings, cable connections and switchgears.

Resins and varnishes are used by in the impregnation and coating of electrical equipment (dry type transformers, as an

example) in order to improve its resistance to working conditions, to enhance its electrical characteristics and to increase its working life. The more common types are phenolic, polyester, epoxy, silicone and polyimide.

Elastomers and thermoplastics cover a very wide range of polymeric and rubber-like insulation materials, with a large use in cables insulation. The most common used are PVC (Polyvinyl chloride), MDPE (Medium-density polyethylene), XLPE (Cross-linked polyethylene) and EPR (Ethylene propylene rubber).

- Liquid dielectrics

Nowadays the principal uses of liquid dielectrics are as a filling and cooling medium for transformers, capacitors and rheostats, and as an impregnant of absorbent insulation used mainly in transformers, earth reactors and shunt reactors.

The important properties of dielectric liquids are therefore electric strength, viscosity, chemical stability and flashpoint. Typical materials include highly refined hydrocarbon mineral oils obtained from selected crude petroleum, silicone fluids, synthetic esters and hydrocarbons.

- Gas insulation

Two gases already in common use for insulation are nitrogen and sulphur hexafluoride (SF₆). Nitrogen is used as an insulating medium in some sealed transformers, while SF₆ is finding increasing use in transmission and distribution switchgears because of its insulating properties and its arc-extinguishing capabilities.

3. Properties and behavior of dielectric materials

The most important properties of dielectric materials are:

- Volume resistivity or specific resistance.
- Relative permittivity, or dielectric constant, which is defined as the ratio of the electric flux density

produced in the material to that produced in a vacuum by the same electric field strength.

- Dielectric loss, or electrical dissipation factor, which is defined as the ratio of the power loss in a dielectric material to the total power transmitted through it. It is given by the tangent of the loss angle and is commonly known as “ $\tan\delta$ ”.

The most important characteristic of an insulating material is its ability to withstand electric stress without breaking down.

This ability is known as dielectric strength and is usually quoted in kV/mm. Typical values may range from 5 to 100 kV/mm. Another significant aspect of all insulating materials is the maximum temperature at which they will perform satisfactorily.

Generally speaking, insulating materials deteriorate more quickly at higher temperatures and the deterioration can reach a point at which the insulation ceases to perform its required function.

This characteristic is known as ageing, and for each material it has been usual to assign a maximum temperature beyond which it is unwise to operate.

The ageing of insulation depends not only on the physical and chemical properties of the material and the thermal stress to which it is exposed, but also on the presence and degree of influence of mechanical, electrical and environmental stresses.

Dielectric materials may be deteriorated when subjected to excessive heat and overvoltages and may be contaminated by other materials, such as copper particles, water and gas, causing dielectric failure.

The definition of a useful lifetime will also vary according to the type and usage of equipment; that must be taken into account when choosing the insulating material for a particular application.

Página deixada intencionalmente em branco!

PROTEÇÃO DAS PESSOAS NOS ESQUEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA “TN” E “IT”

Resumo

O correto dimensionamento dos dispositivos de proteção das pessoas contra contactos indirectos em instalações elétricas de Baixa Tensão (BT), é uma das condições fundamentais para que uma instalação possa ser utilizada e explorada com conforto e em perfeitas condições de segurança.

De acordo com a normalização em vigor, é, também, uma das condições essenciais para a certificação ou licenciamento das instalações elétricas por parte das entidades ou organismos responsáveis, a quem estão atribuídas estas competências.

A função dos dispositivos de proteção das pessoas contra os contactos indirectos será o corte automático da alimentação da instalação elétrica, que em caso de defeito, e em consequência do valor e da duração da tensão de contacto, evitará o risco de se produzirem efeitos fisiopatológicos perigosos nas pessoas.

As medidas de proteção adotadas obrigam à coordenação entre os Esquemas de Ligação à Terra (ELT) adotados, as características dos condutores de proteção e os respetivos dispositivos de proteção.

Neste artigo são apresentados alguns exemplos de cálculo dos dispositivos de proteção das pessoas contra contactos indirectos, de acordo com o ELT adotado para a instalação elétrica.

1. Cálculos no Esquema de Ligação à Terra “TN”

O ELT TN caracteriza-se por todas as massas da instalação serem ligadas ao ponto da alimentação ligado à terra, próximo do transformador ou do gerador da alimentação da instalação, por meio de condutores de proteção.

O ponto da alimentação ligado à terra é, em regra, o ponto neutro.

Nas instalações fixas pode-se utilizar um só condutor com as funções de condutor de proteção e de condutor neutro (designado por condutor PEN) desde que o condutor de proteção tenha uma secção não inferior a 10mm², se de cobre ou a 16mm², se de alumínio e, a parte da instalação comum (esquema TN-C) não esteja localizada a jusante de um dispositivo diferencial.

Este ELT encontra-se representado na Figura 1.

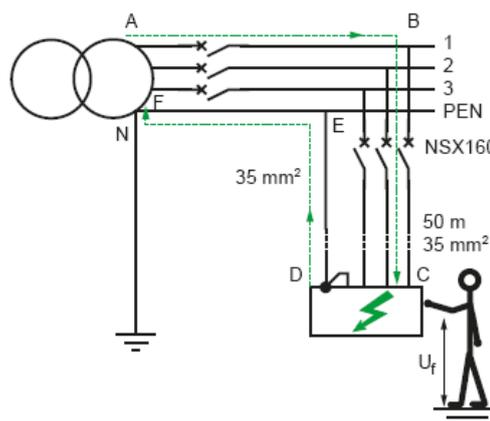


Figura 1. Esquema de ligação à terra “TN”
(Fonte Schneider Electric)

Neste ELT um defeito de isolamento é similar a um curto-circuito fase neutro, e o corte deve ser assegurado pelo dispositivo de proteção contra curtos-circuitos, com um tempo máximo de corte especificado que é função da tensão limite convencional (U_L) admissível para o local da instalação, ou seja, 25V ou 50V em corrente alternada, sendo o valor definido pela classificação do local quanto às influências externas.

Segundo a norma CEI 364 o tempo de corte do dispositivo de proteção deverá ser de 0,4s para $U_L=50V$ e 0,2s para $U_L=25V$.

Seguidamente, apresenta-se um circuito de uma instalação eléctrica de BT, trifásica (400V), onde é adotado o ELT TN-C, ou seja, a função de neutro e de proteção estão combinadas num único condutor (PEN).

Este circuito é apresentado na figura 2.

O circuito tem um comprimento de 40m, a secção do condutor de fase é de 95mm² e a do condutor de proteção é de 50mm². O circuito está protegido com disjuntor NS 250N (Schneider Electric) equipado com disparador magnetotérmico TM 250 curva D.

Pretende-se verificar se neste ELT, a proteção das pessoas contra contactos indirectos está efetivamente garantida com este dispositivo de proteção.

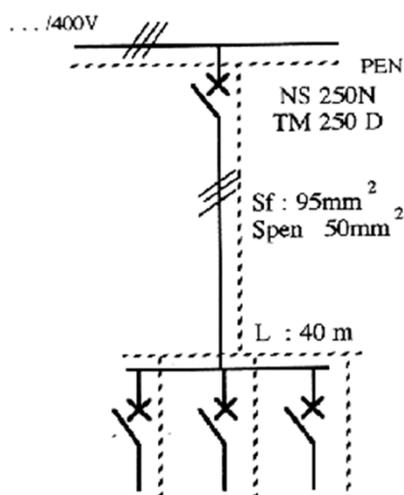


Figura 2. Exemplo de cálculo.
Esquema de ligação à terra TN-C

Uma condição fundamental para o correto dimensionamento do dispositivo de proteção, é conhecer a curva de atuação do dispositivo, de maneira a obter-se o valor da corrente correspondente ao limiar de funcionamento do disparador magnético do aparelho de proteção.

A curva deste dispositivo de proteção é apresentada na figura 3.

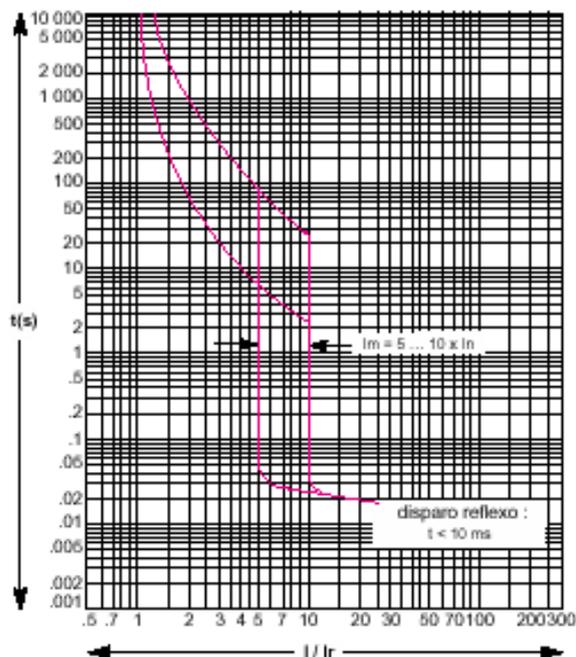


Figura 3. Curva de disparo TM250D
(Fonte: Schneider Electric)

Como se pode verificar, a atuação do disparador magnético deste disjuntor poderá ser regulada para funcionar entre 5 a 10 vezes o valor nominal (In), ou seja, entre 1250 e 2500A.

Neste ELT a impedância da malha de defeito Zs será:

$$Z_s = \frac{K \times U_0}{I_d} \quad (1)$$

em que K toma o valor de 0,8 para instalações eléctricas, U₀ é a tensão simples nominal da instalação e I_d é a corrente de defeito.

Para que a protecção contra curtos-circuitos também garanta a protecção contra contactos indirectos, é necessário para os disjuntores que:

$$Z_s \leq \frac{K \times U_0}{I_m} \quad (2)$$

em que I_m é a corrente de actuação do disparador magnético do dispositivo.

Para a protecção por fusíveis, é necessário que:

$$Z_s \leq \frac{K \times U_0}{I_f} \quad (3)$$

em que I_f é a corrente convencional de funcionamento do fusível.

Atendendo a que neste ELT um defeito é efectivamente um curto-circuito entre uma fase e o condutor de protecção, a impedância da malha de defeito será então:

$$Z_s \approx R_s = \rho_f \times \frac{l}{s_f} + \rho_{PE} \times \frac{l}{s_{PE}} \quad (4)$$

em que ρ_f é a resistividade de condutor de fase, ρ_{PE} a resistividade do condutor de protecção, l é o comprimento dos condutores, s_f a secção do condutor de fase e s_{PE} a secção do condutor de protecção.

Considerando que os condutores de fase e de protecção têm as mesmas características, a impedância da malha de defeito será então:

$$Z_s \approx R_s = \rho \times \frac{l}{s_f} \times (1+m) \quad (5)$$

em que;

$$m = \frac{s_f}{s_{PE}} \quad \text{e} \quad \rho = 1,25 \times \rho_{20^\circ c}$$

O comprimento máximo protegido do circuito será então, para disjuntores:

$$l \leq \frac{K \times U_0 \times s_f}{\rho \times (1+m) \times I_m} \quad (6)$$

e para fusíveis será de:

$$l \leq \frac{K \times U_0 \times s_f}{\rho \times (1+m) \times I_f} \quad (7)$$

Para o circuito apresentado na figura 2, o comprimento máximo protegido do circuito, para uma regulação do disparador magnético de 5xIn ($I_m=1250A$) será de:

$$l \leq \frac{0,8 \times 230 \times 95}{0,0225 \times (1+19) \times 1250} \leq 214m \quad (8)$$

para uma regulação do disparador magnético de 10xIn ($I_m=2500A$) será de:

$$l \leq \frac{0,8 \times 230 \times 95}{0,0225 \times (1+19) \times 2500} \leq 107m \quad (9)$$

Atendendo que o comprimento do circuito é de 40m, verifica-se que em qualquer dos casos o disjuntor garante a protecção das pessoas contra contactos indirectos.

No entanto, deve-se também verificar se o tempo de actuação do dispositivo é compatível com o especificado pelas curvas de segurança, para a tensão limite convencional definida para o local da instalação, que como já foi referido, segundo a norma CEI 364 deverá ser de 0,4s para $U_L=50V$ e, 0,2s para $U_L=25V$.

Assim, torna-se importante calcular o valor da tensão de contacto em caso de defeito.

$$U_c = R_{PE} \times I_d \quad (10)$$

em que:

$$I_d = \frac{K \times U_0}{Z_s} = \frac{K \times U_0}{\rho \times \frac{l}{s_f} \times (1+m)} \quad (11)$$

então:

$$U_c = R_{PE} \times \frac{K \times U_0 \times s_f}{\rho \times l \times (1+m)} \quad (12)$$

$$R_{PE} = \rho \times \frac{l}{s_{PE}}$$

$$U_c = K \times U_0 \times \frac{m}{1+m} \quad (13)$$

Para o exemplo em consideração, representado na figura 2, tem-se:

$$U_c = 0,8 \times 230 \times \frac{1,9}{1+1,9} = 120,6V \quad (14)$$

Pelas curvas de segurança, e para a tensão limite convencional de 25V, o dispositivo deve actuar num tempo inferior a 180ms.

Como se pode verificar na curva de funcionamento do disjuntor, apresentada na figura 3, o dispositivo actuará num tempo inferior ao referido e compatível com o especificado pela norma CEI 364.

Assim, para esta instalação, e para este ELT, pode-se garantir que o disjuntor apresentado protege efectivamente as pessoas contra contactos indirectos.



Figura 4. Painel de regulação do relé eletrónico TM250D
(Fonte Schneider Electric)

2. Cálculos no esquema de ligação à terra "IT"

Este ELT apresenta como principal vantagem, a garantia de continuidade de serviço em presença de um primeiro defeito de isolamento.

Como se explicou no artigo publicado na revista anterior, neste esquema de ligação à terra, a presença de um primeiro defeito não origina valores de tensão de contacto perigosos para as pessoas.

No entanto, é obrigatório a presença de um Controlador Permanente de Isolamento (CPI), de maneira a sinalizar o defeito e permitir a sua eliminação o mais rapidamente possível.

A manifestação de um segundo defeito, sem que tenha sido eliminado o primeiro, implicaria agora a existência de

tensões de contacto muito perigosas, devendo ser tomadas as medidas adequadas de forma a evitar riscos de efeitos fisiopatológicos perigosos nas pessoas suscetíveis de ficar em contacto com partes condutoras simultaneamente acessíveis. Como tal, a proteção das pessoas neste ELT é orientada para o dimensionamento dos dispositivos de proteção atuarem na situação de segundo defeito.

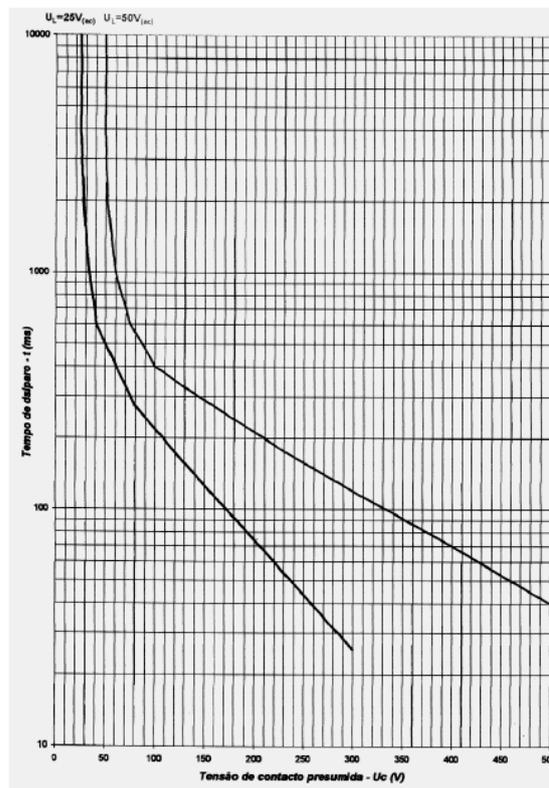


Figura 5. Curvas de segurança em instalações de baixa tensão

É importante eliminar todas as situações que possam contribuir para diminuir a fiabilidade do sistema. Assim, não se deve distribuir o condutor neutro, pois poderá correr-se o risco de manifestar-se um segundo defeito sem que o primeiro tenha sido sinalizado, atuando a proteção e perdendo-se todas as vantagens inerentes à utilização deste ELT.

Este esquema caracteriza-se por as partes ativas da instalação elétrica serem isoladas da terra ou ligadas a esta através de uma impedância de valor elevado. As massas dos aparelhos de utilização são ligadas à terra, individualmente ou por grupos.

A situação mais comum nas instalações onde é adotado este ELT, é todas as massas, incluindo as da fonte, estarem ligadas a um mesmo eletrodo de terra.

A figura 6 apresenta a malha de defeito na situação de um primeiro defeito na instalação. Assim, as condições de eliminação da corrente de um segundo defeito é então garantida pelas mesmas condições indicadas para o esquema TN.

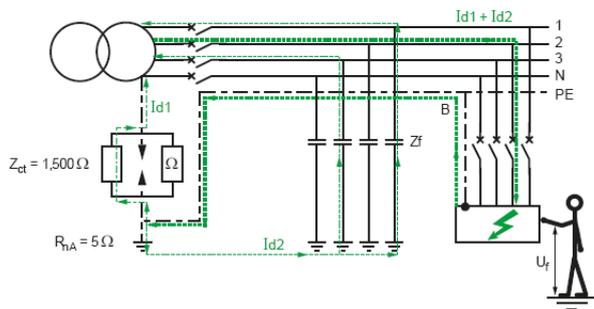


Figura 6. Esquema de Ligação à Terra IT:1º defeito
(Fonte Schneider Electric)

A figura 7 apresenta a malha de defeito na situação de um segundo defeito sem o primeiro ter sido eliminado.

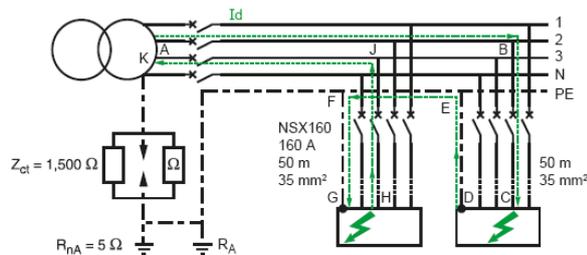


Figura 7. Esquema de Ligação à Terra IT:2º defeito
(Fonte Schneider Electric)

Neste esquema IT, a proteção das pessoas contra contactos indiretos é fundamentalmente garantida por dois tipos de equipamentos:

- pelos CPI, essencialmente destinados à vigilância do primeiro defeito, embora possam também ser utilizados como dispositivos de proteção nas situações em que for necessário provocar o corte ao primeiro defeito;

- pelos dispositivos de proteção contra sobreintensidades (disjuntores e fusíveis). Estes dispositivos são utilizados nas situações em que ao segundo defeito são aplicadas as condições de proteção definidas para o esquema TN;

Seguidamente, apresenta-se um circuito de uma instalação elétrica de BT, trifásica (400V), onde é adotado o esquema IT, sem neutro distribuído (situação comum neste ELT). Este circuito é apresentado na figura 8.

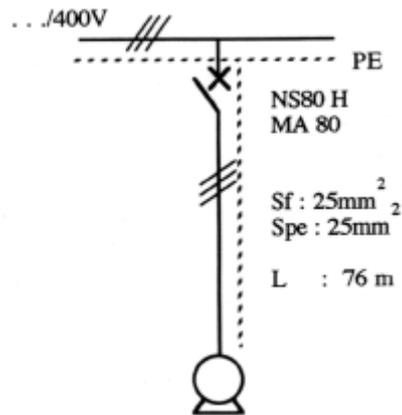


Figura 8: Exemplo de cálculo. Esquema IT

O circuito tem um comprimento de 76m, a secção do condutor de fase e de proteção é de 25mm².

O circuito está protegido com disjuntor específico para proteção de saídas motor NS 80H (Schneider Electric) equipado com disparador “motor” integrado MA 80. Pretende-se verificar se neste esquema de ligação à terra, a proteção das pessoas contra contactos indiretos está efetivamente garantida com este dispositivo de proteção.

Também no caso deste esquema é fundamental para o correto dimensionamento do dispositivo de proteção, conhecer a curva de atuação do dispositivo, de maneira a obter-se o valor da corrente correspondente ao limiar de funcionamento do disparador magnético do aparelho de proteção.

A curva deste dispositivo de proteção é apresentada na figura 9.

Como se pode verificar, a atuação do disparador magnético deste disjuntor verifica-se entre 6 a 14 vezes o valor nominal ($I_n=80A$), ou seja, entre 480 e 1120A.

Também neste esquema de ligação à terra, tal como no regime TN, um defeito é efetivamente um curto-circuito entre uma fase e o condutor de proteção.

Então, para este circuito, sem neutro distribuído, a impedância da malha de defeito será:

$$Z_s \leq \frac{K \times \sqrt{3} \times U_0}{I_m} \quad (15)$$

em que I_m é a corrente de actuação do disparador magnético do dispositivo.

Neste ELT considera-se como boa aproximação que ao segundo defeito, o comprimento da malha de defeito é duplo em relação ao primeiro defeito.

Então, a impedância da malha de defeito será neste caso:

$$Z_s \approx R_s = 2 \times \left(\rho_f \times \frac{l}{s_f} + \rho_{PE} \times \frac{l}{s_{PE}} \right) \quad (16)$$

Considerando também que os condutores de fase e de protecção têm as mesmas características, a impedância da malha de defeito será então:

$$Z_s \approx R_s = 2 \times \left(\rho \frac{l}{s_f} \times (1+m) \right) \quad (17)$$

em que ;

$$m = \frac{s_f}{s_{PE}} = 1 \quad \text{e} \quad \rho = 1,25 \rho_{20^\circ c}$$

O comprimento máximo protegido deste circuito será então, para disjuntores:

$$l \leq \frac{K \times \sqrt{3} \times U_0 \times s_f}{2 \times \rho \times (1+m) \times I_m} \quad (18)$$

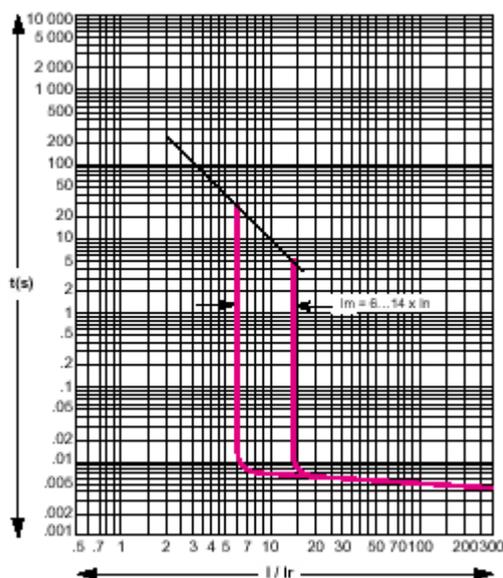


Figura 9: Curva de disparo MA80
(Fonte Schneider Electric)

Para o circuito apresentado na figura 8, o comprimento máximo protegido do circuito, para uma regulação do disparador magnético de $6 \times I_n$ ($I_m=480A$) será de:

$$l \leq \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 25}{2 \times 0,0225 \times (1+1) \times 480} \leq 184m \quad (19)$$

Para uma regulação do disparador magnético de $14 \times I_n$ ($I_m=1120A$) será de:

$$l \leq \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 25}{2 \times 0,0225 \times (1+1) \times 1120} \leq 79m \quad (20)$$

Atendendo que o comprimento do circuito é de 76m, verifica-se que para qualquer regulação do disparador MA (6 a $14 \times I_n$), o disjuntor garante a protecção das pessoas contra contactos indirectos.

No entanto, tal como no esquema de ligação à terra TN, também se deve verificar se o tempo de actuação do dispositivo é compatível com o especificado pelas curvas de segurança, para a tensão limite convencional definida para o local da instalação, que como já foi referido, segundo a norma CEI 364 deverá ser de 0,4s para $U_L=50V$ e, 0,2s para $U_L=25V$.

Assim, torna-se importante calcular o valor da tensão de contacto em caso de segundo defeito.

$$U_c = R_{PE} \times I_d \quad (21)$$

em que, através de uma dedução idêntica à efetuada para o esquema de ligação à terra TN, obtêm-se:

$$U_c = K \times \sqrt{3} \times U_0 \times \frac{m}{2 \times (1+m)} \quad (22)$$

Para o exemplo em consideração, representado na figura 6, tem-se:

$$U_c = 0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times \frac{1}{2 \times (1+1)} = 79,7V \quad (23)$$

Pelas curvas de segurança (figura 10), e para a tensão limite convencional de 25V, o dispositivo deve atuar num tempo inferior a 280ms.

Como se pode verificar na curva de funcionamento do disjuntor, apresentada na figura 9, o dispositivo atuará num tempo inferior ao referido e compatível com o especificado pela norma CEI 364.

Assim, também para esta instalação, e para este ELT, pode-se garantir que o disjuntor apresentado protege efetivamente as pessoas contra contactos indiretos.



Figura 10. Disjuntor Compact NS 80H com disparador MA
(Fonte Schneider Electric)

3. Conclusões

Neste artigo apresentou-se dois exemplos de cálculo e dimensionamento dos dispositivos de proteção das pessoas contra contactos indiretos. Um exemplo para o ELT “TN”, e outro para o ELT “IT”.

Atendendo a que nestes esquemas, e para o caso dos exemplos apresentados, uma situação de defeito é sempre uma situação de curto-circuito entre um condutor ativo e a massa do equipamento de utilização, ou seja, um curto-circuito entre um condutor ativo e o condutor de proteção, são, normalmente, os dispositivos de proteção contra sobretensões que terão a função de também garantir a proteção das pessoas contra contactos indiretos.

Na realidade, nos exemplos que são apresentados, o que se teve que fazer foi verificar se realmente o dispositivo de proteção contra curtos-circuitos também verificava as condições necessárias à proteção das pessoas contra contactos indiretos.

Este facto foi analisado através da verificação do máximo comprimento protegido.

Efetivamente, nestes dois esquemas de ligação à terra, para se poder dimensionar corretamente os dispositivos de proteção, é fundamental conhecer bem as características do circuito, nomeadamente comprimento da instalação, tipo de condutores, trajeto dos cabos, secção dos condutores.

Outro fator importante, é verificar se o dispositivo atua num tempo compatível com especificado pelas normas de segurança. Este facto depende das condições do local da instalação elétrica. De acordo com estas condições, os regulamentos impõe como tensão de contacto limite, 25V ou 50V.

Assim, torna-se importante calcular o valor da tensão de contacto em caso de defeito e, através da curva de segurança dos 25V ou 50V, conforme o caso, obter o tempo

máximo de atuação do dispositivo de forma a que a tensão de contacto nunca ultrapasse o valor da tensão limite convencional. Este facto obriga, também, a conhecer muito bem as curvas de funcionamento dos dispositivos de proteção, para verificar se esta regra do tempo de atuação também é garantida.

No caso dos disjuntores, a zona de funcionamento magnético dos disparadores é quase instantânea, não sendo a regra do tempo de atuação problemática para este tipo de equipamento de proteção.

O facto torna-se mais importante quando os dispositivos de proteção são fusíveis.

4. Bibliografia

- "Esquemas de Ligação à Terra e a Proteção de Pessoas". Aulas do Professor José António Beza Carvalho , Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
- Instalações Elétricas Industriais" - João Mamede Filho - Editora LTC 5ª Edição
- "Esquemas de Ligação à Terra em BT (Esquemas de ligação à terra)" Caderno Técnico nº 172 - Bernard Lacroix e Roland Calvas. Edição: Schneider Electric.
- Electrical-Installation-Guide_2016. Edição: Schneider Electric

Divulgação:	Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas	ISBN:	9789897232046 N°
	Autores: António Augusto Araújo Gomes Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva José António Beza Carvalho	Páginas:	114
		Encadernação:	Capa mole
		Editora:	Publindústria
		Data:	2017

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO

Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas

SOBRE O LIVRO

Esta obra pretende ser, acima de tudo, uma ferramenta didática de apoio aos alunos de cursos de engenharia eletrónica, bem como a técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas.

Pretende ser ainda uma ferramenta prática de estudo e de trabalho, capaz de transmitir conhecimentos técnicos, normativos e regulamentares sobre o dimensionamento e proteção de canalizações elétricas aos diversos agentes eletrónicos, tomando os cuidados de, para cada instalação nos quais sejam intervenientes, selecionar o tipo de canalização e o modo de instalação mais adequados, de forma a maximizar a segurança, a fiabilidade e a funcionalidade, assim como os custos de execução e exploração das instalações.

SOBRE OS AUTORES

António Augusto Araújo Gomes

Bacharel em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Licenciado e Mestre (pré-Bolonha) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999. Coordenador de Obras na CERBERUS – Engenharia de Segurança, entre 1997 e 1999. Sócio da empresa Neutro à Terra – Gabinete de Engenharia Lda (2002 a 2006). Prestação de serviços de formação e/ou projeto e/ou assessoria e/ou consultoria no âmbito das instalações elétricas, telecomunicações, segurança, gestão de energia, eficiência energética, a diversas entidades, nomeadamente NORVA – Consultores de Engenharia, S.A. Schumal – Engenharia e Serviços, Lda, ENERKO – Consultores de Engenharia, Lda, ISQ – Instituto de Soldadura e Qualidade, Quilites – Fábrica de Quadros Elétricos, S.A., IEP – Instituto Eletrotécnico Português, CENERTEC – Centro de Energia e Tecnologia, ANACOM – Autoridade Nacional das Telecomunicações; IDT – Instituto para o Desenvolvimento Tecnológico; EDV – Agência de Energia Entre Douro e Vouga.

Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Produção, Transporte e Distribuição de energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e Mestre (pré-Bolonha) em Eletrotécnica Industrial pela Escola de Engenharia da Universidade do Minho. Professor Adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

José António Beza Carvalho

Bacharel em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto, Mestre e Doutor em Engenharia Eletrotécnica na especialidade de sistemas de energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando as funções de Diretor do Departamento. Integra a direção da Escola Tecnológica de Vale de Cambra como representante do Instituto Politécnico do Porto. É autor de vários artigos publicados em conferências nacionais e internacionais, diretor da revista neutro-à-terra e integrou vários júris de provas públicas de doutoramento e para a carreira do ensino superior.

ENGEBOOK

Família Eletrotécnica
Subfamília Instalações Elétricas

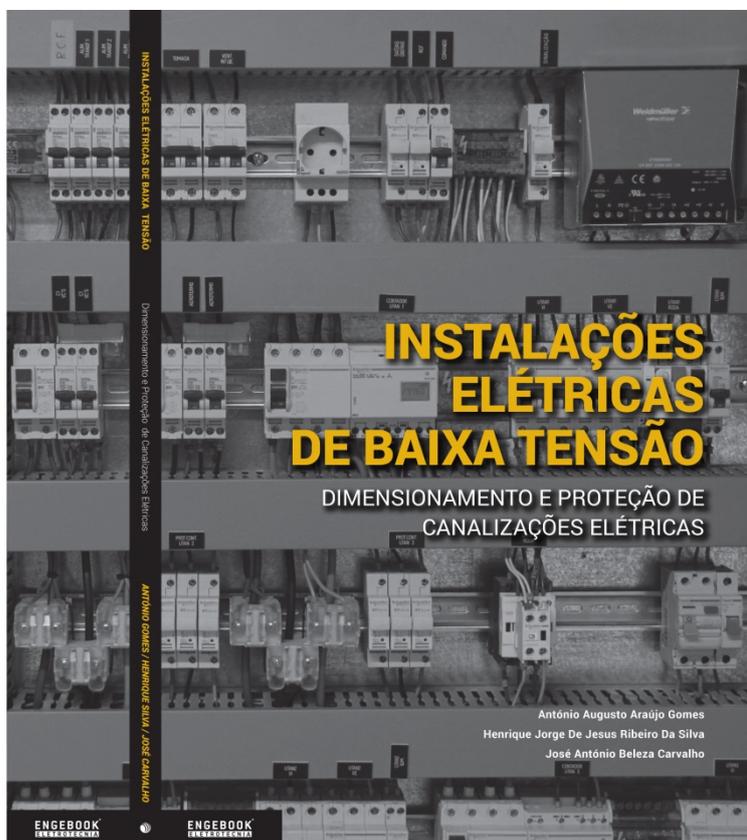
Com o apoio de:   

Também disponível em formato e-book

ISBN: 978-989-723-204-6

9 789897 232046

www.engebook.com



- Do Bloco Privativo de Assinante (BPA) ao Armário de Telecomunicações Individual (ATI) 415
António Augusto Araújo Gomes; Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- ZAP – Muito mais que um acesso privilegiado 423
Sérgio Filipe Carvalho Ramos; António Silva
- Infraestruturas de Telecomunicações. Grandes Projetos 427
Sérgio Filipe Carvalho Ramos; Hélder Nelson Moreira Martins
- A fibra ótica nas comunicações eletrónicas 433
Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- Power Over Ethernet. A solução de vanguarda nas comunicações baseadas em IP 439
Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- ITED – 3ª Edição 2015: Manual evolutivo e reconstutivo 445
Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- Tecnologia Par de Cobre – ITED 3. Para além da transmissão de voz e dados 451
João Alexandre, Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- Resenha Histórica da Regulamentação de Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios (ITUR) em Portugal 455
António Gomes, Rui Castro, Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- ITED 3 – Dimensionamento das redes de cabos coaxiais. 459
José Eduardo Pinho, Marco Rios da Silva, Sérgio Filipe Ramos
- ITUR 2 – Dimensionamento das redes de cabos coaxiais 463
Sérgio Manuel Correia Vieira, Marco Rios da Silva, Sérgio Filipe Ramos
- ITED 3 – TILT. O que é e como se ensaia! 469
Hélder Nelson Moreira Martins
- ITED 3 – Evolução nas Regras Técnicas de Projeto e Instalação de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios 475
Nuno Cota; Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

Página deixada intencionalmente em branco!

DO BLOCO PRIVATIVO DE ASSINANTE (BPA) AO ARMÁRIO DE TELECOMUNICAÇÕES INDIVIDUAL (ATI)

1. Enquadramento

Na década de 50 do século XX foi publicado o Decreto n.º 41486 de 30 de Dezembro de 1957 que regulamentou as estações receptoras de radiodifusão, decorrentes da evolução da “caixa que mudou o mundo”, a televisão.

Posteriormente, na década de 80 desse mesmo século foram fixadas as regras básicas, com o objetivo de dotar os edifícios de infraestruturas de telecomunicações, nomeadamente telefone, telex e dados, com acesso através de redes físicas, mediante a publicação do Decreto-Lei n.º 146/87 de 24 de Março – Instalações Telefónicas de Assinante (ITA), do Decreto Regulamentar n.º 25/87, o Regulamento de Instalações Telefónicas de Assinante (RITA), que estabeleceu as condições técnicas a que deveriam obedecer os projectos, as instalações e a conservação das infraestruturas de telecomunicações, bem como os procedimentos legais a seguir para a elaboração de projetos e solicitação de vistorias às instalações executadas. Em complemento do RITA, o despacho n.º 42 de 11 de Novembro de 1990, homologou o Regulamento de Aprovação de Materiais, bem como o Regulamento de Inscrição de Técnicos Responsáveis. “Assim, as soluções técnicas instituídas inseriam-se num contexto de exploração da rede pública de telecomunicações e oferta de serviço fixo de telefone em regime de monopólio.” (Diário da República – I Série A, 19 de Abril de 2000).

Posteriormente, em 1997 e pelo Decreto-Lei n.º 249/97 de 23 de Setembro, foi estabelecido o regime de Instalação em edifícios, de sistemas de distribuição de sinais de radiodifusão sonora e televisiva para uso privativo, por via hertziana terrestre (tipo A), por via de satélites de radiodifusão (tipo B), ou por cabo (tipo C), devidamente complementado por Prescrições Técnicas de Instalação e por Prescrições Técnicas de equipamentos e matérias, revogando o anterior diploma Decreto-Lei n.º 41486.

Com o contínuo e cada vez mais exigente desenvolvimento das atividades económicas e com os significativos avanços tecnológicos verificados, assim como a liberalização do sector das Telecomunicações em Portugal, impôs-se a necessidade de formulação de novas regras para a instalação das infraestruturas de telecomunicações em edifícios, bem como para as atividades de certificação das instalações e avaliação de conformidade de infraestruturas, materiais e equipamentos.

Neste contexto, foi “com naturalidade” que surgiu uma nova legislação sobre instalações de infraestruturas de telecomunicações em edifícios. Com efeito, a manutenção de regimes diversos em que estivessem em causa serviços de telecomunicações endereçadas ou de difusão, não fazia qualquer sentido, pelo que e através do Decreto-Lei n.º 59/2000 de 19 de Abril, foram estabelecidos os regimes de instalação das infraestruturas de telecomunicações em edifícios (ITED) e respectivas ligações às redes públicas de telecomunicações, assim como o regime de atividade de certificação das instalações e avaliação de conformidade de materiais e equipamentos. Deu-se um primeiro e grande passo para a evolução do setor das comunicações electrónicas em Portugal.

O crescimento do “mundo” das comunicações electrónicas e o constante desenvolvimento de produtos e serviços cada vez mais inovadores e com maiores velocidades de transmissão, impôs a necessidade de preparar e dotar os edifícios com infraestruturas capazes de darem uma resposta cabal a essas novas exigências.

Passados apenas 5 anos da entrada em vigor da 1ª edição do manual ITED (Julho de 2004), é editado o 2º Manual ITED, acompanhado agora com a primeira versão do Manual ITUR, decorrentes do novo enquadramento criado pelo Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de Maio com as devidas alterações conferidas pelo Decreto-Lei n.º 258/2009, de 25 de Setembro.

Foi, assim, dado mais um passo, na recepção da nova geração de infraestruturas de telecomunicações em Portugal.

O presente artigo visa apresentar uma comparação da evolução ao nível do equipamento de recepção das infraestruturas de telecomunicações em edifícios. Para tal, é apresentada uma descrição do Bloco Privativo de Assinante (BPA), e do Armário de Telecomunicações Individual, quer da 1ª edição do Manual ITED quer da sua 2ª edição.

2. Bloco Privativo de Assinante (BPA)

As infraestruturas, que se destinavam exclusivamente à instalação de serviços de telecomunicações ligados às redes públicas, e em concordância com o RITA e com o Decreto Regulamentar n.º 25/87, deveriam: "ser previamente projectada, o respectivo projecto ser entregue na Câmara Municipal da área do edifício existente ou a construir, que o deve submeter à apreciação e aprovação da empresa operadora respectiva (Artigo 11º do RITA). O RITA estabelecia que as infraestruturas "novas ou que tenham sofrido qualquer alteração, não podem ser ligadas à rede sem que previamente tenham sido vistoriadas aprovadas pelos serviços competentes da empresa operadora respectiva" (Artigo 17.º do RITA).

Aquando da entrada em vigor em 1987 do Regulamento de Instalações Telefónicas de Assinante (RITA), a qual perdurou até 31 de Dezembro de 2004, nos "projectos da rede telefónica" era considerada uma caixa de entrada em cada fracção, normalmente do "tipo I2", ou seja uma caixa em PVC com as dimensões 90 x 85 x 90 mm (largura x comprimento x profundidade) em que no seu interior era prevista a colocação de um BPA.

O Bloco Privativo de Assinante, montado em regra no interior de uma caixa "tipo I2", é uma unidade modular de ligação e ensaio a instalar na rede individual de cabos quando existem linhas de rede terminadas em tomadas e que pode comportar protecções. De referir que o BPA representava apenas um dos componentes que faziam parte das infraestruturas telefónicas.

Existiam, basicamente, três tipos de unidades modulares:

1. Bloco Privativo de Assinante com descarregadores de sobretensões e com Fusíveis (BPAF) - Unidade modular constituída por 2 conjuntos formados, cada um, por uma associação série resistência e condensador, por descarregadores de sobretensões e fusíveis e por 2 terminais de entrada e 3 de saída., conforme figura 1.

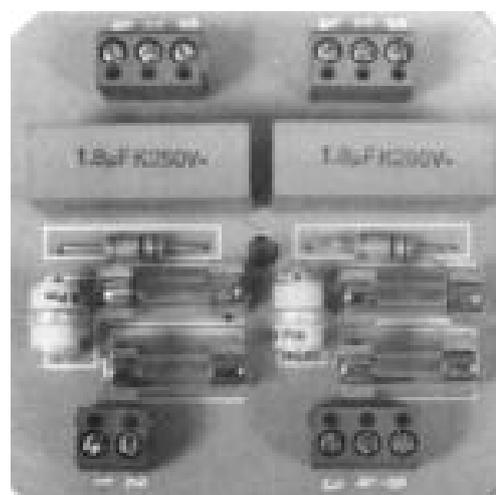
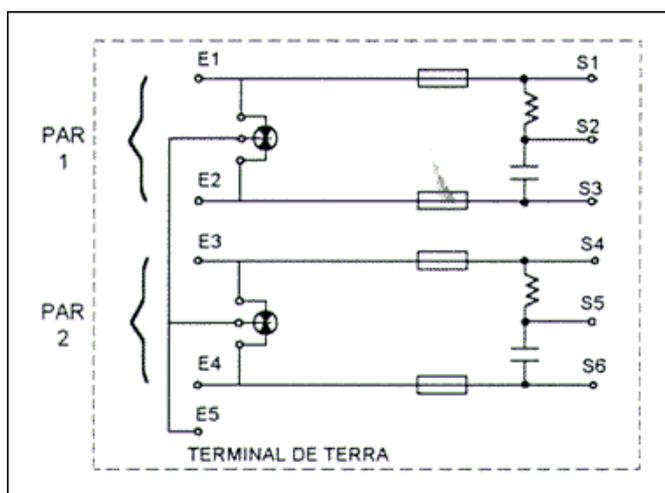


Figura 1 – Bloco privativo de assinante com descarregadores de sobretensões e com fusíveis (BPAF)

2. Bloco Privativo de Assinante com Descarregadores de Sobretensões (BPAD) - Unidade modular constituída por 3 conjuntos. Dois deles são formados, cada um, por uma associação série resistência e condensador, por descarregadores de sobretensões e por 2 terminais de entrada e 3 de saída. O terceiro conjunto é constituído por 3 terminais de entrada e 3 de saída, Interligados directamente. A figura 2 ilustra o BPA atrás descrito.

3. Bloco Privativo de Assinante Simples (BPAS) Unidade modular constituída por 3 conjuntos que apenas diferem dos que constituem o DPAD, por não terem incorporado descarregadores de tensões. A figura 3 ilustra o BPA atrás descrito.

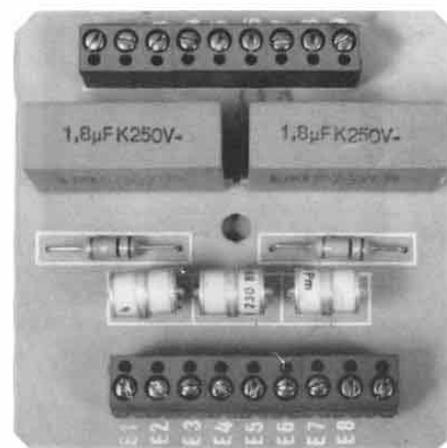
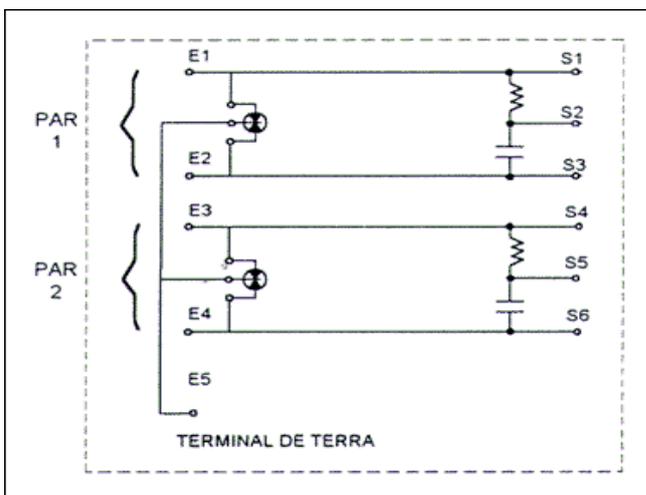


Figura 2 – Bloco Privativo de Assinante com Descarregadores de Sobretensões (BPAD)

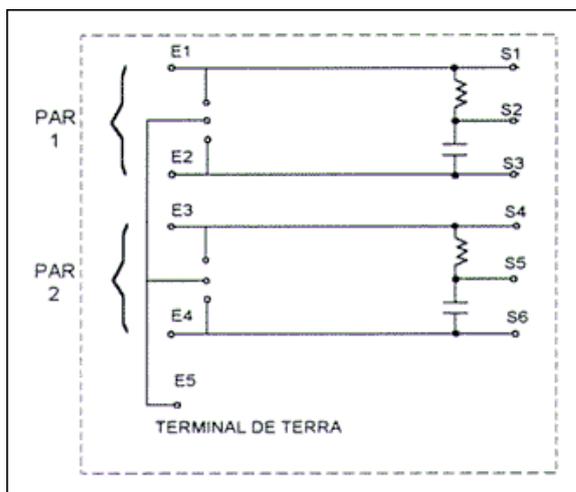


Figura 3 – Bloco privativo de assinante simples (BPAS)

Usualmente cada BPA comportava duas linhas telefónicas (2 números distintos de telefone), pese embora, pudessem existir blocos com mais entradas de linhas telefónicas.

Cada linha telefónica corresponde à existência de 2 condutores. O cabo telefónico de ligação entre o Repartidor Geral do Edifício (RGE) e o BPA previsto durante a vigência do RITA era o cabo do tipo TVHV. Hoje em dia o cabo do tipo TVHV está completamente em desuso para fins de telecomunicações de voz e dados. O terminal E8, ou E5 no caso da Figura 1, era utilizado para ligação do terminal de protecção.

Em jeito de conclusão, e no que toca à recepção das infraestruturas de telecomunicações em edifícios até 31 de Dezembro de 2004, apenas se considerava a realização do projecto de execução da rede telefónica sendo o BPA o componente fundamental da recepção do sinal de voz.

Ao olhar para trás, e ao relembrar os dispositivos então utilizados, parece-nos, de certa forma, algo ultrapassado e obsoleto.

Em boa parte é verdade, pela exigência legislativa actual do sector das comunicações electrónicas em Portugal, no entanto é bom lembrar que a grande maioria dos edifícios, nomeadamente os edifícios residências, estão ainda equipados com este tipo de equipamentos. Assim, e apesar da sua não prescrição e execução dos actuais projectos de telecomunicações, o BPA mantém-se hoje em dia, em grande percentagem de fracções, como o equipamento responsável pela fronteira de recepção de sinal telefónico entra a rede colectiva/operador e a rede individual.

3. Armário de Telecomunicações Individual – ATI (1ª Edição Manual ITED)

O ATI surge com a 1ª edição das Especificações e Prescrições Técnicas do Manual ITED em Julho de 2004 e entrada em vigor para instalações novas ou a reformular a 1 de Janeiro do ano seguinte.

A mudança de paradigma no sector das telecomunicações em Portugal promoveu o aparecimento de novas ofertas e serviços e, concomitantemente, baliza as áreas fundamentais de intervenção, designadamente, sinais de voz, dados, televisão e videoportarias.

Aos utilizadores dos edifícios são criadas as bases que proporcionarão a entrada de novos serviços de telecomunicações (internet e TV cabo, por exemplo), com base no estabelecimento de toda uma infra-estrutura capaz de assegurar a recepção e repartição adequada desses diferentes sinais.

Assim, o BPA sofre, naturalmente, uma evolução avassaladora.

Em vez da típica caixa do “tipo I2” contendo o típico circuito impresso, o ATI apresenta-se agora como sendo uma caixa que recebe e distribui diferentes tecnologias. Permite ao utilizador tornar a sua rede individual mais versátil e reconfigurar a distribuição dos diferentes sinais sem necessidade de estabelecer nova cablagem pelo interior das fracções.

Possibilita a recepção de cada vez maior largura de banda. O quanto mudou e evoluiu, a partir daí, a oferta de novos serviços de comunicações electrónicas em Portugal.

Basicamente, o ATI tem a mesma função que o anterior BPA, ou seja, efectua a fronteira entre a rede colectiva/ou operador e a rede individual sendo constituída, essencialmente, pelo Dispositivo de Derivação de Cliente (DDC) associado à recepção e distribuição de par de cobre (PC), e a TAP de cliente responsável pela recepção e distribuição de sinal de televisão (cabo coaxial – CC).

Embora estivesse contemplada a utilização de redes de fibra óptica, a sua utilização era deixada ao critério do projectista/dono de obra. Usualmente apenas utilizada na interligação de bastidores. Assim, e ao nível do ATI apenas eram contemplados equipamentos de recepção associado à tecnologia de PC e CC.

A Figura 4 ilustra um exemplo típico dos ATI's usados durante a vigência do DL 59/2000 e que esteve em vigor até à 2ª edição do Manual ITED.

O ATI, composto por uma única caixa, normalmente em policloreto de vinilo (PVC), era constituído basicamente por duas zonas distintas. Uma parte frontal, acessível ao utilizador e uma zona posterior, de acesso condicionado, apenas acessível a técnicos habilitados.

Conforme se poderá observar pela Figura 4, o ATI decorrente da introdução da 1ª edição do Manual ITED era constituído por duas tecnologias, o Par de Cobre e o Cabo Coaxial.

O cabo Par de Cobre proveniente da rede colectiva ou caixa de entrada de moradia unifamiliar (CEMU) estava adaptado à classe C de ligação (categoria 3 – 16 MHz) e a partir do secundário do dispositivo de derivação de cliente derivava um cabo PC da classe de ligação D (categoria 5 – 100 MHz).

Tipicamente, o ATI incorporava também uma TAP de cliente de recepção e distribuição de sinal de televisão TV por cabo (CATV) e de antenas terrestres convencionais (MATV).

Havendo, normalmente, espaço de reserva para colocação futura de uma TAP de recepção de sinal de televisão proveniente da recepção via satélite (SMATV). A fibra óptica era, assim, e ao nível da instalação da rede individual, uma miragem.

A procura por cada vez maiores larguras de banda, bem como a oferta de novos serviços de telecomunicações impuseram a necessidade em adequar e atualizar as infraestruturas de Telecomunicações.

4. Armário de Telecomunicações Individual (ATI) - (2ª Edição Manual ITED)

A procura de cada vez maiores larguras de banda bem como a necessidade em promover e implementar, definitivamente, uma livre concorrência neste sector, aliás, a 1ª edição do Manual ITUR deu um passo firme nesse sentido, abriram as portas para uma atualização das anteriores prescrições e especificações técnicas.

Assim, decorridos apenas 5 anos após a entrada em vigor da 1ª Edição do Manual ITED surge a sua 2ª edição.

No que respeita à nova geração de ATI's estes deram um salto tecnológico significativo, não só pela inclusão de 3 tecnologias obrigatórias, mas também pelo aumento da qualidade das classes de ligação exigidas. Para além do PC e CC acresce, agora, a fibra óptica (FO).

Assim, o ATI é agora constituído por três repartidores de cliente adaptados a cada tecnologia e a maior categoria ao nível do desempenho.

1. Repartidor de Cliente Par de Cobre – RC-PC;
2. Repartidor de Cliente Cabo Coaxial – RC-CC;
3. Repartidor de Cliente Fibra Óptica – RC-FO.

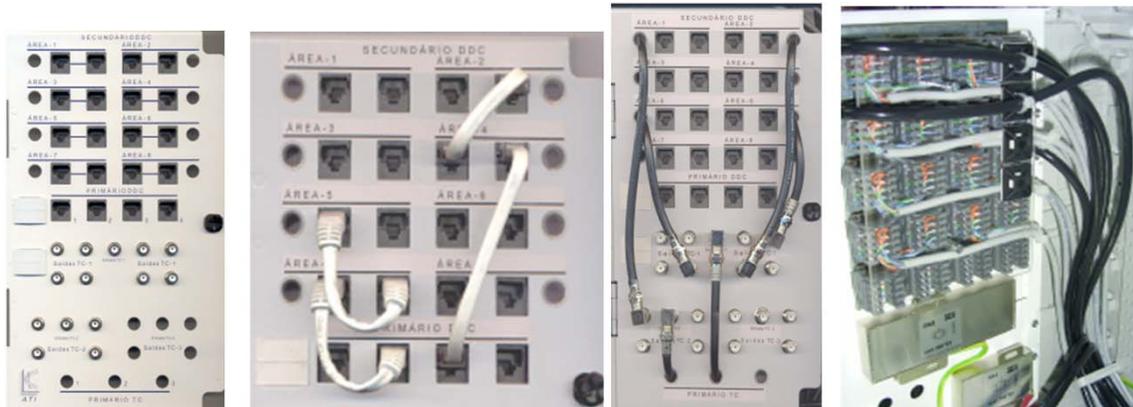


Figura 4 – ATI típico – ITED 1ª Edição

Em conformidade com a secção 2.5.3.2.3 da 2ª Edição do Manual ITED, “...o ATI poderá ser constituído por uma ou duas caixas e pelos dispositivos (ativos e passivos), de interligação entre a rede coletiva e a rede individual de cabos. Preferencialmente, o ATI será constituído por um armário bastidor.”

A figura 5 ilustra a coexistência dos três repartidores de cliente existentes no interior do ATI.

A 2ª Edição do Manual ITED, determina que independentemente da solução a adotar para o

dimensionamento do ATI este deverá ter espaço suficiente para albergar no seu interior pelo menos 2 equipamentos ativos, sendo que o espaço para albergar esse equipamento poderá fazer parte integrante do corpo do ATI ou poderá ser independente. No caso de ser independente poder-se-á prever a existência de uma caixa de apoio ao ATI (CATI), cujas dimensões deverá ser igual à caixa do ATI. Existirá, pois, uma interligação entre caixas de forma a poder passar a cablagem necessária.

A figura 6 ilustra um exemplo de uma Caixa de Apoio ao ATI (CATI).

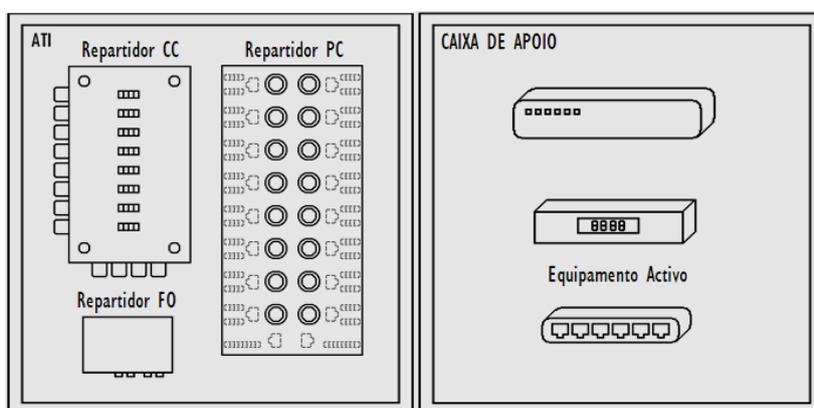


Figura 5 – Repartidores de cliente existentes no ATI



Figura 6 – Exemplo de uma possível solução ATI [Cortesia Quitérios]

A figura 7 ilustra um exemplo de uma solução de um Armário de Telecomunicações Individual.

No entanto, a solução para ATI não se esgota apenas na caixa/armário tradicional.

A figura 8 ilustra um exemplo de uma possível solução de um Armário de Telecomunicações Individual do tipo bastidor, o qual poderá ser utilizado para o sector residencial, comercial ou serviços.

A adoção de um ATI do tipo bastidor poderá apresentar algumas vantagens práticas, nomeadamente no que se refere à facilidade de instalação e operação.

No entanto, e independentemente da solução a adotar, é necessário dotar os ATI de condições físicas que permitam a colocação de equipamentos que possibilitem a codificação/descodificação e gestão de sinalização de suporte a serviços, distribuindo-os por diferentes áreas.



Figura 7 – Exemplo de uma solução ATI [Cortesia Teka]



Figura 8 – Solução ATI – Bastidor de parede

Coexistirão, assim, de forma associada equipamentos activos tais como:

- Tecnologia par de cobre – Modem DSL, Router, HUB/switch;
- Tecnologia cabo coaxial – Modem cabo, Router, HUB/switch;
- Tecnologia fibra óptica – “Optical Network Terminal” (ONT), Router, HUB/switch.

A figura 9 ilustra dois diferentes repartidores de cliente existentes nos novos ATI.

As caixas do ATI deverão, ainda, satisfazer os seguintes requisitos técnicos mínimos:

- Essencialmente não metálicas (exemplo: plástico). Poderão no entanto conter partes metálicas, como por exemplo reforços de estrutura ou painéis para fixação de tomadas e dispositivos. Todas as partes metálicas, quando existam, deverão ser ligadas ao terminal de terra. As portas poderão abrir da esquerda para a direita ou da direita para a esquerda em função da melhoria de facilidade da sua montagem bem como nos ensaios a realizar;
- Resistentes à propagação da chama;
- Identificadas com a palavra “Telecomunicações”, marcada de forma indelével na face exterior da porta.



Figura 9 – Exemplos de equipamentos activos a colocar no ATI.

Existe, assim, uma grande flexibilidade na solução de ATI a adoptar pelos projectistas. Desta forma, potencia-se, a adopção da melhor solução para cada instalação, quer em termos técnicos, quer em termos económicos, e que corresponda às expectativas geradas pelo dono de obra, garantindo ainda ao utilizador final a exploração das infraestruturas de telecomunicações em condições de grande qualidade.

5. Conclusões

A satisfação das crescentes necessidades e a defesa dos interesses dos consumidores de comunicações electrónicas passa por infraestruturas de telecomunicações modernas, fiáveis e adaptadas às necessidades dos consumidores e ao tipo de serviços disponibilizados pelos operadores de telecomunicações. A evolução regulamentar, de enquadramento e suporte a esta evolução, foi acompanhada por uma evolução técnica e tecnológica, nos diversos componentes integrantes das instalações de telecomunicações.

Com a elaboração do presente artigo pretendeu-se contribuir, embora de uma forma sucinta, para o conhecimento da evolução verificada ao nível do equipamento de recepção das infraestruturas de telecomunicações nas fracções de utilização. Desde meados da década de 80 do século passado até aos nossos dias que o sector das telecomunicações pautou-se por ser um sector dinâmico e que tem sabido acompanhar, em termos regulamentares, a evolução das tecnologias de ponta.

De realçar que sempre que houve alterações efectuadas à legislação no sector das infraestruturas de telecomunicações, estas foram, quase sempre, recebidas com alguma desconfiança e resistência por parte de uma percentagem significativa de técnicos e instaladores. Contudo, e com o passar do tempo, o reconhecimento pela imposição de uma medida de qualidade mínima nos projectos e instalações de telecomunicações tem sido francamente positiva.

ZAP

MUITO MAIS QUE UM ACESSO PRIVILEGIADO

Resumo

Parafraseando as prescrições e especificações técnicas da 2ª Edição do Manual de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), *“Os fogos de uso residencial possuem, obrigatoriamente, um local onde se concentram as três tecnologias: par de cobre (PC), cabo coaxial (CC) e fibra ótica (FO). Esse local é designado por Zona de Acesso Privilegiado (ZAP) e localiza-se na divisão mais adequada, no entendimento do projetista e de acordo com as preferências do dono de obra”.*

Nesta zona concentram-se as 3 tecnologias atualmente obrigatórias constituindo, assim, um suporte para o fornecimento avançado de serviços tecnológicos evoluídos.

A modernização e evolução das infraestruturas de comunicações eletrónicas em Portugal na última década, quer ao nível regulatório, quer ao nível tecnológico dos equipamentos, constituem, implacavelmente, um poderoso incentivo à expansão da sociedade do conhecimento que deixaremos como legado às gerações vindouras.

1 Introdução

A entrada em vigor do Manual ITED, 1ª Edição, Julho de 2004, aplicou-se a todos os edifícios novos ou alvo de remodelação, a partir de 1 de Janeiro de 2005, e representou uma alteração profunda da filosofia do quadro regulatório do anterior Regulamento de Instalações Telefónicas de Assinante (RITA), de forma a ter em conta a evolução tecnológica das soluções de infraestrutura de rede a instalar nos edifícios, designadamente, par de cobre e cabo coaxial.

Com efeito, e no que respeita às redes de cabo coaxial, foram definidas as regras e especificações técnicas a cumprir para o estabelecimento de infraestruturas de receção de sinais sonoros e de vídeo. Assim, foram criadas as condições para a receção das redes de televisão por cabo (CATV), entretanto difundidas por Portugal, assim como as ligações efetuadas a partir das antenas hertzianas ou de satélite.

Testemunhamos uma revolução na oferta de um maior número de canais televisivos com qualidade crescente.

Aliás, a privatização do setor das telecomunicações foi a ignição necessária para o surgimento de novos serviços de telecomunicações. Assistimos a uma crescente procura de serviços com cada vez mais maior largura de banda.

O novo paradigma introduzido pela 1ª Edição do Manual ITED abordou, ainda, a possibilidade de se implementarem redes de cablagem estruturada que consistia, basicamente, numa infraestrutura mista utilizada para comunicações de dados e de voz.

2 ZAP – Zona de Acesso privilegiado

Aquando da aplicação da 1ª Edição do Manual ITED a colocação da ZAP na rede individual das frações autónomas residenciais era apenas recomendada. Recordando o ponto 4.3.5 do anterior Manual ITED: *“Recomenda-se a existência de uma Zona de Acesso Privilegiado (ZAP). A ZAP caracteriza-se pela existência, no mesmo local, de 2 tomadas coaxiais a uma distância máxima de 30 cm uma da outra (preferencialmente integradas no mesmo espelho). Esta zona vai permitir a ligação simultânea, de um mesmo equipamento terminal de cliente, a dois sinais distintos provenientes de 2 redes coaxiais, estando assim preparada para futuros serviços baseados na tecnologia coaxial. A localização da ZAP fica ao critério do projetista”.*

A Figura 1 ilustra a representação em projeto e uma foto real de um exemplo típico de uma ZAP quando a 1ª Edição do Manual ITED se encontrava em vigor.

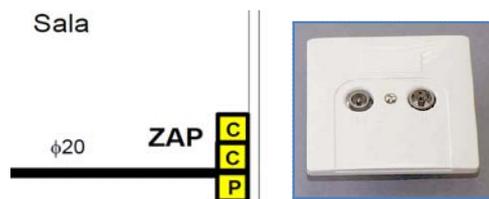


Figura 1 – Exemplo típico de uma ZAP
ITED 1ª Edição – DL 59/2000

De notar que a instalação deste acesso privilegiado não se revestia de cariz obrigatório mas antes de uma recomendação que o projetista/dono de obra poderia, ou não, ter em linha de conta.

Passados apenas 4 anos da entrada em vigor da 1ª Edição do Manual ITED, a Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) edita a 2ª Edição do Manual ITED.

Este novo Manual ITED não sendo um Manual de rutura relativamente ao primeiro é, ainda assim, muito inovador tanto em conceitos de infraestrutura como de equipamentos e respetivas especificações. Afirmar que a 2ª Edição do Manual ITED se relaciona apenas com a obrigação de instalar fibra ótica nos edifícios trata-se, seguramente, de uma afirmação muito redutora daquilo que representa na realidade a 2ª Edição do Manual ITED.

Profundas foram as mudanças introduzidas no conceito de zona de acesso privilegiado. Conforme o ponto 8.1 da 2ª Edição do Manual ITED poder-se-á ler que “os fogos de uso residencial possuem, **obrigatoriamente**, um local onde se concentram as três tecnologias (PC, CC e FO). Esse local é designado por Zona de Acesso Privilegiado (ZAP) e localiza-se na divisão mais adequada, no entendimento do projetista e de acordo com as preferências do dono da obra”.

Assim, a instalação da ZAP passa de opcional/recomendada para obrigatória. Além disso, representa um ponto de convergência das 3 tecnologias atualmente usadas, conforme ilustrado na Figura 2.

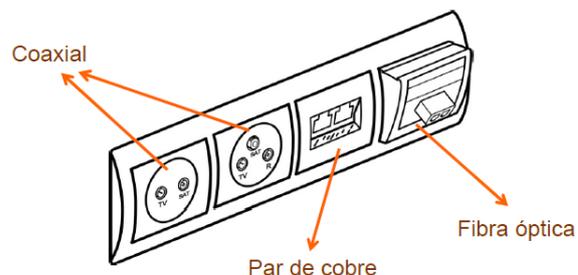


Figura 2 – Exemplo de uma tomada de uma ZAP
(Fonte: ITED 2ª Edição – Figura 109)

A Figura 3 representa os locais de colocação obrigatória da ZAP e das restantes tomadas (por cada diferente tecnologia). Conforme se poderá observar pela figura, e em função do local e tipo de tomadas, a indústria desenvolveu produtos que dão resposta aos aspetos regulamentares introduzidos pela 2ª Edição do Manual ITED.

A existência de duas tomadas por tecnologia permitirá, por exemplo, utilizar uma como ponto de receção de sinal, e outra de envio para o ponto de distribuição – Armário de Telecomunicações Individual (ATI).



Figura 3 – Locais de colocação obrigatória de tomadas na rede individual

A Figura 4 representa um exemplo das potencialidade de utilização da ZAP. Assim, é ilustrada a possível utilização de um serviço prestado por um determinado operador, neste caso em tecnologia de fibra ótica, que é ligada desde o secundário do repartidor de cliente alojado no (ATI) até à tomada de FO da ZAP. Aqui, um conversor eletro-ótico (ONT – *Optical Network Terminal*), receciona o sinal do operador e distribui novamente ao ATI via par de cobre, disponibilizando assim, este serviço pelas restantes divisões da fração.

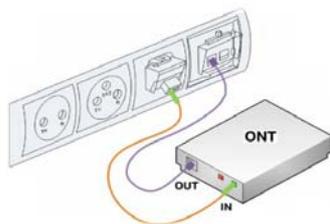


Figura 4 – Exemplo de ponto de receção e envio de sinal na ZAP

Com efeito, e com o estabelecimento destas novas infraestruturas os operadores são agora capazes de assegurar serviços com maior largura de banda.

3 Obstáculos à mudança

As prescrições técnicas da 2ª Edição do Manual ITED vem, definitivamente, em defesa dos interesses dos consumidores de comunicações eletrónicas. Essa defesa de interessa passa, impreterivelmente, por infraestruturas de telecomunicações modernas, fiáveis e adaptadas aos serviços dos operadores .

Mas, e em abono da verdade, estas prescrições técnicas asseguram que todos os edifícios (novos ou alvo de remodelação) terão, forçosamente, de estar adaptados às exigências especificadas no Manual ITED. Desta forma, e independentemente de quem possa, a dado momento, usufruir das instalações, estas garantem o suporte de receção das comunicações eletrónicas.

Apesar desta obrigatoriedade legislativa (a aplicação da infraestruturas de telecomunicações em edifícios), muitos são, infelizmente, os casos de relutância que se vão observando por parte dos donos de obra em executar tais

infraestruturas, refugiando-se no fundamento que irão habitar/usar as instalações que constroem para todo o sempre e que “jamais” irão necessitar de uma infraestrutura de telecomunicações em conformidade com a legislação vigente.

A História, ensina-nos precisamente o contrário. Se numa dada realidade apenas nos “faz falta o que conhecemos e não o que desconhecemos”, temos presenciado que vivemos na era das comunicações e da informática. A tecnologia evolui a um ritmo acelerado e extremamente dinâmico. Quem, há cerca de 15/20 anos diria que cada pessoa com mais de 16 anos em Portugal teria um telemóvel, senão mais que um? Quem diria que a utilização generalizada da internet seria uma realidade, quando apenas estava franqueada ao acesso para fins militares?

A resposta parece-nos clara e evidente. Os edifícios deverão ter as infraestruturas de telecomunicações que possam assegurar no presente, ou no futuro, a entrada de redes de novas geração com oferta de serviços até então inimagináveis.

Assim, as novas infraestruturas de telecomunicações integram num único conceito de rede atuais diferentes tipos de redes e serviços. Deste modo, permitirá economia de custos a nível de exploração e manutenção, apresentando ainda como vantagem a convergência de serviços.

Aplicações de segurança e controlo doméstico e empresarial, utilização de videoconferência, plataforma multisserviços assente em IP (*Internet Protocol*), serviços de assistência médica remota (quer consulta quer operação), serviços informatizados disponibilizados na administração pública, entretenimento *online*, televisão a 3 dimensões (3D), aulas ministrada em *E-learning*, são alguns dos exemplos de aplicações e serviços disponibilizados assentes na utilização e exploração das redes de nova geração suportadas pelas infraestruturas de telecomunicações em edifícios.

Afinal o futuro é já amanhã!

4 ZAP – Resposta do setor industrial

Com a introdução de nova legislação e exigência de novas tecnologias os fabricantes, inevitavelmente, forneceram respostas eficazes na melhoria da concretização das instalações de telecomunicações.

Para cooperar na elaboração artigo convidamos a empresa EFAPEL, fabricante nacional de material elétrico de baixa tensão, a apresentar a solução adotada por esta empresa para a instalação da ZAP.

A EFAPEL apresenta a sua nova gama de tomadas mistas para fazer face aos requisitos mínimos e obrigatórios do enquadramento legislativo emanado pela 2ª Edição do Manual ITED.

O produto desenvolvido por esta empresa encontra-se patenteado e permite a instalação, num só ponto, de duas ou três das tecnologias disponíveis: coaxial, par de cobre e fibra ótica, dando assim continuidade à estratégia de permanente investimento em Inovação (ver Figura 3).

Com esta proposta de solução técnica de vanguarda, o fabricante teve a preocupação em reduzir ao máximo o impacto visual causado pela colocação de várias tomadas em linha concentrando, deste modo, as tomadas das diferentes tecnologias numa aplicação mais económica e mais discreta.



Figura 5 – ZAP – Solução de Tomada Mista
(Cortesia EFAPEL)

A Tomada Mista ITED da Figura 5 constitui, além do mais, uma solução económica, pois permite dois aparelhos na Zona de Acesso Privilegiado em vez dos habituais quatro e um aparelho nas demais divisões, em vez de dois.

5 Conclusões

Com o presente artigo visou-se evidenciar a evolução da zona de acesso privilegiado ao longo dos recentes anos, no âmbito das infraestruturas de telecomunicações em edifícios.

Foi identificada a evolução da ZAP segundo uma perspetiva legislativa e ainda numa perspetiva tecnológica.

Assim, e dado que a industria se adaptou à mudança de paradigma nas ITED, retratou-se aqui as soluções de vanguarda lançadas por um fabricante nacional – EFAPEL – que em apenas duas tomadas sobre o mesmo espelho concentra as características exigidas para o estabelecimento da ZAP.

Assim, com infraestruturas adaptadas às redes de nova geração, com a colocação de equipamentos que, pela sua qualidade, assegurem o melhor benefício da sua exploração, está, definitivamente, aberta a utilização de serviços e conteúdos inovadores transversais a todas as áreas de negócio e de lazer, com impacto direto na qualidade de trabalho e de vida das pessoas.

O desenvolvimento social e económico do país passa por inúmeros setores de atividade e, seguramente, o setor das infraestruturas de telecomunicações em edifícios é um deles.

Referências

- [1] Manual ITED – Prescrições e Especificações Técnicas das Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios, 1ª Edição, ANACOM, Julho 2004.
- [2] Manual ITED – Prescrições e Especificações Técnicas das Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios, 2ª Edição, ANACOM, Novembro 2009.
- [3] Decreto-Lei 59/2000 de 19 de Abril de 2004.
- [4] Decreto-Lei 123/2009 de 21 de Maio de 2009.
- [5] Decreto-Lei 258/2009 de 25 de Setembro de 2009.
- [6] Catálogo Geral da EFAPEL Soluções Elétricas, http://www.efapel.pt/fotos/editor2/catalogo2011/pt/swf/cat_pt.html
Consultado em Junho de 2012

INFRAESTRUTURAS DE TELECOMUNICAÇÕES.

GRANDES PROJETOS.

1. Introdução

Decorridos três anos após a publicação da 2ª edição das Prescrições e Especificações Técnicas das Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (Manual ITED), verificou-se uma melhoria substancial não só na oferta de prestação de serviços por parte dos operadores como uma maior flexibilidade de exploração por parte dos utilizadores.

Com efeito, a publicação do DL 123/2009, com a respetiva redação conferida pelo DL 258/2009, não sendo uma legislação de rutura face ao anterior DL 59/2000 veio, uma vez mais, elevar os índices de qualidade das instalações e promover o desenvolvimento tecnológico no setor das comunicações eletrónicas.

Convém não esquecer que a publicação da legislação mencionada não se baseou em trazer “mais do mesmo”, pelo contrário, trouxe inovação e exigência de rigor e profissionalismo por parte dos profissionais do setor, sejam eles projetistas, instaladores ou fabricantes.

A instalação obrigatória de fibra ótica marcou, inquestionavelmente, um marco de viragem na promoção e potencialização de infraestruturas capazes de albergar novos serviços com larguras de banda cada vez maiores, face à globalização dos sistemas de comunicação. Muitos foram os que “levantaram o dedo” em tom de protesto acalorado face à introdução da fibra ótica, à atualização de classes de ligação mais exigentes, à exigência de introdução de equipamentos ativos (até então de grandes dimensões), bem como à colocação de Armários de Telecomunicações Individual e de Edifício (ATI e ATE, respetivamente) de dimensões consideravelmente superiores. Paulatinamente, e com a distância temporal entretanto verificada, emerge, agora, uma resignação generalizada face às reais vantagens da nova geração das infraestruturas de comunicações eletrónicas.

À qualidade das soluções técnicas de telecomunicações está, naturalmente, associada à qualidade dos técnicos projetistas, bem como às soluções técnicas dos fabricantes. A exigência (entenda-se: obrigatoriedade!) de formação/atualização de conhecimentos dos técnicos responsáveis foi, também, um dos “pomos da discórdia”, decorrentes da publicação do DL 123/2009. “Saber não ocupa espaço”, diz o povo na sua sabedoria popular. Porém, muitos foram os técnicos que, de forma resignada mas contestativa frequentaram os cursos de formação atualizantes. Alguns, por ventura, deram o tempo por perdido, face aos novos conhecimentos adquiridos, contudo, e com base em dados fornecidos por uma das empresas de formação, a grande maioria dos técnicos valorizou o curso frequentado e a aquisição de novos conhecimentos a aplicar nos projetos e soluções técnicas de comunicações eletrónicas. Neste domínio tão sensível, o legislador deste setor, uma vez mais, teve uma visão de futuro não se deixando influenciar por contestações próprias de aversão à mudança.

O futuro é já amanhã, e novas áreas de intervenção surgirão com toda a certeza pelo que, seguramente, não será excluída a possibilidade de complementar as regras atualmente existentes.

O presente artigo, mais que do que a preocupação das soluções técnicas a aplicar nos projetos de telecomunicações, visa, fundamentalmente, uma reflexão séria do estado atual dos projetos de telecomunicações em Portugal, bem como uma referência particular à diferenciação das soluções técnicas a apresentar. Assim, é com especial louvor que agradecemos a preciosa colaboração da TELEVÉS, que se tem pautado como uma das empresas de excelência na área das comunicações eletrónicas em Portugal.

2 Projeto de Telecomunicações: Grande ou Pequeno?

O que define na prática um grande projeto de um “pequeno projeto”? Será o valor total com o custo de material e mão-de-obra? Ou será um edifício com muitos fogos ou com área elevada? Poderá uma moradia unifamiliar ser considerada um “grande projeto”?

Convém, pois, desmistificar à partida, o conceito de “grande ou pequeno projeto”.

Poder-se-á afirmar que um “pequeno projeto”, não obstante a área ou o número de fogos do mesmo, se confina a uma solução técnica minimalista, ou seja que apenas considere a solução mínima exigida pela 2ª Edição do Manual ITED (partindo do princípio que são apresentados os cálculos de sinal audiovisual e dimensionamento de tubagem). Pouca contribuição técnica e tecnológica é conferida ao projeto.

Assim, e por “grande projeto”, poderá estar subentendida uma solução técnica que, apoiada na legislação vigente é dada uma solução técnica que preenche os requisitos reais de utilização e ocupação dos espaços, com uma preocupação premente em estabelecer uma solução económica mas tecnicamente exigente. Por norma, o projetista impõe uma solução com maior contribuição de equipamentos e soluções tecnológicas. Tipicamente, o custo pelo projeto reflete as reais horas de dedicação à realização do mesmo como as deslocações e acompanhamento em obra.

Quando confrontado com a realização de projetos de telecomunicações os projetistas têm de escolher um de dois caminhos, conforme representado a Figura 1.

Ou se envereda por uma solução com preço baixo, impraticável, sem a devida conduta profissional associada à realização do mesmo ou, por outro lado, apresenta uma solução praticável com o exigido pelo Manual ITED e com o preço que reflita não só os honorários referentes à realização do projeto, como também ao devido acompanhamento da obra por parte do técnico responsável. Há, pois, que saber escolher bem!

3 Projeto de Telecomunicações: Soluções para Hotelaria

Como exemplo de instalações diferenciadas das de habitação e serviços poderá ser, por exemplo, os projetos de telecomunicações para Hotelaria.

Neste tipo de instalações uma das maiores preocupações dos promotores é a disponibilização de canais de televisão aos seus clientes. Atualmente e, tendo em vista a redução de custos, cada vez mais os promotores procuram serviços de televisão sem necessidade de mensalidades. Tal serviço poderá ser disponibilizado via receção SMATV (acrónimo da definição anglo-saxónica: *Satellite Master Antenna Television*). Para tal, deverão ser projetados com rigor todos os equipamentos que asseguraram a receção e distribuição de sinal SMATV.



Figura 1 – Caminho de escolha na execução de projetos de telecomunicações (cortesia TELEVÉS)

Assim, e uma forma de proporcionar canais atrativos aos clientes (canais PREMIUM), seria, por exemplo, prever apenas esses canais em espaços públicos (zonas de bares e salas de jogo) que potenciem o convívio e a venda de bebidas e comida, conforme representado na Figura 2.

Nos quartos e restantes espaços privados poderiam ser disponibilizados os canais totalmente gratuitos via satélite ... s e m m e n s a l i d a d e s .

Desta forma há uma economia nas mensalidades de canais PREMIUM com a devida vantagem de potenciar outros negócios associados.

Atualmente existe em “canal aberto” uma panóplia de canais que cobrem grande parte do interesse da generalidade das pessoas, desde programas infantis, de entretenimento, desporto, generalistas internacionais, documentários, filmes, informação, música, etc. Assim, e de acordo com o perfil e gostos dos clientes, poderão ser disponibilizados os canais que são totalmente gratuitos via SMATV, muitos deles pertencentes a programas dos Operadores.

Projetar a receção de canais livres de satélite conduzirá, naturalmente, a uma poupança substancial dos hotéis em mensalidades.



Figura 2 – Exemplo de distribuição de canais PREMIUM em espaços públicos para rentabilizar outros negócios (cortesia TELEVÉS)

A Figura 3 apresenta um esquema típico de solução técnica para este tipo de projetos apresentada pela TELEVÉS.

A solução apresenta uma receção da Televisão Digital Terrestre (TDT) e antena parabólica para receção de canais satélite (SMATV). Este sistema poderá igualmente integrar outras áreas tais como vídeo-portarias e sistema fechado de televisão. Tipicamente, o Armário de Telecomunicações de Edifício Superior poderá representado por um bastidor com as dimensões adequadas ao número total de programas a disponibilizar.

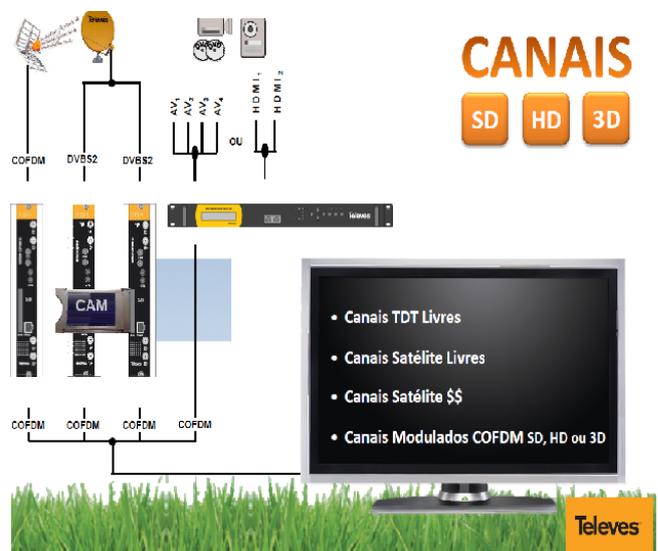


Figura 3 – de receção conjunta de TDT e SMATV (cortesia TELEVÉS)

4 IPTV? Mais valia ou Moda

O IPTV (*Internet Protocol Television*) é um novo método de transmissão de sinais televisivos. Assim como o VOIP (Voz sobre IP), o IPTV usa o protocolo IP (*Internet Protocol*) como meio de transporte do conteúdo.

O IPTV permite a entrega de áudio e vídeo com alta qualidade, e depende de uma conexão Banda Larga. A banda destinada ao IPTV não interfere na banda de internet.

O conceito de IPTV, não é mais do que a conectividade da TV com a internet usando, porém, uma infraestrutura dedicada, paralela à da internet, justamente para garantir a qualidade e velocidade do serviço. Assente, portanto, no uso de cabos de par de cobre.

No entanto uma questão se poderá colocar:

O Cabo coaxial terá, ou não, maior qualidade de transmissão que o par de cobre?

A Figura 4, cortesia TELEVÉS, apresenta uma comparação sucinta entre a utilização de cabo coaxial e par de cobre.

Conforme se pode observar o cabo coaxial apresenta um melhor desempenho face à utilização do cabo em par de cobre, quase na totalidade dos itens apreciados.

A substituição do cabo coaxial pelo par de cobre para distribuição de sinais áudio visuais estará longe de ser substituída, pelo que, naturalmente se recomenda a sua utilização.

CABO COAXIAL		IPTV – PAR DE COBRE		
	✓	Recursos	!	
	✓	Imunidade	✗	
	✓	Manutenção	✗	
	✓	Qualidade de sinal	✓	
	✓	Fiabilidade	✗	
	✓	Rapidez	✗	
	✓	Canais livres	✓	
	✓	Canais por subscrição	✓	
	✓	Conteúdos internos	✓	
	✓	Economia	✗	
	✓	Satisfação	!	
	✓	Controlo remoto	✓	
	!	VOD	✓	
	✗	Interactividade	✓	

Figura 4 – IPTV – Cabo coaxial versus Par de Cobre (cortesia TELEVÉS)

Televes

4 Conclusões

O projeto de telecomunicações não é, desde há muito tempo, um “simples” projeto que se repete em cada instalação, onde apenas se muda o nome do requerente. É, seguramente, muito mais que isso, em que as soluções apresentadas pelos fabricantes auxiliam as opções tomadas pelos projetistas. Ambas as partes estão intimamente ligadas pelo projeto, sem projetos tecnologicamente ambiciosos não existem fabricantes que se dediquem à investigação em desenvolvimento de novos produtos.

Sem a apresentação de novos equipamentos tecnológicos não poderão ser preconizados projetos que, de forma economicamente sustentada, garantam a satisfação final do cliente, respeitando os critérios mínimos estabelecidos em legislação. Retornamos, pois, ao ponto de partida, a formação dos técnicos, a todos os níveis, ética e profissional.

Só o aprofundamento e consolidação de conhecimentos garantem a mestria da realização de projetos de comunicações eletrónicas funcionais e vanguardistas. Uma formação sólida de ética profissional contribuirá, decisivamente, para que os técnicos se possam cobrar de forma justa e decente os honorários referentes à sua real prestação de serviço.

No quadro atual de desenvolvimento económico é de prever que as instalações que possam ser mais visadas, em termos de projetos e instalações de telecomunicações, sejam os edifícios já existentes (remodelações que necessitem de atualização de tecnologia) e grandes empreendimentos essencialmente turísticos, pelo que a procura e conhecimento de soluções técnicas/económicas adequadas será preponderante para o setor do projeto/instalação das infraestruturas de telecomunicações.



Página deixada intencionalmente em branco!

A FIBRA ÓTICA NAS COMUNICAÇÕES ELETRÓNICAS

1 Introdução

A satisfação das necessidades e a defesa dos interesses dos consumidores de comunicações eletrónicas passa por infraestruturas de telecomunicações modernas, fiáveis e adaptadas aos serviços disponibilizados pelos operadores de telecomunicações.

O Decreto-Lei n.º 123/2009 de 21 de Maio, com a redação conferida pelo posterior Decreto-Lei n.º 258/2009 de 25 de Setembro de 2009, veio dar um novo enquadramento ao setor das comunicações eletrónicas e potenciar o desenvolvimento e investimento por parte de fabricantes e operadores de telecomunicações em redes de nova geração. Foram, assim, relançadas as bases para o funcionamento de um mercado que se quer concorrencial.

A nova edição do Manual de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), veio dar suporte técnico legal aos cumprimentos dos objetivos supra citados, sendo claramente inovador tanto em conceitos de infraestrutura como de materiais, equipamentos e respetivas especificações técnicas.

Há uma clara preocupação em dotar os edifícios de infraestruturas de telecomunicações capazes de suportar os novos serviços disponibilizados pelos operadores de telecomunicações, não se alheando do cumprimento das Novas Normas Europeias.

Assim, e lembrando, as soluções técnicas que vigoram para cada uma das tecnologias obrigatórias a adotar nas instalações são:

1. **Par de Cobre** – Cabos de Par de Cobre de categoria 6 ou superior;
2. **Cabo Coaxial** – Cabos coaxiais da categoria TCD-C-H, frequência máxima de trabalho de 3GHz;

3. Fibra Ótica – Cabos de fibra ótica do tipo monomodo.

Pelo facto da instalação de fibra ótica (FO) ser obrigatória nos edifícios novos ou alvo de remodelação, têm proporcionado a oferta de serviços de nova geração com larguras de banda cada vez maiores. A fibra ótica constitui, pois, um pilar basilar na revolução das tecnologias de telecomunicações que entram pelas nossas casas e empresas. O presente artigo aborda em particular o uso da fibra ótica nas instalações ITED e evidenciar as suas potencialidades e soluções técnicas a adotar nos projetos e instalações ITED.

2 Novos serviços de comunicações eletrónicas

A oferta de novos serviços de telecomunicações, decorrentes da procura por cada vez maiores larguras de banda, apenas tem sido possível pelos grandes investimentos realizados pelos operadores, de forma a dar uma resposta satisfatória às necessidades de operabilidade e de inovação de serviços aos consumidores domésticos e empresariais.

Assistimos a um verdadeiro choque tecnológico no sector das comunicações eletrónicas. De facto, a generalização do uso de aparelhos móveis (*iphones, ipads, consolas, etc.*) com receção e transmissão de dados a velocidades cada vez maiores, o surgimento de televisão de alta definição (TVAD), o surgimento de ofertas de novos serviços como o “*Video on Demand*” a par da emergente televisão digital terrestre (TDT) constituem, seguramente, uma nova revolução nas infraestruturas de telecomunicações domésticas e profissionais. Assiste-se na indústria das telecomunicações a um movimento relacionado com a convergência para as redes IP (“*Internet Protocol*”, ou Protocolo de Internet).

Praticamente todos os operadores de comunicações eletrónicas fornecem aos seus clientes “pacotes” de serviços de telecomunicações.

A oferta desses serviços, denominados por “Triple Play”, disponibiliza numa única plataforma: voz, dados (Internet de banda larga) e televisão. Do ponto de vista económico estes serviços disponibilizados pelos operadores poderá ser vantajoso na medida em que os clientes, tendencialmente, pagarão menos pelo conjunto de todos os serviços do que pagariam por eles em separado.

Assim, e para que estes serviços possam chegar ao consumidor final, no seu potencial máximo de exploração, é necessário criar e dotar as infraestruturas de telecomunicações que suportem tais serviços.

Dada a crescente tendência dos operadores chegarem a casa dos clientes em fibra ótica para disponibilização de serviços “Triple Play”, esta tecnologia entra já pelo edificado dinamizando e proporcionando cada vez mais e melhores serviços de comunicações eletrónicas.

3 FIBRAS ÓPTICAS – Noções gerais

Uma fibra ótica não é mais que um fio extremamente fino de material transparente (vidro ou plástico), que transmite um feixe de luz no seu interior a longas distâncias.

A fibra ótica possui um núcleo central, onde o feixe luminoso é “guiado”, revestido de uma, ou mais, bainhas transparentes. A bainha tem um índice de refração superior ao do núcleo impedindo, desta forma, a fuga da luz para o exterior por um mecanismo que pode ser descrito, em primeira aproximação, como a reflexão total na superfície de separação. A bainha é revestida com um polímero para proteger a fibra de eventuais danos.

Dependo da sua aplicação, a FO pode apresentar diâmetros variáveis, desde diâmetros ínfimos, da ordem de micrómetros (mais finos que um fio de cabelo) até vários milímetros tendo sido inventada pelo físico indiano Narinder Singh Kapany em 1927.

Quando comparado com condutores metálicos, a FO apresenta claramente várias vantagens, nomeadamente:

- **Elevada capacidade de transmissão:** um sistema de transmissão por FO pode apresentar uma largura de banda na ordem das centenas de GHz, o que é equivalente a mais de 6.000.000 canais telefónicos convencionais;

- **Imunidade:** apresentam imunidade total às interferências eletromagnéticas, o que significa que os dados não serão corrompidos durante a transmissão;

- **Segurança:** no seu modo normal de funcionamento, as fibras óticas não irradiam qualquer sinal para o ambiente exterior apresentando, assim, imunidade a qualquer tentativa de intrusão. Do ponto de vista da Compatibilidade Eletromagnética (CEM) não causam perturbação nos equipamentos eletrónicos circundantes.

- **Longas Distâncias de Transmissão:** permite enviar sinais (luminosos) a algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de regeneração de sinal. Apresentam, pois, níveis de atenuação muito baixos, normalmente 10.000 vezes inferior aos cabos de par de cobre;

- **Leves e Compactos:** apresentam um volume e peso mais baixo que os cabos de comunicações em cobre. Por exemplo, um cabo composto por 864 fibras apresenta um diâmetro aproximado de um cabo de 100 pares de cobre.

Porém, e não obstante todas estas vantagens a FO apresenta, ainda assim, algumas desvantagens, designadamente:

- **Necessidade de Pessoal Especializado:** ao nível da instalação, operação e manutenção de cablagens de FO são necessários técnicos especializados, designadamente no que se refere aos aspetos relacionados com a junção, terminação e ensaio;

- **Custo Equipamento de Transmissão:** o custo associado à conversão do sinal ótico em elétrico, e vice-versa, apresenta ainda um custo relativamente elevado quando comparado com a transmissão do mesmo sinal num par de cobre. No entanto, e dada a vulgarização da utilização desta tecnologia, os custos poderão baixar consideravelmente;

- **Vulnerabilidade:** devido à grande capacidade de transmissão que as FO apresentam, existe a tendência para incluir muita informação numa única fibra. Deste modo, o risco de acontecer uma catástrofe e a consequente perda de grandes quantidades de informação é bastante elevado.

Tipicamente, a atenuação nas FO é muito baixa (aproximadamente 0,25 dB/km), pelo que o sinal poderá “viajar” algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de recurso a qualquer amplificação ou regeneração de sinal.

Num sistema de comunicação por FO, normalmente, as limitações da largura de banda são o emissor e recetor, respetivamente por ordem de importância.

Nas fibras óticas propriamente ditas, as limitações de largura de banda relacionam-se, basicamente, com o número de modos – fibras multimodo; com a dispersão cromática e dispersão de modal polarização – fibras monomodo; assim como com a distância que o sinal tem de percorrer.

4 Tipos de fibra ótica

Basicamente, as fibras são constituídas essencialmente por três estruturas:

Núcleo – A zona central das fibras óticas, denominada de núcleo, apresenta um índice de refração mais elevado do que a zona circundante, pelo que será no núcleo onde se dará a transmissão e guiamento do feixe de luz.

Bainha – É o material que envolve a camada do núcleo e que apresenta um índice de refração inferior ao primeiro.

Revestimento – Material plástico, normalmente acrílico, que envolve e confere proteção mecânica à fibra.



Figura 1 – Constituição típica de uma fibra ótica

As fibras óticas dividem-se em dois grandes grupos:

- Multimodo (OS1)*;
- Monomodo (OM1, OM2 e OM3)*.

* Designações contempladas na norma EN 50173. Os diferentes tipos de fibras óticas Multimodo (MM) e Monomodo (SM), são classificadas usando as designações O (*Optical*), M (*Multimode*), S (*Singlemode*) e os números 1, 2 e 3 para classificar os três tipos de fibra MM, respetivamente, 62,5/125mm; 50/125mm e 50/125mm estas últimas para operar com lasers VCSEL (*Vertical Cavity Surface Emitting Laser*).

Tipicamente, a atenuação nas FO é muito baixa (aproximadamente 0,25 dB/km), pelo que o sinal poderá “viajar” algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de recurso a qualquer amplificação ou regeneração de sinal. Num sistema de comunicação por FO, normalmente, as limitações da largura de banda são o emissor e recetor, respetivamente por ordem de importância. Nas fibras óticas propriamente ditas, as limitações de largura de banda relacionam-se, basicamente, com o número de modos – fibras multimodo; com a dispersão cromática e dispersão de modal polarização – fibras monomodo; assim como com a distância que o sinal tem de percorrer.

No que respeita às comunicações as fibras que apresentam melhor desempenho, quer em atenuação que em largura de banda, são as fibras Monomodo. De facto, estas fibras têm sido as mais utilizadas nos sistemas de comunicações para grandes distâncias (dezenas de quilómetros).

As fibras Multimodo apresentam um desempenho inferior, quando comparadas com as fibras óticas Monomodo. Tipicamente, as fibras Multimodo são normalmente utilizadas para os sistemas de comunicações de dados de distâncias não superiores a 500 metros.

Paulatinamente, as fibras OM1, com núcleo de 62,5 µm, utilizadas em rede de dados, foram substituídas pelas fibras OM2 e OM3 com núcleo de 50 µm.

A família de fibras do tipo OS1 caracteriza-se por possuírem um núcleo mais reduzido, cerca de 8 a 10 μm . Assim, as redes de comunicações destinadas a médio e longo alcance utilizam fibras óticas Monomodo pelo que são estas as fibras que suportam a tecnologia PON, redes “Fiber to the Home” e, claro, ITED e ITUR.

5 Princípio de funcionamento da fibra ótica

O sinal luminoso é transmitido pela fibra ótica usando o princípio da reflexão total. Dado que o núcleo da fibra apresenta um índice de refração superior à bainha, existe um ângulo a partir do qual os feixes de luz se refletem totalmente no seu interior, é como se existisse um espelho que reflete a luz incidente na totalidade.

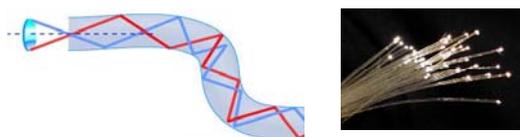


Figura 2 – Transmissão do feixe luminoso ao longo de uma fibra ótica

A figura 3 ilustra o efeito de dispersão modal ou intermodal, e limita determinantemente a largura de banda da FO. Cada um dos “ n ” modos (feixes ou raios) apresenta diferentes ângulos de reflexão na zona fronteira núcleo/bainha da fibra, o que corresponderá a diferentes caminhos, com diferentes comprimentos que o feixe de luz terá de percorrer. Assim, cada um dos modos ou raios chegam à outra extremidade da fibra com um determinado tempo de atraso entre eles. Consequentemente, um sinal muito estreito, injetado na extremidade de emissão ficará mais largo quando chega à extremidade de receção da fibra.

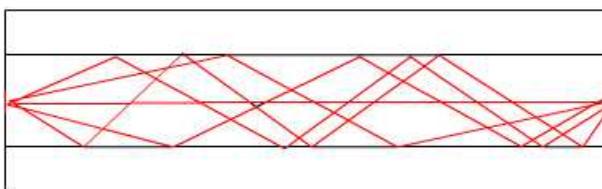


Figura 3 – Efeito de dispersão modal em fibras multimodo

As fibras Multimodo apresentam dispersão intermodal dado que os raios com percursos mais longos, que correspondem aqueles com ângulos de reflexão mais agudos, levam mais tempo a percorrer a fibra. Este efeito poderá ser minimizado, ou seja, os raios que têm percursos poderão percorrer o caminho ao longo da fibra ótica de forma mais célere. Isso é conseguido quando o índice de refração diminui a partir do centro do núcleo em direção à bainha. As fibras do tipo multimodo utilizam-se sempre que um sistema de comunicação de dados apresente débitos binários não superiores a, sensivelmente, um milhão de Mbit/s.

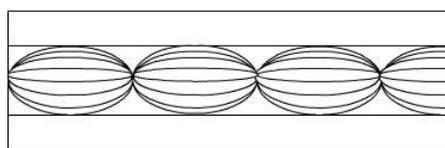


Figura 4 – Compensação do efeito de dispersão modal em fibras multimodo

No caso das fibras monomodo, em que o diâmetro do núcleo é diminuído cerca de 5 vezes menos, se comparadas com as fibras multimodo, o número de modos que poderão ser guiados e conduzidos pela fibra será de um, daí a sua denominação de monomodo. A largura de banda nesta fibra é fortemente dominada pela dispersão cromática da mesma. As fibras do tipo monomodo estão especialmente vocacionadas para operarem com débitos binários da ordem das dezenas a centenas de Gbit/s, com atenuações que permitem o envio de sinais a largas dezenas de quilómetros prescindindo regeneração de sinal intermédio.

A tabela seguinte representa a velocidade de transmissão verificada em cada um dos diversos tipos de fibras óticas, bem como o tipo de fibra mais indicado em conformidade com a distância verificada.

Tabela 1 – Velocidade de transmissão vs distância dos diversos tipos de fibras

Velocidade de Transmissão	Distância		
	300 m	500 m	2.000 m
100 Mb/s	OM1	OM1	OM1
1.000 Mb/s	OM1	OM2	OS1
10.000 Mb/s	OM3	OS1	OS1

6 Requisitos de escolha de uma fibra ótica

A escolha de um determinado cabos de FO deverá levar em linha de conta alguns requisitos relevantes (exceto nos casos em que haja imposição legislativa de utilização de um determinado tipo de fibra). Esses requisitos relacionam-se, essencialmente, da distância verificada entre os nós de utilização, a solicitação requerida de largura de banda, o número de conectores, exigência do espaço de acomodação dos cabos, fundamentalmente no que respeita ao raio de curvatura, custo de investimento terminais ativos e passivos, etc.

Os conectores óticos constituem um equipamento importante no sistema de comunicação por fibra ótica. São acessórios compostos de um ferrolho, onde se encontra a terminação ótica, e de uma parte responsável pela fixação dessas fibras na extremidade do ferrolho. É realizado um polimento para atenuar os problemas de reflexão da luz. Pode-se detetar com o aumento da atenuação, basicamente, dois tipos de perdas:

- Perda de inserção;
- Perda de retorno.

A perda de inserção, ou **atenuação**, é a perda de potência luminosa que ocorre na passagem da luz nas conexões, geralmente causada por irregularidades no alinhamento dos conectores e irregularidades intrínsecas às fibras óticas.

A perda de retorno, ou refletância, é a quantidade de potência ótica refletida na conexão, e a luz refletida retorna até a fonte luminosa, cuja causa principal está na face dos ferrolhos dos conectores, que refletem parte da luz que não entra no interior da FO do conector do lado oposto. Esta perda não influi diretamente na atenuação total. No entanto, pode degradar o funcionamento da fonte luminosa e, desta forma, afetar a comunicação.

São utilizados na conexão das fibras óticas as seguintes formas:

- Extensões óticas ou “pig-tail”;
- Cordão ótico;
- Cabo multicordão.

Existem no mercado vários tipos de conectores, cada um voltado para uma aplicação. São constituídos de um ferrolho com uma face polida, onde é feito o alinhamento da fibra, e de uma carcaça provida de uma capa plástica. São todos "machos", ou seja, os ferrolhos são estruturas cilíndricas ou cônicas, dependendo do tipo de conector.



Figura 5 – Conectores para fibra ótica

7 ITED/ITUR – Utilização obrigatória de fibra ótica

A 2ª Edição das Prescrições e Especificações Técnicas de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), e a 1ª Edição das Prescrições e Especificações Técnicas de Infraestruturas de Telecomunicações em Urbanizações (ITUR), obriga a que cada fogo (de habitação) seja servido por duas fibras. Nas ITED e ITUR apenas são permitidas a utilização de fibras óticas do tipo monomodo – OS1 e OS2 em que cada fibra deverá cumprir os requisitos constantes na norma EN60793-2-50:2004. Todos os cabos de fibra óptica deverão cumprir os requisitos da norma EN 60794-1-1.

A introdução obrigatória de cabos de fibra ótica, quer na rede coletiva quer na individual, motiva a que ao nível dos Armários de Telecomunicações de Edifícios (ATE) e Armário de Telecomunicações Individual (ATI) existam repartidores gerais de fibra ótica (RG-FO) e repartidores de cliente de fibra ótica (RC-FO), respetivamente.

O RG-FO do ATE deverá estar preparado para uma estrutura de acopladores de FO para ligar cada fração autónoma, no mínimo com duas fibras. A figura seguinte ilustra uma possível solução de RG-FO a instalar no ATE inferior dos edifícios coletivos.



Figura 6 – Exemplo de um RG-FO (Cortesia Siemon)

No que respeita ao ATI, este deverá albergar um repartidor de cliente de fibra ótica (RC-FO) eventualmente constituído por mais que um adaptador nos quais terminarão as duas fibras, provenientes do RG-FO ou do exterior. O secundário do RC-FO possuirá adaptadores que, em pelo menos dois deles, terminarão os cabos que ligam às tomadas óticas da zona de acesso privilegiado (ZAP).

A figura 7 ilustra possíveis exemplos de um organizador de fibra ótica que deverá estar instalado no ATI.



Figura 7 – Exemplo de um RC-FO

A instalação de tecnologia em FO, além de requer pessoal técnico altamente especializado requer, igualmente, a realização de ensaios de carácter obrigatório, designadamente:

- Atenuação (Perdas de Inserção);
- Comprimento.

Para a medida destes parâmetros deverão ser efetuados os ensaios seguintes:

- Ensaio de perdas totais;
- Ensaio de refletometria, quando considerado adequado.

Os ensaios deverão ser efetuados na rede coletiva, desde o RG-FO do ATE inferior até ao ATI de cada fração autónoma, e na rede individual, desde o ATI até às tomadas de FO. Os valores dos parâmetros medidos deverão estar dentro dos limites definidos na EN50173:2007

8 Considerações finais

A introdução obrigatória de cabos de telecomunicações com velocidade de transmissão de dados cada vez maiores permite a existência de protocolos de maiores larguras de banda (Gigabit e 10 Gigabit Ethernet). Com efeito, ao dotar-se os edifícios com tecnologia de fibra ótica abrem-se as portas a uma oferta de futuros serviços de comunicações eletrónicas que, para muitos de nós, ainda nem sequer imaginamos. A entrada em vigor do Decreto-Lei 123/2009, tendo em conta as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei 258/2009, potenciou Portugal na vanguarda da excelência das comunicações eletrónicas. Cabe a todos os atores do sector das telecomunicações, projetistas, instaladores, dono de obra, ANACOM e fabricantes contribuir para o êxito efetivo da implementação dos serviços de telecomunicações e potenciar o aumento da qualidade de vida de todos os cidadãos neste início da segunda década do século XXI.

POWER OVER ETHERNET.

A SOLUÇÃO DE VANGUARDA NAS COMUNICAÇÕES BASEADAS EM IP

1. Introdução

Mal sabia o Italiano Antonio Santi Giuseppe Meucci na segunda metade do século XIX (1870-1876), que a sua invenção iria alcançar um êxito sem precedente e que mudaria por completo o estilo de vida das gerações vindouras: o “*Teletrofono*” (telégrafo falante). Porém, e por necessidade, acabou por vender o protótipo e seus respectivos direitos, a Alexander Graham Bell, o qual ficou historicamente conhecido como o inventor do telefone.

Com efeito, o telefone quase que dispensa apresentação. É um dispositivo de telecomunicações que entrou paulatinamente nas vidas das pessoas, seja no lazer, no exercício das suas profissões, em situações de emergência, em teatro de guerra, num infindável número de situações, e que foi simplesmente planeado para transmitir sons por meio de sinais elétricos em condutores próprios para o efeito (vias telefônicas).

Por definição, é um aparelho eletroacústico que permite a transformação, no ponto emissor, de energia acústica em energia elétrica e, no ponto receptor, a transformação da energia elétrica em acústica, permitindo assim a troca de informações (falada e ouvida) entre dois ou mais assinantes.

Ora, a ideia de *Power over Ethernet* (PoE) teve, forçosamente, seu marco nos finais do século XIX, quando Alexander Bell (“*Bell Telephone Company*”) teve de refletir/decidir se o telefone a instalar em cada residência, seria alimentado localmente por uma bateria (fonte de energia local), ou se deveria alimentar cada dispositivo telefónico remotamente através de fios condutores. Esta é a noção de *Power over Ethernet* na sua vanguarda de aplicação no início do século XXI, e objeto de uma breve apresentação, à qual o convido à leitura das restantes secções.

2. Tecnologia *Power Over Ethernet* – PoE

A tecnologia PoE permite que os equipamento e dispositivos que se baseiam em IP (“*Internet Protocol*”), os quais comunicam na internet, tais como os telemóveis, telefones fixos IP, pontos de acesso à LAN (“*Local Area Network*”) sem fio, câmaras de sistemas de videovigilância, entre outros, recebam simultaneamente a alimentação de energia elétrica e dados, partilhando a mesma infraestrutura de internet existente diminuindo, assim, os custos com a instalação de uma infraestrutura separada para os cabos de energia elétrica, tomadas elétricas, etc.

Apenas no início deste século XXI a tecnologia PoE foi aceite pela indústria (o IEEE), tendo originado a emissão de uma norma internacional (IEEE 802.3af-2003 - POE) intitulada de: *Data Terminal Equipment (DTE) Power via Media Dependent Interface (MDI)*. A referida norma determinou que apenas dois dos quatro pares de cobre entrançados de fios do cabo internet CAT-5 (embora possam operar em cabos par de cobre CAT-3 se a potência requerida for baixa) sejam utilizados para a transmissão da alimentação de energia elétrica, até a um valor de potência de 15,4W por porta, aos respetivos equipamentos a serem alimentados.

Porém, os equipamentos e dispositivos mais avançados que se baseiam nesta tecnologia requerem cada vez mais, maior valor de potência que a especificada na norma IEEE 802.3af-2003. Para fazer face a esta situação foi desenvolvida uma nova norma com o intuito de melhorar as diretrizes da tecnologia PoE assentes na norma anterior. Assim, recentemente (2009), a publicação da norma IEEE 802.3at-2009 (PoE+) promoveu o aumento da capacidade de alimentação. A norma intitulada “*Data Terminal Equipment (DTE) Power via Media Dependent Interface (MDI) Enhancements*”, definiu o valor máximo de 30W a ser fornecido por porta.

Ainda assim existe uma clara tendência e necessidade do mercado em novas tecnologias que permite a transferência de “high-power” (alta potência) simultaneamente com os sinais de dados, utilizando-se os quatro pares do cabo internet a uma distância máxima de 100 metros. Neste contexto pode-se enunciar as seguintes tecnologias (proprietárias) desenvolvidas, as quais são extensões da norma IEEE 802.3at-2009:

- **UPoE - Universal Power Over Ethernet:** Tecnologia desenvolvida pela Cisco; utilizam-se os quatro pares para transmissão de potência até 60W;

- **PoH - Power over HDBaseT:** Tecnologia desenvolvida pela HDBaseT Alliance; utilizam-se os quatro pares para transmissão de potência até 100W;

- **LTPOE++ - Linear Technology PoE++:** Tecnologia desenvolvida pela Linear Technology que fornece quatro diferentes níveis de alimentação (38,7W; 52,7W; 70W e 90W).

Atualmente, e no contexto do panorama nacional de comunicações eletrônicas, vivemos num período de mudança e atualização de especificações técnicas, que vão ao encontro da realidade social e económica do país. Com efeito, a ANACOM (Autoridade Nacional de Comunicações) apresenta no seu site a proposta da 3ª Edição do Manual ITED que se encontra em consulta e discussão pública até ao próximo dia 23 de Dezembro do corrente ano de 2013 (<http://www.anacom.pt/render.jsp?contentId=1182017>, disponível online em dezembro de 2013). Esta proposta de Manual, embora não seja um Manual de rutura face ao anterior, tem um maior foco sobre a reabilitação e reformulação das frações existentes, propiciando o aparecimento e adaptação das infraestruturas de telecomunicações a novas tecnologias.

Neste contexto, é com naturalidade que na secção 10.9 do documento de proposta da 3ª Edição do Manual ITED, seja apresentada a tecnologia PoE como solução a ter em conta em sistemas de comunicações que usem dispositivos baseados na tecnologia IP.

3. Arquitetura do sistema PoE

Um sistema *Power Over Ethernet* (PoE e/ou PoE+) consiste de um único equipamento de fornecimento de energia (“*Power Source Equipment*” – PSE), um segmento de *link* (cabo entrançado par de cobre), e um único PD (“*Powered Device*” ou “*Powered End Station*”, ex: IP camaras de vídeo IP, telefone IP, impressora, computador, etc.) sendo sua arquitetura projetada numa topologia em estrela, conforme os exemplos ilustrados na Figura 1.

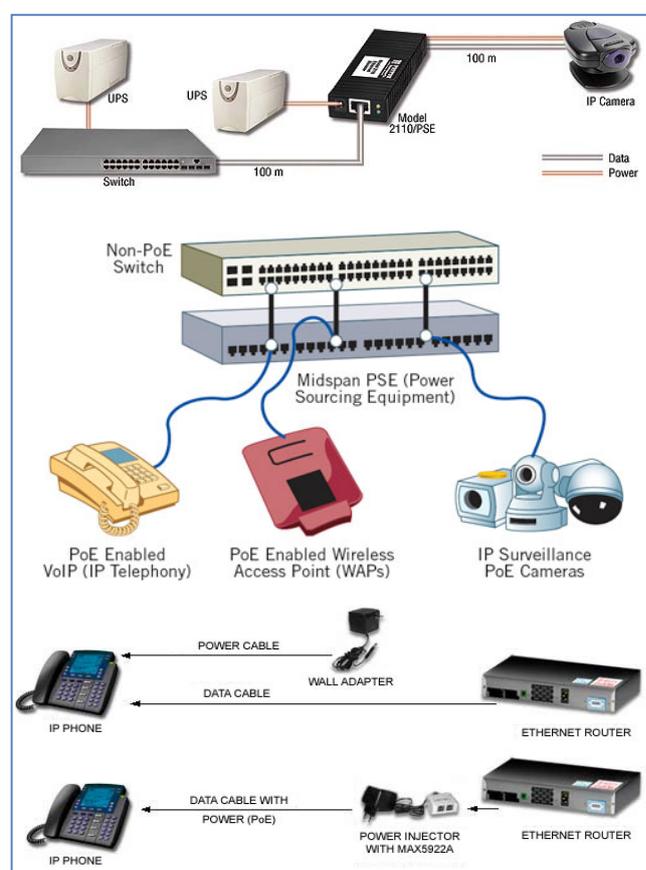


Figura 1 – Exemplos da arquitetura da tecnologia PoE

A especificação IEEE 802.3at-2009 fornece uma rotina denominada de “*handshaking*” entre o PSE e o PD, antes deste começar a ser alimentado por aquele. Isto assegura que o PSE só aplique a energia DC (“*Direct Current*”) em cada par de cobre quando um dispositivo conectado tenha sido detetado como compatível.

Basicamente, e de acordo com a especificação IEEE mencionada, a rotina "handshaking" é composta pelas seguintes funções:

- **Deteção:** Para detetar um equipamento PD, o PSE aplica duas pequenas tensões DC (V^1 e V^2 de 2,8V até 10V) no cabo par de cobre extraíndo o valor de impedância ("Signature Resistance") a fim de determinar se o equipamento se trata de facto de um PD válido (valor típico da "signature resistance" entre 19k Ω –26,5k Ω);

- **Classificação:** O PSE tentará classificar o equipamento PD "questionando-o" com uma outra tensão DC no segmento do link. Ao receber esta tensão DC, o equipamento PD envia uma resposta ao PSE com o valor de DC que corresponde à sua classificação. Ao receber a resposta do PD, o PSE identifica e fornece a alimentação requerida.

- **Transmissão de alimentação:** Dado que alimentação está a ser transmitida, o PSE monitoriza continuamente o consumo DC pelo equipamento PD.

- **Desconexão segura:** A norma IEEE 802.3at-2009 especifica que quando um PSE parar de receber a "assinatura de alimentação" do PD, o PSE deverá interromper a alimentação, evitando, assim, possíveis danos.

Por vezes os equipamentos terminais PoE (PDs) são instalados em locais de difícil acesso e com distância relativamente elevadas. Respeitando a distância limite imposta por norma ao cabeamento em par de cobre, a instalação entre o PSE e o PD não deverá exceder os 100 metros.

Uma vez que neste tipo de tecnologia se elimina a passagem de cabo de alimentação de energia eléctrica aos dispositivos terminais (PD), o grande desafio da aplicação da tecnologia PoE é garantir a alimentação eléctrica a PD remotos, nomeadamente em locais fora do limite de distância do cabeamento par de cobre. Mesmo utilizando-se os "Midspans" estes não aumentam a distância da rede de dados. A Figura seguinte reflete um ambiente padrão onde a limitação do cabeamento de cobre é seguido a rigor (exemplo 1 e 2).

Nos casos em que os PDs se situem em distâncias superiores a 100 metros, uma possível solução é a de integrar o cabeamento par de cobre com o cabo de fibra ótica (FO), utilizando-se para tal Conversores de Mídia PoE, conforme representado no exemplo 3 da Figura 2.

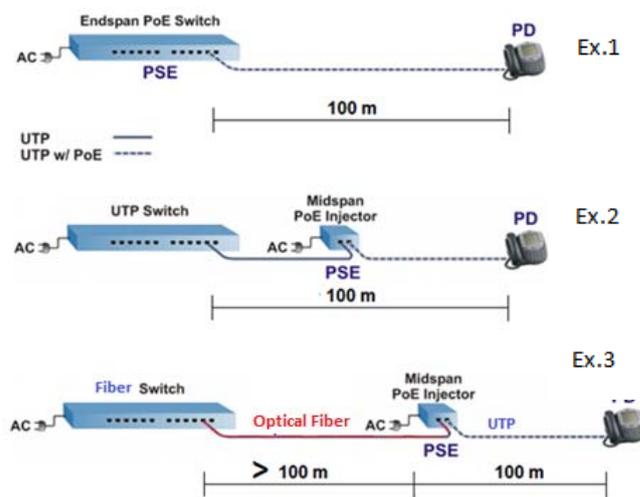


Figura 2 – Representação da distância máxima de alimentação de dispositivos terminais via PoE

Apesar de existirem soluções como Extensores de LAN ("LAN Extenders"), conversores UTP para tecnologia coaxial e tecnologias Wireless, a solução que realmente se apresenta com maior grau de segurança e confiabilidade para assegurar a alimentação aos dispositivos PDs em locais que excedem os 100 metros, é a utilização de Conversores de Mídia PoE, os quais possibilitam a utilização de cabos de fibra ótica.

Conforme representado na Figura 2, os dispositivos PD foram instalados com uma distância onde o limite de 100 metros para o cabeamento UTP foi excedido.

Assim, a gestão dos equipamentos PDs é potenciada com base na implementação de um Conversor de Mídia PoE (PSE) e, conseqüentemente, o uso de cabo de fibra ótica para conectorizar à LAN.

O cabo de fibra ótica utilizado é estabelecido entre um Switch de FO e termina no Conversor de Mídia PoE, localizado perto de uma fonte de alimentação de energia eléctrica, conforme ilustrado na Figura 2, exemplo 3.

4. Conclusões

A tecnologia Power over *Ethernet* – PoE é uma tecnologia emergente, assente em conceitos idealizados e concebidos há quase 150 anos. A relação custo/benefício é extremamente interessante pelo que se torna cada vez mais numa solução muito atrativa por parte dos fabricantes, aliada à sua extrema comodidade, flexibilidade, recursos avançados de gestão e, não menos importante, segurança.

Esta tecnologia, a par da generalidade das tecnologias de comunicações eletrónicas, está em constante evolução e, conseqüente, vão aparecendo novas inovações de

dispositivos de forma a permitir a transmissão de corrente contínua de maior potência, juntamente com os sinais de dados, sobre a mesma infraestrutura de cablagem.

No entanto, o grande desafio alcançado foi a de permitir alimentar dispositivos PDs através da transmissão de corrente contínua, juntamente com a transmissão de dados, sobre o cabo de par de cobre entrançado, eliminando custos de infraestruturas para o abastecimento de energia elétrica.

De salientar que a tecnologia PoE não tem qualquer influência no desempenho da comunicação de dados existente no mesmo cabo

CURIOSIDADE



Página deixada intencionalmente em branco!

ITED – 3ª EDIÇÃO 2015:**MANUAL EVOLUTIVO E RECONSTRUTIVO****1. Introdução**

Ao longo das últimas décadas Portugal tem assistido a um abrandamento na construção civil e, naturalmente, na construção de edificado novo. Porém, subsiste a necessidade de requalificar os edifícios já existentes que serão, indubitavelmente, o grande nicho de negócio nas décadas vindouras. Paralelamente, a legislação e as especificações e prescrições técnicas das diversas instalações específicas, designadamente as Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), devem convergir para a harmonização com as Normas Europeias e adaptadas à realidade económica do país.

Assim, é com naturalidade que se prevê uma nova edição do Manual ITED (a 3ª Edição) para o próximo ano de 2015 que vise fundamentalmente, a atualização das especificações e prescrições técnicas à realidade tecnológica atual (e futura), à normalização europeia e uma convergência com a real situação económica portuguesa.

O presente artigo propõem, de uma forma sucinta, evidenciar as principais alterações decorrentes da proposta do novo enquadramento das Infraestruturas de Telecomunicações em Edifício (ITED) a ser criada pela 3ª Edição do respetivo Manual.

Este artigo é baseado exclusivamente no documento de proposta da 3ª Edição do Manual ITED que esteve em consulta pública pela Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) em: <http://www.anacom.pt/render.jsp?categoryId=331642&theMeMenu=1#horizontalMenuArea> (online em abril de 2014).

2. Caracterização das ITED

O futuro Manual ITED deverá estar de , com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, alterado pela

Lei n.º 47/2013, de 10 de julho, que estabelece o regime jurídico da instalação das ITED.

Em todos os edifícios novos ou a reconstruir é **obrigatória** a instalação das infraestruturas necessárias para a instalação dos diversos equipamentos, cabos e outros dispositivos, bem como armários e caixas de entrada para ligação a sistemas de acesso via rádio, sendo, também, obrigatória a instalação das infraestruturas de redes de cabos, para ligação física às redes públicas de telecomunicações. Estas infraestruturas devem permitir o acesso ao serviço fixo telefónico, distribuição de sinais sonoros e televisivos do tipo A – TDT por via terrestre (MATV), tipo B – TDT por via satélite (SMATV) e distribuição por cabo (CATV).

A instalação das infraestruturas das ITED deve obedecer a um projeto técnico especializado, realizado por um projetista devidamente credenciado, inscrito na respetiva Ordem (Ordem dos Engenheiros, ou Ordem dos Engenheiros Técnicos).

3. Fronteiras das ITED

As Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios iniciam-se na caixa de visita multioperador (CVM), de construção obrigatória por cada edifício e situada no exterior dos edifícios, e termina na tomada de telecomunicações (TT).

No caso de uma moradia unifamiliar, apenas se presencia uma rede individual que se inicia na CVM e termina na TT.

No caso de um edifício com mais de duas frações novo a construir, existe uma rede coletiva, que se situa entre a CVM e o armário de telecomunicações interior (ATI), e uma rede individual entre o ATI e a TT.

No caso de edifícios com mais de duas frações, já construídos e alvo de remodelação, a rede coletiva é definida entre a CVM e um ponto de transição individual (PTI) – que é utilizado nas frações construídos do tipo residencial, como

elemento de interligação nas três tecnologias, entre os cabos provenientes da rede coletiva (ou de operador), e os cabos que se dirigem ao interior da fração – e uma rede individual entre o eventual PTI existente e a TT.

No que diz respeito às redes de tubagens a sua fronteira é constituída por dois pontos, os quais fazem parte das ITED: a CVM e a passagem aérea de topo (PAT). Relativamente à fronteira das redes de cabos é realizada entre os secundários dos repartidores gerais (RG), localizados no armário de telecomunicações de edifício (ATE) e entre os secundários dos repartidores de cliente (RC), localizados no ATI, no caso específico da moradia unifamiliar.

4. Caracterização dos edifícios

A nova proposta do Manual ITED efetua uma caracterização dos tipos de edifícios mais alinhada com as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), ou seja, os edifícios são caracterizados pelo uso a que se destinam, nomeadamente:

- Residencial;
- Escritórios;
- Comércio;
- Indústria;
- Edifícios especiais (património classificado, armazéns, parques estacionamento, escolas, lar idosos, sala espetáculos e reuniões públicas, hotelaria, centros comerciais, gares de transporte, edifícios desportivos e de lazer, museus, bibliotecas e arquivos, edifícios mistos e edifícios que pela sua dimensão ou complexidade tecnológica, possam ser considerados).

5. Características técnicas

As novas infraestruturas de telecomunicações em edifícios conduzem a uma procura de uma maior qualidade dos serviços prestados aos utilizadores. Assim, com vista a

promover ao aperfeiçoamento tecnológico das instalações são estabelecidas especificações técnicas genéricas de materiais, dispositivos, tipos de ligação e categorias. Com efeito, as necessidades de acesso dos utilizadores a serviços de telecomunicações a largas de banda cada vez maiores conduziram à subdivisão por frequências de trabalho e pelos diversos tipos de cablagem, nomeadamente:

- Cabos de par de cobre (PC);
- Cabo coaxial (CC);
- Fibra ótica (FO).

No que diz respeito à cablagem PC, a categoria dos elementos deve ser escolhida em função da classe de ligação que se pretende para o canal (classe de ligação E). Assim, a classe de ligação E só pode ser suportada com componentes de Categoria 6, como mínimo, nas ITED.

No caso concreto dos CC a utilizar nas ITED devem ser, no mínimo, da classe de ligação TCD-C-H para frequências até 3GHz, com isolamento em PVC para instalações interiores e Polietileno com negro de fumo e características anti radiação ultra violeta (UV), para instalações no exterior.

Relativamente aos cabos de FO estes devem ser do tipo monomodo, sendo as únicas que podem ser instaladas nas ITED. Todos os dispositivos a instalar na rede de FO devem ser compatíveis com a terminação em conetores SC/APC, em tomadas simples ou duplas.

Poderão igualmente usar-se cabos mistos, ou híbridos, que são conjuntos de dois ou mais cabos, de iguais ou diferentes tecnologias, cujas bainhas exteriores se encontram continuamente solidárias.

Relativamente às tubagens para aplicação nas ITED deverão apresentar as seguintes características:

- Material isolante rígido, com paredes interiores lisas;
- Material isolante maleável, com paredes interiores lisas ou enrugadas;

- Material isolante flexível ou maleável, tipo anelado, com paredes interiores enrugadas;
- Material isolante flexível, com paredes interiores lisas;
- Metálico rígido, com paredes interiores lisas e paredes exteriores lisas ou corrugadas.

Os diâmetros externos, ou comerciais típicos dos tubos a aplicar serão de 20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 90 e 110mm.

Os tubos com diâmetro comercial inferior a 20mm não são suscetíveis de instalar nas ITED, sendo por isso proibida a sua instalação.

Ainda nos que respeita às tubagens, não serão permitidos a instalação de tubos pré-cablados, dado não existir a garantia de que será possível o enfiamento de novos cabos, ou a retirada dos cabos existentes.

Para o dimensionamento dos tubos, tanto para as redes coletivas como para as individuais, deve ser utilizada a fórmula de cálculo do diâmetro externo mínimo (1), em função dos diâmetros dos cabos a instalar.

$$D_{\text{tubo}} \geq 2 \times \sqrt{d_1^2 + d_2^2 + \dots + d_n^2} \quad (1)$$

Em que D_{tubo} representa o diâmetro exterior do tubo (mm) e d_n o diâmetro externo do cabo "n" (mm).

A CVM será de construção obrigatória em todos os edifícios estabelecendo, assim, a fronteira entre as ITED e as redes públicas de comunicações eletrónicas (ou as infraestruturas de telecomunicações em urbanizações). Será expressamente proibida a partilha da CVM por vários edifícios. Como proposta, as dimensões mínimas permitidas para a CVM serão de 300x300x300mm.

A tubagem de ligação entre a CVM e o ATE/ATI obedece à consulta de uma tabela própria que reporta a número e diâmetro da tubagem em função do número de frações e tipo de edifício.

No que diz respeito à rede de CATV, esta deverá ser dimensionada para operar na via direta e na via de retorno, ou seja:

- A via direta deve operar entre 88 MHz e 862 MHz;
- A via de retorno deve operar entre 5 MHz e 65 MHz.

Deverão ser calculadas, por fração, o valor das atenuações e os valores de "Tilt", ou "inclinação", para as ligações entre o secundário de RG-CC e as respetivas TT. Os cálculos efetuados deverão ser incluídos no projeto das ITED.

No que respeita à cablagem de FO, o projeto deste tipo de rede deverá incluir informação referente:

- Perdas nas ligações da parte coletiva, resultantes das ligações permanentes, incluindo as respetivas conexões;
- Perdas nas ligações das partes individuais resultantes das ligações permanentes e respetivas conexões, caso se verifiquem;
- Comprimentos de todas as ligações permanentes, entre o RG-FO e as TT, caso existam.

As perdas totais podem ser calculadas tendo em conta a estrutura adotada, quer para a rede coletiva quer para a rede individual, considerando a forma de conectorização e de ligação das fibras, somando todas as fontes de atenuação. A perda total, em decibéis (dB), é dada pela equação 2.

$$P_{\text{total}} = P_{\text{CN}} + P_{\text{J}} + P_{\text{CB}} \quad (2)$$

Em que P representa o valor, respetivamente, das perdas totais, nos conectores, nas junções e no cabo. Os valores típicos de atenuação, a considerar em cada um dos casos, devem ser obtidos junto dos fabricantes. Na falta dos valores de perdas nos conectores, deve considerar-se o valor de referência de 0,5dB, como perda máxima para cada conector. Por omissão, deve considerar-se 0,1dB como perda por cada junção. Todos os cálculos deverão ser efetuados para os comprimentos de onda de 1310nm e 1550nm.

No caso das soluções de projeto, dever-se-á consultar o Manual ITED para verificação do estabelecimento das condições mínimas. Entenda-se que a observância das condições mínimas não mitiga de nenhuma forma soluções mais evoluídas consideradas por dono de obra e/ou projetista.

A título de exemplo, num edifício novo residencial dever-se-á considerar como mínimo:

- As redes de cabos seguem a topologia de distribuição em estrela;
- A rede S/MATV pode apresentar uma topologia alternativa à distribuição em estrela;
- A rede coletiva de cabos coaxiais ascendente utiliza apenas um cabo por fração, para S/MATV ou CATV;
- Nas salas, quartos e cozinha, com exceção da divisão de instalação da ZAP, é obrigatória a instalação de uma tomada mista (PC+CC). Em alternativa à tomada mista podem ser instaladas duas tomadas, uma coaxial e outra RJ45, desde que não distem uma da outra mais de 20cm;
- Nas kitchenettes, casas de banho, halls, arrecadações, varandas, marquises, ou similares, não é obrigatória a instalação de TT.
- Nas divisões com área inferior a 6m² não é obrigatória a instalação de TT.
- A zona de acesso privilegiado (ZAP – 2 tomadas RJ45 + 2 tomadas CC + **reserva** para 2 tomadas FO, sem instalação de cablagem) é de instalação obrigatória nos edifícios residenciais. As tomadas de fibra ótica não são de instalação obrigatória. No entanto, a ZAP deve apresentar espaço de reserva para a instalação de duas tomadas de fibra ótica e prever tubagem exclusiva, com ligação ao ATI, para 2 fibras.

- É recomendada a instalação de pelo menos uma tomada de pares de cobre nos parqueamentos e garagens.
- Nas moradias unifamiliares, não é obrigatória a instalação de cabos entre a CVM e o ATI. Caso se opte por essa instalação, deve ser instalada uma caixa de entrada de moradia unifamiliar (CEMU), entre a CVM e o ATI, para instalação dos dispositivos de terminação da cablagem proveniente do ATI.

No que respeita à rede de tubagem para edifícios residenciais novos, dever-se-á considerar como mínimo:

- **PC** – Coluna montante com 1 tubo de Ø40 mm;
- **CC** – Coluna montante com 1 tubo de Ø40 mm;
- **FO** – Coluna montante com 1 tubo de Ø40 mm;
- **Rede Coletiva** – 1 caixa de coluna em todos os pisos com fogos, comum às 3 tecnologias. Dimensões internas mínimas: 250mmx250 mm, com o mínimo de 100 mm de profundidade e ligação a cada ATI através de 1 tubo de Ø40 mm.
- **Rede individual** – O dimensionamento das condutas deve ser efetuado através das fórmulas respetivas. Nas situações em que um fogo se desenvolve por vários pisos, só é obrigatória a instalação de uma caixa de coluna num dos pisos. O tubo reservado à instalação de FO, entre o ATI e a ZAP, só é obrigatório quando o projetista não optar pela instalação imediata das 2 tomadas de fibra ótica na ZAP, devidamente cabladas, caso em que a tubagem pode ser partilhada pelas 3 tecnologias.
- **Moradia** – A tubagem é partilhada por todos os tipos de cabos. A ligação entre CVM e ATI com 1 tubo de Ø40 mm. A ligação à PAT será realizada por 1 tubo de Ø40 mm, com ligação direta ao ATI. Poder-se-ão usar tubos de Ø20 mm. Prever tubo de reserva de Ø25

mm, entre o ATI e a ZAP, para uso exclusivo dos cabos de FO que possam vir a ser instalados no futuro. Poderá ser considerada a possibilidade de colocação de uma caixa de passagem (CP), entre a CVM e o ATI, para facilitar a passagem de cabos.

As regras mínimas referentes aos restantes tipo de edifícios deverão ser consultados na proposta do Manual ITED (capítulo 4).

A próxima edição do Manual ITED dará um especial destaque à requalificação do edificado já existente e a sua devida reconversão e adaptação às tecnologias atualmente exigidas. Assim, são claramente distinguidas 6 situações alusivas ao tipo de infraestrutura de telecomunicações que os edifícios poderão comportar, designadamente edifícios do tipo:

- **Pré-RITA** – tipicamente sem tubagem nem cablagem;
- **Pré-RITA** – Com alguma tubagem e cablagem;
- **RITA** – em conformidade com o extinto regulamento RITA;
- **ITED 1** – em conformidade com a 1ª Edição das ITED;
- **ITED 2** – em conformidade com a 2ª Edição das ITED;
- **Sujeitos a obras de ampliação** – tipicamente edifícios em que existe alteração na área ou no volume das áreas cobertas, nomeadamente, em adicionar frações ou divisões.

Assim, para cada tipo de edifício alvo de remodelação e com necessidade obrigatória de apresentação de um projeto de licenciamento ITED 3, dever-se-á observar o disposto referente aos requisitos mínimos obrigatórios a cumprir tanto para a rede de tubagens como de cablagens, em conformidade com o capítulo 4 da proposta da nova edição do Manual ITED.

No caso concreto dos ascensores, estes devem contemplar um cabo PC do RG-PC, em categoria 6 e terminando numa tomada RJ45. Note-se que se houver mais que u ascensor

apenas será exigido a colocação de uma única tomada. No caso dos edifícios que já possuam ascensor e que sejam alvo de requalificação das suas infraestruturas de telecomunicações, poder-se-á prever a colocação de um sistema baseado em comunicações móveis, de forma a assegurar as comunicações dos ascensores. Dever-se-á garantir a alimentação do módulo de comunicações em caso de falha de alimentação normal da rede de energia elétrica, de forma a garantir a sua operacionalidade.

À semelhança das edições anteriores, a nova edição do Manual ITED caracterizará exaustivamente toda a documentação que fará parte integrante do projeto de licenciamento das comunicações eletrónicas, assim como o capítulo referente às condições técnicas de instalação e ensaios exigidos por cada tipo de tecnologia.

É especificado com elevado grau de detalhe às ligações e execução das terras das ITED de forma a garantir o melhor escoamento de ruído com perfeita sintonia de proteção de pessoas. É, ainda, apresentado o conceito MICE e a respetiva classificação dos índices de forma a auxiliar os projetistas e instaladores na definição, identificação e seleção dos materiais utilizáveis, para diferentes níveis de exigência ambiental, consoante o tipo de utilização de um determinado espaço.

É também apresentado um capítulo referente à promoção da Segurança e Saúde no Trabalho (SST) que visa melhorar as condições e o ambiente de trabalho, com vista à eliminação dos acidentes de trabalho e das doenças profissionais.

Os sistemas inteligentes para uso exclusivo dos edifícios (domótica, videoportaria e sistemas de segurança) são alvo de uma caraterização geral, apresentando-se o seu âmbito de aplicação e definições técnicas, abrindo ainda a oportunidade de implementação de equipamentos e dispositivos com diferentes protocolos de comunicação, como por exemplo, com comunicação baseada em *internet protocol* (IP) e conseqüente crescimento da utilização da tecnologia *Power over Ethernet* (PoE) em ambiente residencial, empresarial e industrial, para alimentar

dispositivos remotos através do cabo de pares de cobre utilizado para suportar da transmissão de dados

6. Considerações finais

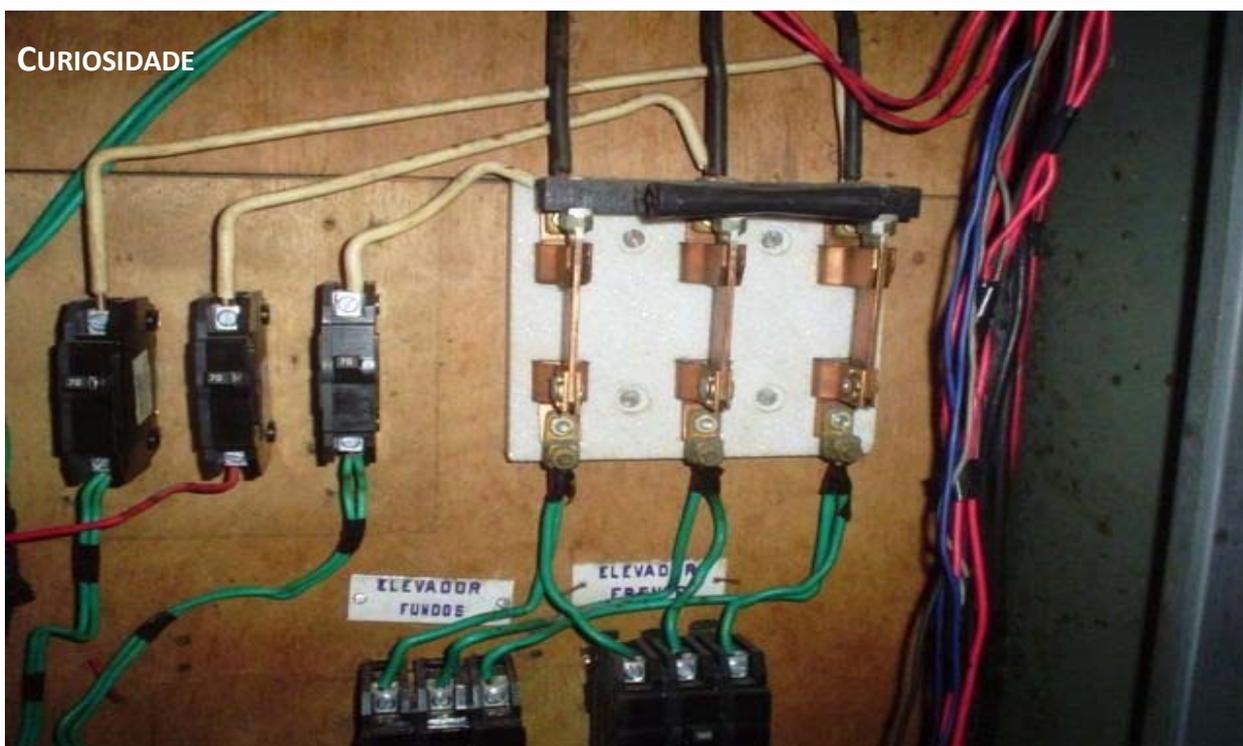
As Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios e respetiva legislação, não são especificações fixas ao longo do tempo. Ao invés, as soluções técnicas adotadas para cada um dos projetos, a par das evoluções tecnológicas, contribuem para que ao nível das ITED haja uma constante atualização de conhecimento e soluções técnicas. Todo este processo é, pois, dinâmico requerendo, por isso, uma constante necessidade de formação nos domínios das ITED.

A presente crise económica que abalou uma parte significativa dos países do mundo (incluindo-se aqui Portugal com um impacto extremamente grande...), pondera a utilização de requisitos técnicos que sejam “sensíveis” ao momento crítico que a economia portuguesa atravessa. Assim, requer-se uma legislação eu se adapte à economia de escala, por um lado, mas sem colocar em prejuízo as instalações das futuras comunicações eletrónicas dos edifícios, por outro.

Uma vez mais, a ANACOM dá um “passo à frente” na evolução das especificações e prescrições técnicas das ITED com o lançamento da proposta da 3ª Edição do Manual ITED, conjugando numa mesma equação, a responsabilidade dos diferentes atores intervenientes, os requisitos mínimos de qualidades das diversas tecnologias, a salvaguarda do património enquanto apto à receção de serviços de telecomunicações, a atualização com a normalização europeia e o especial interesse pela dinamização e crescimento económico do país. Quão grande “lição”, a ANACOM, uma vez mais, dá a outras especialidades da eletrotécnica que no seu lobby profundamente enraizado, coloca, muitas vezes, interesses pessoais e marginais, à frente de um bem comum.

A elaboração deste artigo surge no seguimento de uma nova publicação da Revista técnica “Neutro à Terra”, do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto e visa, fundamentalmente, contribuir para o enriquecimento do conhecimento das competências no âmbito de atuação dos futuros projetos ITED.

CURIOSIDADE



TECNOLOGIA PAR DE COBRE – ITED 3.

PARA ALÉM DA TRANSMISSÃO DE VOZ E DADOS.



1. Preâmbulo

A Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) aprovou em 5 de setembro de 2014, a 3.ª edição do Manual ITED – Prescrições e Especificações Técnicas das Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios, bem como a sua entrada em vigor a 8 de setembro do mesmo ano. Até ao final do ano de 2014 ocorre um período transitório sendo considerados válidos os projetos efetuados de acordo com as anteriores prescrições e especificações técnicas, a 2.ª edição do Manual ITED. Este novo Manual, longe de ser uma rutura com a anterior edição, possui um carácter mais ajustado à realidade socioeconómica atual em Portugal. Com efeito, há uma clara preocupação para redução de gastos mantendo, ainda assim, indicadores mínimos para o edificado novo ou a reconstruir.

Há uns anos que Portugal abrandou o ritmo de construção, um dos anteriores pilares aceleradores da nossa economia. Com o abrandamento da construção abrem-se, porém, novas oportunidades e desafio como é o caso da reestruturação. As cidades têm vindo a assumir uma importância cada vez maior nos países e própria humanidade. Num artigo publicado pelo Eng. António Vidigal na Revista Energia e Futuro n.1 em Fevereiro de 2011, “Smart Grids – As redes de distribuição de energia do futuro”, sustenta que em 2030, duas em cada três pessoas habitem no espaço urbano e que se em 1950 existiam 83 cidades com mais de 1 milhão de habitantes, nos nossos dias existem 468, sendo já 25 o número de cidades mundiais com mais de 10 milhões de pessoas.

Assim, a reconstrução, em particular a requalificação do edificado e das suas respetivas infraestruturas serão de extrema importância para a economia das empresas de construção, telecomunicações e instalações elétricas e, conseqüentemente, para Portugal.

Este artigo aborda de uma forma sucinta, mas objetiva a problemática da utilização de cabos de par de cobre nas infraestruturas de telecomunicações. Problemática pelas fragilidades que podem representar não só para a qualidade da transmissão de dados, como também para o próprio património. Há claramente, uma diferença entre cabos em cobre e cabos com “banho” de cobre. Estas diferenças estendem-se muito além do fator económico, sempre alvo de preocupação e ponderação. Os profissionais deste setor, projetistas, instaladores, fabricantes e fornecedores têm o dever e obrigação de estarem devidamente informados acerca das vantagens, desvantagens, convenientes e inconvenientes da utilização das soluções tecnologicamente disponíveis. Convém realçar que o que é “permitido”, em termos legais, estabelece um conjunto de requisitos mínimos. Cabe a “todos nós”, com o devido enquadramento regulamentar, zelar pela melhor solução técnica que garanta as pretensões e níveis de conforto do utilizador final mas, concomitantemente, garanta a segurança de bens e pessoas.

2. Introdução

A secção 3 da 3ª edição do Manual ITED estabelece que as redes de cabos (ou simplesmente cablagem) caracterizam-se como o elemento das ITED que permite o transporte e distribuição dos sinais de telecomunicações nos edifícios nas três tecnologias de cabos definidas para o transporte físico da informação: cabos de par de cobre, cabo coaxial e fibra ótica. No que respeita à tecnologia de par de cobre os seus requisitos e características mínimas estão também endereçadas nessa terceira secção.

Uma questão importante que se impõem é: Há diferenças entre cabos par de cobre maciços (em cobre) e cabos em alumínio cobreado? Antes de se responder a essa questão convém identificar o que são os cabos em alumínio cobreados.

O cabos em alumínio cobreado (cabos de alumínio com “banho” de cobre), designados por *Copper Clad Aluminum* (CCA) é um condutor de alumínio com um revestimento de cobre fino. Este processo é realizado através do revestimento de um fio de alumínio de uma camada de cobre em toda a sua extensão. O alumínio é esticado através de uma série de rolos a fim de reduzir o seu diâmetro, que pode alcançar os 0,1 milímetros, o mesmo que a espessura de um cabelo humano. O alumínio é um metal abundante na natureza, barato, mas menos condutor que o cobre. A utilização dos cabos do tipo CCA, com a reduz substancial do teor de cobre reduz claramente o custo de produção do cabo. Assim, como o próprio nome indica, os condutores CCA substituem uma grande proporção de cobre no centro do condutor por alumínio, obtendo um produto mais leve e mais económico. Esta alteração nem sempre é perceptível pelo instalador ou pelo cliente final.

Com efeito, o cabo do tipo CCA apresenta menor peso quando comparado com o cabo de cobre sólido, principalmente. Pelo facto do cabo do tipo CCA ser significativamente mais leve do que o cobre, em algumas aplicações pode oferecer vantagens na contenção dos cabos e no seu manuseio. O custo do alumínio é cerca de um terço do preço do cobre e, portanto, oferece maiores contrapartidas financeiras. O roubo é também menos provável com os valores de “sucata” em grande parte reduzida.

O *Communications Cable and Connectivity Association* (CCCA), com sede em Washington, DC, USA, (disponível online em: <http://cccassoc.org/>), descobriu que certos cabos de comunicações de quatro pares não blindados fabricados em alumínio cobreado estão incorretamente marcados e etiquetados. Estes cabos estão a ser vendidos como cabos de “categoria” e com segurança ao fogo, mas por definição não cumprem os códigos e normas previstos para este tipo de cabos tal como estão etiquetados. Em função disso, quem instala ou fabrica estes cabos UTP (*Unshielded Twisted Pair* – Par Trançado sem Blindagem) de quatro pares de alumínio cobreados impropriamente etiquetados podem ser expostos a procedimento jurídico.

O mercado de telecomunicações de cablagem estruturada hoje em dia é muito competitivo, o que encoraja alguns utilizadores finais a procurar cabos mais baratos para os seus requisitos de cablagem estruturada. Uma forma que alguns fabricantes poderiam utilizar para reduzir o custo deste tipo de produtos é não utilizar cobre maciço, mas sim condutores de alumínio revestidos com cobre (CCA).

Embora em algumas aplicações não relacionadas com transmissão de dados os condutores CCA possam ser utilizados, no sector da cablagem estruturada os cabos de condutores com cobre maciço são essenciais para garantir o rendimento e a conformidade com as normas.

Como todos os cabos que contêm CCA não estão em conformidade com as normas e possivelmente, poderiam ser falsificados, podem apresentar graves problemas para o rendimento da rede.

3. Normas

Há três conjuntos principais genéricos de normas de cablagem estruturada. ISO/IEC 11801 a nível internacional, EN 50173-1 na Europa e a ANSI/TIA 568-C na América do Norte (ver Tabela 1)

Dentro deste conjunto de normas existem normas que definem em detalhe os requisitos dos cabos. Na América do Norte, os cabos para utilização em sistemas de cablagem estruturada estão definidos na norma ANSI/TIA 568-C.2, na Europa na norma 50288 e internacionalmente na parte correspondente da norma IEC 61156.

Todas estas normas especificam que os condutores do cabo devem ser em cobre maciço, inclusive se os condutores estão trançados para aplicações flexíveis, tais como cordões de ligação. Os condutores CCA não são permitidos em nenhuma destas normas.

Qualquer fabricante que utilize CCA e declare conformidade com estas normas ou diga possuir certificados de laboratórios independentes para os seus cabos, está prestando falsas declarações pelo que deve ser evitado.

Tabela 1. Algumas normas e respectivos desempenhos especificados

Largura de Banda do Sistema	Internacional ISO 11801	União Europeia EN 50173	América do Norte TIA/EIA – 568
100 MHz	Classe D	Classe D	Cat. 5e
250 MHz	Classe E	Classe E	Cat. 6
500 MHz	Classe EA	Classe EA	Cat. 6 Aumentada
600 MHz	Classe F	Classe F	Cat. 7
1000 MHz	Classe FA	Classe FA	Cat. 7 Aumentada

4. Rendimento

Tal como acontece com as normas nacionais e internacionais, os cabos que contêm CCA também ficam curtos no rendimento elétrico e na instalação.

Crê-se, erradamente, que os condutores CCA têm propriedades elétricas equivalentes aos condutores de cobre maciço. Como os condutores CCA têm uma capa de cobre no exterior, isto significa que o rendimento nas frequências mais altas pode ser similar, mas em frequências mais baixas e para os parâmetros de corrente DC, o rendimento degrada-se.

Comparativa ISO 11801 Classe D Ligação Permanente de CCA e condutores de cobre maciço.

O alumínio tem uma resistência elétrica muito superior ao cobre. Isto significa que os cabos com condutores CCA falham o teste de Ligação Permanente, especialmente para longitudes de mais de 80 metros.

Os condutores CCA também têm uma atenuação mais alta que o cobre, o que terá um efeito notável em canais de maior longitude e criará problemas de rede aos utilizadores, conforme representado na Tabela 2. O alumínio tem um rendimento mecânico inferior ao cobre, pelo que os utilizadores podem verificar que os cabos CCA se danificam mais facilmente que os cabos de cobre maciço.

Isto tem um efeito sobre a instalação onde os cabos CCA são suscetíveis a um maior estiramento e em alguns casos os condutores podem partir-se.

Os cabos de par trançado com CCA também têm menos tolerância a raios de curvatura. Outros problemas também podem ser verificados durante a terminação dentro do conector tipo IDC, onde a oxidação do alumínio reduz a resistência do condutor e pode conduzir a uma má terminação e com o tempo o condutor CCA pode quebrar-se facilmente causando quebra da ligação.

5. Power over Ethernet (PoE)

A aplicação de corrente elétrica num condutor liberta energia térmica. Em relação aos cabos e componentes Ethernet, esse efeito de aquecimento é motivo de preocupação devido ao aumento da atenuação, que tem um efeito limitativo na longitude da ligação.

Esta preocupação intensifica-se para os cabos onde a resistência elétrica é superior à dos cabos normalizados, como são os cabos CCA.

Com a crescente utilização de equipamentos que suportam esta tecnologia a utilização deste tipo de cabos para transporte de dados/alimentação necessita de uma ponderação séria e segura por parte dos projetistas e instaladores.

Tabela 2. Valores de ensaio dos cabos do tipo CCA vs UTP Cat.5e

Amostra de Cabo	Margem Mínima Perdas Retorno (dB)	Margem Mínima NEXT (dB)	Resistência (Ohm)
Cabo UTP Cat.5e de um fabricante no mercado	9.7	11.1	3.5
CCA Amostra #1	4.4	10.0	5.9
CCA Amostra #2	-2.2	8.0	5.8
CCA Amostra #3	5.0	8.5	5.5

6. Conclusões

Contrariamente ao que se possa imaginar, e quando comparado com as tecnologias de cabo coaxial e fibra ótica, a especificação da cablagem de par de cobre não é uma mera e trivial escolha. A decisão sobre o cumprimento de níveis de qualidade de transmissão, aliados à segurança das instalações e utilizadores não deve ser relegada para um plano inferior. A escolha por produtos de qualidade e que confirmam segurança às instalações deve ser, necessariamente, alvo de prioridade. A realidade tem dado mostras que os fabricantes de topo continuarão a utilizar somente condutores de cobre maciço de alta qualidade em todos os seus sistemas de cablagem.

Não se recomenda a utilização de cabos CCA em nenhum local de uma rede estruturada ou de telecomunicações. De referir, por exemplo, que na indústria automóvel a utilização deste tipo de cablagem nos sistemas de áudio trouxeram grandes dissabores pelos perigos de incêndio eminentes.

O Manual ITED 3ª. Edição faz referência na sua tabela 3.1.1 à norma europeia EN 50288-5-1 no que diz respeito ao fabrico dos cabos de cobre, esta norma diz claramente que “Construções com *“copper clad”* não cumprem os requisitos”, pelo que a ANACOM não poderá, em circunstância alguma, permitir a utilização deste tipo de cabos.

CURIOSIDADE – REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CHICAGO - EUA



RESENHA HISTÓRICA DA REGULAMENTAÇÃO DE INFRAESTRUTURAS DE TELECOMUNICAÇÕES EM LOTEAMENTOS, URBANIZAÇÕES E CONJUNTOS DE EDIFÍCIOS (ITUR) EM PORTUGAL.

1. Preâmbulo

A sociedade atual usufrui do resultado das diversas revoluções passadas, sejam elas industriais, tecnológicas, científicas, políticas ou de pensamento. Com efeito, o quotidiano não mais foi o mesmo desde que Alexander Graham Bell anunciou ao mundo a invenção do telefone em 1876. Estavam lançadas as bases para o desenvolvimento do setor das telecomunicações e implementação de novos meios de comunicação que marcaram, irreversivelmente, o modo de vida das gerações vindouras.



Figura 1. Alexander G. Bell anunciando ao mundo a invenção do telefone em 1876

Em Portugal, um longo caminho foi percorrido pelas telecomunicações, mesmo antes da Telegrafia Sem Fios (TSF) ser uma realidade nacional. A Telegrafia Sem Fios foi precedida pela telegrafia elétrica e, ainda antes desta, pelas telegrafias semafórica e ótica.

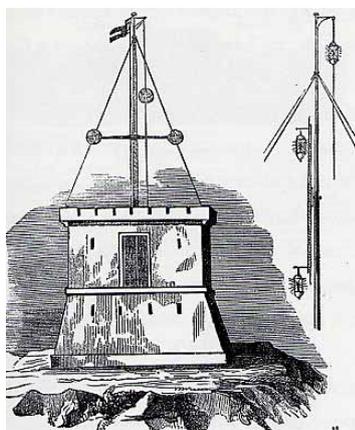


Figura 2. Telegrafia ótica e semafórica

2. Resenha histórica

De acordo com a Revista do “Exército e da Armada”, volume XV de 1900, a telegrafia semafórica foi criada em 1803, mas em 1810, em virtude da Guerra Peninsular, foi criada a telegrafia ótica para apoiar as comunicações militares nas linhas de Torres Vedras. Este tipo de comunicação conheceu um período de expansão (a par da telegrafia semafórica) mas acabaria por desaparecer por volta de 1855. Na década de 1830 é criado o telégrafo elétrico em que se usavam códigos para que a informação fosse transmitida de forma confiável e rápida, suportada por um sistema físico de fios.

Samuel Morse criou e registou a patente do telégrafo elétrico no ano de 1837. A 16 de Setembro de 1857, é inaugurado o telégrafo elétrico em Portugal. A telegrafia semafórica acabaria por ser incorporada neste serviço em 1867.

As primeiras experiências telefónicas em Portugal ocorreram em 1877 com a ligação entre Carcavelos e a Central do Cabo em Lisboa. Cinco anos mais tarde, em 1882, a empresa *Edison Gower Bell Telephone Company of Europe Limited*, estabeleceu-se em Lisboa e Porto para explorar a respetivas concessões de serviço telefónico. Esta concessão é em 1887

transferida para a APT – *Anglo Portuguese Telephone Company*, que detém a mesma até 1968, ano em que é criada a empresa Pública Telefones de Lisboa e Porto (TLP). Para o restante país, o serviço telefónico era explorado pelos Correios, Telégrafos e Telefones (CTT).

Em 1970 os CTT passam a estatuto de Empresa Pública e em 1989 os TLP transformam-se em Sociedade Anónima, detida integralmente pelo Estado Português. No ano de 1991, é criada a Teledifusora de Portugal (TDP), com a missão de explorar as infraestruturas de teledifusão. Em 1992, os CTT passam a Sociedade Anónima de capitais públicos. Neste mesmo ano dá-se a autonomização das telecomunicações desenvolvidas pelos CTT mediante a criação da Telecom Portugal, SA, passando os CTT a dedicar-se somente aos correios.

Assim, Portugal passou a ter a sua rede de telecomunicações explorada por 3 operadores: os TLP que exploravam o serviço telefónico nas áreas de Lisboa e Porto; a Telecom Portugal, responsável pelas restantes comunicações nacionais, Europa e Bacia do Mediterrâneo e a Marconi que assegurava o tráfego internacional.

No ano de 1994 é constituído um único operador de telecomunicações que juntou, por fusão, as empresas do setor detidas pela holding estatal CN (Comunicações Nacionais, SPGS, SA), a Portugal Telecom, SA, conhecida por PT, pela fusão da Telecom Portugal, TLP e da TDP. Entre 1995 e 2000 a PT sofre cinco fases de privatização, ficando o seu capital privatizado praticamente na totalidade.

De facto, pode-se afirmar que, de certa forma, a história das telecomunicações em Portugal se confunde com a própria história da PT

Este operador (PT) detinha praticamente todo o “know-how” referente às boas práticas de instalação de infraestruturas de telecomunicações em edifícios e, principalmente, em urbanizações e conjuntos de edifícios.

Portugal assistiu nas últimas décadas do século passado, principalmente na década de 80 e 90, a um forte

crescimento económico e tecnológico, alicerçado na construção do edificado. O setor das comunicações eletrónicas foi um dos que mais progrediu e se destacou. Da disponibilização de, praticamente, um único serviço de voz à generalidade dos clientes, foram, paulatinamente, disponibilizados outros serviços como de transmissão de dados e televisão por cabo graças à utilização de cada vez maiores larguras de banda e, ainda, ao estabelecimento de infraestruturas que permitiram oferecer esses mesmos serviços, quer se trate de infraestruturas das redes individuais, coletivas ou de exterior (loteamento).

Assimilando a experiência de instalação aos longos dos tempos, a PT foi acumulando um conjunto de normas e recomendações técnicas que auxiliassem os projetistas e instaladores na realização de projetos e na instalação das infraestruturas de telecomunicações em urbanizações. Toda essa experiência empírica foi documentada e reunido um conjunto de recomendações tendo dado origem às Normas de Instalação da rede de condutas de Telecomunicações em Urbanizações (NITU).

Este documento reuniu, assim, informação adequada para a elaboração de projetos e construção da rede de condutas de telecomunicações em urbanizações. Era da competência do Loteador/Urbanizador submeter a apreciação do projeto da rede de condutas de telecomunicações em urbanizações, após informação de viabilidade favorável. Basicamente, as infraestruturas de telecomunicações das urbanizações eram constituídas pela rede de condutas de telecomunicações cuja execução era da responsabilidade do urbanizador.

A responsabilidade pela execução da rede de cabos era definida em função da do tipo de urbanização, se fechada (condomínio fechado) da responsabilidade do urbanizador, se pública da responsabilidade do único operador existente (PT).

A elaboração do projeto de infraestruturas de telecomunicações em urbanizações era, então, assumida por entidades responsáveis, tais como Técnicos ou Empresas, inscritos na ANACOM, na especialidade de Projeto.

Porém, estas “regras” não observavam qualquer enquadramento regulamentar. Deste modo, no ano de 2009, e com a publicação do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, com a devida consideração da redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 258/2009, de 25 de setembro, estabeleceram o regime jurídico da construção, do acesso e da instalação de redes e infraestruturas de comunicações eletrónicas em edifícios e em urbanizações e conjuntos de edifícios, lançando as bases para a primeira edição das prescrições e especificações técnicas das infraestruturas de telecomunicações em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios (1ª Ed. Manual ITUR).

Os técnicos responsáveis transitaram para as associações públicas profissionais (Ordem dos Engenheiros e Ordem dos Engenheiros Técnicos), sendo estas as entidades que reconhecem os atos de engenharia na realização do projeto de infraestruturas de telecomunicações.

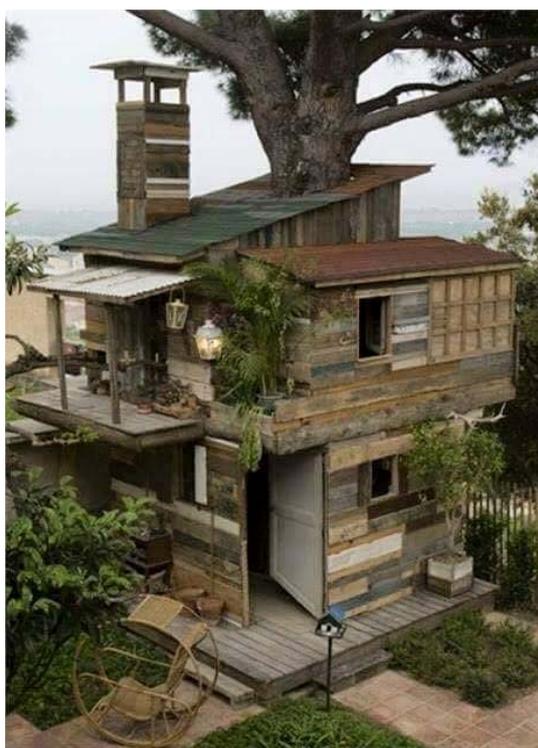
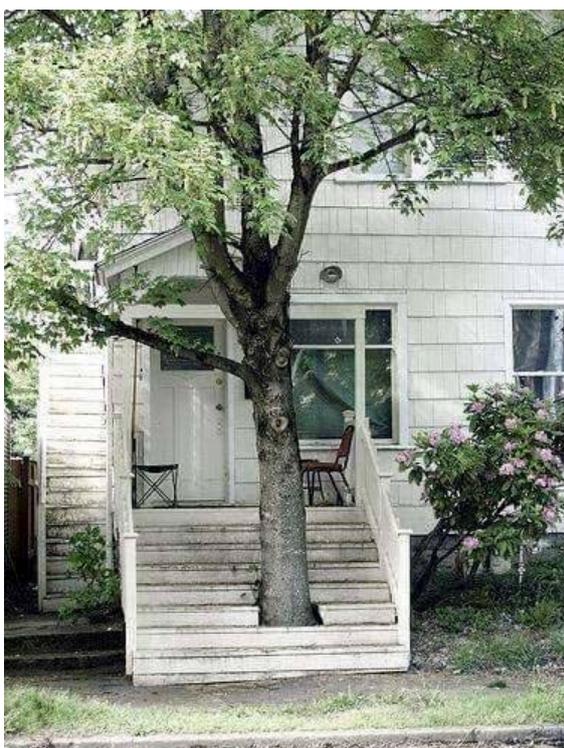
Esta primeira edição do Manual ITUR, não sendo uma rotura com as anteriores “normas” do NITU, observou a devida

adequação das infraestruturas às exigências das três tecnologias obrigatórias: Par de Cobre, Coaxial e Fibra Ótica.

Cinco anos após a publicação da 1.ª edição do Manual ITUR, a 2.ª edição foi aprovada por decisão da ANACOM em 20 de novembro de 2014. A referida 2.ª edição do Manual ITUR resultou de alterações introduzidas no Manual ITED (3.ª edição), bem como da normal evolução normativa europeia, que consequentemente conduziram à necessidade de adaptação das regras técnicas aplicáveis às infraestruturas exteriores aos edifícios, nomeadamente as existentes em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifício, conduzindo à revisão do Manual ITUR.

A edição da 2ª edição do manual ITUR resulta de alterações introduzidas no Manual ITED (3.ª edição), bem como da normal evolução normativa europeia, que consequentemente conduziram à necessidade de adaptação das regras técnicas aplicáveis às infraestruturas exteriores aos edifícios, nomeadamente as existentes em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios.

CURIOSIDADE – RESPEITO PELA NATUREZA



Página deixada intencionalmente em branco!

ITED 3

DIMENSIONAMENTO DAS REDES DE CABOS COAXIAIS

1. Introdução

Em Setembro de 2014 foi editada a 3ª Edição do Manual das Infraestruturas de Telecomunicações em edifícios (ITED), que veio responder à necessidade de uma atualização técnica, bem como dar resposta à questão do paradigma do setor imobiliário.

Essa 3ª Edição apresentou algumas alterações face à edição anterior, designadamente no que toca ao dimensionamento de redes de cabos coaxiais (CC).

Com este artigo, pretende-se apresentar as alterações mais significativas entre a 2ª e 3ª Edição do Manual ITED, nomeadamente no que toca ao dimensionamento de redes de cabos coaxiais.

Pretende-se, também, apresentar uma aplicação informática que foi desenvolvida no âmbito do curso da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, evidenciando os vários aspetos no domínio do dimensionamento de redes coaxiais em redes coletivas e individuais.

Por fim, apresenta-se um caso de estudo, que pretende ao mesmo tempo demonstrar a forma como a aplicação informática funciona, bem como a sua fiabilidade.

2. 3ª Edição do Manual ITED

Com o passar dos anos, as tecnologias de radiodifusão vão evoluindo, permitindo ir mais longe, no que toca à qualidade e quantidade de informação, bem como na fiabilidade e eficiência dos sistemas.

Com estas evoluções, os profissionais de telecomunicações, projetistas e instaladores, têm de se adaptar a estas novas realidades, de forma a garantirem o cumprimento cada vez mais exigente das prescrições e especificações técnicas dos manuais que regulam estas práticas.

Estas especificações e prescrições surgem em resposta à legislação que gere o setor das telecomunicações nomeadamente o Decreto-Lei nº 123/2009 de 21 de Maio de 2009, com a redação dada pela Lei nº 47/2013 de 10 de Julho de 2013.

Importa salientar que a 1ª Edição do Manual ITED data de Julho de 2004, sendo a 2ª Edição de Novembro de 2009 e a 3ª Edição de Setembro de 2014. Com a 3ª Edição, alguns aspetos foram alterados, sendo:

- Obrigatoriedade de cálculo dos valores de tilt, e respetiva inclusão desses valores no projeto;
- Diminuição dos valores máximos de tilt entre o RG-CC/SMATV e as tomadas terminais;
- Instalação de 2 tipos de antenas, sendo uma antena para UHF, que assegure a captação de sinais nas zonas digitais A e antena parabólica que assegure a captação do sinal da TDT nas zonas digitais B;
- Introdução de valores máximos das atenuações das ligações permanentes para 862 e 2150 MHz;

Existem outras alterações no que diz respeito às prescrições mínimas das redes de cabos coaxiais para edifícios de diferentes tipos.

Outra grande alteração é o facto de esta Edição dar grande importância à nova realidade do setor imobiliário, em que a prioridade está não na construção de edifícios novos, mas sim na reabilitação de edifícios já existentes.

Desta forma, o manual indica o procedimento a ser utilizado para o dimensionamento de redes coaxiais nestes edifícios já construídos.

3. Aplicação Informática

Para dar resposta ao mercado foi desenvolvida uma aplicação informática, de forma a apoiar os projetistas no dimensionamento de redes de cabos coaxiais em redes coletivas e individuais. Aquando deste desenvolvimento, as soluções existentes no mercado estavam limitadas no que toca aos equipamentos passíveis de ser utilizados. A implementação proposta possibilita o dimensionamento para 2 marcas distintas: a TEKA e TELEVES.

Pretendeu-se que a ferramenta fosse versátil e simples, do ponto de vista do utilizador, e que fosse também prática e intuitiva. Concomitantemente, esta ferramenta confere ao projetista um leque de opções para que este possa efetuar um correto e completo dimensionamento.

Esta aplicação foi desenvolvida em folha de *Excel* e recorrendo também ao suplemento VBA.

Basicamente, a aplicação informática desenvolvida efetua o cálculo das atenuações das ligações permanentes bem como os respetivos valores de tilt, quer para uma rede coletiva, quer para uma rede individual. Possibilita, ainda, a inserção de equipamentos ativos e passivos para a correção de valores de atenuação e de tilt. Por fim, e de forma automática, a ferramenta devolve o intervalo de valores em que devem estar compreendidos os níveis de sinal na CR para MATV (*Master Antenna Television*) e SMATV (*Satellite Master Antenna Television*).

Esta ferramenta funciona de mesma forma, quer a rede seja constituída por 1 ou 2 fogos como para 50 ou mais fogos.

O ficheiro está portanto constituído por cinco folhas de cálculo:

1. Cálculos Rede Coletiva;
2. Cálculos da Rede Individual;
3. Rede Coletiva + Rede Individual;
4. Rede Individual;
5. Base de dados de equipamentos.

A aplicação informática efetua o cálculo das atenuações e *tilt* para a zona correspondente à rede coletiva de um edifício, permitindo a compensação do mesmo. O projetista deverá introduzir o número de saídas do secundário do RG-CC (nº de fogos).

Seguidamente, apenas terá que escolher os equipamentos que achar mais adequados e introduzir os comprimentos das ligações permanentes.

O cálculo de atenuação é então efetuado de acordo com a fórmula constante da 3ª Edição do Manual ITED:

$$Alp = Acabo + ADR + n + Ac + ATT \quad (1)$$

Sendo:

ALp atenuação da ligação permanente (dB);

Acabo atenuação do cabo em função do comprimento (dB);

ADR atenuação dos dispositivos de repartição, ou derivação, se aplicável (dB);

N número de conetores considerados;

Ac atenuação por conetor (dB);

ATT atenuação da tomada terminal, se aplicável (dB).

Após os valores de atenuações e de tilt estarem calculados, verificam-se se estes estão dentro dos limites exigidos. Caso não estejam o utilizador poderá compensar estes valores com equipamentos ativos e passivos que permitam precisamente a compensação destes. Para isso, terá que introduzir os valores da compensação na respetiva célula, conforme caso de estudo da próxima secção. Com o cálculo das atenuações e tilt, e no caso de não estarem dentro do limite, o programa retorna, também, um valor mínimo necessário para a respetiva compensação.

A aplicação permite também o “Cálculos da Rede Individual”, sendo realizado o cálculo das atenuações e tilt para a parte da rede correspondente à rede individual. O utilizador deverá escolher o repartidor de cliente a ser usado. Terá, ainda, que escolher uma tomada terminal (TT) dentro de uma lista pendente composta por 2 equipamentos, um da marca TEKA e outro da marca TELEVES.

Após o cálculo e se os valores estiverem fora dos limites, o programa dá sugestões para a respetiva compensação. São, ainda, assinaladas as tomadas + e – favoráveis de cada fração bem como da rede completa. Para tal, o programa soma as atenuações da rede coletiva com as atenuações das respetivas ligações permanentes da rede coletiva, e então encontra as referidas tomadas.

Na aplicação denominada “Rede Coletiva + Rede Individual”, são calculados os valores correspondentes ao mínimo e máximo de sinal em que os níveis de sinal devem estar compreendidos na cabeça de rede (CR), para MATV e SMATV, tal como é indicado no Manual ITED 3ª Edição.

Foi criada uma outra funcionalidade denominada: “Rede Individual”, onde o utilizador poderá efetuar o dimensionamento de uma rede composta apenas pela parte individual. Desta forma deverá preencher uma célula com o nº de tomadas terminais da rede a dimensionar. Escolhendo, então, os equipamentos a utilizar os valores das atenuações e de tilt são automáticas calculados. Também aqui é indicado se os valores estão dentro dos limites, e caso não estejam, são dadas sugestões para a respetiva compensação.

Por fim a funcionalidade: “Base de dados de equipamentos”, encontram-se os vários modelos de cabos, repartidores de cliente e tomadas terminais alusivos às duas marcas usadas. A aplicação informática foi desenvolvida em conformidade com os requisitos do Manual ITED 3ª Edição.

3. Aplicação Informática

Afim de testar as capacidades e fiabilidade da aplicação, será

apresentado de seguida um exemplo prático que segue os valores do exemplo prático do Manual ITED 3ª Edição.

Para o efeito foi considerada uma rede constituída por 4 frações com 8 tomadas cada.

Seguindo o procedimento do ponto anterior, os valores resultantes do cálculo das atenuações da Rede Coletiva são os constantes na Figura 1.

Estes valores estão próximos dos valores do Manual, sendo que os respetivos desvios explicam-se com o facto de que os valores de atenuações de equipamentos que aqui foram utilizados são ligeiramente diferentes, tendo sido neste caso utilizados valores reais de equipamentos existentes no mercado.

No caso da rede individual foi considerado que as 4 frações têm a mesma tipologia, ou seja o mesmo comprimento para as ligações permanentes, entre o repartidor de cliente e das tomadas terminais. Assim, a Figura 2 apresenta os resultados referentes ao cálculo apenas para cada uma das frações.

Ainda na Figura 2 pode-se verificar que os resultados são aproximados aos valores do exemplo do Manual ITED.

Verifica-se que existem valores que estão fora dos valores limites, e que o programa dá sugestão do valor mínimo para a compensação destes. Neste caso, a seleção de um outro cabo com menores valores de atenuações corrigiu estes valores.

Rede Coletiva		Número de ATI		4		Preencher		Apagar													
ALP Col @ fMHz = Acabo@fMHz + n x AC @ fMHz																					
Nº da saída do RG	Compensação o TILT (47 - 862 MHz)	Compensação o TILT (950 - 2150 MHz)	Comprimento [m]	Acabo [dB]				Conectores [n]	Ac [dB]				Tilt [dB]				ALP Col [dB]				
				TEKA RG6 N46V3					47	862	950	2150	47 - 862		950 - 2150		47	862 (<18 dB)	950	2150 (<26 dB)	
				47	862	950	2150						Tilt (<-7) [dB]	Comp.	Tilt (<-9) [dB]	Comp.					
8 RG-CC1	0	0	15,0	0,63	2,87	3,02	4,65	2	0,01	0,17	0,19	0,43	-2,40	0,00	-1,88	0,00	0,64	3,04	3,21	5,08	
9 RG-CC2	0	0	30,0	1,26	5,73	6,03	9,30	2	0,01	0,17	0,19	0,43	-4,63	0,00	-3,51	0,00	1,27	5,90	6,22	9,73	
10 RG-CC3	0	0	35,0	1,47	6,69	7,04	10,85	2	0,01	0,17	0,19	0,43	-5,38	0,00	-4,06	0,00	1,48	6,86	7,23	11,28	
11 RG-CC4	0	0	44,0	1,85	8,40	8,84	13,64	2	0,01	0,17	0,19	0,43	-6,72	0,00	-5,04	0,00	1,86	8,58	9,03	14,07	

Figura 1. Exemplo de cálculo da rede coletiva de CC

Rede Individual		Preencher		Apagar		ALP Ind @ fMHz = Acabo@fMHz + ADR@fMHz + n x AC@fMHz + ATT@fMHz																													
N.º da saída do RG	N.º de saídas do RG	Codigo da Tomada	Ganho (47 - 950) - 2150 MHz	Compensação TILT (47 - 862)	Atenuação por compensação TILT (950 - 2150 MHz)	Comprimento (m)	Acabo [dB]				ADR [dB]			Ac [dB]			ATT [dB]			Tilt [dB]			ALP Ind [dB]					Tomada - F	Tomada +F						
							TEKA RG6 N48V3	47	862	950	2150	47	862	950	2150	47	862	950	2150	##	950	###	Tilt (-5)	Comp.	Tilt (-6)	Comp.	47			862 (<18 dB)	Ganho	950	2150 (<26 dB)	Ganho	
RG-CC 1	TEKA RG-CC 8 290747	1	0	0	0	23	0,97	4,39	4,62	7,13	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-3,59	0,00	-5,45	0,00	14,78	13,61	0,37	19,61	25,06	0,00	"-F"	
		2	0	0	0	20	0,84	3,82	4,02	6,20	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-3,14	0,00	-5,12	0,00	14,85	17,79	0,00	19,01	24,13	0,00		
		3	0	0	0	3	0,13	0,57	0,60	0,93	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-0,61	0,00	-3,27	0,00	13,94	14,55	0,00	15,53	18,86	0,00		"+F"
		4	0	0	0	12	0,50	2,29	2,41	3,72	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-1,95	0,00	-4,25	0,00	14,31	16,26	0,00	17,40	21,85	0,00		
		5	0	0	0	15	0,63	2,87	3,02	4,65	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-2,40	0,00	-4,58	0,00	14,44	16,84	0,00	18,01	22,58	0,00		
		6	0	0	0	8	0,34	1,53	1,61	2,48	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-1,36	0,00	-3,61	0,00	14,15	15,50	0,00	16,60	20,41	0,00		
		7	0	0	0	22	0,32	4,20	4,42	6,82	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-3,44	0,00	-5,34	0,00	14,73	15,17	0,17	19,41	24,75	0,00		
		8	0	0	0	5	0,21	0,96	1,01	1,55	12,80	12,80	12,80	15,50	2	0,01	0,17	0,19	0,43	1	1	2	2	-0,91	0,00	-3,49	0,00	14,02	14,93	0,00	16,00	19,48	0,00		

Figura 2. Exemplo de cálculo da rede individual de CC

Na Figura 3 encontram-se os valores em que devem estar compreendidos os níveis de sinal na CR para MATV e SMATV. Caso o utilizador queira dimensionar uma rede constituída apenas por parte individual, deverá utilizar a respetiva funcionalidade da aplicação para o efeito.

Para a escolha das marcas o critério de consideração foi a sua presença e posicionamento no mercado. Com efeito, estas duas marcas são, atualmente, na opinião dos autores, as marcas de referência no mercado das comunicações eletrónicas.

Rede Coletiva + Rede Individual		Níveis de sinal na CR - Edifício com partes coletivas e partes individuais.																	
		Tomada - F				RG-CC 1				1				Tomada +F					
		47 MHz		862 MHz		950 MHz		2150 MHz		47 MHz		862 MHz		950 MHz		2150 MHz			
ALP Col [dB]		0,64		3,04		3,21		5,08		ALP Col [dB]		0,64		3,04		3,21		5,08	
ALP Ind [dB]		14,45		16,78		17,82		22,35		ALP Ind [dB]		13,89		14,34		15,36		18,51	
A(-F) [dB]		15,09		19,82		21,02		27,43		A(+F) [dB]		14,53		17,38		18,56		23,59	
Stt min [dB µV]		45,0		45,0		47,0		47,0		Stt max [dB µV]		74,0		74,0		77,0		77,0	
Scr min [dB µV]		60,09		64,82		68,02		74,43		Scr max [dB µV]		88,53		91,38		95,56		100,59	
SINAL MATV		64,82		e		88,53		(dBµV)											
SINAL SMATV		74,43		e		95,56		(dBµV)											

Figura 3. Níveis de Sinal na Cabeça de Rede (CR)

4. Conclusões

A aplicação informática implementada demonstra ser prática, simples e fiável, permitindo ao utilizador um correto dimensionamento de redes de cabos coaxiais, sendo uma mais-valia para os profissionais do setor, que agora dispõem de uma ferramenta que dá a possibilidade de escolha de equipamentos de, pelo menos, duas marcas (TEKA e TELEVES).

Não obstante o facto de que ainda assim estar algo limitada no que diz respeito à sua base de dados, futuramente existe a possibilidade de adicionar mais equipamentos, para que esta ferramenta se torne ainda mais completa e abrangente.

Este trabalho foi desenvolvido de acordo com o programa da Unidade Curricular de Projeto/Estágio de Sistemas Elétricos de Energia, da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. Sérgio Ramos e Marco Silva como orientadores e José Saavedra estudante do Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto, Portugal (e-mail: 1110096@isep.ipp.pt).

O próximo trabalho foi desenvolvido de acordo com o programa da Unidade Curricular de Projeto/Estágio de Sistemas Elétricos de Energia, da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. Sérgio Ramos e Marco Silva como orientadores e Sérgio Vieira estudante do Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto, Portugal (e-mail: 1110096@isep.ipp.pt).

ITUR 2

DIMENSIONAMENTO DAS REDES DE CABOS COAXIAIS

1. Introdução

No último século, o sector das comunicações passou de um estado inicial de simples curiosidade tecnológica até um dos mais dinâmicos pilares económicos de vários países por todo o mundo.

A procura por mais e melhores serviços de televisão e internet levaram à necessidade de evoluir as tecnologias existentes de modo a conseguir cumprir com a elevada procura ao mesmo tempo que apresentam um serviço mais rápido, mais fiável e de melhor qualidade.

A União Europeia (EU) colocou como objetivo a conversão de todo o seu território de radiodifusão analógica para a tecnologia digital. Deste modo, não só se conseguiu uma mais eficiente utilização do espectro radioelétrico, como se conseguiu aumentar o número de canais a transmitir, sendo estes de melhor qualidade que a tecnologia analógica, pois deu a possibilidade de várias emissoras poderem emitir em *High Definition* (HD).

Não foi apenas na televisão que se deram grandes avanços, mas também na internet. Nos últimos anos foi verificado um

grande aumento nas velocidades atingidas por estas ligações, sendo que hoje, a maior parte das ligações são incorporadas com serviços de televisão.

Em Portugal também se verificou uma grande prosperidade para o dia-a-dia das populações e empresas, como pode ser verificado na Figura 1, que compara a evolução do PIB com a evolução do número de subscritores de diferentes serviços de telecomunicações tais como telefone fixo, móvel, internet e televisão paga.

Para levar estas tecnologias aos lares da população com a mais alta qualidade de serviço, são necessárias várias infraestruturas, sendo as ITUR (infra estruturas de telecomunicações em urbanizações, loteamentos e conjunto de edifícios) parte integrante dessas infraestruturas tornando-se assim a sua qualidade e regulação pelas normas de extrema importância, sendo que estas são hoje em dia regulamentadas pelo Manual de ITUR 2ª Edição, que é no fundo um conjunto de normas e diretrizes a seguir no projeto, dimensionamento e execução deste tipo de infraestruturas de modo a poder levar à casa dos utilizadores.

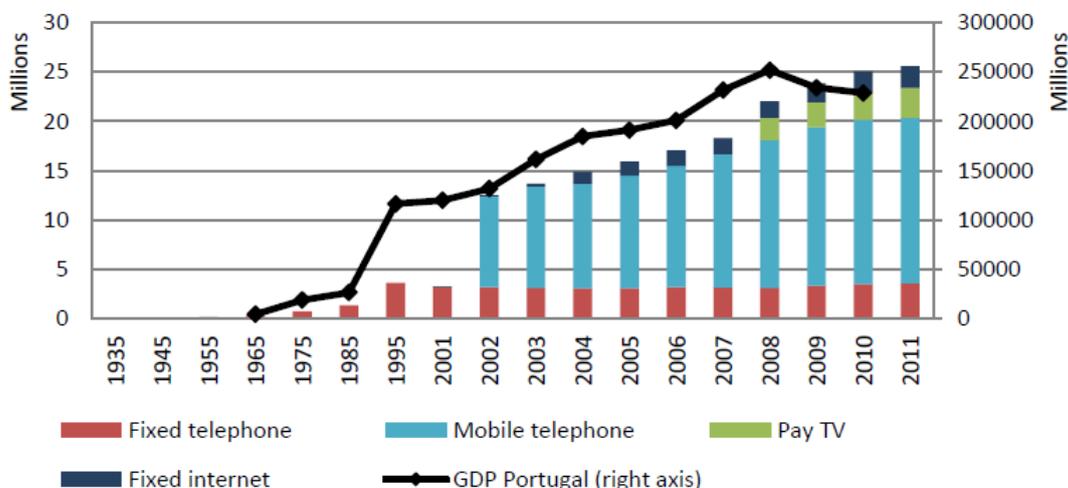


Figura 1. Evolução da penetração de telecomunicações (eixo da esquerda) versus evolução do PIB em Portugal (eixo da direita) de 1965 a 2011 [Fonte: ANACOM, INE e World Bank]

Uma ITUR Privada tem que prever o alojamento das 3 tecnologias previstas pelo manual de ITUR em vigor, o Par de Cobre, a Fibra Ótica e o cabo Coaxial, contudo neste artigo vamos-nos focar apenas na tecnologia de cabo Coaxial, que apesar de ser uma tecnologia com alguns anos, tem ainda os seus pontos fortes. Uma grande vantagem desta tecnologia é a imunidade a interferências externas aliadas ao seu baixo custo o que faz dele uma tecnologia ainda muito usada apesar de ser o que apresenta maiores atenuações por unidade de comprimento.

2. Surgimento das ITUR

O desenvolvimento das atividades económicas e sociais, os enormes progressos tecnológicos, verificados e as novas exigências decorrentes do ambiente concorrencial estabelecido em Portugal, impuseram a necessidade de formular novas regras técnicas para o projeto, instalação e gestão das Infraestruturas de Telecomunicações, com suporte as tecnologias de cabo de pares de cobre, cabo coaxial e fibra ótica.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º123/2009, de 21 de maio, iniciou-se um conjunto de alterações em todo o enquadramento de atividade relativa às infraestruturas de telecomunicações em edifícios, as chamadas ITED, assim como nas infraestruturas de telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjunto de Edifícios.

Alguns dos aspetos que a nova legislação introduziu foram:

- Inscrição dos técnicos de projeto e de instalação nas associações profissionais e a necessidade de formação;
- A criação do ITUR (Infra estruturas de telecomunicações em urbanizações e conjunto de edifícios);
- Necessidade de novos regulamentos;
- Acrescidas responsabilidades para os projetistas e instaladores assim como para os donos de obra.

O manual de ITUR – 1ª Edição foi aprovado por deliberação CA, da ANACOM, de 25 de Novembro de 2009 sendo que a sua entrada em vigor foi a 1 de Janeiro de 2010.

O regime jurídico aplicável às Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjunto de edifícios, consagra a obrigatoriedade de construção das ITUR em duas realidades distintas, ITUR Públicas e ITUR Privadas.

As ITUR Públicas exigem o dimensionamento da rede de tubagens ou tubagem para instalação de cabos, equipamentos e outros dispositivos, incluindo armários de telecomunicações, caixas e câmaras de visita. São integrantes do domínio público municipal, o proprietário e titulares dos direitos reais cedem gratuitamente ao município as ITUR instaladas, sendo que a sua gestão e conservação cabem aos municípios.

As ITUR Privadas, além do exigido pelas ITUR Públicas, exigem ainda a cablagem em par de cobre, cabo coaxial e fibra ótica para ligação às redes públicas de comunicações eletrónicas, bem como instalações elétricas de suporte a equipamentos e sistemas de terra. São de propriedade privada e a sua gestão é feita pela administração.

- ITUR 2ª Edição

A 20 de Novembro de 2014 foi aprovada por decisão da ANACOM a 2ª edição do Manual de ITUR - Prescrições e especificações técnicas das infraestruturas de telecomunicações em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios.

Esta 2ª edição do Manual ITUR resulta de alterações introduzidas no Manual ITED (3ª edição), bem como da normal evolução normativa europeia, que consequentemente conduziram à necessidade de adaptação das regras técnicas aplicáveis às infraestruturas exteriores aos edifícios, nomeadamente as existentes em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios e, assim, à revisão do Manual ITUR.

- Partes constituintes de uma rede coaxial de uma ITUR Privada

Uma ITUR privada pode ter origem na rede pública ou numa ITUR Pública, sendo que o seu ponto de fronteira em ambos os casos é dado no ATU. O final de uma ITUR privada é dado nos primários dos repartidores gerais (RG) no caso de edifícios e nos primários dos repartidores de cliente (RC) no caso de moradias unifamiliares.

Para uma rede de cabos coaxiais o manual de ITUR 2ª Edição obriga à garantia de que em cada ATE, ou ATI, exista a possibilidade de ligação, como mínimo, de uma rede de distribuição de CATV. O projetista pode considerar a existência de uma outra rede, para distribuição do sistema de S/MATV.

Uma rede de cabos coaxial numa ITUR privada terá início no secundário do repartidor de urbanização de cabo coaxial (RU-CC) e finda no primário do repartidor geral de cabo coaxial de um edifício coletivo (RG-CC) ou repartidor de cliente de cabo coaxial (RC-CC) no caso de se tratar de um único fogo, local onde terá início a rede ITED.

São parte integrante da rede de cablagem coaxial os cabos da rede principal, os cabos de distribuição, os conectores, repartidores, derivadores e amplificadores.

O cabo da rede principal é utilizado na ligação entre amplificadores e na ligação destes a outros dispositivos, nomeadamente derivadores e repartidores. O cabo da rede de distribuição é destinado à ligação aos repartidores gerais (RG-CC) e repartidores de cliente (RG-CC), fazendo a ligação destes à rede principal.

- Projeto da rede

Deve ser prevista no mínimo uma rede de coaxial CATV que, dependendo da dimensão da ITUR, pode ser híbrida (coaxial e fibra), devendo ser desenvolvida a partir do ATU, servindo todos os fogos e o seu dimensionamento deve considerar e ter em conta os limites previstos para a distribuição de sinais de TV e de dados (DOCSIS).

O projetista para as redes de coaxial deve adotar as soluções que melhor se adaptem às necessidades da ITUR, podendo projetar as seguintes topologias:

- **Estrela** – chegada ao ATE, ou ATI, de um cabo coaxial de classe TDC-C-H proveniente do ATU por cada fogo (aplicável essencialmente em ITUR de reduzida dimensão), embora seja a mais adequada pois permite a ligação de vários operadores em simultâneo.
- **Árvore** – chegada ao ATE, ou ATI, de um cabo coaxial de classe TDC-C-H para repartição (no primário do RG ou RC) por todos os fogos;
- **Mista** – combinação das topologias anteriores.

A rede de cabos coaxiais pode ser dividida em dois troços distintos:

- **Rede principal** – troço limitado a montante pelo ATU e a jusante pelos amplificadores de distribuição. Dependendo da dimensão da ITUR e das condições referidas anteriormente, este troço pode ser suportado por uma ligação em fibra ótica;
- **Rede de distribuição** – troço limitado a montante pela rede principal sendo destinado à ligação da rede principal aos repartidores gerais (RG-CC) e repartidores de cliente (RGCC).

Poderá ainda ser considerado o transporte e distribuição de sinais S/MATV (sinais do tipo B – via satélite) e sinais MATV (tipo A – via hertziana terrestre) na mesma rede, caso se garanta a necessária compatibilidade de espectro, ou ser efetuado em redes independentes.

4. Aplicação informática desenvolvida

Os requisitos previstos para uma infraestrutura de cabo coaxial pelo manual de ITUR são sem dúvida os mais exigentes, deste modo foi desenvolvida uma ferramenta de cálculo destinada ao auxílio do dimensionamento das redes de cabos coaxiais das ITUR Privadas.

Como foi visto anteriormente uma rede de cabos coaxiais numa ITUR Privada é composta por certos equipamentos chave, tais como o ATU de onde sairão todas as cablagens a ser distribuídas, os próprios cabos e seus conectores, sejam da rede principal ou da rede de distribuição, repartidores e derivadores e finalmente, se necessário, amplificadores.

A ferramenta foi desenvolvida de modo a ter em conta todos estes componentes e suas características, tendo para isso sido utilizados dados referentes a duas marcas presentes no mercado das telecomunicações, a TEKA e a TELEVES.

- Modo de Funcionamento

Assim que se abre o ficheiro Excel a única informação que pode ser vista é o cabeçalho (Figura 2) do que virá a ser a nossa tabela.

Tudo foi desenvolvido de modo a aumentar a simplicidade e facilidade de uso ao seu utilizador, contudo, é necessário possuir conhecimentos de ITUR para a correta utilização da ferramenta. Antes de mais é necessário termos previamente um rascunho de como estará distribuída a nossa rede de cablagem, por exemplo, quantos derivadores ou repartidores vamos ter, quantos lotes iremos alimentar, etc.

Para exemplificar o funcionamento da ferramenta vamos dimensionar a seguinte rede, bastante simples com apenas 1 saída do ATU e dois derivadores, que vai alimentar 6 lotes de moradias unifamiliares.

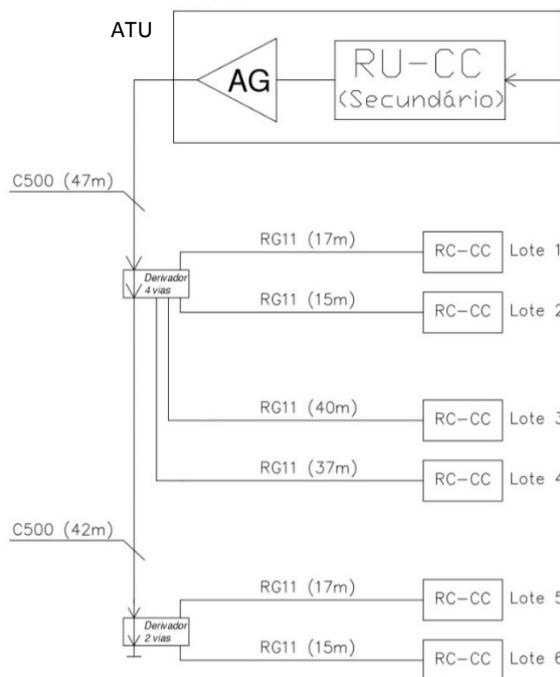


Figura 3. Exemplo de uma arquitetura de rede ITUR

Para iniciarmos o desenvolvimento da rede, deve ser selecionada a opção “Adicionar Saída ATU” seguindo posteriormente as instruções para definir toda a rede de uma vez. Ao selecionar esta opção deve certificar-se que não comete erros, uma vez que esta ação é irreversível, ou seja, uma vez acionada não é possível voltar atrás com a mesma, sendo para isso necessário fazer *reset* a toda a rede já definida. Assim sendo, a primeira coisa que a ferramenta faz é adicionar uma linha à tabela que será a primeira saída do ATU.

Adicionar Saída ATU

Nível sinal ATU (dB) 70

Dimensionamento da rede de cabo Coaxial																
Saída ATU	Início	Fim		Comp. cabo (m)	Cabo	Atenuação total do cabo (dB)		Derivador/Repartidor		Amplificador		SNR	Atenuação Total do Troço (dB)		Tilt	Sinal (dB)
		Descrição	Tipo			Referência	Perdas	Ref.	47 MHz	862 MHz	47 MHz		862 MHz			
						47 MHz	862 MHz				47 MHz	862 MHz	47 MHz	862 MHz		862 MHz

Figura 2. Formatação inicial das funcionalidades da aplicação informática proposta

Dimensionamento da rede de cabo Coaxial																
Saída ATU	Início	Fim		Comp. cabo (m)	Cabo	Atenuação total do cabo (dB)		Derivador/Repartidor		Amplificador		SNR	Atenuação Total do Troço (dB)		Tilt	Sinal (dB)
		Descrição	Tipo			Referência	Perdas	Ref.	47 MHz	862 MHz	47 MHz		862 MHz			
1	ATU				C500 Tekka	0	0			N/A			1	1		0

Figura 4. Saída 1 do ATU selecionada

Seguidamente deve ser escolhido o destino da primeira saída do ATU, se um repartidor ou um derivador. Um repartidor deve ser apenas usado no caso de ser necessário repartir a rede, seguindo a rede principal dois caminhos distintos. Em todos as restantes situações devem ser utilizados derivadores.

Neste caso será escolhido um derivador, sendo logo de seguida feita a escolha do número de saídas pretendidas. As soluções previstas permitem derivadores de 2 e 4 vias, ou seja, 4 vias de derivação (Entrada-Derivação) e uma via de inserção.



Figura 5. Exemplo da funcionalidade “Adicionar Derivador”

Logo de seguida o utilizador é proposto com várias opções, podendo adicionar outro derivador em série com o anterior, fazer uma repartição, criar uma nova saída do ATU ou terminar a rede.

Se inicialmente se adicionar um derivador de 4 vias, seguido de um derivador de 2 vias, surge a opção terminar rede, resultando daí a seguinte tabela.

A partir deste momento tudo o que o utilizador necessita de fazer é introduzir o comprimento dos cabos e todas as atenuações serão imediatamente calculadas dando como resultado o nível de sinal no local de chegada na última coluna. Por motivos de organização e melhor perceção o utilizador deverá escrever na coluna “Descrição” o local onde termina a cablagem, contudo, não é obrigatório.

A coluna “Tipo” é composta por uma “Drop-Down List” onde se pode escolher o tipo de chegada, se um Edifício, se uma Moradia unifamiliar ou “N/A” no caso da saída do derivador não estar atribuída.

Início	Fim	Cabo
Descrição		Tipo
ATU	D1	
D1	Saída 1	Moradia
	Saída 2	Moradia
	Saída 3	Moradia
	Saída 4	Edifício N/A
Inserção	D2	
D2	Saída 1	Edifício
	Saída 2	Edifício
	Inserção	

Figura 6. Exemplo do tipo de chegada

A coluna “Cabo” também é composta por uma Drop-Down List onde se pode escolher o tipo de cabo que se quer utilizar.

Saída ATU	Início	Fim		Comp. cabo (m)	Cabo	Atenuação total do cabo (dB)		Derivador/Repartidor		Amplificador		SNR	Atenuação Total do Troço (dB)		Tilt	Sinal (dB)	
		Descrição	Tipo			Referência	Perdas	Ref.	47 MHz	862 MHz	47 MHz		862 MHz	862 MHz			
1	ATU	D1			C500 Teka	0	0			N/A			1	1		70	
	D1	Saída 1	Moradia		RG11 Teka	0,00	0,00	Teka [J-4T/11] 11dB	11				13,00	13,00	0,00	57,00	
		Saída 2	Moradia		RG11 Teka	0,00	0,00		11				13,00	13,00	0,00	57,00	
		Saída 3	Moradia		RG11 Teka	0,00	0,00		11				13,00	13,00	0,00	57,00	
		Saída 4	Moradia		RG11 Teka	0,00	0,00		11				13,00	13,00	0,00	57,00	
	Inserção	D2			C500 TEKA	0	0	4,8	N/A			6,80	6,80		63,20		
	D2	Saída 1	Moradia			RG11 Teka	0	0	Teka [J-2T/8] 8dB	8				15,80	15,80	0,00	54,20
		Saída 2	Moradia			RG11 Teka	0	0		8				15,80	15,80	0,00	54,20
Inserção					C500 Teka	0	0	5,2		N/A			13,00	13,00		57,00	

Relação Sinal Ruído total da saída 1

Figura 7. Exemplo do dimensionamento da rede de cabos coaxial definida

O mesmo acontece na coluna “Derivador/Repartidor” onde se pode escolher um dos vários modelos disponíveis de acordo com a atenuação pretendida e com o seu fabricante tendo a possibilidade de utilizar derivadores da TEKA e da TELEVES.

Derivador/Repartidor	
Referência	Perdas
	17
Teka [J-4T/11] 11dB	17
Teka [J-4T/14] 14dB	17
Teka [J-4T/17] 17dB	17
Teka [J-4T/20] 20 dB	17
Televes [4613] 11dB	2,2
Televes [4614] 14dB	10,7
Televes [4615] 17dB	
Televes [4616] 20dB	

Figura 8. Seleção da atenuação e fabricante do derivador

Também é possível escolher um ganho de amplificação que afetará todos os componentes que estejam a jusante desse ponto. Apenas está prevista a utilização de amplificadores na linha principal.

A Figura 9 ilustra um exemplo de uma rede definida, onde se pode ver as condições de sinal à chegada assim como o valor de Tilt e SNR.

Caso as condições previstas no ITUR não sejam cumpridas a célula em questão ficará vermelha, o que indica que o utilizador terá que jogar com o valor das atenuações dos derivadores e com o ganho dos amplificadores de modo a cumprir todos os requisitos.

Dimensionamento da rede de cabo Coaxial																		
Saída ATU	Início	Fim		Comp. cabo (m)	Cabo	Atenuação total do cabo (dB)		Derivador/Repartidor		Amplificador			SNR	Atenuação Total do Troço (dB)		Tilt	Sinal (dB)	
		Descrição	Tipo			47 MHz	862 MHz	Referência	Perdas	Ref.	47 MHz	862 MHz		47 MHz	862 MHz			862 MHz
1	ATU	D1		47	C500 Teka	0,8084	3,3934			Teka	18	20	-74,75	-16,192	-15,607		90	
		Saída 1	Lote 1	Moradia	17	RG11 Teka	0,44	2,06						-0,75	1,45	-2,20	68,55	
		Saída 2	Lote 2	Moradia	15	RG11 Teka	0,39	1,82						-0,80	1,21	-2,01	68,79	
		Saída 3	Lote 3	Moradia	40	RG11 Teka	1,04	4,84						-0,15	4,23	-4,39	65,77	
		Saída 4	Lote 4	Moradia	37	RG11 Teka	0,96	4,48						-0,23	3,87	-4,10	66,13	
		Inserção	D2		42	C500 TEKA	0,7224	3,0324			3,2	N/A		-11,27	-8,37		78,37	
		Saída 1	Lote 5	Moradia	17	RG11 Teka	0,442	2,057						1,17	5,68	-4,51	64,32	
		Saída 2	Lote 6	Moradia	15	RG11 Teka	0,39	1,815						1,12	5,44	-4,32	64,56	
		Inserção				C500 Teka	0	0			3	N/A		-7,27	-4,37		74,37	
													Relação Sinal Ruído total da saída 1		-74,75			

Figura 9. Tabela preenchida onde se pode ver as condições de Nível de Sinal e Tilt

Podem ser adicionadas tantas saídas do ATU quantas forem necessárias, sendo que estas serão totalmente independentes umas das outras, à exceção do sinal de entrada do ATU que é definido no botão “Sinal entrada ATU” no topo da página, e esse será o sinal que alimenta o Repartidor de Urbanização de Cabo Coaxial (RU-CC).

Ao criar uma nova saída do ATU é necessário que se defina todos os componentes dessa saída. Assim como no caso de se adicionarem repartidores, será pedido ao utilizador para definir todos os componentes que ligarão a cada uma das saídas visto não ser possível adicionar mais componentes posteriormente.

4. Conclusões

Neste trabalho foi proposto o desenvolvimento de uma ferramenta de cálculo destinada ao auxílio do dimensionamento de redes de cabo coaxial nas ITUR Privadas prevendo para o efeito soluções técnicas de dois fabricantes distintos, sendo para isso necessário efetuar uma pesquisa de equipamentos de redes de cabo coaxial disponíveis no mercado.

A aplicação foi desenvolvida com recurso ao *software Microsoft Excel* tomando partido das suas avançadas funções possibilitadas pelo uso do *Visual Basic for Applications*.

Esta ferramenta poderá constituir uma ajuda aos projetistas para dimensionamento das redes coaxiais das ITUR privadas.

ITED 3

TILT: O QUE É E COMO SE ENSAIA!

1. Introdução

O presente artigo aborda a problemática do TILT, os seja a diferença de atenuação/potência de sinal num dado ponto da rede de cabo coaxial, decorrente da 3ª Edição do Manual ITED e presentemente em vigor para projetistas, instaladores e fabricantes de equipamento eletrónico deste setor das comunicações eletrónicas.

2. TILT – O que é e como se ensaia

O sinal à saída de uma tomada de cabo coaxial deve ter um nível de sinal determinado de forma a reduzirem-se ao máximo as hipóteses do televisor “deixar de funcionar” ou apresentar breves interrupções, como seja o conhecido “empastelamento” característico do sinal digital.

Para além da potência de sinal ter-se-á que ter em consideração a planicidade da potência de sinal ao longo de toda a banda de frequências de funcionamento. Isto é, poderemos ter uma potência de sinal adequada à saída da tomada coaxial numa determinada gama de frequências, mas esta poderá ser deficitária ou em excesso noutras zonas de funcionamento, podendo assim comprometer o bom funcionamento de todos os sinais presentes na rede coaxial. Idealmente, dever-se-ia ter idêntica potência de sinal ao longo de toda a banda de funcionamento nas tomadas, mas devido a diversos fatores, poderá não ser possível o cumprimento desta planicidade “ideal”.

TILT!

Um simples desequilíbrio dos sinais na Cabeça de Rede, redes de distribuição com grandes extensões de cabo coaxial, ou simplesmente a utilização de cabo coaxial de qualidade inferior por exemplo, são fatores que podem originar elevadas diferenças de atenuação entre as baixas e as altas frequências de funcionamento. Este desequilíbrio de potências de sinal entre várias frequências de funcionamento é denominado de **TILT**, e admitem-se diferenças dentro de valores aceitáveis de forma a não comprometer o bom funcionamento dos televisores.

Quais as frequências de sinal, às quais faz sentido a verificação do TILT? Na presença de redes CATV, MATV ou SMATV, estas frequências de ensaio podem ser comuns? Para tal, é necessário identificar as faixas de frequências de funcionamento, e definir duas frequências na extremidade das referidas bandas (ou próximo), e analisar com detalhe o comportamento dos vários sinais nas saídas de uma tomada coaxial.

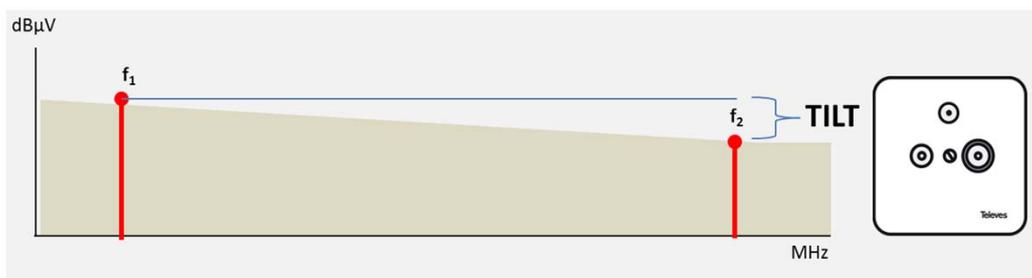


Figura 1. TILT – Diferença de sinais a frequências diferentes num mesmo ponto da rede de cabo coaxial

3. Definição das redes de cabo coaxial

A rede de **MATV** (*Master Antenna Television*) está definida para a alocação dos serviços de recepção terrestre e está preparada para funcionar desde os canais de Banda I, Banda S-Baixa, BIII, Banda S-Alta, Hiperbanda e UHF. De acordo com o primeiro Dividendo Digital o limite superior da frequência de utilização de MATV passou do canal 69 (862MHz) para o canal 60 (790MHz), prevendo-se encurtar ainda mais esta banda até 2020 de acordo com um segundo Dividendo Digital previsto. Embora em Portugal tenhamos disponível no ar o sinal FM e apenas um multiplex TDT, é possível incrementar a oferta de conteúdos televisivos alocando-os em canais das bandas acima referidas. Assim as frequências de funcionamento são:

- **MATV (Pré-LTE):**
 - ✓ Banda TV: 47-68MHz e 118MHz-862MHz;
 - ✓ Banda FM: 88-108MHz.
- **MATV (Pós-LTE):**
 - ✓ Banda TV: 47-68MHz e 118MHz-790MHz;
 - ✓ Banda FM: 88-108MHz.

A rede de **SMATV** (*Satellite Master Antenna Television*) é análoga ao exemplo anterior na banda terrestre, acrescentando a banda destinada à banda do sinal de satélite. As frequências intermédias (FI) provenientes do LNB estão assim compreendidas entre os 950MHz e os 2150MHz, originando as frequências de funcionamento seguintes:

- **SMATV (Pré-LTE):**
 - ✓ Banda TV: 47-68MHz e 118MHz-862MHz;
 - ✓ Banda FM: 88-108MHz;
 - ✓ Banda SAT: 950-2150MHz.
- **SMATV (Pós-LTE):**
 - ✓ Banda TV: 47-68MHz e 118MHz-790MHz;
 - ✓ Banda FM: 88-108MHz;
 - ✓ Banda SAT: 950-2150MHz.

A rede de **CATV** (*Community Antenna Television*) concebida para funcionar com sinais dos operadores de cabo possuem uma particularidade que a diferencia dos sinais de MATV ou SMATV. É a presença de interatividade! E para que esta funcione numa rede de cabo coaxial são necessárias duas bandas de funcionamento totalmente distintas e independentes. Uma das bandas destinada aos serviços de *Upload* (Voz e Dados) e outra destinada aos serviços de *Download* (Voz, Dados e Televisão).

A comunicação de voz e dados é efetuada através de um protocolo DOCSIS e os serviços de televisão estão modulados em digital e presentemente ainda disponíveis também em analógico. No entanto, existem mercados que adotaram bandas de frequências de funcionamento diferentes para utilização do CATV, sendo:

- **CATV (com retorno 5-30MHz):**
 - ✓ Banda de Retorno: 5-30MHz;
 - ✓ Banda Direta: 47-862MHz.
- **CATV (com retorno 5-65MHz):**
 - ✓ Banda de Retorno: 5-65MHz;
 - ✓ Banda Direta: 88-862MHz.

Apesar da existência de normalização europeia acerca deste assunto é necessário verificar se esta faz sentido relativamente ao paradigma atual das frequências utilizadas, pois poderá estar obsoleta, e, não menos importante se esta está de acordo com a via de retorno dos 5 aos 30MHz ou se dos 5 aos 65MHz no que diz respeito ao CATV dos operadores.

De acordo com o esquema da Figura 2, pode-se constatar que para MATV já não é utilizada a faixa de frequência dos 790MHz aos 862MHz.

Trata-se de uma faixa destinada agora aos operadores de telefonia móvel, devendo-se inclusive filtrar estas frequências de forma a não interferirem com os sinais de televisão.

Atualmente, antenas, amplificadores e tomadas já possuem filtragem integrada para inibir o sinal LTE das redes de cabo coaxial. **Assim sendo, qualquer frequência de teste para análise de atenuação ou TILT acima dos 790MHz, não será de todo conveniente.**

A rede adotada pelos operadores de CATV no nosso país funciona desde sempre na banda de retorno dos 5 aos 65MHz, iniciando-se assim a via direta apenas nos 88MHz, contrariamente a outras redes com início aos 47MHz em que a via de retorno se posiciona dos 5 aos 30MHz. A medida de TILT é válida e tem sentido quando analisada e enquadrada apenas numa banda de funcionamento, como seja a via direta a funcionar dos 88 aos 862MHz.

Em MATV as potências de sinal à saída da cabeça de rede atingem níveis máximos ao longo de todas as bandas de funcionamento, sendo estas atenuadas ao longo da rede de distribuição e atingindo níveis mínimos nas tomadas. Para CATV o propósito anterior não é igualmente válido.

Enquanto na via direta existe um comportamento semelhante, já na via de retorno o nível de sinal mais elevado verifica-se junto à tomada, pois o seu emissor é o Modem de cabo do operador. O sinal vai-se atenuando ao longo da rede de distribuição (mas desta vez em sentido oposto) chegando ao operador com níveis de potência mínimos.

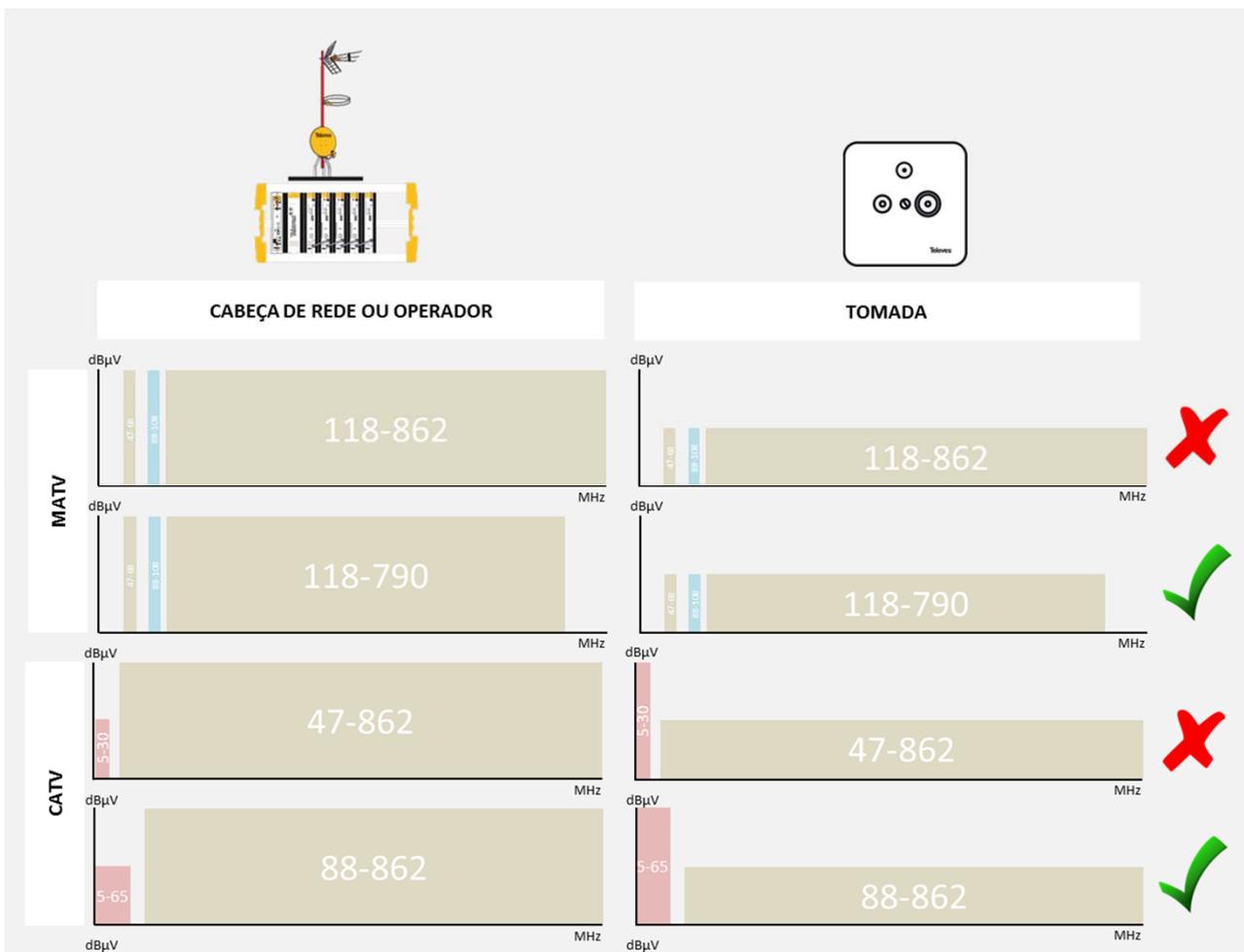


Figura 2. Largura de Banda para MATV e CATV – Operador e Cliente Final

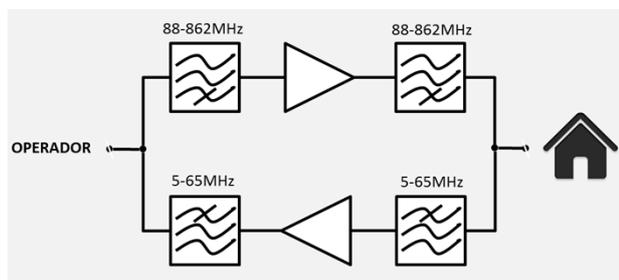


Figura 3. Via direta e de retorno no sistema CATV

A medida de TILT em que uma frequência está presente na via de retorno e a outra na via direta não fará muito sentido. A inclusão de qualquer etapa de amplificação intermédia impossibilitará a medida de TILT em frequências presentes em bandas diferentes, não acontecendo se as frequências pertencessem à mesma via (direta).

A escolha das frequências para a medida de TILT são assim fundamentais para uma correta verificação deste parâmetro que se torna imprescindível na análise de redes de distribuição de dimensões significativas. Na presença de valores de TILT significativos, é possível efetuar uma

compensação do mesmo com equalização dos sinais à entrada.

Isto é, se estivermos na presença de um determinado valor de TILT na tomada, poder-se-á aplicar uma Equalização inversa ao TILT na cabeça de rede de forma a minimizar ou mesmo anular o TILT na tomada e assim contribuir para um nível de sinal constante ao longo da frequência nas tomadas.

O ensaio do TILT na banda de satélite para SMATV (Figura 5) é realizado de forma idêntica aos exemplos anteriores.

Definem-se duas frequências próximas dos extremos e rapidamente se chegam aos valores de TILT.

Tratando-se de frequências mais elevadas, teremos diferenças de atenuação mais significativas entre frequências na banda de satélite. Assim sendo, fará ainda mais sentido a aplicação de pré-acentuação a montante para minimizar o valor de TILT nas tomadas. Neste exemplo complementa-se com uma outra possibilidade de cálculo de TILT para a banda terrestre, MATV.

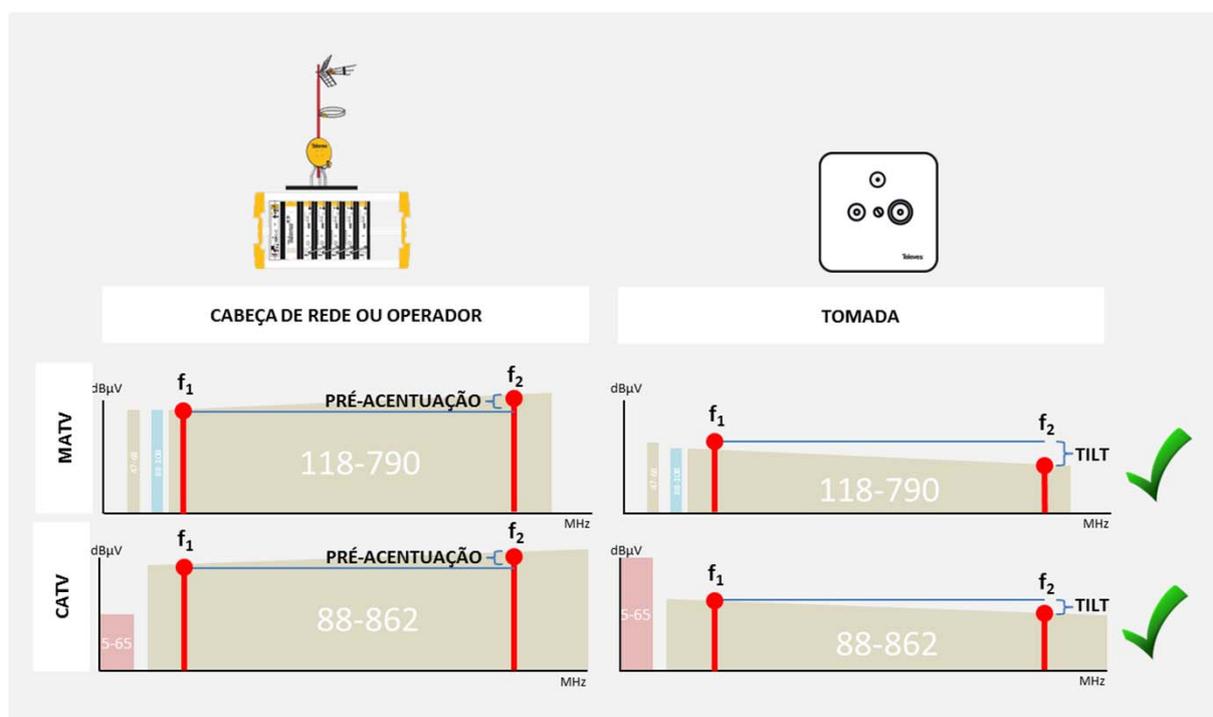


Figura 4. Largura de Banda da via direta e de retorno e respetivo TILT – Sistema CATV

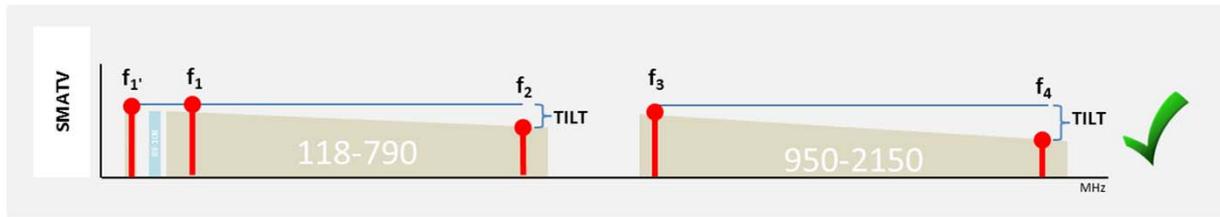


Figura 5. Ensaio do TILT – Sistema SMATV

A escolha da primeira frequência de teste f_1 posicionada no início da banda S-Baixa, poderá ser substituída pela frequência f_1' , presente na banda 1. No entanto, esta frequência f_1' já não deveria ser utilizada no ensaio de TILT para a rede de CATV, uma vez que esta pertence à banda de retorno.

Trata-se de uma largura de banda em frequência de apenas 60MHz em que o TILT não terá expressão por pior que a instalação esteja!

No entanto, isto não implica que não se deva analisar a curva de resposta em frequência nas tomadas para verificação de alguma anomalia. Aliás esta deverá ser sempre verificada ao

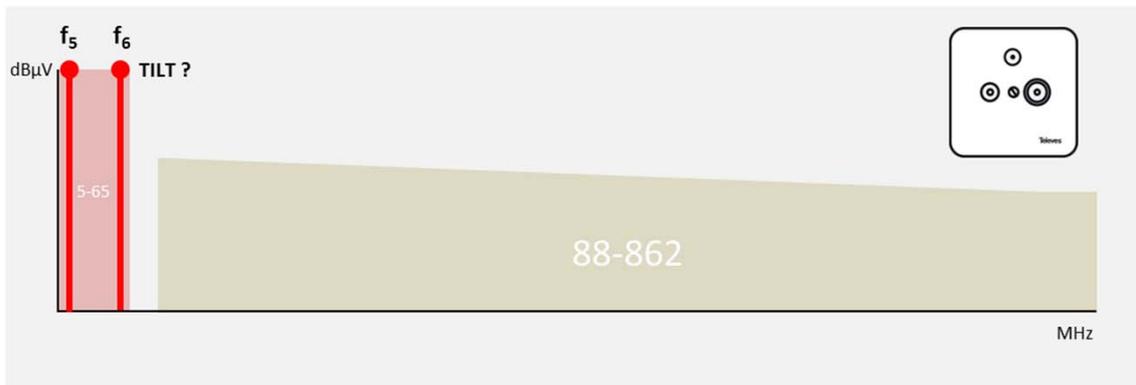


Figura 7. Largura de banda de retorno – TILT

4. Conclusão

Uma questão que poderá ser colocada é a necessidade de ensaio de TILT na banda de retorno. Terá sentido?

longo de todas as bandas, já que é possível ter níveis de potência de sinal ou atenuações e TILT dentro de parâmetros aceitáveis, mas existirem anomalias em determinadas frequências específicas.

Curiosidade:



Página deixada intencionalmente em branco!

ITED 3 – EVOLUÇÃO NAS REGRAS TÉCNICAS DE PROJETO E INSTALAÇÃO DE INFRAESTRUTURAS DE TELECOMUNICAÇÕES EM EDIFÍCIOS

1. Introdução

Dez anos após a publicação da primeira edição do Manual ITED, entrou em vigor em 2015 a terceira edição deste manual, contendo as novas regras técnicas aplicadas ao projeto e instalação de Infraestruturas de telecomunicações em edifícios, denominadas por ITED 3.

1.1 Enquadramento

A Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM), regulador sectorial das telecomunicações em Portugal, prossegue assim a política de continuidade no processo de atualização das normas técnicas, o que tem acontecido a cada 5 anos, desde a publicação da primeira versão em 2004, Figura 1.



Figura 1. Evolução regras técnicas ITED

Este processo de atualização tem acompanhado as tendências de um sector marcado por uma forte evolução tecnológica, permitindo igualmente responder a uma profunda alteração no contexto económico que se vive no nosso país, particularmente no sector da construção civil.

Os trabalhos conducentes à atualização do Manual ITED foram iniciados ainda em 2013 pela Direção de Fiscalização da ANACOM, a quem coube a responsabilidade e coordenação da equipa de trabalho constituída para o efeito. Além dos técnicos internos, a ANACOM constituiu um grupo de consultores externos constituído por representantes das ordens profissionais (Ordem dos Engenheiros Técnicos e Ordem dos Engenheiros) e das instituições de ensino superior que têm sido referência nesta área de engenharia, designadamente o ISEL, ISEP e FEUP.

1.2 Objetivos

Entre os objetivos definidos para a alteração das regras técnicas dos trabalhos, poder-se-ão destacar os seguintes:

- Simplificação e redução de custos;
- Reabilitação urbana;
- Clarificação de procedimentos e regras;
- Conformidade com normas europeias;
- Atualização tecnológica.

A simplificação do projeto e redução de custos foi sempre um princípio subjacente a todos os trabalhos realizados pelo grupo de trabalho, tendo em conta o contexto de forte retração económica do sector da construção civil. No entanto as opções tomadas em termos de simplificação tiveram sempre em conta a salvaguarda da qualidade e flexibilidade das ITED e os direitos dos cidadãos e empresas prestadoras de serviços de comunicações eletrónicas, tal como previsto na legislação aplicável.

Por outro lado, as regras técnicas passaram a responder às necessidades específicas dos projetos associados à reabilitação urbana nem sempre compatíveis com as regras genéricas de projeto. Estas especificidades devem-se não apenas ao custo associado ao projeto e instalação das ITED, mas também a questões arquitetónicas e de outras naturezas.

Muitos dos aspetos técnicos incluídos nas regras técnicas, que se prendem principalmente com requisitos de qualidade ao nível da transmissão de sinais de telecomunicações resultam da aplicação nacional das normas europeias tendo em conta o contexto tecnológico nacional dos serviços de telecomunicações. Assim, é necessário atualizar as normas nacionais de acordo com as normas e recomendações europeias e internacionais.

Mais do que um conjunto de regras e prescrições técnicas, o Manual ITED 3 é igualmente um manual de boas práticas e

de procedimentos, sendo uma ferramenta essencial à atividade de projeto e de instalação das ITED, que serve uma população de técnicos com e sem formação superior. Assim, a clarificação de procedimentos e de regras, maior representação gráfica e apresentação de exemplos contribuem para uma maior eficácia na aplicação das regras técnicas ITED 3.

Pretende-se neste texto este apresentar as principais alterações introduzidas pelo manual ITED 3, descrevendo de forma genérica os princípios que conduziram a este novo conjunto de regras técnicas e identificar as principais alterações introduzidas, relativamente às versões anteriores. Este texto não dispensa a leitura atenta do novo manual.

2. Regras Técnicas ITED3

O Manual ITED 3 considera um conjunto de regras genéricas de projeto, aplicáveis a qualquer infraestrutura, e regras específicas, que dependerão do contexto em que a obra irá ser realizada, e conforme se apresenta na Figura 2:

- Projeto de edifícios novos;
- Projeto de edifícios construídos;
- Projeto de alteração a uma tecnologia.



Figura 2. Escolha do tipo de regras a aplicar

Caberá sempre ao projetista a responsabilidade de justificar devidamente a opção pelas regras utilizadas, tendo em atenção os princípios enunciados no manual. Por omissão, deverão ser aplicadas as regras de Projeto de edifícios novos (ITED3), e sempre que se verifiquem as situações de construção, ou reconstrução, de edifícios e fogos residenciais ou não residenciais.

No caso da reabilitação urbana, quando aplicado a edifícios e fogos residenciais, poderão utilizar-se as regras de Projeto de edifícios construídos, o que permite uma simplificação considerável das ITED, no que respeita às redes individuais. Esta variante do conjunto de regras é designada por ITED3a. Finalmente, as regras de Projeto de alteração a uma tecnologia aplicam-se apenas em casos muito particulares, designadamente as situações de fornecimento de serviços por parte dos operadores de serviços comunicações eletrónicas, construção de redes MATV ou SMATV em edifícios com infraestruturas de telecomunicações existentes ou substituição de um tipo de cablagem, associada a uma tecnologia, por inadequação da rede existente.

2.1 Arquitetura das ITED

Apesar de mínimas, as alterações da arquitetura das ITED, Figura 3, terão impacto no projeto. Um aspeto a realçar é a clarificação de que a Caixa de Visita Multioperador (CVM) é parte integrante da rede de tubagens das ITED, embora instalada no exterior e assegurando a interface com as ITUR. Assim, é obrigatória a inclusão da CVM no projeto ITED. Relativamente à arquitetura das moradias unifamiliares, a

alteração consiste no desaparecimento de obrigatoriedade da Caixa de Exterior de Moradia Unifamiliar, sendo a sua existência opção a considerar pelo projetista.

No caso de projeto de edifício construído, a arquitetura é substancialmente diferente, no que se refere à rede individual, com a substituição do ATI pelo PTI e PCS, que serão descritos mais à frente.

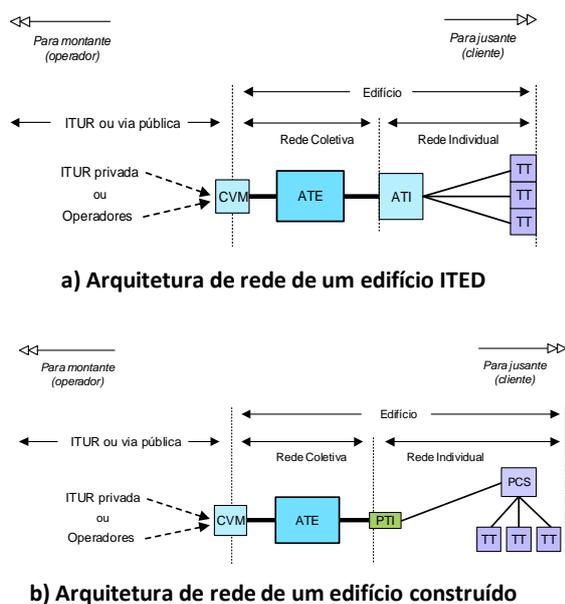


Figura 3. Arquitetura de rede ITED 3 e ITED 3a [1]

2.2 Rede de Tubagens do Edifício

As regras genéricas de projeto da rede de tubagens do ITED 3 apresenta algumas alterações, relativamente à versão anterior. Desde logo, deixam de existir as limitações obrigatórias à distância máxima entre caixas de passagem ou ao número de curvas. É responsabilidade do projetista assegurar que a rede projetada assegura o correto enfiamento dos cabos.

Continua a ser necessário assegurar uma distância de separação entre condutas de cabos de telecomunicações e de energia, exceto nos últimos 15 m da ligação às tomadas terminais. A nova regra resulta da evolução na norma EN 50174 [2], e passa a depender do número de circuitos elétricos transportados na conduta próxima.

No ITED 3 o ATE Superior poderá ser substituído por uma caixa de passagem, que assegura a ligação entre a coluna montante e a PAT (Figura 4). No entanto para edifícios com número elevado de frações, continua a recomendar-se a instalação de um ATE superior, principalmente caso se optem por redes coaxiais coletivas independentes.

Em termos de dimensionamento da rede de tubagem, as alterações verificam-se principalmente nas condutas de acesso.

O número e diâmetro mínimo a considerar na tubagem de interligação entre a rede coletiva e a CVM é reduzida em todos os casos, que dependem do tipo de edifício.

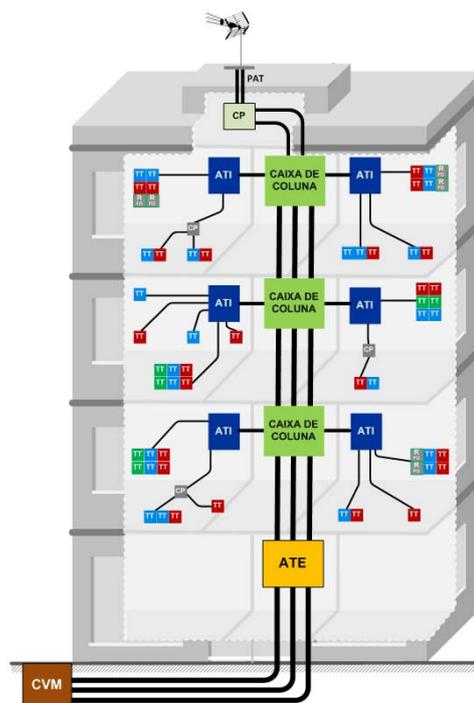


Figura 4. Rede de tubagens ITED de um edifício

2.3 Caixa de Visita Multioperador (CVM)

Desde a consideração da CVM, no ITED 2, que esta caixa tem sido um foco de problemas para projetistas e instaladores, por diversas razões. No entanto, apesar dos problemas associados a esta caixa, os quais estão identificados e foram devidamente pesados, é considerado que esta representa uma vantagem clara para o garante da independência entre a rede de tubagem do edifício e a rede pública, permitindo o acesso indiscriminado às redes dos operadores.

Tal como referido anteriormente, no ITED 3 a CVM continua a ser obrigatória, e passa a ser claro que não pode ser partilhada entre edifícios, prática por vezes seguida por alguns projetistas. De forma a minimizar os problemas da instalação da CVM na via pública, as dimensões mínimas desta caixa foram substancialmente reduzidas, para uma dimensão de 30x30x30 cm, o que evita a maioria dos problemas colocados pelas autoridades responsáveis pelo licenciamento.

Caso, mesmo com as novas dimensões, exista a impossibilidade da instalação da CVM na via pública, o ITED 3 considera a possibilidade do projetista justificar devidamente essa situação, desde que validada, através de um parecer emitido pela respectiva entidade licenciadora. Nesse caso caberá ao projetista assegurar um meio alternativo para a terminação das condutas de acesso ao edifício, obrigatoriamente por via subterrânea.

2.4 Acesso em zonas de traçado aéreo e em fachada

Nas situações em que os edifícios sejam localizados em zonas de traçados em fachada, o ITED 3 introduz a obrigatoriedade de que sejam consideradas ligações, em conduta, entre a CVM e os locais de transição da rede de operador nos limites do edifício, Figura 5.

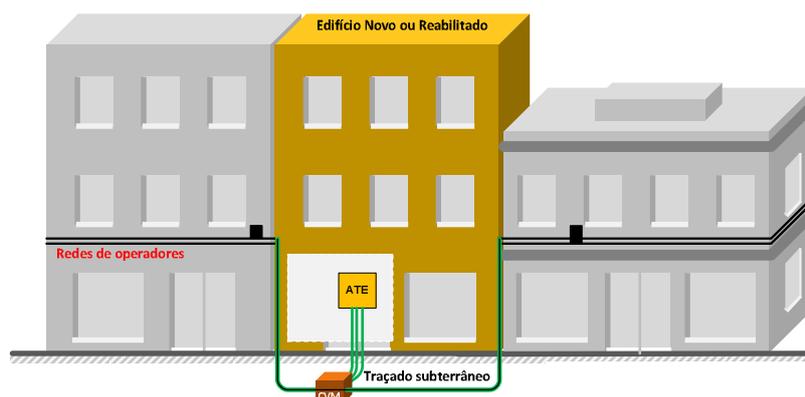


Figura 5. Acesso em zonas de traçado em fachada

O projetista deverá assim considerar uma solução de tubagem vertical horizontal, de forma a assegurar a transição dos cabos existentes. A transição vertical deverá, preferencialmente, ser embebida na construção do edifício. No entanto, também se admitem soluções não embebidas.

Desta forma a CVM poderá ser considerada como caixa de passagem para a infraestrutura do operador. Compete ao operador assegurar a transição da respetiva rede de cabos. As condutas projetadas devem ser partilhadas entre os diversos operadores existentes. O mesmo princípio deverá ser aplicado e zonas de traçado aéreo, Figura 6.

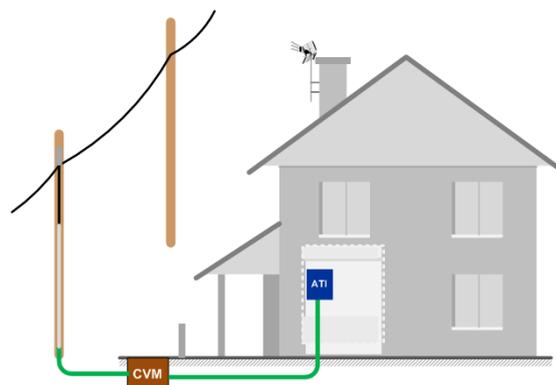


Figura 6. Acesso em zonas de traçado aéreo

2.5 Rede de Cabos Coaxiais

É na rede coletiva de cabos coaxiais que reside uma das principais novidades do ITED 3, que vem de encontro ao objetivo de simplificação e redução de custos.

A solução preconizada pela nova regra técnica, considera como obrigação mínima a construção de apenas uma rede coaxial coletiva, que poderá ser partilhada entre as redes CATV e MATV/SMATV, Figura 7.

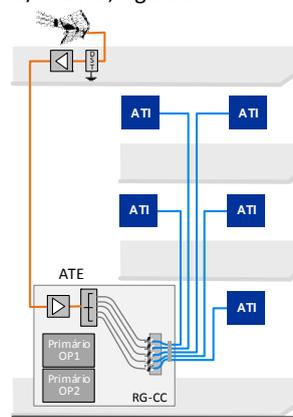


Figura 7. Exemplo de arquitetura de rede coaxial

Desta forma será possível considerar apenas uma infraestrutura coaxial, em estrela, desde o RG-CC até ao ATI. A solução possibilita ainda o acesso simultâneo a MATV e CATV, caso se considerem combinadores no RG-CC.

Por outro lado, deixa de ser obrigatória a antena de FM na rede MATV. Isso significa que apenas é obrigatório a instalação de uma antena TDT, caso o edifício se encontra em zonas com cobertura do tipo A – Televisão digital terrestre.

O projeto da rede coaxial, coletiva e individual, sofre também alterações. Passa a ser necessário cumprir os requisitos em termos de atenuação máxima, *tilt* e comprimento. Não é necessário assim, dimensionar o amplificador da cabeça de rede, de forma a cumprir os níveis mínimos e máximos. No entanto, esta gama dinâmica de valores deverá ser tida em conta no dimensionamento, pois terá de se especificar os limites mínimos e máximos à saída da cabeça de rede, para que estes valores sejam tidos em conta nos ensaios da instalação.

2.6 Rede de Fibra Ótica

A obrigatoriedade de instalação de fibra ótica, introduzida pelo manual ITED 2, continua a ser aplicável no ITED3, porém surgem algumas alterações significativas. Desde logo, foram definidos valores máximos, em termos de atenuação e comprimento, para as ligações permanentes, incluindo a rede coletiva e individual.

A grande alteração nesta rede encontra-se na rede individual de fibra ótica. Deixa de ser obrigatória a instalação da rede de fibra ótica, a jusante do ATI. No entanto, esta rede continua a ser considerada para efeitos de dimensionamento da rede de tubagem. Na prática, isto significa que deverá ser considerada a tubagem, exclusiva, e caixas necessárias à instalação de duas tomadas de fibra ótica na ZAP, para edifícios residenciais. No entanto os cabos e dispositivos de fibra poderão ser instalados apenas num momento posterior, aquando da ligação da rede ao operador, sendo a respetiva caixa da tomada terminal fechada com uma tampa

cega. Esta alteração permite uma redução efetiva dos custos iniciais da infraestrutura de fibra. Para efeitos de dimensionamento da rede de tubagem entre o ATI e as tomadas terminais, recomenda-se a utilização de tubos de diâmetro de 25 mm, de forma a permitir a passagem de cabos pré-conectorizados.

No entanto, será sempre necessário considerar esta infraestrutura para efeitos de dimensionamento total da rede. O ATI deverá também ser preparado com o RC-FO para as tomadas consideradas no projeto.

2.7 Rede de Cabos de Edifícios Novos Residenciais

Relativamente aos edifícios novos residenciais, em termos de rede de cabos, são admitidas algumas simplificações, quando comparado com o ITED2. Se em termos da rede coletiva, essa simplificação apenas abrange a rede coaxial, com a consideração de sistema único, na rede individual, a redução estende-se às três tecnologias. Passa a ser obrigatória apenas a instalação de uma tomada mista, coaxial e pares de cobre, nas salas, quartos e cozinha.

A consideração de tomadas mistas tem em conta a evolução tecnológica verificada ao nível dos equipamentos terminais, como televisores e equipamentos descodificadores de operadores. Caso o projetista opte pela utilização de tomadas individuais para as diferentes tecnologias, estas deverão ser instaladas por forma a que não distem mais do que 20 cm.

Como já referido anteriormente, a ZAP continua a ser obrigatória para frações residenciais, admitindo-se que as respetivas tomadas de fibra ótica não sejam instaladas.

3. Projeto de edifícios Construídos (ITED3a)

Entre as alterações que terceira edição do Manual ITED introduziu no projeto, a consideração de regras adaptadas à realidade da reabilitação urbana para o caso dos projetos de edifícios construídos, permite introduzir uma flexibilidade nas regras técnicas que vai de encontro ao mercado atual.

O ITED adaptado, denominado por ITED3a, considera a hipótese de se utilizarem regras simplificadas que terão um impacto significativo nos custos associados à reabilitação. No entanto, será sempre necessário ter em atenção de que estas regras apenas se aplicarão em frações residenciais e em edifícios mistos que integrem frações residenciais. Além disso, sempre que possível, devem utilizar-se as regras genéricas.

De entre diversas alterações à regra genérica, o ITED3a considera para a rede coletiva de tubagens a hipótese de se reutilizar a tubagem existente, dentro de determinados limites. Essa reutilização vai além da coluna montante e inclui igualmente a reutilização das de coluna e caixas dos repartidores gerais, caso estas cumpram as dimensões mínimas consideradas para o ATE, Figura 8. Assim, existe uma redução generalizada das exigências da rede de tubagem nestes casos, no que respeita ao número e diâmetro dos tubos e a possibilidade de partilha de tubos entre tecnologias.

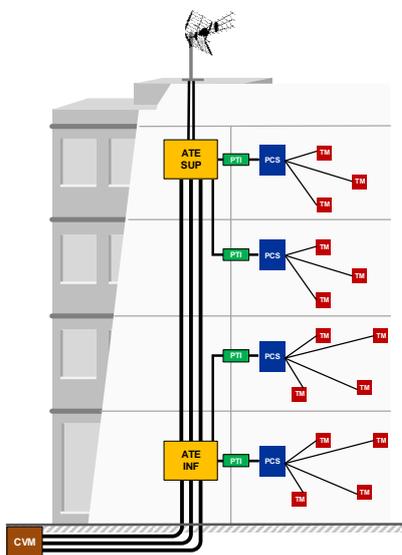


Figura 7. Exemplo de arquitetura de tubagem de ITED3a (retirado de [1])

De entre diversas alterações à regra genérica, o ITED3a considera para a rede coletiva de tubagens a hipótese de se reutilizar a tubagem existente, dentro de determinados limites. Essa reutilização vai além da coluna montante e inclui igualmente a reutilização das de coluna e caixas dos repartidores gerais, caso estas cumpram as dimensões mínimas consideradas para o ATE, Figura 8.

Assim, existe uma redução generalizada das exigências da rede de tubagem nestes casos, no que respeita ao número e diâmetro dos tubos e a possibilidade de partilha de tubos entre tecnologias.

Para a aplicação das regras técnicas ITED3a deverá ser tido em atenção o tipo de edifício, no que respeita à infraestrutura de telecomunicações, e o tipo de tubagem existente. Estes edifícios poderão ser do tipo Pré-RITA, RITA, ITED1 ou ITED2. Para cada tipo existem regras específicas quanto à rede de tubagem a projetar.

3.1 Novos elementos: PTI e PCS

É na rede individual das frações residenciais que surgem as grandes alterações em termos de arquitetura ITED3a. Desde logo, a hipótese de substituir o ATI pelo Ponto de Concentração de Serviços (PCS).

Este elemento da rede individual permite assegurar a centralização da rede de cabos em estrela e flexibilizar a distribuição dos serviços pelas diferentes áreas da fração. No fundo será uma caixa, instalada à superfície ou embutida, que disponibiliza interfaces externas para as redes de cobre, coaxial e fibra ótica, mas de dimensão reduzida, face ao AIT.

Esta caixa deverá ser instalada num local definido pelo projetista, podendo substituir a ZAP considerada nas regras genéricas.

Para assegurar a transição entre a rede individual e coletiva, deverá ser considerado um elemento denominado por Ponto de Transição Individual (PTI), que permite flexibilizar a ligação das redes individuais e coletivas. Esta caixa, de dimensão mínima semelhante à caixa I3, deverá ser instalada o mais próximo possível da fronteira entre a rede coletiva e individual. No caso de moradias unifamiliares, o PTI é também considerado para assegurar a interligação à CVM. No caso da rede individual e coletiva serem instaladas simultaneamente, admite-se que o projetista possa prescindir do PTI, interligando os cabos da rede coletiva diretamente ao PCS, Figura 9.

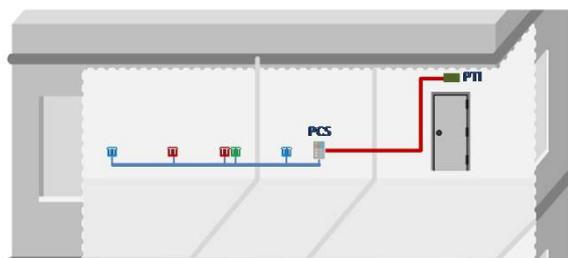


Figura 8. Exemplo de utilização de PCS e PTI

O PCS permite substituir o ATI, no que se refere à flexibilização na ligação da rede de cabos individual e disponibilização dos diversos serviços.

4. Conclusões

Definitivamente o Projeto ITED autonomizou-se relativamente a outras áreas da construção civil, particularmente, as instalações elétricas. O manual ITED, considerado pelo Decreto-Lei 59/2000, mas publicado apenas em 2004, substituiu o antigo RITA, que existia desde 1987 no contexto de mercado em regime de operador único, e que era normalmente uma subespecialidade do projeto de instalações elétricas. Respondendo à forte evolução tecnológica do sector, e maiores exigências de qualidade de serviço por parte dos utilizadores e operadores, a ANACOM, assumindo o seu papel de regulador e supervisor do sector de telecomunicações, promoveu a atualização sucessiva das regras técnicas ITED.

No que respeita à utilização de tecnologias de comunicação e de informação, Portugal compara com os países mais desenvolvidos a nível europeu e mundial, sendo já uma referência no que respeita às regras técnicas para o projeto e instalação de infraestruturas de telecomunicações.

Estas regras, apesar de nem sempre consensuais, têm sido um veículo para a promoção da concorrência e competitividade no mercado liberalizado do acesso a redes e

serviços de telecomunicações no nosso país, o que contribui diretamente para a redução da fatura associada às telecomunicações.

Por outro lado, as regras ITED têm sido aproveitadas de forma inteligente pela indústria nacional de equipamentos e materiais ITED, como referencial de qualidade para a exportação para outros países, designadamente países de língua oficial portuguesa, compensando a profunda crise sentida no mercado nacional.

Mas se esta realidade é indiscutível entre todos os profissionais, será necessário igualmente ter em conta os constrangimentos e custos resultantes destas sucessivas alterações das regras técnicas na atividade profissional dos técnicos ITED na própria indústria, cujo ciclo de vida de um novo produto nem sempre se compatibiliza com os períodos de atualização das regras ITED.

O novo Manual ITED flexibiliza consideravelmente as regras, o que vai de encontro à realidade atual do setor e ao contexto económico da construção civil. No entanto esta flexibilização das prescrições mínimas deve ser também encarada como um incremento na responsabilidade do Projetista ITED, cabendo ao técnico o ónus das opções efetuadas em sede de projeto. O projetista deverá ter em conta a defesa dos interesses dos cidadãos, mas também assegurar a qualidade, eficiência e eficácia da infraestrutura projetada.

Referências

- 1] ANACOM, Manual ITED – 3ª Edição – Prescrições e especificações técnicas das infraestruturas de telecomunicações em edifícios, setembro de 2014.
- [2] CENELEC, EN 50174-1, *Information technology – Cabling installation – Part 2: Installation planning and practices inside*, Agosto 2000.

- Segurança em Edifícios Habitacionais. Utilização de Sistemas Autónomos 484
António Augusto Araújo Gomes; Sérgio Filipe Carvalho Ramos
- Segurança Contra Incêndio em Edifícios. Regime Jurídico, Normas e Notas Técnicas 490
António Augusto Araújo Gomes; Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva
- A Segurança Contra Incêndio em Edifícios (SCIE) e o Projeto de Instalações Elétricas 498
João Emílio Almeida
- Cabo e Radio frequência em sistemas deteção de incêndio 504
Américo Manuel Marques Alves Viana
- Deteção automática de incêndios. Detetores lineares de calor e de fumos 508
António Augusto Araújo Gomes
- Incêndio. Um Risco constante com elevado potencial de perigo 512
Frederico Miguel Cardoso Rosa
- Deteção e extinção de incêndios em *Data Centers* 528
Rui Miguel Barbosa Neto, António Augusto Araújo Gomes
- Deteção de incêndios em túneis rodoviários 538
Carlos Valbom Neves
- NFPA 850. *Firetrace* e os fogos em turbinas de vento 542
Carlos Valbom Neves
- Fundamentos da deteção automática de incêndios em edifícios. Parte 1. 546
António Augusto Araújo Gomes
- Fundamentos da deteção automática de incêndios em edifícios. Parte 2 552
Antonio Augusto Araújo Gomes

Página deixada intencionalmente em branco!

SEGURANÇA EM EDIFÍCIOS HABITACIONAIS.

UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS AUTÓNOMOS

1. Enquadramento

A segurança de pessoas e bens é um aspeto fundamental na qualidade de vida das pessoas.

Independentemente das características arquitetónicas dos edifícios, da sua utilização prevista, do risco ou complexidade de cada instalação, deverão ser estudados, desenvolvidos e implementados sistemas de proteção e segurança, capazes de garantir o conforto e a segurança dos ocupantes e a proteção dos seus bens.

Nos edifícios habitacionais, verifica-se a instalação de, principalmente, sistemas automáticos de intrusão.

Com a implementação destes sistemas de segurança, pretende-se a deteção e sinalização, quer local, quer à distância, da tentativa de intrusão nas instalações, na forma tentada ou consumada, protegendo bens e os próprios ocupantes das instalações dos potenciais riscos resultantes de tais situações.

Embora o risco de intrusão seja mais elevado em moradias individuais, as instalações de habitação inseridas em edifícios coletivos, apresentam gradualmente um aumento de risco sendo cada vez mais frequentes relatos na comunicação social de situações de intrusão neste tipo de habitações.

Por outro lado, além do risco de intrusão, o risco de incêndio, de fuga de gás e de inundações, também são riscos presentes, que não devem ser negligenciados, devendo ser adotadas medidas de proteção contra todos estes potenciais riscos, de modo a que seja possível evitar ou minimizar as consequências da ocorrência de tais situações.

Neste sentido, e no que se refere à segurança, a proteção de pessoas e bens em instalações de habitação não deve, nem pode, circunscrever-se somente à proteção contra tentativas de intrusão, mas deverá englobar todas as outras áreas referidas anteriormente.

O presente artigo aborda a utilização de sistemas autónomos de segurança, nas instalações residenciais, como forma de aumentar o nível de proteção das pessoas e dos seus bens.

2. Sistemas autónomos

Os sistemas autónomos são sistemas com capacidade para, de uma forma isolada, detetarem as situações de risco, de as sinalizarem e de realizarem comandos (caso seja aplicável) de combate ou minimização do risco.

3. Deteção de Intrusão

O crescente aumento da criminalidade, com especial incidência nos crimes contra a propriedade, levou a um forte incremento na procura e instalação de Sistemas Automáticos de Deteção de Intrusão (SADI). Cada vez mais a instalação de um SADI não é analisada unicamente numa perspetiva exclusivamente monetária, considerando-se cada vez mais outros aspetos, como por exemplo, o facto de, aquando de um assalto, além do roubo e/ou vandalismo de bens de elevado valor comercial, poder ocorrer também o roubo e/ou vandalismo de bens de baixo valor comercial, mas de elevado valor sentimental, para além dos danos físicos e/ou psicológicos nos ocupantes das instalações que poderão ocorrer.

A instalação de um SADI torna-se, assim, fundamental como elemento de garantia do bem-estar e da segurança das pessoas, velando pela sua salvaguarda e pela salvaguarda dos seus bens, fazendo hoje (quase), obrigatoriamente, parte dos sistemas aplicados no setor da habitação, serviços, comércio e indústria.

Não substituindo a utilização de sistemas integrados de deteção de intrusão, em algumas situações específicas, a utilização de um detetor autónomo de intrusão, poderá ser uma possibilidade a equacionar.

A existência de um sistema autónomo, por mais simples e minimalista que se possa considerar será, com certeza, melhor que não haver qualquer sistema de deteção de intrusão.

Em instalações de habitação de pequena dimensão nomeadamente instalações inseridas em edifícios coletivos, nas quais apenas existe uma entrada pela zona coletiva do edifício e para as quais o acesso pela parte exterior não seja fácil, poder-se-á equacionar a possibilidade de colocação de um detetor de intrusão autónomo localizado, por exemplo no hall de entrada da habitação que, com um custo muito reduzido, garante alguma segurança.

A figura 1 mostra um exemplo de um detetor de intrusão autónomo.



Figura 1 – Detetor Autónomo de Intrusão
(www.lojapt.pt)

Este detetor, deteta e sinaliza acusticamente, a intrusão criando uma desorientação no intruso e alertando os ocupantes, caso estes se encontrem nas instalações, para o facto da ocorrência de uma tentativa de intrusão.

4. Deteção de Incêndio

O risco de incêndio nem sempre é encarado com a importância merecida como um perigo real e presente nas instalações de habitação.

Cada vez é maior a quantidade de substâncias combustíveis que se encontram dentro das habitações, assim como o número de equipamentos elétricos que equipam as mesmas e, que por situações de má utilização, deficiência, avaria ou defeito, podem provocar situações de incêndio.

Pelo referido anteriormente, a deteção de incêndio deve ser objeto de implementação nos diversos compartimentos da habitação, nomeadamente nos compartimentos mais suscetíveis ao risco de incêndio, como seja o caso das salas com fogão de sala ou recuperadores de calor, cozinhas, devido à quantidade de equipamentos elétricos aí presentes e, especialmente, devido à presença do fogão e forno. As garagens, pela presença de veículos automóveis, são compartimentos que não devem ser negligenciadas. Os compartimentos destinados a escritório e devido à quantidade de papel que em regra é aí armazenado e à quantidade de equipamentos elétricos existentes deverão ser alvo de proteção contra este tipo de eventos.

Tecnicamente, a solução mais eficiente de promover a proteção integral das instalações contra a possibilidade de ocorrência de incêndios é considerada a instalação de um sistema automático de deteção de incêndio. Contudo os custos que tal solução pode implicar, e a falta de sensibilização relativamente a este fator de risco, fazem com que no setor habitacional, em regra, estes equipamentos de segurança não sejam instalados.

A utilização de sistemas autónomos de deteção de incêndio, poderá ser uma solução de compromisso a ponderar, pois poderá potenciar uma boa relação entre custo e proteção das instalações, principalmente em instalações onde o número de compartimentos com maior risco de incêndio seja reduzido.

Esta solução a adotar passa pela colocação de detetores autónomos, na(s) área(s) que represente(m) maior risco de ocorrência de incêndio.

Os detetores autónomos, são equipamentos que funcionam de uma forma autónoma, através de uma bateria incorporada no equipamento. Este dispositivo é dotado de um detetor de incêndio detetor térmico de fumos ou de dupla tecnologia, e ainda de um sinalizador acústico de alarme, que realiza a sinalização da ocorrência de um alarme no próprio local onde se encontra instalado.

A colocação deste equipamento não exige a realização de qualquer cablagem pois, em regra, a sua alimentação é realizada através de baterias incorporadas no mesmo.

A figura 2 mostra um exemplo de um detetor autónomo de incêndio ótico de fumos.



Figura 9 – Exemplo Figura 2 – Detetor Autónomo Ótico de Fumos
(<http://www.mkti.pt>)

5. Deteção de Gases Combustíveis

A crescente utilização do gás como fonte de energia, quer em fogões, quer para aquecimento de água e ambiente, comporta a existência de um maior risco de segurança nas habitações.

Com efeito, uma fuga de gás pode conduzir à intoxicação dos ocupantes ou à ocorrência de uma explosão, que poderá acarretar consequências para a segurança das pessoas e perda de bens.

Se o número de locais a proteger é pequeno, a utilização de detetores de gases combustíveis autónomos pode ser uma possibilidade a ter em linha de conta.

Esta solução contempla a colocação de detetores de gases combustíveis autónomos, na(s) área(s) que represente(m) maior risco de ocorrência de fugas de gás, como as cozinhas e locais que contenham esquentadores a gás.

Os detetores autónomos, são equipamentos que funcionam de uma forma autónoma e, que além do detetor de gases combustíveis, são dotados de um sinalizador acústico de alarme, que realiza a sinalização da ocorrência de um alarme no próprio local onde se encontra instalado e de um contacto de comando de uma electroválvula. O contacto de comando da electroválvula efectua o corte da alimentação do gás sempre que se verificar a existência de uma fuga. Em circunstâncias específicas poderá ainda comandar a abertura automática de sistemas de ventilação para extração da atmosfera de gás combustível.

A colocação deste tipo de equipamento exige a colocação de cablagem de alimentação ao detetor e de comando e alimentação da electroválvula de corte de gás.

Na deteção de gases combustíveis será necessário atender ao tipo de gás, bem como à altura de colocação do detetor. Em instalações com gás natural, sendo este composto essencialmente por gás metano e, consequentemente, menos denso que o ar, em caso de fuga este gás irá subir e acumular-se na parte superior dos compartimentos, devendo o detetor ser instalado junto ao tecto. No caso do gás propano, este é mais denso que o ar e acumular-se-á em caso de fuga junto ao solo, devendo o detetor ser instalado no pavimento (ou próximo do pavimento, a uma cota da ordem de 0,20 m, por questões de circulação e limpeza).

A figura 3 mostra um exemplo de um detetor autónomo de gases combustíveis.



Figura 3 – Detetor Autónomo de Gases Combustíveis
(www.projectalarme.com)

6. Deteção de Gases – Monóxido de Carbono

O Monóxido de Carbono é um gás inflamável que se mistura facilmente no ar ambiente, sendo muito perigoso devido à sua elevada toxicidade. É um gás inodoro, incolor e insípido, não permitindo que os ocupantes das instalações tenham consciência de estar expostos a uma atmosfera suscetível de lhes provocar intoxicações e, até, mesmo a morte.

O Monóxido de Carbono é resultado, essencialmente, da combustão incompleta de combustíveis fósseis. Nas habitações são exemplo de produção de monóxido de carbono os locais que contenham queima de madeira ou seus derivados, como fogões de sala e lareiras e garagens de recolha de veículos com motores de combustão.

Nas habitações, a colocação de um sistema autónomo de deteção de monóxido de carbono, pode significar uma maior valia, muito significativa, na garantia da proteção da vida das pessoas.

Esta solução passará pela colocação de detetores autónomos de gases – Monóxido de carbono, na(s) área(s) que represente(m) maior risco de ocorrência de produção de monóxido de Carbono, como as cozinhas e salas com lareiras ou recuperadores de calor e as garagens.

Os detetores autonomos, são constituídos pelo detetor de gás – Monóxido de Carbono e por um sinalizador acústico de alarme, que realiza a sinalização da ocorrência de um alarme no próprio local onde se encontra.

Em circunstâncias específicas poderão ainda comandar a abertura automática de sistemas de ventilação para extração da atmosfera de monóxido de carbono.

O Monóxido de Carbono é um gás menos denso que o ar (Densidade relativamente ao ar: 0,967), pelo que tem tendência para subir e, por conseguinte, acumular-se na parte superior das instalações, devendo os detetores de gás – monóxido de carbono serem instalados a uma altura de 1,5 metros relativamente ao pavimento.

A figura 4 mostra um exemplo de um detetor autónomo de gases – Monóxido de carbono.



Figura 4 – Detetor Autónomo de Gases – Monóxido de Carbono
(<http://www.dscasturias.com>; Referencia: AE/DOM-CO)

7. Detecção de Inundação

A possibilidade de ocorrência de inundações devido ao rebitamento de canos de água ou ao mau funcionamento de equipamentos como máquinas de lavar, ou ainda pelo esquecimento de uma simples torneira aberta, são ocorrências, cada vez mais presentes e podem significar a ocorrência de prejuízos materiais avultados.

A minimização dos danos em consequência destas fugas, poderá passar pela colocação de detetores autónomos de inundação, na(s) área(s) que represente(m) maior risco de ocorrência de fugas de água, como as cozinhas e casas de banho.

Os detetores autónomos, são constituídos detetor de inundação, propriamente dito, de um sinalizador acústico de alarme, que realiza a sinalização da ocorrência de um alarme no próprio local onde se encontra instalado e de um contato de comando, que deverá comandar uma electroválvula de corte da alimentação da água.

A figura 5 mostra um exemplo de um detetor autónomo de inundação.



Figura 45 – Detetor Autónomo de Inundação
(www.stocksensor.pt)

8. Conclusões

Para além da tradicional deteção automática de intrusão, cada vez é mais importante, proteger as instalações e os seus ocupantes contra outros riscos, cada vez mais presentes nas instalações. São exemplo desses riscos, o risco de incêndio, o risco de fuga de gás combustível, o risco de produção de monóxido de carbono, com o conseqüente risco de intoxicação e o risco de inundação.

A proteção contra as situações potenciais de risco, acima indicadas, pode ser realizada pela instalação de sistemas automáticos de deteção e proteção, específicos para cada um dos referidos riscos, através da integração nos sistemas automáticos de deteção de intrusão destas valências de deteção e proteção, ou através da instalação de detetores autónomos.

Para instalações de pequena dimensão, a instalação de sistemas autónomos caracteriza-se por uma solução de baixo custo e facilidade de instalação, nomeadamente em instalações já existentes.

O presente visou a promoção das potencialidades de utilização de sistemas autónomos de segurança nas instalações residenciais como forma de aumentar o nível de proteção das pessoas e dos seus bens.

Página deixada intencionalmente em branco!

SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIO EM EDIFÍCIOS.

REGIME JURÍDICO, NORMAS E NOTAS TÉCNICAS

MINISTÉRIO DA ADMINISTRAÇÃO INTERNA

Decreto-Lei n.º 220/2008

de 12 de Novembro

A legislação sobre segurança contra incêndio em edifícios encontra-se actualmente dispersa por um número excessivo de diplomas avulsos, dificilmente harmonizáveis entre si e geradores de dificuldades na compreensão integrada que reclamam. Esta situação coloca em sério risco não apenas a eficácia jurídica das normas contidas em tal

Protecção Civil, autoridade nacional com atribuições na área da segurança contra incêndio em edifícios, competente para propor as medidas legislativas e regulamentares consideradas necessárias neste domínio, facilitou a opção pela edificação de um verdadeiro regulamento geral, há muito reclamado, estruturando-o de forma lógica, rigorosa e acessível.

Este decreto-lei, que agora é publicado, engloba as disposições regulamentares de segurança contra incêndio aplicáveis a todos os edifícios e recintos, distribuídos por 12 utilizações-tipo, sendo cada uma delas, por seu turno, estratificada por quatro categorias de risco de incêndio.

Resumo

A regulamentação de segurança das instalações reveste-se da maior relevância, não só em consideração à vida humana, como à própria actividade económica.

A especial preocupação com a segurança de pessoas e bens justifica a importância ocupada pela segurança, a qual exige a necessidade de se assegurar a forma como são projectadas, executadas, exploradas e conservadas, em geral as instalações e em particular as instalações de segurança dos edifícios.

Torna-se, pois, imperioso garantir-se o cumprimento, por parte de todos de todos os agentes envolvidos (projetistas, instaladores...), da aplicação dos regulamentos estabelecidos para as instalações de Segurança.

Esta tarefa apenas poderá ser conseguida se houver um conhecimento completo e profundo dos diplomas legais que enquadram a área de segurança dos edifícios.

O presente trabalho tem, pois, por objetivo, sistematizar e apresentar o regime, as principais normas e notas técnicas da Autoridade Nacional de Protecção Civil (ANPC), que são elementos fundamentais de suporte á atividade de técnico responsável pelo projeto, execução e exploração de instalações no âmbito da segurança contra incêndio em edifícios.

1. Regime jurídico

Decreto-Lei nº 220/2008, de 12 de Novembro

Estabelece o regime jurídico da segurança contra incêndios em edifícios.

Portaria n.º 1532/2008, de 29 de Dezembro

Aprova e publica o Regulamento Técnico de Segurança contra Incêndio em Edifícios (SCIE).

Despacho n.º 2074/2009

Define os critérios técnicos para determinação da densidade de carga de incêndio modificada, para efeitos do disposto nas alíneas g) e h) do n.º 2 do artigo 12.º do Decreto -Lei n.º 220/2008, de 12 de Novembro.

Portaria n.º 64/2009, de 22 de Janeiro

Estabelece o regime de credenciação de entidades para a emissão de pareceres, realização de vistorias e de inspeções das condições de segurança contra incêndio em edifícios.

Portaria n.º 610/2009, de 8 de Junho

Regulamenta o funcionamento do sistema informático de tramitação dos procedimentos previsto no Decreto -Lei n.º 220/2008, de 12 de Novembro.

Portaria n.º 773/2009, de 21 de Julho

Define o procedimento de registo, na Autoridade Nacional de Protecção Civil, das entidades que exerçam a atividade de comercialização, instalação e ou manutenção de produtos e equipamentos de segurança contra incêndio em edifícios.

Despacho n.º 10737/2011

Promove a atualização do valor das taxas a cobrar pelos serviços de segurança contra incêndio em edifícios prestados pela Autoridade Nacional de Protecção Civil, fixados pela Portaria n.º 1054/2009, de 16 de Setembro,

Despacho n.º 10738/2011

Aprova e publica o regulamento para acreditação dos técnicos responsáveis pela comercialização, instalação e ou manutenção de produtos e equipamentos de Segurança Contra Incêndio em Edifícios.

2. Normas**NP EN 54**

Sistemas de deteção e alarme de incêndio.

EN 50134

Sistemas de alarme - Sistemas de alarme social.

EN 50136

Sistemas de alarme - Sistemas e equipamento de transmissão de alarme.

EN 50130

Sistemas de alarme.

EN 12101

Sistemas de controlo de fumo e de calor.

NP EN 2

Classes de fogos.

EN 50291

Aparelhos elétricos para deteção de monóxido de carbono em locais de utilização doméstica.

NP EN 3

Extintores de incêndio portáteis.

NP EN 615

Segurança contra incêndio. Agentes extintores. Especificações para os pós (distintos dos pós classe D).

NP 1800

Segurança contra incêndio. Agentes extintores. Seleção segundo as classes de fogos.

NP EN 1866

Extintores de incêndio móveis.

NP EN 1869

Mantas de incêndio.

NP 3064

Segurança contra incêndio. Utilização dos extintores de incêndio portáteis.

NP 4413

Segurança contra incêndio. Manutenção de extintores .

NP EN 25293

Segurança contra incêndio. Agentes extintores. Dióxido de carbono.

NP EN 27201

Segurança contra incêndio. Agentes extintores. Hidrocarbonetos halogenados.

EN 12101

Sistemas de controlo de fumo e de calor.

EN 15650

Ventilação de edifícios – Registos corta-fogo.

NP EN 671

Instalações fixas de combate a incêndio - Sistemas armados com mangueiras.

EN 12094

Sistemas de combate a incêndio – Órgãos constituintes das instalações de CO₂.

EN 694

Mangueiras semirrígidas de combate a incêndio para instalações fixas.

EN 12259

Sistemas fixos de combate a incêndio – Componentes para *sprinkler* e sistemas de pulverização de água.

EN 12416

Instalações fixas de combate a incêndio — sistemas de extinção por pó.

EN 12845

Sistemas de combate a incêndio fixos – sistemas de aspersão automáticos (*sprinkler*) – desenho , instalação e manutenção).

EN 13565

Instalações fixas de combate a incêndio — Instalações espumíferas.

NP EN 14339

Hidrantes de incêndio enterrados.

NP EN 14384

Marcos de incêndio (Hidrantes de incêndio de coluna).

EN 14604

Detetores autónomos de fumo.

EN 1125

Ferragens - Mecanismos antipânico operados por uma barra horizontal - Requisitos e métodos de ensaio.

NP EN 179

Ferragens para a construção civil. Dispositivos de fecho de emergência para saídas de emergência acionados por um puxador de muleta ou por uma placa de empurrar, para utilização em caminhos de evacuação. Requisitos e métodos de ensaio.

EN 1154

Ferragens – Dispositivos de controlo de fecho de portas – Requisitos e métodos de ensaio.

EN 1155

Ferragens – Dispositivos de retenção de abertura eletromagnéticos – Especificações e métodos de ensaio.

EN 1158

Acessórios e ferragens para edifícios – Dispositivos para coordenação de portas – Requisitos e métodos de ensaio.

EN 12259

Sistemas fixos de combate a incêndio.

EN 14710

Bombas de combate a incêndio – Bombas centrífugas de combate a incêndio sem dispositivo de engodamento.

NP EN 12874

Pára-chamas. Requisitos de desempenho, métodos de ensaio e limites de utilização.

NP EN 13238

Ensaio de reação ao incêndio para produtos de construção. Procedimentos de condicionamento e regras gerais para seleção do suportes de aplicação .

NP EN 60695-4

Ensaio relativos ao risco de fogo.

3. Notas Técnicas de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (SCIE)

Nota Técnica nº00 - Listagem das Notas Técnicas SCIE

Objetivo:

Estabelecer um critério de classificação de todas as notas técnicas que permita listá-las.

Aplicação:

Para interpretar ou complementar o Regime Jurídico da Segurança contra Incêndio em Edifícios (RJ-SCIE) e demais regulamentação complementar. Para uso dos projetistas e das entidades licenciadoras.

Nota Técnica nº 02 – Competências e Responsabilidades em SCIE

Objetivo:

Descrever detalhadamente as competências e responsabilidades de cada interveniente, em cada fase do processo construtivo, designadamente no âmbito da coordenação e conceção dos diversos projetos, da construção e da manutenção das condições de SCIE, assim como das atividades de fiscalização das condições de SCIE por parte da ANPC e das entidades por ela credenciadas, além das que estão atribuídas às Câmaras Municipais e à Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE.)



SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIO EM EDIFÍCIOS

NOTA TÉCNICA Nº00 LISTAGEM DAS NOTAS TÉCNICAS DE SCIE

Nota Técnica nº 01 – Utilizações-Tipo de Edifícios e Recintos

Objetivo:

Desenvolver, com mais detalhe, os conceitos expressos no Artigo 8º do RJ-SCIE (Utilizações-Tipo de edifícios e recintos), listando de uma forma tão exaustiva quanto possível, todos os tipos de edifícios, partes de edifícios e recintos que pertencem a cada utilização-tipo (UT).

Referir as condições particulares contempladas nos Artigos 106º e 210º do RT-SCIE que implicam a existência de UT distintas da UT em que estão inseridas.

Permitir, na sequência de novos desenvolvimentos tecnológicos ou de novos tipo de exploração, incorporá-los numa das UT, por decisão da ANPC.

Aplicação:

Auxiliar os projetistas e consultores de segurança na identificação expedita a que UT pertence um determinado edifício, parte de edifício ou recinto, para efeito de aplicação do RT-SCIE. Permitir às entidades licenciadoras terem o mesmo referencial de identificação.

Aplicação:

Aplica-se a todos os intervenientes no processo construtivo, designadamente no que se refere às fases de projeto, construção e manutenção das condições de SCIE, e da respetiva fiscalização, em função das Utilizações-tipo (UT) dos edifícios e recintos e das respectivas Categorias de Risco.

Nota Técnica nº 03 – Instrução de Processos de Apreciação das Condições de SCIE

Objetivo:

De acordo com o Artigo 17.º do DL 220/2008 (Regime Jurídico de SCIE), descrever e detalhar como devem ser instruídos e apresentados os Projetos de SCIE (com o conteúdo descrito no anexo IV) e/ou as Fichas de Segurança (com o conteúdo descrito no anexo V), assim como analisar a articulação da SCIE com a Coordenação dos Projetos das Especialidades.

Aplicação:

Auxiliar os consultores de segurança e projetistas na elaboração do Projeto de SCIE, da Ficha de Segurança e das Medidas de Autoproteção.

Nota Técnica nº04 – Simbologia gráfica para plantas de SCIE

Objetivo:

Listar os símbolos gráficos a utilizar nos projetos e planos de Segurança Contra Incêndios (SCIE) a que se refere o Regime Jurídico de SCIE (n.º 1 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 220/2008, de 12 de Novembro) a fim de conferir às respectivas Peças Desenhadas a necessária clareza e uniformidade representativa, quer para os coordenadores e autores de projetos, quer para as entidades fiscalizadoras.

Aplicação:

Pelos coordenadores e autores de projetos e consultores de segurança, na apresentação de peças desenhadas dos projetos ou que acompanhem as fichas de segurança.

Nota Técnica nº05 – Locais de Risco Integrados em Edifícios e Recintos

Objetivo:

Definir os locais de risco conforme artigos 10º e 11º do RJ-SCIE (Classificação dos locais de risco e Restrições do uso em locais de risco).

Listar todos os locais de risco indicados não só no RJ-SCIE como nas disposições gerais e específicas do RT-SCIE.

Aplicação:

Facilitar a tarefa dos projetistas e consultores de segurança na identificação dos diversos locais que são criados num edifício ou recinto.

Nota Técnica nº06 – Categorias de Risco

Objetivo:

De acordo com os artigos 12.º e 13.º do RJ-SCIE descrever mais detalhadamente a classificação das quatro categorias de risco para cada UT.

Aplicação:

Interpretar ou complementar o RJ-SCIE.

Utilização por parte dos projetistas e das entidades licenciadoras.

Nota Técnica nº 07 – Hidrantes exteriores

Objetivo:

Definir quais os tipos e especificações técnicas dos modelos de hidrantes exteriores, de modo a cumprirem com a Regulamentação Nacional e Comunitária.

Enunciar as formas de proteção e sinalização adequadas aos diversos tipos de marcos e bocas de incêndio.

Aplicação:

Apoiar o projeto, instalação e inspeção de hidrantes exteriores de modo a cumprir as especificações do RT-SCIE e normas aplicáveis.

Nota Técnica nº 08 – Grau de Prontidão de Socorro

Objetivo:

Definir o tempo de resposta exigido ao socorro e os meios humanos e materiais adequados ao combate a incêndios (grau de prontidão), para os edifícios e recintos das 3ª e 4ª categorias de risco, nos termos do RT-SCIE.

Enunciar, considerando as categorias de risco, quais os conjuntos de medidas que deverão ser alvo de agravamento, na impossibilidade de se garantir o grau de prontidão definido.

Aplicação:

Licenciamento e localização de novos edifícios ou recintos que possuam utilizações-tipo classificadas nas 3ª ou 4ª categoria de risco.

Nota Técnica nº 09 – Proteção e Selagem de Vãos, Aberturas para Cablagens e Conduitas

Objetivo:

Caracterizar produtos e métodos complementares ou associados à resistência ao fogo dos elementos estruturais e de compartimentação, assim como melhorar a reação ao fogo dos materiais de revestimento.

Aplicação:

Apoio a projetistas e instaladores.

Nota Técnica nº 10 – Portas Resistentes ao Fogo

Objetivo:

Definir as características e condições técnicas a que devem obedecer as portas resistentes ao fogo (portas corta-fogo), não só para cumprimento do RJ-SCIE mas, também, das Decisões da União Europeia.

Aplicação:

Apoiar os projetistas na escolha e definição destas portas e exigir aos instaladores o cumprimento do que está regulamentado.

Nota Técnica nº 11 – Sinalização de Segurança**Objetivo:**

Indicar os critérios gerais que caracterizam os sinais de segurança aplicáveis em Segurança Contra Incêndio em Edifícios.

Listar os sinais específicos exigidos no Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios, apresentando soluções disponíveis de possível aplicação.

Aplicação:

Utilização por parte dos consultores de segurança, projetistas, responsáveis e delegados de segurança.

Nota Técnica nº 12 – Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndios**Objetivo:**

Desenvolver o que é exigido no Capítulo III (Detecção, alarme e alerta) do Título VI do Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios e descrever conceitos de projeto, configuração, instalação e manutenção dos Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndios (SADI).

Aplicação:

Permitir aos projetistas, instaladores de Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndios e entidades de fiscalização elementos técnicos quer regulamentares, quer normativos para o desenvolvimento das suas atividades.

Nota Técnica nº 13 – Redes Secas e Húmidas**Objetivo:**

Definir, na ausência de normas portuguesas, quais os requisitos e especificações a que deve obedecer a instalação de secas e húmidas, para uso do serviço de incêndios.

Aplicação:

Fornecimento e montagem de tubagem, bocas de incêndio, bocas de alimentação e restantes equipamentos, integrando redes secas ou húmidas, e forma de os identificar, em conformidade com o exigido no regulamento técnico de segurança contra incêndio em edifícios.

Nota Técnica nº 14 – Fontes Abastecedoras de Água para o Serviço de Incêndios**Objetivo:**

Enunciar os tipos de fontes de alimentação de água permitidos pelo regulamento técnico de segurança contra incêndio em edifícios tendo em consideração as categorias de risco e as conseqüentes garantias a que devem satisfazer. Definir as características construtivas gerais a satisfazer pelos reservatórios de água privativos do serviço de incêndios e as respectivas capacidades mínimas de água, considerando as categorias de risco das instalações protegidas por meios de intervenção, manuais e ou automáticos, funcionando com recurso àquele agente extintor.

Aplicação:

Licenciamento e localização de novos edifícios ou recintos ao ar livre que possuam utilizações-tipo classificadas nas 2ª, 3ª ou 4ª categorias de risco.

Nota Técnica nº 15 – Centrais de Bombagem para o Serviço de Incêndios**Objetivo:**

Definir, na ausência de normas portuguesas, quais os requisitos e especificações a que deve obedecer a instalação de uma central de bombagem para uso do serviço de incêndios.

Aplicação:

Fornecimento e montagem de equipamentos de centrais de bombagem em conformidade com o estabelecido no RT-SCIE.

Nota Técnica nº 16 – Sistemas Automáticos de Extinção de Incêndio por Água**Objetivo:**

Baseado no conhecimento dos mecanismos de extinção de incêndios procura caracterizar-se um dos métodos mais utilizados – a extinção por água – através dos sistemas fixos e automáticos (SAEI-Água), descrevendo tipos de equipamentos, conceitos de projeto, instalação e manutenção.

Aplicação:

Proporcionar elementos de consulta a projetistas, instaladores e entidades de fiscalização.

Nota Técnica nº 17 – Sistemas Automáticos de Extinção de Incêndios por Agentes Gasosos**Objetivo:**

Dotar os projetistas, instaladores e entidades fiscalizadoras de documentação técnica de referência apropriada na concepção, projeto, manutenção e inspeção destes sistemas ativos.

Aplicação:

Para uso das entidades referidas.

Nota Técnica nº 18 – Sistemas de Cortina de Água**Objetivo:**

Descrever a especificidade deste sistema complementar de compartimentação cujas características de funcionamento são equivalentes às de um sistema de extinção por água, “tipo dilúvio”.

Aplicação:

Apoiar os projetistas na interpretação e aplicação destes sistemas face ao que está estabelecido no RG-SCIE e permitir aos emissores de pareceres e intervenientes nas ações de fiscalização a utilização dos mesmos conceitos.

Nota Técnica nº 19 – Sistemas Automáticos de Detecção de Gás**Objetivo:**

Caracterizar a configuração, o projeto e a instalação dos sistemas automáticos de deteção de gás (SADG) com especial incidência nos combustíveis, incluindo o monóxido de carbono (CO).

Aplicação:

Apoiar projetistas e instaladores no cumprimento do RT-SCIE, nomeadamente nos seus Artigos 184.º e 185.º referentes ao sistema automático de deteção de gás combustível, assim como nos Artigos 180.º a 183.º, referentes ao controlo da poluição do ar.

Nota Técnica nº 20 – Posto de Segurança**Objetivo:**

Em cumprimento do prescrito no RT-SCIE caracterizar as diversas configurações possíveis do Posto de Segurança, alargando a sua funcionalidade a outras áreas da segurança, não perdendo de vista a gestão integrada da mesma.

Aplicação:

Para apoio aos projetistas, consultores de segurança, responsáveis de segurança e delegados de segurança, na concepção, instalação e exploração do Posto de Segurança.

Nota Técnica nº 21 – Planos de Segurança**Objetivo:**

Especificar as características e os requisitos para a elaboração de PLANOS DE SEGURANÇA considerando estes como a associação dos Registos de Segurança, do Plano de Prevenção (ou Procedimentos de Prevenção) e do Plano de Emergência (ou Procedimentos em caso de Emergência), em cumprimento do RT-SCIE no Título VII – Condições Gerais de Autoproteção.

Aplicação:

Disponibilizar aos Responsáveis de Segurança e aos Delegados de Segurança elementos de consulta e de reflexão para a elaboração dos Planos e/ou Procedimentos acima mencionados.

Nota Técnica nº 22 – Plantas de Emergência**Objetivo:**

Definir bases técnicas para a elaboração de Plantas de Emergência, em suporte de papel ou em suporte digital, conforme a legislação em vigor (RJ-SCIE e RT-SCIE) e a NP4386/1999, aqui entendidas como “plantas esquemáticas de cada piso de cada utilização-tipo de um edifício, que têm por objetivo orientar, informar e instruir os respetivos utilizadores para os procedimentos a adotar numa situação de emergência, englobando ainda as instruções gerais de segurança e a legenda da simbologia adotada”

Aplicação:

Apoiar os projetistas, os consultores de segurança, os responsáveis de segurança e os delegados de segurança na feitura das Plantas de Emergência, previstas no RT-SCIE (Título VII – Condições Gerais de Autoproteção), de forma a assegurar a necessária uniformidade de critérios entre técnicos, empresas, entidades fiscalizadoras, responsáveis de segurança, delegados de segurança e utentes das utilizações-tipo dos edifícios.

Página deixada intencionalmente em branco!

A SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIO EM EDIFÍCIOS (SCIE) E O PROJETO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS.

Resumo

Neste artigo referem-se alguns aspetos a considerar no projeto de instalações elétricas relacionados com a SCIE (Segurança Contra Incêndios em Edifícios) e a legislação atualmente em vigor (DL 220/2008 e Portaria 1532/2008). São abordados, entre outros, alguns cuidados a ter em relação a: alimentação elétrica, fontes locais e centrais de energia de emergência (UPS, grupos geradores), quadros elétricos, ascensores, iluminação de segurança, deteção de incêndio, deteção de gases tóxicos e combustíveis, Matriz de Segurança.

1. Introdução

A atual legislação de segurança contra incêndio em edifícios e recintos contempla o Decreto-Lei 220/2008, de 12 de Novembro de 2008, que contém o Regulamento Jurídico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (RJ-SCIE) e demais portarias e despachos complementares, entre as quais a Portaria 1532/2008, de 29 de Dezembro de 2008, com o Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (RT-SCIE).

Algum tempo antes, tinha sido publicado na Portaria n.º 949-A/2006 de 11 de Setembro de 2006, as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT).

Estes novos regulamentos inserem-se numa reformulação e atualização da legislação anterior, referente a estes sectores (instalações elétricas e segurança contra incêndio) que careciam de ser modernizadas e compatibilizadas. Esta oportunidade histórica para compatibilizar e modernizar regulamentos de áreas complementares, acabou por não conseguir atingir, na sua totalidade, os objetivos inicialmente propostos, ficando ainda alguns pontos que carecem de ser melhorados. Mas este foi, certamente, um passo dado na direção certa.

2. A SCIE e o projeto de Instalações Elétricas

Tradicionalmente, coube muitas vezes aos engenheiros eletrotécnicos assumirem o ónus do projeto de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (SCIE). Tal facto decorre de as primeiras medidas de SCIE a serem implementadas passarem precisamente pelos projetos de Instalações Elétricas (IE).

As medidas mais antigas, no âmbito das medidas ditas ativas, consistem na iluminação e sinalização de emergência, assim como na deteção automática de incêndio. Estas medidas inserem-se, naturalmente, no projeto de instalações elétricas.

Assim sendo, podemos afirmar que os primeiros técnicos de SCIE a assumirem a problemática da segurança contra incêndio foram os projetistas de instalações elétricas. Não que os arquitetos ou os engenheiros de outras especialidades não tivessem igualmente preocupações neste âmbito, mas acabaria por ser no projeto de instalações elétricas que recaíram muitas vezes as preocupações de segurança contra incêndio.

Outras questões que afetam os projetistas (arquitetos e engenheiros civis) e principalmente nas medidas ditas passivas, são o dimensionamento de caminhos de evacuação e saídas de emergência, compartimentação corta-fogo, reação ao fogo dos materiais e resistência da estrutura ao fogo. Há ainda a considerar os responsáveis pelas instalações hidráulicas (redes de combate a incêndio utilizando água) e os engenheiros mecânicos (sistemas de controlo de fumo). Na verdade, a SCIE acaba por estar distribuída por todas as especialidades, sem se poder atribuir especial incidência a nenhum em particular.

Seguidamente iremos focar a nossa atenção em alguns aspetos particulares do Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (RT-SCIE) no que respeita ao projeto de instalações elétricas.

3. Aspectos particulares do projeto de instalações elétricas na ótica da segurança contra incêndio em edifícios

O título V do RT-SCIE, portaria 1532/2008 (adiante todas as referências a artigos serão por defeito respeitantes a este regulamento técnico), é dedicado às Condições gerais das instalações técnicas, onde se incluem as IE.

No artigo 69.º pode ler-se que *“As instalações técnicas dos edifícios e dos recintos devem ser concebidas, instaladas e mantidas, nos termos legais, de modo que não constituam causa de incêndio nem contribuam para a sua propagação, devendo satisfazer as exigências expressas neste título.”*

Assim e se mais nenhuma indicação houvesse, seguindo a regra básica da segurança, utilizar “bom senso”, pouco mais haveria a indicar nesta legislação.

3.1 Isolamento de locais afetos a instalações elétricas

O artigo 70.º obriga a que os transformadores de potência, os grupos geradores, as baterias de acumuladores de capacidade superior a 1000 VAh e as unidades de alimentação ininterrupta de energia elétrica cuja potência aparente seja superior a 40 kVA sejam instalados em locais separados dos restantes espaços do edifício por elementos de construção que garantam as classes de resistência e de reação ao fogo previstas para os locais de risco C, respetivamente, no n.º 1 do artigo 21.º e no artigo 41.º, ou seja, envolvente (paredes e lajes) com resistência ao fogo padrão de no mínimo REI/EI 60 e portas E 30 C; paredes e tetos revestidos com materiais da classe de reação ao fogo A1 e nos pavimentos A1FL.

Sempre que, nestes locais, a potência seja superior a 250 kW, a classificação destes locais aumenta de nível de segurança (locais de risco C agravado) passando a envolvente a ter de garantir os índices REI/EI 90 (para paredes, lajes e tetos) e as portas a ser no mínimo E 45 C.

A experiência aconselha a que sejam usadas portas no

mínimo EI 60 C (ou seja, estanques e com isolamento térmico durante no mínimo 60 minutos e de fecho automático). Apenas se poderá considerar portas de nível inferior quando estas forem economicamente mais vantajosas; o que nem sempre acontece, pois o índice de 60 minutos costuma ser o valor mínimo no estrangeiro.

Quando a potência total for superior a 250 kW, os equipamentos devem ficar localizados ao nível do plano de referência, na periferia do edifício e sem comunicação direta com locais de risco B, D, E ou F. Este artigo 70.º, assim como o artigo 74.º (grupos geradores) restringe os locais de instalação destes equipamentos.

Esta questão é sempre bastante complexa, na definição dos espaços alocados a áreas técnicas, pois os arquitetos usualmente preferem remeter estes locais para caves ou por vezes para a cobertura dos edifícios.

Estes espaços devem ser ventilados, nas condições referidas no artigo 71.º, que resumidamente impõe a ventilação direta para o exterior de PT em edifícios da 4ª categoria de risco, ou quando houver baterias de acumuladores com potência superior a 40 kVA.

Os transformadores de potência e os grupos geradores poderão também ser instalados ao ar livre, em espaços delimitados por barreiras físicas que inviabilizem a entrada ou interferência de pessoas, com exceção do pessoal técnico especializado adstrito à sua exploração ou manutenção. Deverão ser sempre devidamente sinalizados.

3.2 Fontes locais e centrais de energia de emergência

É obrigatório a existência de fontes centrais de energia de emergência, que garantam a alimentação de energia elétrica a equipamentos e instalações afetas à SCI, mesmo em caso de falha ou corte da alimentação da rede pública (art.º 72º).

Tal poderá ser feito com recurso a grupos eletrogéneos ou a baterias de acumuladores (UPS).

Os casos em que tal é obrigatório:

- Edifícios da 3ª ou 4ª categoria de risco;
- Edifícios da 1ª ou 2ª categoria de risco se tiverem equipamentos ou sistemas de segurança que devam permanecer em funcionamento mesmo após um incêndio (como sejam elevadores prioritários de bombeiros, portas e cortinas corta-fogo, sistemas de desenfumagem, entre outros).

O tempo durante o qual deverão estar operacionais encontra-se diretamente ligado ao tempo a que a estrutura deverá resistir a um incêndio em minutos conforme a tabela 1 (adaptada do quadro IX do art.º 15.º):

No entanto devem obedecer às disposições do art.º 73.º. Em particular, o tempo de autonomia deve ser adequado às instalações ou sistema que alimentam. No caso das Centrais de Detecção de Incêndio (CDI), por exemplo, a autonomia não pode ser inferior a 72 horas. Mas tal já faz parte da norma europeia que regula estes sistemas, a EN-54.

Quando as fontes centrais são compostas por grupos geradores acionados por motores de combustão (art.º 74º):

- Devem estar localizadas em piso não inferior à cave -1 nem superior a 28 m altura;
- Em local classificado de risco C (devidamente isolado e compartimentado);

Tabela 1 – Resistência ao fogo

Utilização-tipo	Categoria de risco			
	1ª	2ª	3ª	4ª
I, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X	60 ^(*)	60	90	120
II, XI, XII	60	90	120	180

(*) O valor mínimo é sempre de 1 hora (60 minutos) mesmo que a estrutura esteja prevista para resistir um valor de tempo (em minutos) inferior.

Notas importantes:

- tempo de arranque de grupos geradores < 15 segundos;
- só podem alimentar exclusivamente equipamentos afetos à SCI;
- podem alimentar outros sistemas desde que exista uma fonte central redundante (conforme n.º 6 do art.º 72.º);
- todos os dispositivos e equipamentos de segurança alimentados por fontes centrais de energia deverão ter proteção IP X5.

Instalações de potência reduzida poderão ser alimentadas localmente por baterias estanques dedicadas.

- A evacuação dos gases de escape deve ser feita para o exterior por condutas estanques da classe A1;
- Só são permitidos no local um máximo de 15 l (alimentação por gravidade) ou 50 l (alimentação por bombagem) se o combustível líquido tiver ponto de inflamação < 55º C;
- Se o combustível líquido tiver ponto de inflamação >= 55º C poderá existir até 500 l no local;
- Os depósitos e reservatórios com combustível que estejam no exterior devem estar afastados 5 m do edifício;
- Deve existir SEMPRE baía de retenção para depósito e tubagens com capacidade correspondente à quantidade de combustível.

No caso das UPS (art.º 75º), estas devem estar em compartimentos adequados, devidamente sinalizados e com botoneira de corte:

- No local (se alimentar equipamentos até 3 salas contíguas);
- No acesso principal (nos outros casos);
- Replicação no posto de segurança.

3.3 Quadros eléctricos e cortes de emergência

Os quadros eléctricos (QE) devem estar instalados à vista ou em armários próprios, convenientemente sinalizados, com pictogramas fotoluminescentes adequados.

Quando instalados em locais de risco B, D, E ou F, e em vias de evacuação, devem:

- Possuir invólucros metálicos se tiverem potência > 45 kVA e < 115 kVA;
- Ser embebidos em alvenaria e ter portas da classe E 30 se tiverem potência > 115 kVA.

A potência de cada quadro corresponde ao somatório das potências nominais dos aparelhos de protecção dos alimentadores que lhes possam fornecer energia simultaneamente.

No posto de segurança das utilizações-tipo II a XII da 3.ª e 4.ª categorias de risco, devem existir botoneiras de corte geral de energia eléctrica da rede e de todas as fontes centrais de alimentação de emergência, devidamente sinalizadas.

3.4 Protecção de circuitos eléctricos

Os circuitos de alimentação das instalações alimentadas por fontes de emergência e os indispensáveis ao funcionamento de locais de risco F, devem ser independentes de quaisquer outros protegidos para que, em caso de rutura, sobreintensidade ou defeito de isolamento num circuito, a sua inoperância não perturbe os demais.

Os circuitos de alimentação de equipamento de pressurização de água para combate a incêndio e de ventiladores utilizados no controlo de fumo devem ser dimensionados para as maiores sobrecargas que os motores possam suportar e protegidos apenas contra curto-circuitos.

Os circuitos eléctricos ou de sinal das instalações de segurança, incluindo condutores, cabos, canalizações e acessórios e aparelhagem de ligação, devem ser constituídos ou protegidos por elementos que assegurem em caso de incêndio, a sua integridade durante o tempo necessário à operacionalidade das referidas instalações com os escalões de tempo mínimos constantes do tabela 2 (quadro XXXIV do art.º 77.º):

Tabela 2 – Resistência ao fogo

Situações com instalação de energia ou de sinal	Maior categoria de risco da utilização-tipo por onde passa a instalação	Escalão de tempo (m)
Retenção de portas resistentes ao fogo, obturação de outros vãos e condutas, bloqueadores de escadas mecânicas, sistemas de alarme e deteção de incêndios e de gases combustíveis, ou dispositivos independentes com a mesma finalidade, e cortinas obturadoras	1ª ou 2ª	15
	3ª ou 4ª	30
Iluminação de emergência e sinalização de segurança e comandos e meios auxiliares de sistemas de extinção automática	1ª ou 2ª	30
	3ª ou 4ª	60
Controlo de fumo, pressurização de água para combate ao incêndio, ascensores prioritários de bombeiros, ventilação de locais afectos a serviços eléctricos, sistemas e meios de comunicação necessários à segurança contra incêndio, pressurização de estruturas insufláveis e sistema de bombagem para drenagem de águas residuais	1ª ou 2ª	60
	3ª ou 4ª	90
Locais de risco F	1ª a 4ª	90

3.5 Sistemas de Gestão Técnica Centralizada

Os Sistemas de Gestão Técnica Centralizada (GTC) não podem de forma alguma interferir com as instalações e sistemas de SCl; podem contudo receber informações destes sistemas e efetuar registos e outras operações, desde que não colidam com as funções dos sistemas de segurança (art.º78.º).

Descodificando: na prática é comum, em edifícios de grande complexidade, a existência de sistemas de GTC, para apoio à gestão, controlo e manutenção do edifício.

Por vezes, para além de funções meramente administrativas, de registo (log) de dados e ocorrências, podem também servir para enviar mensagens de alarme aos técnicos da manutenção (por exemplo através de SMS). O que nunca poderão é sobrepor-se ou comandar instalações de segurança, pois não foram concebidos com esse propósito nem estarão conformes com a EN-54.

3.6 Iluminação: normal e de emergência

Para além da iluminação normal, os espaços devem também ser dotados de um sistema de iluminação de emergência de segurança e, em alguns casos, de um sistema de iluminação de substituição (art.º 113.º). Excetuam-se os locais residenciais (UT I) da 1ª categoria de risco.

Nos locais de risco B, D e F, a proteção contra contactos indiretos dos circuitos de iluminação normal deve ser assegurada de modo a que um defeito de isolamento num circuito não prive o local de iluminação (art.º 79.º).

A iluminação de emergência é composta por:

- Iluminação ambiente;
- Iluminação de balizagem ou circulação.

A iluminação de balizagem ou circulação deve obedecer aos seguintes aspetos (art.º 114º):

- Lâmpadas de descarga devem possuir tempos de arranque de
 - a) 5 s para atingir 50% da intensidade de iluminação;
 - b) 60 s para atingir 100 % da intensidade de iluminação.
- Autonomia de funcionamento da iluminação com um mínimo de 15 minutos.
- Nos locais de risco B, C, D, E e F (exceto quartos, zonas de vestuários, sanitários públicos com área superior a 10 m² e os destinados a utentes com mobilidade condicionada) devem ser instalados aparelhos de iluminação ambiente.
- A iluminação de ambiente deve garantir níveis de iluminância com um mínimo de 1 lux, medido no pavimento.
- Na iluminação de balizagem ou de circulação os dispositivos devem garantir 5 lux, medidos a 1 m do pavimento ou obstáculo a identificar, e ser colocados a menos de 2 m em projeção horizontal:
 - a) da intersecção de corredores;
 - b) de mudanças de direção de vias de comunicação;
 - c) de patamares de acesso e intermédios de vias verticais;
 - d) de câmaras corta-fogo;
 - e) de botões de alarme;
 - f) de comandos de equipamentos de segurança;
 - g) de meios de primeira intervenção;
 - h) de saídas.

Quando forem utilizados Blocos Autónomos (BA) estes devem ser sempre do tipo permanente, exceto quando em locais de dormida, locais de risco D e E (art.º 115º). Em salas de espetáculos, os BA podem ter dispositivos que permitam reduzir a intensidade de iluminação, se necessário, desde que possam automaticamente retomar a intensidade normal, quando:

- for ligada a iluminação de ambiente e circulação do espaço;
- por acionamento a partir da central de alarme.

4. Outros sistemas do projeto de segurança contra incêndio em edifícios e instalações elétricas

Existem outras instalações e sistemas que carecem de atenção particular por parte do projetista de IE, em colaboração e conjugação com o projetista de SCI.

Não sendo possível neste artigo abordar em detalhe todas essas situações, lista-se seguidamente um conjunto importante, mas não exaustivo:

- sistema de proteção contra descargas atmosféricas;
- ascensores (elevadores, monta-camas, monta-pratos);
- escadas rolantes;
- sistemas Automáticos de Detecção de Incêndio (SADI);
- sistemas Automáticos de Detecção e Extinção de Incêndios (SAEI);
- sistemas Automáticos de Detecção de Monóxido de Carbono (CO).

Por último, convém referir a importância que tem a correta definição de uma Matriz de Comando que defina as ações pré-programadas, em caso de incêndio, que deverão ser comandadas a partir da central de deteção de incêndios (CDI).

Este aspeto é muito importante e deverá ser elaborado com cuidado, em conjugação com toda a equipa projetista, mas também com a colaboração da entidade exploradora, pois vai trata-se de uma componente importante das Medidas de Autoproteção, em particular, do Plano de Alarmes, de Emergência e Evacuação.

5. Conclusão

O papel de um projetista de instalações elétricas (assim como de outras especialidades) é bastante complexo, já que implica o conhecimento e aplicação de numerosos regulamentos e normas, nem sempre conciliáveis e coerentes entre si.

No caso particular da segurança contra incêndio em edifícios, atendendo à enorme responsabilidade que esta área acarreta, há que ter um especial cuidado na aplicação dos regulamentos e das regras. Em caso de dúvida, deve o técnico apelar ao “bom senso”, regra basilar da Segurança Contra Incêndio. E não só!

Daí que, para além de ser necessário um profundo conhecimento da legislação, das boas práticas e das regras da arte, como se costuma dizer, é também necessário uma grande flexibilidade e capacidade de coordenação e interligação com os outros técnicos que fazem parte da equipa projetista.

Se fosse apenas uma transcrição das regras, não seriam necessários técnicos; bastaria criar um programa de computador ou até mesmo um robot, que aplicasse de forma cega e direta os regulamentos!

Felizmente, tal não é assim, deixando espaço de trabalho aos projetistas para aplicarem os seus conhecimentos e o seu saber, ou seja, para fazerem Engenharia.

CABO E RADIO FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DETEÇÃO DE INCÊNDIO



1 Generalidades

A Novos produtos são sempre aliados a novas tecnologias, mas nem sempre aplicadas no imediato. No que se refere à radio frequência (RF), são inúmeros os obstáculos aplicados à deteção de incêndio sejam eles, o custo, o interface ou somente a falta de informação por parte da engenharia de projeto.

Durante os últimos anos a comunicação sem fios esteve também aliada a equipamentos para aplicação dita “doméstica”, com pouca fiabilidade, baixa autonomia, difícil comunicação entre equipamentos e essencialmente não regulada, isto é, sem normalização.

Por parte do comité europeu de normalização, no que se refere à introdução desta tecnologia pela norma que regula os equipamentos de deteção de incêndio, EN54, estão reunidas as condições para que os equipamentos certificados pelos diferentes e reconhecidos laboratórios, entre outros, a LPCB, BSI ou VdS possam ser utilizados conferindo assim à engenharia de segurança e ao utilizador a confiança necessária para a sua instalação.

Sistemas de deteção de incêndio por cabo usam tecnologias e protocolos de tal forma evoluídos que são “integráveis” com os sistemas que completam a gestão técnica e de emergência de uma infraestrutura,

Estes sistemas bidirecionais que integram detetores automáticos de incêndio, acionadores manuais, módulos de entrada e saída, sirenes e luzes estroboscópicas, vão muito além da deteção de incêndio.

A troca de dados eficiente com o painel de controlo garante verificação permanente de todos os componentes e a deteção rápida de situações de alarme ou falhas.

Mais de 220 dispositivos podem ser tratados num circuito, com um mínimo de esforço de instalação. Os endereços dos detetores, módulos e dispositivos de sinalização podem ser programados manualmente ou podem ser atribuídos automaticamente por funções de auto endereçamento sendo que a ordem dos componentes no circuito é detetada por meio da função de mapeamento automático.

Convenientemente podemos desenhar e integrar numa instalação a proteger um completo sistema de deteção de incêndio por RF. Para cada tarefa, serão utilizados as diferentes tecnologias de deteção, alarme e comando já existentes nos sistemas por cabo.

Dependendo da arquitetura, nem sempre é desejável a instalação de cabo, essencialmente no que toca à cablagem entre periféricos, trazendo problemas tanto do ponto de vista técnico como organizacional. O enquadramento da solução em determinados ambientes é com certeza um exercício difícil, traduzindo-se direta ou indiretamente em custos elevados na instalação, resultando portanto um processo economicamente inviável.

As limitações na criação de redes de deteção de incêndio são hoje quase inexistentes. Sempre que se pretenda um sistema com base no sistema de comunicação de incêndio por RF, poderá ser instalado a qualquer momento, quer de forma independente ou sob uma arquitetura por cabo, sem alterar a infraestrutura do edifício.

Edifícios históricos, igrejas, museus e arquitetura moderna estão entre as aplicações típicas. Graças à fácil ligação ao painel de controlo de deteção de incêndio, é também possível equipar somente zonas individuais de um sistema tradicional por cabo com detetores de rádio.

Por sistema, equipamentos utilizados na segurança contra incêndios vão contra os requisitos da arquitetura, sendo por norma volumosos, de geometria pouco consensual. A combinação entre os mais recentes desenvolvimentos nos periféricos RF, tecnologia de transmissão de rádio, com tecnologia de segurança e um design atraente, cria uma harmonia perfeita entre a engenharia e a arquitetura. Existem atualmente mais de 16 cores de diferentes em diferentes tipos de detetores.

2. Arquitetura do sistema RF

A comunicação bidirecional entre o painel de controlo de deteção de incêndio e os componentes de RF é convertido por um interface RF. O interface de *loop* RF está integrado no *loop* de deteção e pode lidar atualmente com até a um mínimo de 32 componentes de RF.

O protocolo digital (seguro) por RF permite a transmissão de valores analógicos medidos e funções de controlo dos componentes. Para os sistemas de tecnologia convencional, também existe uma interface de RF com saídas de relê.

Sendo uma das maiores preocupações do projetista, o alcance da transmissão de rádio poderá ser aumentada por meio de expansores, a expansão em cascata permite cobrir distâncias de mais de 3 quilômetros.

O extenso portfólio de periféricos de RF inclui detetores automáticos e acionadores manuais, módulos de entrada e saída, um indicador remoto, bem sirenes e sinalizadores óticos.

O comportamento de transmissão de todos os componentes de RF é continuamente verificado por meio do interface de RF, da mesma forma por meio do software, parâmetros elétricos, tais como nível de sinal e/ou ruído são analisados e graficamente representados em PC. Deste modo, a qualidade de transmissão de rádio pode ser avaliada de forma fácil e conveniente.



3. Manutenção

Presentes no sistema equipamentos autónomos, devemos ter em conta a sua alimentação. Baterias de longa duração, cinco anos, garante uma operação a longo prazo e mantendo os custos de manutenção reduzidos.

4. Alguns periféricos para uma arquitetura base

Temos como os mais usados os detetores automáticos de incêndio, estes estão disponíveis em três diferentes tecnologias:

- Detetor de fumo ótico detetor de uma de câmara sensor, que responde a diferentes tipos de fumo, vários níveis de sensibilidade permitem o ajuste flexível às condições ambientais.
- O detetor ótico-térmico combina um sensor de fumo e um sensor de temperatura, o que faz com que seja um detetor universalmente adequado para uma variedade de aplicações. A deteção de incêndios fiável e de alta imunidade a falsos alarmes é conseguida através da avaliação de ambos os valores medidos por meio da comparação dos parâmetros medidos.
- O detetor térmico ou termovelocimétrico, sendo possível detetar a uma temperatura fixa ou por incremento de temperatura por espaço de tempo, respetivamente.
- Botão de alarme, têm como função, por exemplo, para disparo manual do alarme de incêndio, acionar os sistemas de extinção, para comando de registo corta-fogo, etc.
- Módulos, uma vasta gama de módulos de entrada e saída, facilita a monitorização ou comando de equipamentos externos ao sistema. Para tarefas mais complexas, os módulos combinados com diversas entradas e saídas estão disponíveis.

- Sirenes e sinalizadores, com a função de alertar os ocupantes para a evacuação do espaço.

5. Normalização e certificação

As certificações de acordo com o standard europeu EN 54, por diversos laboratórios como LPCB, BSI ou VdS, deverão ser de carácter obrigatório de forma a garantir-se a qualidade e o respeito pela norma.

Em suma, sistemas que não se substituem mas que se complementam, sendo de destacar a versatilidade na implementação do mesmos por radio frequência.



Página deixada intencionalmente em branco!

DETEÇÃO AUTOMÁTICA DE INCÊNDIOS.

DETETORES LINEARES DE CALOR E DE FUMOS



1 Generalidades

Existem situações particulares de deteção de incêndio nas quais os tradicionais detetores pontuais de fumo e calor podem não ser a solução mais adequada. São exemplo destas situações, a proteção de grandes áreas e/ou grandes distâncias. Nestas situações, poder-se-á equacionar a utilização de detetores lineares de calor e de fumos.

2. Detetores lineares de calor

2.1. Generalidades

Os detetores lineares de calor, são uma solução muito interessante, para proteção contra incêndios em locais exteriores e em locais nos quais se possa verificar a presença de agentes químicos, corrosão, níveis de humidade e poeira elevados e altas temperaturas.

Como situações onde podem ser empregues os detetores lineares de temperatura, pode-se referir:

- Túneis;
- Minas;
- Parques de estacionamento;

- Estações ferroviárias, terminais de passageiros, corredores de ligação;
- Depósitos de líquidos e gases combustíveis
- Estações de abastecimento de combustível;
- Locais ATEX;
- Galerias e caminhos de cabos;
- Fábricas químicas, farmacêutica, tintas,...



Os detetores lineares de calor são robustos, de fácil instalação, de manutenção reduzida, têm uma fiabilidade elevada (reduzida probabilidade de ocorrência de falsos alarmes) e promovem uma deteção da situação de alarme muito rápida, além de permitir indicar, na unidade de controlo, qual o ponto de alarme ao longo do seu comprimento o que, num sistema automático de segurança, são aspetos fundamentais.

2.2. Princípio de funcionamento

Existem diversas tecnologias dos detetores lineares de calor:

- Deteção linear de temperatura por variação de pressão

Uma das tecnologias baseia-se na alteração da resistência de um condutor elétrico causada por uma variação de temperatura.

Num cabo sensor, constituído por quatro condutores, cada um dos seus condutores está rodeado por um material com um coeficiente de temperatura negativo e envolvido numa cobertura externa resistente ao calor. Dois condutores estão ligados à extremidade do cabo do sensor para criar dois *loops*. A extremidade do cabo do sensor encontra-se, assim, hermeticamente selada. Ambos os *loops* são continuamente monitorizados. Em caso de interrupção ou curto-circuito, a unidade de controlo gera uma mensagem de avaria ou alarme. Se a temperatura subir, a resistência elétrica entre os dois *loops* altera-se. A unidade de controlo deteta esta alteração e sinaliza o alarme se a temperatura de resposta definida for excedida.

A figura seguinte mostra uma unidade de controlo do sistema anteriormente descrito.



Detetor Linear de Calor – Bosch - CS LWM 1

- Deteção linear de temperatura por variação de resistência

Consiste na monitorização da expansão volumétrica de um gás sujeito a aquecimento e no aumento correspondente da pressão num sistema pneumaticamente estanque. O detetor de calor é composto, genericamente, por um tubo sensor e uma caixa de deteção (com unidade de controlo).

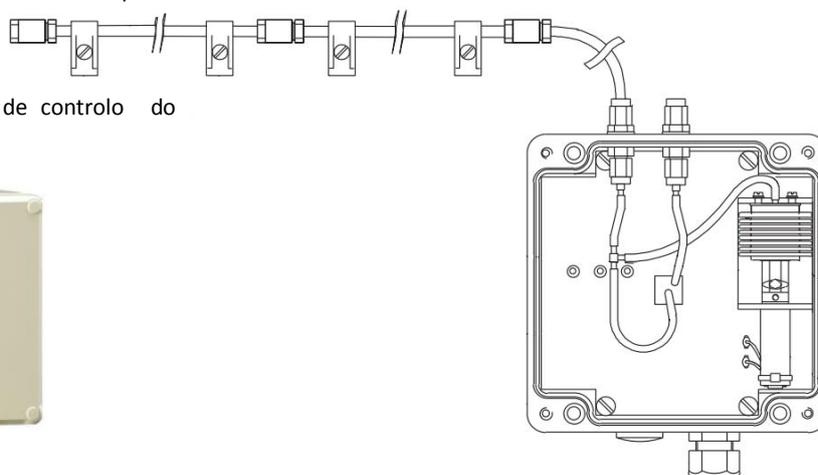
O sensor de pressão mede continuamente a pressão no tubo sensor e envia os sinais para monitorização pela unidade de controlo.

Se a pressão no tubo sensor subir rapidamente, devido a um aumento de temperatura, a unidade de controlo sinaliza o alarme.

A figura seguinte mostra uma unidade de controlo do sistema anteriormente descrito.



Detetor Linear de Calor – Bosch - ADW 511 A



3 Detetores lineares de fumo

3.1. Generalidades

Os detetores lineares de fumo são uma solução muito interessante para proteção contra incêndios em locais interiores, abertos e com elevadas dimensões.

São robustos, de fácil instalação, de manutenção reduzida, têm uma fiabilidade elevada (reduzida probabilidade de ocorrência de falsos alarmes) e, promovem uma deteção da situação de alarme muito rápida, o que num sistema automático de segurança, são aspetos fundamentais.

Como situações onde podem ser empregues os detetores lineares de fumos, podem-se referir:

- Grandes espaços com tetos altos de difícil acesso para manutenção;
- Empresas de reciclagem;
- Edifícios históricos, igrejas, museus;
- Naves industriais, armazéns;
- Centros comerciais;
- Corredores,...



Detetor linear de fumos - SIEMENS - DLA1191A

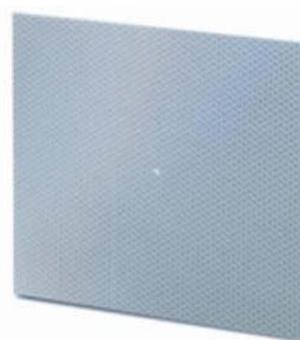
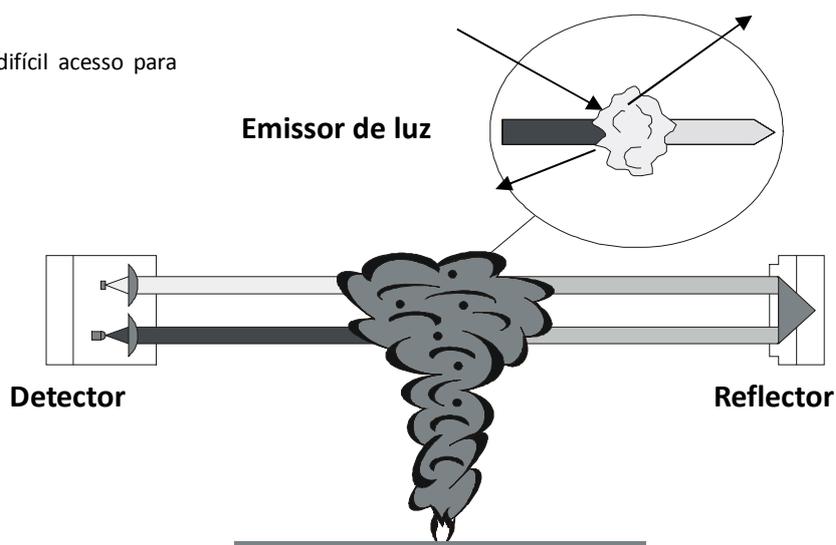
3.2. Princípio de funcionamento

Um detetor linear de fumos consiste fundamentalmente num emissor de fluxo luminoso, visível ou invisível, cuja intensidade é medida por uma célula: o recetor.

O recetor focaliza o fluxo recebido e oferece características de vigilância.

Os fumos emanados de um foco vão atenuar o fluxo do emissor, provocando assim uma modificação das características do fluxo recebido pelo recetor.

A informação de alarme resulta de um valor pré-determinado da atenuação do fluxo luminoso.



Refletor - SIEMENS - DLR1192

Página deixada intencionalmente em branco!

INCÊNDIO.**UM RISCO CONSTANTE COM ELEVADO POTENCIAL DE PERIGO****1 Generalidades**

Desde a idade média, quando ardiam cidades inteiras, a humanidade tem aprendido muito e tem desenvolvido constantes esforços para evitar e circunscrever os incêndios. Estes esforços, no entanto, foram compensados pelo surgir de outras fontes de ignição e da crescente cargas combustíveis.

Hoje, praticamente todos os lares e empresas possuem computadores, televisores, lâmpadas halógenas, máquinas de café e outros aparelhos elétricos, bem como equipamentos de aquecimento e de ar condicionado, etc. A maioria destes dispositivos incluem uma unidade de alimentação e outros módulos eletrônicos, constituindo, assim, potenciais fontes de ignição.

Mas os incêndios também podem ser estabelecidas de forma intencional. A percentagem de incêndios de origem criminosa já é de 25 a 40%, e os valores estão a aumentar [1]. Os incêndios provocados intencionalmente propagam-se frequentemente muito mais rapidamente tornando o seu combate extremamente difícil. Em média, esses tipo de incêndios são três vezes mais dispendiosos que a média das ocorrências dos incêndio[2].

Numa sociedade afluyente, os edifícios são frequentemente mobilados com tecidos, carpetes, etc. Além disso, a utilização de materiais mais económicos, projetados para processos fáceis e moldáveis com materiais sintéticos, está permanentemente a aumentar. Além do aumento da carga combustível, essas substâncias são na sua maioria altamente inflamáveis e reagem como aceleradores dos incêndios. Este efeito é muito mais fatal do que o revelaria a mera carga combustível.

A conflagração libera aproximadamente tanta energia quanto uma central nuclear - tais conflagrações pode chegar a várias centenas de MW até alguns GW. Um incêndio limitado a um papel durante o qual 3g de papel são queimadas por segundo já gera 40kW e uma altura de 0,8m chama.

Além do calor, cada incêndio, seja ele grande ou pequeno, produz resíduos tóxicos e gases de fumos altamente tóxicos. Esses gases contêm, entre outras substâncias, o monóxido de carbono, o gás de ácido clorídrico, gás clórico, vários compostos de enxofre, óxidos de nitrogênio (NOx), o gás de ácido cianídrico e muitas outras substâncias altamente tóxicas, mesmo fosgênio. A perda de vidas humanas e prejuízos financeiros causados direta ou indiretamente pelos fumos de gases é elevada.

Por toda a Europa, mais de 4000 pessoas morrem a cada ano em ocorrências com causas em incêndio [3] - a maioria delas por intoxicação de fumos. Contudo é difícil avaliar o número aproximado de pessoas feridas - pode ascender a dez vezes mais de feridos graves e centenas de vezes em feridos ligeiros. No total, isso equivale a cerca de meio milhão de pessoas que são vítimas de incêndios todos os anos, e que, em parte, sofrem danos permanentes.

As despesas com danos diretamente relacionados com incêndios na Europa atingem de 1 a 3 por cento de um décimo PIB, isto significa que os danos diretamente causados por incêndios na Europa Ocidental representa mais de 15 mil milhões de euros. Consecutivamente os danos indiretos podem ser dez vezes mais elevados. Fazendo a comparação: O limite superior das despesas dos agregados familiares da UE-25 em 2005 era de cerca de 120 mil milhões de euros. As verificações mostraram que a maior parte destes danos são causados por gases nos fumos e os seus constituintes corrosivos. Os danos causados pelo fumo é maior em cerca de dez a cem vezes do que os danos pelo fogo real. Aproximadamente um terço dos danos dos fumos pode ser rastreada até ao ácido clorídrico (HCl), libertado pelo fogo, o que resulta em corrosão das instalações e dos dispositivos.

Para uma empresa particular pode ser fatal. De acordo com estimativas de especialistas [7], uma conflagração de um incêndio nas instalações de uma empresa pode ter os seguintes efeitos:

- Cerca de um terço das empresas em causa, os danos de causados diretamente pelo incêndio resultam em falência.
- Outro terço das empresas em causa, a perda de clientes resulta em falência num prazo de três anos.
- O restante um terço muitas vezes tem de se fundir com outras empresas ou necessita de ser vendido.

Às vezes, porém, a empresa tem robustez para subsistir.

Os danos causados pelos incêndios mostra que a prevenção de incêndios, a deteção de incêndios e o combate aos incêndios são temas que devem ser abordados com especial atenção.

A figura 1 mostra algumas das centrais de deteção de incêndios da SIEMENS.



Figura 1. Centrais de deteção de incêndio Siemens

2. Conceito de proteção integral contra incêndios

A implementação da cadeia de medidas de "prevenção - deteção - combate - aprendizagem" pode ser representado como um circuito fechado, como o representado na figura 2.

Se os danos não podem ser prevenidos, o combate a incêndios entra em ação. É crucial que a proteção preventiva contra incêndios que garanta um alarme precoce e que a propagação geográfica do incêndio possa ser limitada.

Cada ocorrência deve ser prevista e estimada. Se o seu alcance for bastante reduzido, as medidas a serem introduzidas são limitadas à própria empresa.

Em caso de incêndios, a sociedade é a principal interessada em evitá-los no futuro. A experiência adquirida com essas ocorrências podem, assim, ser integradas nos regulamentos de proteção contra incêndios.

Estas duas formas de atuar garantem que as ocorrências se tornam menos frequentes e que as restantes ocorrências serão menos prejudiciais e menos urgentes.

3. Proteção técnica contra incêndios

A proteção técnica de incêndios compreende equipamentos

e sistemas que servem para a segurança pessoal e mitigação de danos em caso de incêndio.

3.1. Definições

Uma "instalação" é a coletividade de todos os dispositivos instalados num edifício, dispositivos que interagem de modo que o objetivo do sistema possam ser cumpridos. Por exemplo, em instalações de deteção de gás, os detetores de gás, as unidades de controlo e os dispositivos de alarme interagem para alertar e proteger as pessoas dos gases.

Um "sistema" é a coletividade de todos os produtos necessários para configurar uma determinada instalação, harmonizado pelo fornecedor do sistema para que eles interagem sem problemas. A comunicação fácil entre detetores e unidade de controlo, por exemplo, devem ser sincronizados.

Um "produto" é um dispositivo individual utilizado num sistema ou numa instalação.

O sistema é composto por componentes de um ou vários produtos.

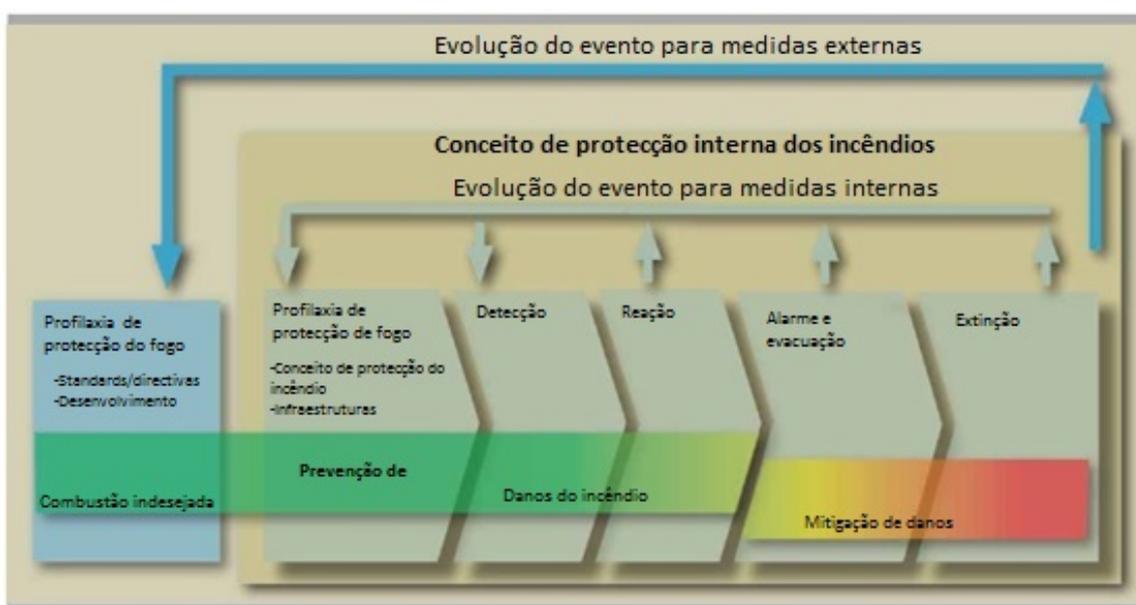


Figura 2. Conceito de proteção integral contra incêndios

3.2. Sistemas de aviso de gás

Os sistemas de aviso de gás detetam concentrações perigosas de gases ou vapores no ambiente. Em caso de perigo, eles controlam automaticamente:

- Dispositivos de alarme acústicos e visuais para alertar as pessoas;
- Chamada para as pessoas de controlo e responsáveis do edifício;
- Sistemas de ventilação, sistemas de alimentação de gás, bombas, motores e válvulas.

3.3. Sistemas de deteção de incêndio

Sistemas de deteção automática de incêndio permitem uma deteção precoce de incêndios e a inicialização de funções de controlo pré-programadas. Isto inclui:

- Alertar as pessoas nas zonas de perigo;
- Chamada para a extinção de incêndio e dos meios de intervenção;
- Ativação dos sistemas para limitar a propagação do fogo e do fumo, por exemplo, fechar portas corta-fogo e registos corta-fogo;
- Ativação dos sistemas de extração de fumos e calor;
- Desligar sistemas técnicos (equipamentos) das fontes de alimentação;
- Controlo dos sistemas de automação de edifícios, especialmente sistemas de aquecimento, de ventilação e elevadores;
- Ligar a iluminação de emergência;
- Ativação dos sistemas de evacuação;

- Ativação de sistemas de extinção fixos.

Com um sistema de deteção de incêndio não automático, os alarmes são acionados manualmente. A presença de pessoas é um pré-requisito para se iniciar um alarme.

Um sistema de deteção de incêndio não automático pode também ser parte de um sistema de deteção de incêndios automático. No entanto, as funções de controlo ativadas manualmente são idênticas aos dos sistemas automáticos de deteção de incêndio.

O "alarme falso" é um alarme que foi acionado sem a ocorrência de um incêndio.

A prática na deteção de incêndios tem revelado que os falsos alarmes causam problemas graves.

Em toda a Europa, cerca de 90 a 95% de todos os alarmes acionados por sistemas de deteção de incêndio são falsos alarmes. O seu significado pode ser representado com mais de 200.000 tentativas desnecessárias dos bombeiros na Alemanha [8], em grande parte devido a falsos alarmes.

A figura 3 mostra uma solução de extinção de incêndios num *datacenter*.



Figura 3. Soluções para *datacenters*

3.4. Sistemas de combate a incêndios

Os dispositivos de extinção e as instalações de extinção para o combate ao manual ao incêndio são meios para acelerar e facilitar o combate do incêndio no local. Isto inclui:

- Hidrantes de parede;
- Colunas de extinção a água (seco / húmido);
- Hidrantes;
- Botões de alarme manual.

Elevadores de incêndio servem para o transporte de bombeiros e dos seus equipamentos, bem como para salvar pessoas com deficiência. Existem exigências especiais para os elevadores de incêndio, que geralmente também são utilizados normalmente como meio de transporte habitual.

Meios de comunicação de emergência permitem a comunicação dos bombeiros uns com os outros, bem como com os responsáveis do edifício. Normalmente, os sistemas de telefone bombeiros são utilizados para esse fim e são mais comuns nos Estados Unidos.

3.5. Sistemas de Extinção de Incêndio

Em caso de um elevado risco - principalmente em bens valiosos - pode ser instalado um sistema fixo de extinção automática.

Existem sistemas de extinção a água, espuma, pó e gás.

A base de cada tipo de sistema de extinção pode ser dividido em diferentes subsistemas e variantes, em parte, com base em diferentes princípios.

A figura 4 mostra um exemplo de um sistema de extinção de incêndios.



Figura 4. Sistema de extinção de incêndios compacto

4. Detecção de incêndios

4.1. Introdução

A incumbência de um sistema de deteção automática de incêndio é detetar um incêndio o mais cedo possível, para ativar o alarme e as funções de controlo pré-programadas. A experiência em sistemas de deteção de incêndio permite que a deteção de incêndio atue mais cedo e assim minimizar os danos que poderão ser causados pelo incêndio. Através de uma escolha ideal dos produtos, juntamente com o conhecimento adequado, é possível criar sistemas que praticamente excluam os falsos alarmes.

Um sistema de deteção de incêndio consiste na unidade de controlo, os periféricos, tais como detetores de incêndio e os contactos, assim como os dispositivos de alarme e de controlo que são ativados pela unidade de controlo.

Para a seleção, definição e localização dos detetores de incêndio, é fundamental considerar - além da presença do risco predominante - o tipo de fogo expectável, a altura da sala, as condições ambientais tais como mudanças de ambiente e possíveis fenómenos enganosos. Em áreas de elevado risco, os detetores de incêndio multisensor, com processamento de sinal baseado no conhecimento e na experiência, são utilizados com mais frequência. Para riscos médios e inferiores os detetores de fumo, geralmente são aplicados detetores óticos com processamento de sinal convencional (tecnologia algorítmica).

O conhecimento e a experiência, da Siemens, nos detetores de incêndio permitem uma configuração exata do comportamento do detector que satisfaça as condições ambientais e os fenómenos enganosos prevalentes. Um detector de incêndio em um quarto de hospital deve responder de uma forma completamente diferente de um detector de incêndio numa fundição.

Quando se projetam os detetores de incêndio, deve-se ter a certeza quais os fenómenos de incêndio (fumo, calor, radiação, gás) que abrangem os detetores de incêndio, dando especial atenção à construção de teto (por exemplo, as vigas do teto, telhado especial ou formas de teto), e às possíveis divisões por recantos nas paredes, móveis, equipamentos ou acessórios.

Nos espaços onde ocorrem elevados fenómenos enganosos, a ideal disposição dos detetores de incêndio é de principal importância. Mesmo pequenas mudanças na posição do detector pode trazer melhorias significativas na imunidade aos fenómenos enganosos, sem reduzir a confiabilidade de detecção.

Para seleccionar a unidade de controlo da detecção de incêndio deve ser tida em consideração a facilidade na utilização, um elevado grau de flexibilidade e um grau muito elevado de funcionamento sem falhas. A unidade de controlo é o ponto de interação entre as pessoas e o sistema, deve portanto, representar o alarme e a falha de processamento de forma fácil e intuitiva.

A elevada flexibilidade no funcionamento em rede e uma parametrização que facilite as extensões ou adaptações do funcionamento do sistema, para as mudanças dos requisitos do cliente.

A operacionalidade de um sistema de detecção de incêndio é fundamental, razão pela qual uma fonte de alimentação para emergência é uma função integrada de operação, que são um requisito obrigatório, tornando possíveis os alarmes de incêndio, mesmo em caso de uma falha de um módulo ou de energia.

Por razões económicas, a tecnologia de um sistema de detecção de incêndios, é escolhida de acordo com os requisitos e a situação de risco específica. Para um prédio de escritórios, um sistema de detecção de incêndio com botoneiras manuais e detetores óticos de fumo com processamento de sinal normal é normalmente suficiente, mas se é as instalações de produção de uma indústria química deve ser protegida, por exemplo, pela utilização da tecnologia avançada.

Com um portfólio abrangente de produtos, detetores de incêndio altamente confiáveis com tecnologia multissensorial e com a utilização de uma lógica excepcional, alta flexibilidade da unidade de controlo de detecção de incêndio e sua ligação aos sistemas de gestão de perigos, são temas a ter em conta na escolha de um sistema de detecção de incêndio.

4.2. Fundamentos do fogo

O conhecimento da eclosão de um incêndio e seu desenvolvimento é decisiva para a prevenção e combate aos incêndios.

Para garantir uma detecção rápida e fiável, em caso de incêndio, é também importante se estar familiarizado com os diferentes fenómenos do incêndio e os possíveis tipos de fogo.

Os quatro temas seguintes serão tratados em detalhe adiante:

- Eclosão de um incêndio
- Desenvolvimento de um incêndio
- Fenômenos de fogo
- Tipos de fogo

4.3. Eclosão de um incêndio

Para o desencadear de incêndio deve estar disponível o material combustível (carburante) e um agente oxidante (geralmente oxigênio).

O nosso ambiente é, em grande parte, composto por materiais combustíveis - e oxigênio disponível é quase sempre suficiente.

Existe contudo uma outra condição que deve ser cumprida para um fogo se iniciar: A energia de ignição deve ser a força condutora para iniciar a oxidação.

As fontes de energia para a ignição são múltiplas: descarga elétrica (por exemplo, raios), curto-circuito, faíscas, superfícies quentes (lâmpadas, equipamentos de aquecimento, etc), a exposição direta às chamas ou feixe de luz, para citar apenas os mais importantes.

Se ocorre um incêndio, este fornece a energia necessária para manter o processo de combustão.

Um fogo ocorre, portanto, pela interação de combustível, oxigênio e calor (energia), conforme representado na figura 5.

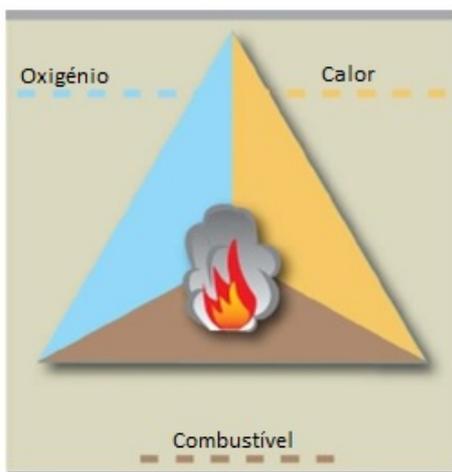


Figura 5. Triângulo do fogo

4.4. Desenvolvimento de um incêndio

Além dos processos de tipo explosão, fogo normalmente desenvolve-se mais ou menos rapidamente, dependendo do material combustível.

Quando o combustível e o oxigênio disponíveis são suficientes para o início do desenvolvimento de um incêndio, a sua amplitude determinada pela energia disponível.

Especialmente o fogo flamejante libera uma grande quantidade de energia, resultando num crescimento exponencial do incêndio nesta fase, conforme representado na figura 6.

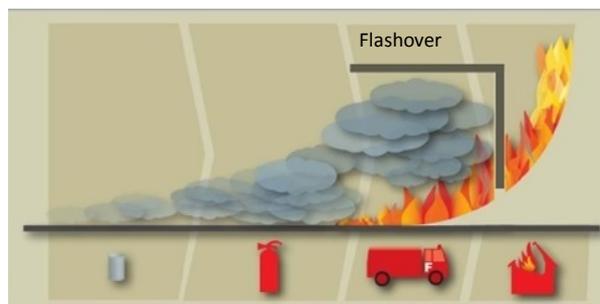


Figura 6. Desenvolvimento típico de um incêndio

Como representado na Figura 6, a maioria dos incêndios passa pelas seguintes fases e eventos:

- **Fase inicial**

O fogo incipiente pode ser extinto com alguns decilitros de água; ocorre pouco fumo visível, mas são criados especialmente aerossóis invisíveis.

- **Fase Latente**

Nesta fase, o fogo pode ser extinto por meio de um extintor de incêndio ou de um agente extintor similar. Surge fumo visível e parcialmente denso. Frequentemente a combustão é incompleta, razão pela qual, bastante quantidade de CO (tóxico) é produzido nesta fase.

- **Fase ardente**

Estamos diante de um fogo aberto que deve ser extinto pelos bombeiros. Como a energia disponível é suficiente, o processo de combustão é bastante completa, resultando numa maior produção de CO₂.

- **Flashover**

A transição entre um fogo flamejante em chama e um fogo total é chamado *flashover*. Esta é a propagação explosiva do fogo, que acontece exatamente no ponto em que os gases e aerossóis produzidos durante as fases anteriores inflamam e levam o fogo a todas as partes atravessadas pelos gases dos fumos.

- **Fogo Total**

Nesta fase, o fogo atingiu as partes maiores do edifício. Na maioria dos casos, o edifício ou o sector do incêndio não podem ser salvos e os corpos de bombeiros concentram os seus esforços na proteção dos edifícios vizinhos e nos sectores do incêndio.

Por estas razões a deteção de incêndios deve ocorrer o mais cedo possível, de modo que a intervenção possa começar antes do *flashover*. Incêndios incipientes, devem ser detetados, o mais tardar, na fase precoce ou na fase latente, de modo que haja tempo suficiente para a intervenção. O problema é que a fase precoce e a fase de combustão lenta pode ser completamente diferente na intensidade e na duração. Alguns fogos latentes podem estar a arder por horas ou até mesmo dias, antes que ocorra um fogo com chama.

Nos incêndios em líquidos, não há fase latente; eles desenvolvem-se diretamente para as chamas. Com tais incêndios, o tempo de intervenção é extremamente curto. Normalmente os danos apenas podem ser limitados por um sistema de extinção automática. Claro, existem outras possibilidades, tais como medidas construtivas, para retardar a propagação do incêndio, prolongando assim o tempo de intervenção - mas isso geralmente é muito caro.

Da análise ao desenvolvimento típico de um incêndio, podemos concluir que quanto mais cedo for detetado um incêndio, mais tempo há para ser combatido, logo menos danos. A deteção precoce é possível, portanto, é a chave para minimizar os danos e ganhar tempo precioso para a intervenção.

4.5. Fenómenos do incêndio

Os fenómenos do incêndio são valores físicos que estão sujeitas a mudança mensurável durante o desenvolvimento de um incêndio (por exemplo, o aumento da temperatura, de obscurecimento ou chamas).

Os processos dos materiais em combustão podem ser vistos principalmente a partir da perspectiva de uma conversão de energia e de substâncias. A conversão energética liberta energia para o meio ambiente.

A conversão produz substancialmente - dependendo das substâncias presentes no incêndio - produtos em qualquer estado físico, variando de não-tóxicos para os altamente tóxicos.

A conversão energética libera energia por radiação e por convecção.

A gama de radiação libertada durante um incêndio pode ser dividido, por comprimento de onda, em radiação ultravioleta (UV), luz visível e infravermelha (IR).

Liberação de energia por convecção realiza-se essencialmente através do meio ambiente. Em primeiro lugar, a energia cinética das moléculas de ar aumenta, resultando num aumento da temperatura. A expansão associada conduz a um fluxo de ar ascendente. Devido a este fluxo, o ar mais frio, por consequência o oxigénio, é conduzido para o foco do incêndio. Esses processos também podem levar a flutuações de pressão periódicas que são compreendidos com o som em determinadas faixas de frequência (por exemplo, o estalido típico de um incêndio).

A conversão de substâncias que ocorrem em caso de incêndio é caracterizada por as várias reações químicas que podem ocorrer no centro do incêndio, de acordo com as substâncias presentes.

A conversão substancial de um incêndio é determinado pelas diferentes reações químicas que se podem passar num incêndio. A conversão de produtos sólidos ou líquidos tendem a permanecer na base do incêndio (por exemplo, as cinzas) ou são distribuídos para o ambiente diretamente pelo incêndio. Neste último caso, eles formam um denominado aerossol, que são finamente distribuídas, misturadas com meio ambiente, em forma sólidas ou líquidas. A conversão de produtos gasosos espalham-se sempre pelo ar.

5. Tipos de fogo

Os fenômenos que ocorrem com um fogo latente ou chama diferem em termos de tipo e intensidade.

A principal propriedade da pirólise do fogo é que ele não se desenvolve independente, mas requer o fornecimento contínuo de nova energia. O incêndio pode ser extinto por cessação do fornecimento de energia. A propagação do tipo de fogo é assim limitada à dimensão da fonte de calor, razão pela qual também se pode falar de sobreaquecimento acompanhada da decomposição química. Assim que a temperatura de ignição é atingida, o incêndio desenvolve-se para uma incandescência ou mesmo uma chama.

O fogo brilhante é um processo independente. Nas brilhantes e elevadas temperaturas são produzidas partículas produzidas que são relativamente pequenas. As partículas visíveis são apenas uma pequena parte do espectro de partículas produzidas. Típico para um fogo de incandescência são incêndios incipientes em fardos feno ou algodão.

Característico para as chamas - com a exceção de incêndios em álcool - é a produção de fuligem, ou seja, fumo negro. Embora também aqui, a maior parte das partículas produzidas está na gama das não-visíveis.

Estudos têm mostrado que, em quase todos os casos,

incluindo a fase inicial e fase de combustão lenta, são produzidas mais partículas invisíveis do que os visíveis.

Resumindo, podemos afirmar que grandes volumes de aerossóis voláteis do fogo são produzidos em quase todos os incêndios hostis. O fumo tornou-se assim o fenômeno mais importante de um incêndio para uma detecção precoce. Dependendo do tamanho e concentração de aerossóis no incêndio, estes podem ser visíveis ou invisíveis. Em geral, os aerossóis dos incêndios são de 10 a 10.000 vezes o tamanho das moléculas de gás.

6. Sistema de Detecção de Incêndio

6.1. Introdução

A principal tarefa de um sistema de detecção automático de incêndio é identificar de forma confiável um incêndio e o mais cedo possível, para ativar os alarmes e as funções de controlo pré-programadas.

A periferia compreende todos os elementos de campo que obtém a informação do estado real no local, que é transmitido para a unidade de controlo sob a forma de níveis de perigo.

A inteligência, os detetores automáticos de incêndio, detetam e analisam os diferentes fenômenos de incêndio no local e automaticamente reportam os perigos existentes, para a unidade de controlo.

Os botões de alarme manual servem para a ativação direta do alarme pelas pessoas presentes na zona em perigo.

Os contatos automáticos (por exemplo, para ativação de um sistema de extinção de *sprinkler*) transmitem um alarme de incêndio de forma indireta.

O sistema de detecção de incêndio é monitorizado, controlado e operado pela unidade de controlo, que avalia as mensagens de perigo a partir dos dispositivos periféricos e ativa os alarmes e o controlo do incêndio das instalações. Além disso, ela serve para a operação do próprio sistema de detecção de incêndios.

As medidas desencadeadas pela unidade de controlo servem para alarme e intervenção. Dispositivos de alarme visual e acústico informam as pessoas no edifício e chama para os responsáveis pela segurança e combate ao incêndio. Os comandos ativam os sistemas de extração de fumos e sistemas fixos de extinção. A orientação dos caminhos de saída e os sistemas de evacuação por voz, evacua as pessoas do edifício em segurança.

A figura 7 mostra um esquema simplificado da arquitetura de um sistema de deteção automática de incêndios (SADI).

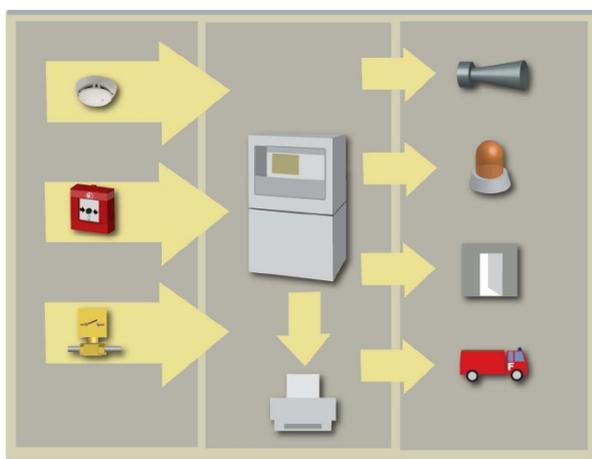


Figura 7. Arquitetura geral de um SADI

6.2. Seleção correta do detetor de incêndio

A seleção de ótica de um detetor de incêndio é com base nos fenómenos de incêndio esperados, produzidos por um fogo incipiente. Para um edifício de escritórios, são selecionados preferencialmente os detetores de fumo, como neste caso os fogos irão produzir fumo claramente visível tanto na fase incipiente e na posterior. Numa área de armazenamento, aonde são armazenados combustíveis líquidos, os detetores de chama e/ou detetores de térmicos, seria a escolha certa.

Para se ser capaz de detetar com segurança todos os incêndios incipientes, pode ser necessário combinar diferentes tipos de detetores de incêndio.

A figura 8 mostra o comportamento de resposta dos detetores de incêndio aos diferentes teste de fogo da EN54.

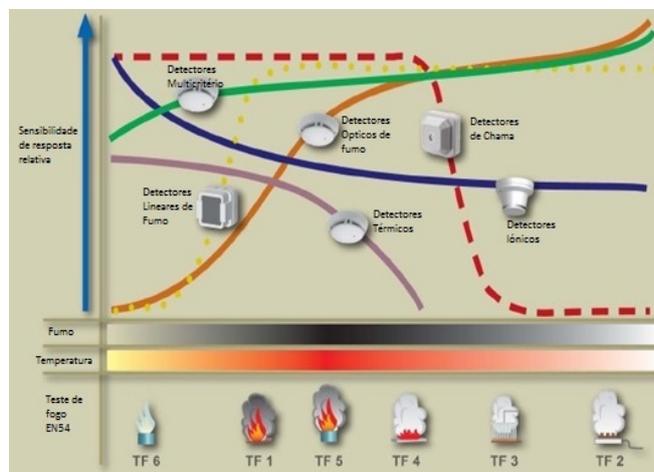


Figura 8. Comportamento de resposta dos detetores de incêndio aos diferentes teste de fogo da EN54

6.3. Tipos de detetores

6.3.1. Síntese

Um detetor de incêndio deve ser capaz de detetar precocemente e de forma confiável no mínimo um dos fenómenos de fogo que podem ser esperados. A altura do espaço, as condições ambientais e possíveis fenómenos enganosos devem ser tidos em conta. O impacto de fenómenos enganosos sobre o comportamento da deteção podem ser reduzidos através de medidas como o posicionamento correto, a configurações adequada dos detetores ou separação estrutural nos compartimento de incêndio.

Para seleccionar o melhor e o mais adequado detetor de incêndio, os riscos e os custos também desempenham um papel importante.

Se uma área monitorizada com elevado risco de incêndio e em que podem ocorrer fortes fenómenos enganosos, as interrupções de funcionamento devem ser evitadas de qualquer forma, mas a deteção de incêndio deve ser tão precoce, confiável e imune aos enganamentos quanto possível.

Este é o caso com as instalações de soldadura automática, por exemplo. Nessas áreas, são utilizados diferentes tipos de detetores de incêndio, que são muitas vezes combinados, por exemplo, detetores de incêndio multisensor e detetores de chama. Num edifício de escritórios com proibição de fumar, o uso de detetores de fumos é completamente suficiente.

Para uma utilização em ambientes sujos ou áreas de risco de explosão, detetores de incêndio devem atender a requisitos especiais concebidos para as respectivas áreas.

6.3.2. Tecnologias de deteção

i) Tecnologia algorítmica

Os detetores de incêndio com base na tecnologia algorítmica realizam análises complexas ao sinal em curtos intervalos e processam grandes volumes de dados. Eles estão equipados com um microprocessador. Os sinais dos sensores são divididos em componentes matemáticas e são compensados com os algoritmos definidos e programados (regras matemáticas). A característica destes algoritmos é definida pela sua parametrização. A comparação dos valores calculados com os valores predefinidos fornecidos no detetor, resulta no correspondente do nível de perigo.

Os detetores de incêndio com tecnologia algorítmica não garantem automaticamente um comportamento excelente na deteção, pois é afetada pela forma como os sinais do sensor são discriminados, pelas aplicações das regras matemáticas, pelos conjuntos de parâmetros disponíveis e pela comparação com os valores predefinidos fornecidos no detetor. Este é o lugar onde o conhecimento entra em jogo. Os detetores que utilizam a tecnologia algorítmica tem as seguintes propriedades:

- Os sinais dos sensores de deteção: comportamento é dinâmico e apenas é possível quando o sinal de progressão é observado e comparado ao longo do período total de tempo em que o respectivo fenómeno é eficaz.
- A progressão do sinal é a junção dos seguintes fatores determinantes:
 - Sinal do sensor: A intensidade do sinal (amplitude)
 - Taxa de variação: A variação do sinal no sensor
 - Flutuação: As mudanças bruscas do sinal no sensor
- As regras matemáticas: As regras matemáticas devem ser estabelecidas de tal forma que, em combinação com os conjuntos de parâmetros disponíveis, permitam todos os tipos de desenvolvimento de incêndio.
- Os parâmetros de ajuste: Os parâmetros de ajuste é um conjunto de dados que tem um impacto sobre o regras matemáticas e sobre as comparações com os valores padrão. Ao se definir um respectivo conjunto de parâmetros, as regras matemáticas fixas são especificamente definidas para os fenómenos de incêndio e para as condições ambientais que podem ser esperadas, sendo que os resultados são comparados com os padrões correspondentes. Se um detetor de incêndio está instalado em uma sala de produção, um ajuste nos parâmetros deve ser definido para aferir as mudanças bruscas, normalmente causadas por fenómenos enganosos, como sendo relativamente insignificante. Se o mesmo detetor de incêndio está instalado em um quarto de hospital, no entanto, um conjunto de parâmetros devem ser selecionados que responder às rápidas mudanças dos sinais do sensor, garantindo o mais cedo possível o alarme de incêndio. Com o conhecimento e a experiência aplicada aos detetores pode ser escolhida uma grande variedade de conjuntos nos parâmetros, sendo eles adequados para todos os tipos de aplicações especiais.
- A comparação com os valores predefinidos fornecidos no detetor: Os valores predefinidos fornecidos nos detetores são baseados num grande número de fogos reais, refletindo as características de muitos tipos diferentes de incêndios.

A comparação entre os valores calculados e os resultados dos valores do nível de predefinidos (por exemplo, 1=risco possível, 2=perigo, 3=alarme). As avaliações adicionais permitem informações sobre o estado do detetor (por exemplo, de sujidade ou falha, nível de diagnóstico).

ii) ASATECHNOLOGY™ (Análise avançada de sinais)

ASATECHNOLOGY™ é a continuação do desenvolvimento da tecnologia algorítmica. O comportamento de deteção pode ser adaptada a cada aplicação em causa, devido aos conjuntos de parâmetros correspondentes. A principal diferença entre esta tecnologia e a tecnologia algorítmica é a interpretação em tempo real da situação e, com base nisso, o impacto dinâmico do conjunto de parâmetros selecionados. Os parâmetros individuais dos conjuntos de parâmetros selecionados já não são estáticos; são modificados de acordo com os sinais dos sensores. O campo de aplicação do detetor é aumentado, o que é equivalente a uma dinâmica de deteção maior. Em caso de incêndio, um detetor baseado na ASATECHNOLOGY™ responde de forma mais sensível. Em caso de engano, é mais robusto do que um detetor usando a tecnologia algorítmica. O resultado, é uma deteção de incêndio sem precedentes, combinado com uma imunidade inimitável ao engano.

6.3.3. Detetores de fumo do tipo pontuais

Os detetores de fumos do tipo pontuais são utilizados em áreas onde se espera que os incêndios incipientes produzam fumo e onde poucos ou nenhuns fenómenos enganosos possam ocorrer. Os detetores de fumo de luz difusa são particularmente adequados para a deteção de partículas de fumo na luz, enquanto que o vigor dos detetores de fumo por ionização reside na deteção de pequenas partículas de fumo escuras. Como é utilizada uma fonte de radiação radioativa e devido aos problemas resultantes da eliminação, os detetores de ionização são utilizados cada vez com menos frequência.

As áreas típicas para aplicação dos detetores de fumo do tipo pontuais são:

- Locais onde é proibido fumar;
- Hospitais e lares de idosos;
- Escritórios;
- Museus e salas de exposição
- Salas de armazenamento de papel, eletrônicos de consumo, etc
- Instalações de produção de produtos eletrônicos;
- Salas de computadores/*datacenters* (em combinação com um sistema de aspiração);
- Salas de comunicação.

A figura 9 mostra um detetor ótico de fumos.



Figura 9. Detetor ótico de fumos

6.3.4. Detetores térmicos do tipo pontuais

Os detetores térmicos do tipo pontuais são utilizados em áreas onde a incêndios incipientes geram muito calor. Os detetores térmicos somente devem ser utilizados em áreas, onde existem fenómenos relacionados com o processo de fenómenos enganosos, tais como concentrações de aerossóis intensivos que tornam a utilização de outros detetores impossível.

As áreas de aplicação típicas para detetores térmicos do tipo pontuais são:

- Cozinhas de cantinas com tetos baixos
- Interligação em instalações de refrigeração, onde existe uma névoa que é produzida pela condensação
- Salas de armazenamento de líquidos combustíveis, produzem pouco fumo em caso de incêndio (principalmente em combinação com detetores de chama)

A figura 10 mostra um detetor térmico.



Figura 10. Detetor térmico

6.3.5. Detetores multisensor do tipo pontual

A utilização dos detetores de incêndio multisensor é porque detetam simultaneamente fumo e o constante aumento do calor. Devido à interligação inteligente dos sinais no sensor, tais detetores são caracterizadas por deteção precoce e altamente fiável do incêndio.

Eles são aplicados em todas as áreas onde a deteção precoce e elevada resistência aos fenómenos enganosos são de maior importância.

As áreas de aplicação típicas para os detetores de incêndio multisensor são:

- Escritórios, salas de conferência, quartos de hotel, restaurantes, etc, onde é permitido fumar;
- Quartos com *kitchenettes* em lares de idosos;

- Salas de produção, onde podem ocorrer fenómenos enganosos;
- Instalações de estacionamento para veículos a motor ou locomotivas diesel;
- Todos os tipos de edifícios de armazenamento (indústrias de abastecimento de alimentos e animais, instalações de refrigeração);
- Cozinhas de cantinas com tetos mais altos do que 3m;
- Discotecas e outros centros de eventos em que os aerossóis artificiais podem ser libertados.

A figura 11 mostra um detetor multicritério.



Figura 11. Detetor multicritério

6.3.6. Detetores lineares de fumos

Os detetores lineares de fumo são utilizados em áreas em que se espera que os incêndios incipientes produzam fumos e onde detetores de fumos do tipo pontual não podem ser utilizados.

As áreas de aplicação típicas para detetores lineares de fumos são:

- Espaços muito altos (átrios, hangares);
- Grandes salões em que a manutenção dos detetores do tipo pontual seria mais difícil ou mais cara do que o de detetores lineares de fumo;
- Áreas operacionais com forte risco de sujidade dos detetores do tipo pontual (serrações);

- Edifícios históricos em que os detetores pontuais não são desejados por razões estéticas.

A figura 12 mostra um detetor linear de fumos.



Figura 12. Detetor linear de fumos

6.3.7. Detetores de fumo por aspiração

Os detetores de fumo por aspiração são utilizados sempre que os incêndios produzam fumos e devam ser detetados o mais cedo possível, sendo que os detetores do tipo pontuais não são muito insensíveis ou não são suficientemente robustos contra a sujidade.

As áreas de típicas de aplicação para os detetores de fumo por aspiração são:

- Espaços com uma elevada concentração de propriedade valiosa onde mesmo pequenas concentrações de aerossóis devem ser detetadas (espaços de servidores, instalações de produção de chips);
- Salas muito altas onde a concentração de fumos abaixo do teto é fortemente diluído devido ao grande volume (átrios, hangares);
- Grandes salões em que a manutenção dos detetores do tipo pontual seria mais difícil, ou onde os detetores do tipo pontual seria essencialmente mais caro do que a deteção de fumos por aspiração;
- Áreas onde os detetores do tipo pontual são propensos a sujidade operacional (instalações de reciclagem, indústria de veículos pesados);

- Locais onde fortes fenómenos enganosos, tais como a previsão de condensação da humidade (áreas de entrada das instalações de refrigeração);

- Edifícios históricos em que os detetores de pontuais não são aconselhados por razões estéticas;

- Áreas com maior risco de vandalismo (Ex. prisões).

A figura 13 mostra um detetor linear de fumos.



Figura 13. Central de aspiração

6.3.8. Os detetores de chamas

Os detetores de chamas são utilizados em áreas onde chamas podem ocorrer muito rapidamente e na monitorização de grandes áreas abertas.

As áreas de aplicação típicas para detetores de chama são:

- Instalações de armazenagem de combustíveis líquidos;
- Armazéns abertas ou plataformas de carga;
- Áreas de tanques de óleo ou combustíveis;
- Oficinas de pintura;
- Bancos de ensaio de motores;
- Instalações de reciclagem.

A figura 14 mostra um detetor de chamas.



Figura 14. Detetor de chamas

7. Conclusão

Para se avaliar um sistema de deteção de incêndio, a qualidade requerida em relação ao comportamento de deteção e a confiabilidade da deteção deve ser claramente a prioridade. Só desta forma pode o objetivo da proteção definida ser alcançada, definindo o grau necessário de segurança pessoal, danos mitigação sobre imóveis e bens, bem como a limitação de interrupções operacionais e danos ambientais.

A facilidade de utilização, funções e integração adicional num sistema super coordenados são aspetos adicionais que devem ser tomados em consideração e para a avaliação. Com estes pontos, os custos adicionais que incorrem, na melhor das hipóteses, tem de ser comparados com o aumento de produtividade que podem ser atingidos. Esta pode estar sob a forma de ganhos de tempo, por exemplo, por uma melhor visão geral do sistema ou maior flexibilidade.

Durante a fase de projeto, é praticamente impossível determinar exatamente os custos totais de um sistema de deteção de incêndio. O resultado pode ser mais ou menos preciso, dependendo como os diferentes aspetos são considerados. É importante que a determinação dos custos globais, para além dos meros custos de aquisição, se leve em conta a manutenção, a extensibilidade e os custos de extensão, bem como possibilidades de modernização.

Uma vida útil mais longa já levou a uma excelente rentabilidade, para muitos sistemas de deteção de incêndio, apesar de seus custos de aquisição serem inicialmente mais elevados.

É obrigatório ter em consideração esses fatores, para que uma avaliação mais ou menos correta possa ser efetuada. Só assim podem os custos globais ser determinados com a maior precisão possível, o que deve ser um pré-requisito para a escolha do sistema mais eficiente em termos de custos a longo prazo. Investir num sistema de deteção de incêndio com deteção de alta confiabilidade, alta flexibilidade e modernização conceito bem pensado paga-se.

Investimento inteligente paga-se!

8. Referências bibliográficas

- [1] Gustav Hamilton: This is Risk Management, page 21
- [2] 10 years average according to the building insurance of the canton of Zurich, Switzerland, 2003
- [3] The Geneva Association Risk & Insurance Economics, Geneva: World Fire Statistics 2003, page 5
- [4] The Geneva Association Risk & Insurance Economics, Geneva: World Fire Statistics 2003, page 4
- [5] According to the German vfdb, "Arbeitsgruppe Brandforschung", total cost of German fire damages is higher than 6 billion €
- [6] German FVLR, "Fachverband Lichtkuppel, Lichtband und RWA", D-32758 Detmold: "Brand Aktuell", No. 16/03
- [7] E.g.: US property insurer Allendale Mutual and FVLR, „Fachverband Lichtkuppel“, "Lichtband und RWA", "Brand Aktuell", Nr. 16/03
- [8] Report No. 9, International Technical Committee for Preventive Fire Protection and Extinguishing

Página deixada intencionalmente em branco!

DETEÇÃO E EXTINÇÃO DE INCÊNDIOS EM DATA CENTERS



1. Generalidades

Um *Data Center* é um repositório centralizado, físico ou virtual, de armazenamento e gestão de informação, com grande capacidade e que normalmente está organizado por áreas de conhecimento ou de negócio.

Os *Data Centers* permitem às instituições ou indivíduos, terem ao seu alcance uma estrutura com grande capacidade, flexibilidade, fiabilidade e segurança.

Do ponto de vista empresarial, os *Data Centers* oferecem várias vantagens como a redução de custos, pois permitem uma redução significativa no custo de aquisição de equipamentos de armazenamento e processamento e segurança já que grande parte dos dados/informação podem ser guardados e processados nestas instalações.

Qualquer empresa/entidade pode deter o seu *Data Center*, podendo este estar localizado nas suas instalações ou fora das mesmas. Por razões funcionais, económicas ou outras, este serviço pode ser também contratado a terceiros, isto é, empresas especializadas neste tipo de infraestruturas e tratamento de informação que possuem os *Data Centers* e comercializam o uso do mesmo.

Também para uso pessoal, hoje em dia, é cada vez mais comum o uso das *Clouds*.

São muitas as organizações que por todo o mundo possuem instalações deste tipo, em Portugal temos o exemplo da Portugal Telecom que recentemente inaugurou o seu *Data Center* na Covilhã.

O desenvolvimento de um *Data Center* exige assim um projeto muito cuidado, o qual entre outros aspetos deverá garantir a segurança da informação e das próprias instalações, nomeadamente no que se refere à segurança contra incêndio.

2. Sistemas de segurança num *Data Center*

Devido ao facto de agregarem um grande número de informações e equipamentos e em muitos casos o funcionamento de organizações estar dependente destas instalações, a segurança é um fator essencial ao funcionamento de um *Data Center*.

A interrupção do funcionamento de um *Data Center* é bastante prejudicial já que as organizações que estão dependentes destes serviços podem enfrentar paragem de serviços ou processos de produção, causando prejuízos enormes.

2.1. Segurança contra incêndio

i) Sistemas passivos de segurança

A proteção passiva assume um papel de elevada importância no âmbito da proteção contra incêndio de um edifício e visa cumprir as seguintes funções: compartimentação, desenfumagem, proteção de estruturas e melhoria do comportamento ao fogo dos materiais de construção.

Para isso a proteção passiva compreende todos os materiais, sistemas e técnicas que visam impedir ou retardar a propagação dos incêndios.

Segundo a Nota Técnica n.º 9 da Autoridade Nacional de Proteção Civil, a proteção passiva contra incêndio pode dividir-se em cinco áreas:

- Os materiais e elementos de construção e de revestimento, com a adequada reação ao fogo ou a produtos de tratamento de materiais e elementos de construção que visam melhorarem o comportamento ao fogo desses materiais e elementos;
- Resistência ao fogo de elementos estruturais e de elementos integrados em instalações técnicas, que inclui a manutenção das funções dos mesmos;
- As condições de evacuação dos edifícios, incluindo os locais e as vias de evacuação;
- A compartimentação vertical e horizontal dos edifícios, que inclui as paredes e lajes com características de resistência ao fogo e todos os sistemas complementares;
- Sistemas de desenfumagem passiva que compreendem a aplicação de aberturas de admissão de ar novo e de escape de fumo, bem como, condutas de desenfumagem e registos resistentes;
- Sistema de sinalização de segurança, que é composto por conjunto de sinais e outros produtos de marcação com características fotoluminescentes.

Nos *Data Centers*, pela sua importância, será necessário garantir uma redobrada atenção. A NFPA (*National Fire Protection Association*) 75, salienta alguns dos aspetos que deverão ser atendidos na construção dos *Data Centers*:

- Proteção contra danos externos para as salas de armazenamento, processamento e telecomunicações;
- As salas mencionadas devem ser separadas de outros compartimentos existentes por construção resistente ao fogo;
- Não devem ser instaladas perto áreas ou estruturas em que processos perigosos sejam efetuados;
- Tanto o chão falso como o teto falso devem ser constituídos por materiais não combustíveis;
- Apenas equipamentos eletrónico e equipamento de suporte são permitidos nas salas mencionadas, caso exista equipamento de escritório este deve ser de metal ou de material não combustível;

ii) Sistemas ativos de segurança

O sistema de proteção ativa contra incêndio normalmente é constituído Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndio, Sistemas Automático de Extinção de Incêndio, extintores, *sprinklers*, alarme e iluminação de emergência.

O sistema automático de deteção de incêndios deve ser instalado de tal forma que permita uma célere deteção de incêndio, os botões manuais e as sirenes de alarme devem desempenhar também um papel fundamental neste sistema.

O sistema automático de extinção de incêndios é o sistema responsável quando é necessário a proteção dos equipamentos, pois extingue o incêndio, permite uma redução do dano nos equipamentos e possibilita um fácil retorno de todo o serviço.

Deverá ser utilizado gás como agente extintor de aplicação total.

Poderão também ser utilizadas redes de *sprinklers*, mas nunca devem ser utilizados como primeiro meio de intervenção devido aos elevados prejuízos que a sua atuação poderá acarretar.

Sistemas de extinção que utilizam água não são aconselháveis para fogos de origem elétrica, por isso a utilização de *sprinklers* só é adequada para proteção da estrutura e não para proteção dos equipamentos.

Os extintores devem ser providenciados e ajustados para a classe de fogo existente no local.

2.2. Segurança geral

A segurança passa por todo um conjunto de Sistemas Automáticos de Controlo de Acessos (SACA), Sistemas Automáticos de Detecção de Intrusão e Roubo (SADIR) e de um Circuito Fechado de Televisão (CFTV), para uma constante vigilância de toda o edifício.

A gestão técnica centralizada desempenhará um papel importante na integração destes sistemas, incluindo o SADI e o SAEI, permitindo um controlo centralizado da instalação em tempo real, a verificação do estado de todos os sistemas e a operação destes de uma forma fácil e intuitiva.

3. A proteção contra incêndios

3.1. Generalidades

Os *Data Centers* apresentam um grande risco de incêndio pelo facto de abrigarem uma grande quantidade de carga combustível, muitos materiais inflamáveis como, plástico, borracha e tinta com muitas fontes de calor.

Prevenir e combater a ocorrência de incêndios nos *Data Centers* não é apenas um questão de proteger as vidas humanas e estruturas mas também proteger a informação e imagem corporativa, já que possíveis danos a servidores e computadores podem significar a paralisação de empresas, custos avultados para substituição de equipamentos danificados e mais importante a perda de informação importante.

O maior risco de incêndio advém das instalações e componentes elétricas, em que uma sobrecarga ou curto-circuito pode dar origem a um incêndio de grandes proporções. Outro aspeto importante de referir é o agrupamento de equipamentos eletrónicos em diversos bastidores que consomem energia durante 24 horas e geram calor, por isso necessitam de constante ventilação e arrefecimento, pois caso contrário, o aquecimento excessivo pode dar origem a um incêndio.

A segurança contra incêndios é bastante complexa, tanto a proteção passiva como a ativa devem assegurar um grau elevado de proteção.

A segurança física e estrutural do *Data Center* é tão importante como um SADI ou um SAEI, a utilização de divisórias corta-fogo, portas estanques corta-fogo, entradas e ductos blindados que não oferecem apenas uma segurança contra incêndios, mas também contra outros riscos físicos e estruturais como água, poeiras, fumos, interferências eletromagnéticas, etc.

3.2. Detecção de incêndio

A maior parte dos incêndios nos *Data Centers* tem origem elétrica e normalmente produzem fogos que originam bastante fumo.

Na Tabela 1 são mostradas alguns exemplos de áreas de risco de um *Data Center* e o respetivo cenário típico de incêndio.

Observando a referida tabela e de entre todo o tipo de detetores automáticos mencionados os que mais se adequam à deteção de incêndio nos *Data Centers* são os detetores óticos pontuais de fumo e os detetores de fumo por aspiração.

Os detetores óticos pontuais de fumo podem efetuar a deteção de incêndio nos *Data Centers*, mas como fazem a deteção da totalidade dos espaço, poderão conduzir a um atraso na deteção, potenciando os danos e as perdas aquando da ocorrência de um incêndio.

Assim, será necessário prever soluções que permitam a detecção o mais precocemente possível, permitindo a rápida intervenção humana ou atuação de um sistema de extinção existente.

Os sistemas de detecção de aspiração de fumo, são assim os mais adequados para este tipo de instalações, uma vez que sendo um sistema ativo que realiza uma análise constante do ar, determinando a quantidade de partículas de fumo presentes no mesmo, permitem uma detecção precoce do incêndio.

Os detetores de aspiração devem cumprir os requisitos da Norma Europeia EN 54-20 e os filtros utilizados serem homologados por entidades competentes, por exemplo a VdS.

Segundo a EN 54-20 estes detetores são divididos em três classes que relacionam a sensibilidade do detetor e a sua aplicação, conforme indicado na Tabela 2.

As tubagens dos sistemas de aspiração podem ser instaladas juntos dos cabos no chão falso ou próximos dos *racks* onde estão instalados a maior parte dos equipamentos.

A detecção de incêndio num *Data Center*, passará sempre por cobrir todos os espaços existentes nas salas, chão e teto falsos, teto real e ventilação.

A Figura 1, mostra um exemplo de detecção por aspiração em chão falso.



Figura 1. Detecção por aspiração em chão falso

Tabela 1. Áreas de risco de um *Data Center*

Compartimento/Equipamentos	Conteúdo	Cenário de incêndio
Salas de comunicações, armazenamento e processamento	Equipamento eletrónico instalado em <i>racks</i> ou bastidores.	Desenvolvimento lento e produção de incêndios com bastante fumo dentro dos bastidores e <i>racks</i> .
Áreas de suporte técnico	Ferramentas, secretárias, armários, etc.	Baixa carga de incêndio e o cenário é o mesmo que nas salas de comunicações.
Alimentação elétrica e redes de comunicações	Várias zonas de alimentação a baixa tensão e cabos de comunicação	Baixa ou média temperatura que pode originar incêndios com bastante fumo.

Tabela 2. Classificação dos detetores por aspiração segundo a EN 54-20

	Sensibilidade	Aplicação
Classe A	Muito Alta	Detecção muito precoce, zonas com um elevado grau de diluição de ar como, p. ex., condutas de ar condicionado de salas limpas.
Classe B	Alta	Detecção muito precoce de fogo na maioria das zonas onde são guardadas mercadorias de grande valor e/ou zonas de processamento.
Classe C	Normal	Detecção de fogo em zonas onde os detetores convencionais não são suficientes

Dependendo da configuração do espaço a escolha do tipo de detecção terá de ter em conta obrigatoriamente o risco associado, sendo que a melhor solução passará sempre pela conjugação de detetores de fumo por aspiração com detetores pontuais de fumo ou térmicos.

A detecção de incêndio em *Data Centers* não passa, em regra, pela instalação exclusiva de detetores por aspiração. A instalação de detetores pontuais óticos de fumo é também muito utilizada.

Uma boa solução passará, por exemplo, pela utilização de detetores pontuais óticos de fumo no chão falso e no teto real em conjugação com um detecção por aspiração nas grelhas de extração de ar e por cima dos bastidores.

A Figura 2 mostra um exemplo de detecção de incêndio por aspiração em grelhas de ventilação e bastidores.



Figura 2. Detecção por aspiração em grelhas de ventilação e bastidores

3.3. Extinção de incêndio

Conforme já referido, mas instalações de *Data Center*, podem ser adotados diversas soluções para a extinção de incêndio.

Os extintores devem ser adequados à classe de fogo existente no local onde este são instalados.

As redes de *sprinklers*, sendo um meio de proteção e extinção de incêndio ativo, só deve funcionar como protetor da estrutura e não como meio de primeira intervenção.

As soluções de extinção que utilizem água danificarão sempre os equipamentos e materiais, o que leva a maiores tempos de indisponibilidade das instalações, assim como prejuízos mais avultados.

Para uma proteção dos equipamentos e para uma extinção eficaz do incêndio, devem ser utilizadas soluções de extinção por gás.

As soluções de extinção por gases levam a tempos de indisponibilidade das instalações muito pequenos, o que significa menos prejuízos, e os danos nos equipamentos e materiais é praticamente nulo.

De entre as opções de extinção por gases, as mais comuns são as que utilizam gases químicos ou gases inertes.

Este tipo de gases permite que o incêndio seja extinto, minimizando o impacto da extinção nos equipamentos e nos ocupantes do edifício.

3.3.1. Processo de extinção

Para se dar início ao processo de extinção é necessário a confirmação de alarme por parte de dois detetores automáticos de incêndio ou pela ativação manual do sistema.

Os sistemas de detecção automática de incêndios poderão ser coletivos ou endereçáveis.

Num sistema coletivo, obrigatoriamente todos os detetores automáticos estão ligados à central de extinção.

A central de detecção deverá ter capacidade no mínimo para duas linhas ou zonas, em *stub* (antena), devido à necessidade da dupla confirmação, ou seja, indicação de alarme em zonas distintas.

Neste tipo de sistema todos os comandos são realizados na central de extinção, sendo que a indicação de alarme ou avarias do sistema só poderá ser observada na mesma ou em painéis repetidores devidamente providenciados.

A Figura 3 mostra um exemplo de um esquemático de detecção de incêndio coletivo nas zonas de extinção.

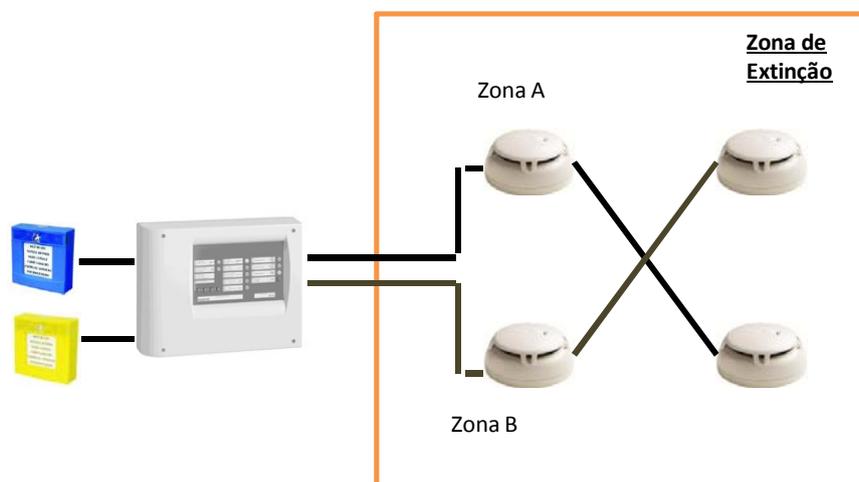


Figura 3. Esquemático de zona de extinção com elementos coletivos

Na utilização de sistemas endereçáveis, todos os elementos são endereçáveis, exceto os botões de ativação e bloqueio da extinção.

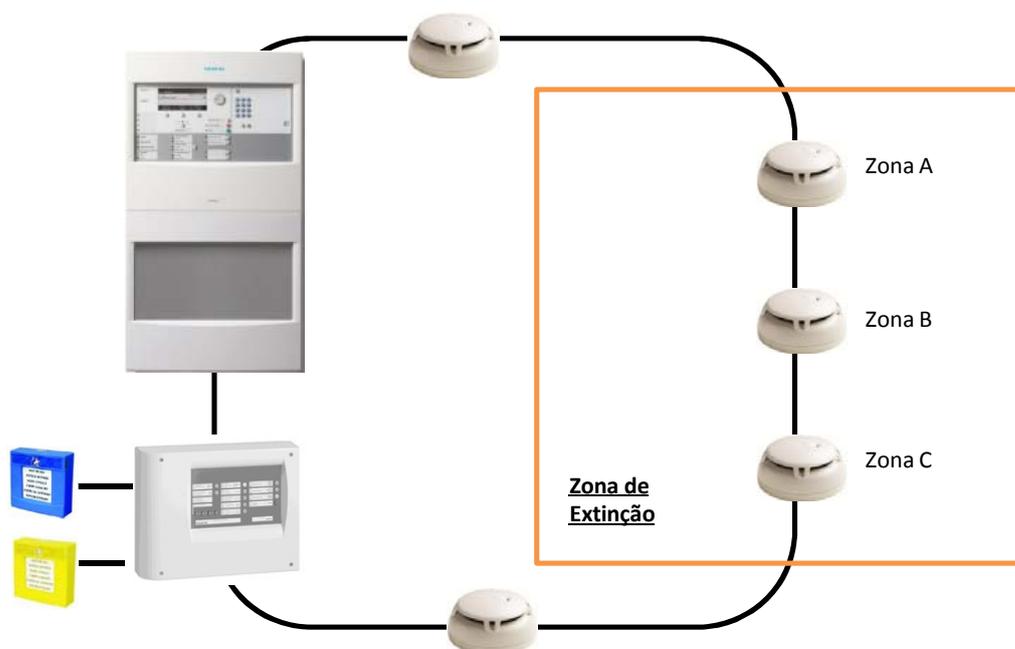


Figura 4. Esquemático de zona de extinção com elementos endereçáveis

Com um sistema endereçável é possível atribuir um texto individual a cada elemento, e indicar qual o elemento que entrou em alarme.

O sistema endereçável é mais versátil já que não existe a necessidade da ligação dos detectores à central de extinção e o controlo do sistema pode ser efetuado na central de detecção de incêndio ou na central de extinção.

A confirmação por parte de dois detectores de zonas distintas também é obrigatória, mas por se tratar de um sistema endereçável

todo este processo é efetuado através de programação.

A Figura 4 mostra um exemplo de um esquemático de uma zona de extinção com elementos endereçáveis.

Para além da escolha do tipo de sistema, é necessário especificar outros componentes presente num Sistema Automático de Extinção de Incêndios, como as sirenes de alarme e os painéis óticos-acústicos de informação de libertação do gás.

Os painéis ótico-acústicos são ativados depois da dupla confirmação de alarme de incêndio na zona a proteger e são instalados nos locais de acesso às zonas de extinção.

A Figura 5 mostra um exemplo de um painel ótico-acústico.



Figura 5. Painel ótico-acústico

Relativamente aos contactos magnéticos das portas, por indicação da Nota Técnica n.º17 estes não devem ser inibidores do processo de extinção, sendo que a sua utilização dependerá dos critérios do projetista.

Não sendo a utilização dos contactos de porta obrigatória devem-se ter certos cuidados aquando do processo de extinção. Caso as portas de acesso não se encontrem fechadas o processo de extinção perderá efeito. Assim, as portas de acesso devem possuir molas de fecho automático para que estas estejam sempre fechadas, de forma a garantir que o agente extintor produz o efeito pretendido.

No processo de extinção com agentes gasosos é ainda importante garantir o controlo sobre a ventilação de modo a garantir a estanquidade da sala.

A Figura 6, mostra um exemplo de aplicação de um Sistema Automático de Extinção de Incêndios num *Data Center*, em que é possível observar todos os componentes mencionados anteriormente.



Legenda:

- 1 – Detetores de fumo por aspiração;
- 2 – Detetores de fumo/térmicos pontuais;
- 3 – Central de Extinção
- 4 – Cilindros de agente extintor;

- 5 – Alarmes sonoros;
- 6 – Botão manual de ativação de extinção
- 7 – Difusores;
- 8 – Painel ótico de aviso.

Figura 6. Extinção de incêndio em Data Center

3.3.2. Agentes extintores

Como já mencionado os agentes extintores gasosos são os meios de extinção mais utilizados para a extinção em *Data Centers*, pois permitem uma rápida extinção, sem resíduos e por conseguinte sem necessidade de limpeza. Garantem ainda que depois do processo de extinção os equipamentos que não foram danificados pelo fogo continuam em funcionamento, minimizando assim os prejuízos.

A Tabela 3, compara as características dos gases inertes com os gases químicos.

Gases Inertes	Gases Químicos
São armazenados a altas pressões	Armazenado em líquido
Requerem tubagem e cilindros de alta pressão	Cilindros e tubagem standard
Requerem um maior número de cilindros, logo uma maior área de armazenamentos	Requerem um número reduzido de cilindros, logo, uma área de armazenamento menor
Custo reduzido do gás	Custo elevado do gás

Tabela 3. Comparação entre gases inertes e gases químicos

No caso dos gases inertes, que são armazenados a elevadas a grandes pressões o desenvolvimento de válvulas que permitem uma descarga de gás constante e a pressões mais baixas do que aquelas a que o gás é armazenado, permitem uma redução do diâmetro das tubagens e reduzem também os picos de pressão existentes na libertação do agente extintor.

A Figura 9 mostra um exemplo de uma válvula redutora de pressão e a Figura 10 mostra um exemplo de montagem de um sistema de extinção por gases inertes.



Figura 9. Válvula redutora de pressão



Figura 10. Montagem de um sistema de extinção

Estudos efetuados comprovam também que a utilização de agentes extintores gasosos utilizados na extinção em *Data Centers* podem interferir no funcionamento dos discos rígidos e em alguns casos danifica-los. Estas falhas podem ser causadas pelo elevado ruído emitido pela libertação do gás no processo de extinção.

A utilização de difusores especiais em conjunto com válvulas de libertação de gás a pressão constante, permitem uma redução do pico de libertação do agente extintor e reduzem o nível de ruído durante o processo de extinção, para um nível que seja adequado para estas instalações.

Este tipo de sistemas e avanço da tecnologia oferecem inúmeras soluções e vantagens na proteção de incêndio em *Data Centers*. A escolha do projetista relativamente aos sistemas de segurança contra incêndio passará pelos sistemas referidos que apesar do seu elevado custo de aquisição e instalação é inteiramente justificado pelo ainda maior custo de paragem ou substituição dos equipamentos danificados em caso de incêndio.

4. Conclusão

A detecção precoce de um incêndio pode permitir a evacuação das pessoas presentes no edifício, salvaguardando perdas humanas, bem como acionar os meios de intervenção, automáticos ou humanos, para que se proceda à extinção do incêndio, evitando assim perdas humanas e patrimoniais.

Pelo facto de os *Data Centers*, serem o presente e o futuro da gestão de armazenamento e processamento de dados e informação, a sua proteção contra incêndios deve assegurar que em caso de incêndio os danos sejam minimizados, o que resulta em menos prejuízos.

Sendo uma instalação com aspetos particulares, o Sistema Automático de Detecção de Incêndio e o Sistema Automático de Extinção de Incêndio, são por isso diferentes dos usuais.

Como a detecção de incêndio tem de possuir uma rápida resposta, utilizam-se detetores especiais em que pequenas partículas de fumo são facilmente detetáveis, detetores de fumo por aspiração.

O Sistema Automático de Detecção de Incêndio estar distribuído pelo chão e teto falso, ventilação e equipamentos informáticos, para que todas as zonas do compartimento sejam dotadas deste tipo de proteção.

O Sistema Automático de Extinção de Incêndio quando for utilizado deve proceder a uma rápida e eficaz extinção de incêndio sem danificar os equipamentos existentes, e por isso sistemas de extinção por gases, químicos ou inertes, são utilizados juntamente com novas técnicas de libertação do agente extintor que serão mencionadas no presente trabalho.

Referências bibliográficas

- [1] Decreto – Lei n.º220/2008 – Regime Jurídico da Segurança Contra Incêndios em Edifícios, 12 de Novembro de 2008
- [2] Portaria n.º1532/2008 – Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndios em Edifícios, 29 de Dezembro de 2008
- [3] Nota Técnica n.º12 – Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndio, Autoridade Nacional de Proteção Civil, Dezembro de 2013
- [4] BUILDING TECHNOLOGIES, SIEMENS—Fire Safety Guide, Siemens Switzerland Ltd
- [5] Nota Técnica n.º17 – Sistemas Automáticos de Extinção por Agentes Gasosos, Autoridade Nacional de Proteção Civil, Dezembro de 2013
- [6] BUILDING TECHNOLOGIES, SIEMENS – Sinorix Silent Extinguishing Technology: low-noise extinguishing solution for data centers, Siemens Switzerland, Setembro de 2012.
- [7] Fike Corporation. Manual P/N: 06-294- Fike Proinert Fire Extinguishing System. Maio de 2004.
- [8] NFPA 2001 – Clean Agent Fire Extinguishing Systems, 2008
- [9] NFPA 75 – Standard for the Protection of Electronic Computer/Data Processing Equipment, 2009
- [10] Robin, M., Fire Protection for IT and Telecommunications Facilities, Blatimore, Março de 2011
- [11] Guidance on the pressure relief and post discharge venting of enclosures protected by gaseous fire fighting systems, Fire Industry Association, Fevereiro de 2012

Página deixada intencionalmente em branco!

DETEÇÃO DE INCÊNDIOS EM TÚNEIS RODOVIÁRIOS



Resumo

Incêndios em Túneis rodoviários podem ter custos brutais não só em perdas de vidas humanas como também nos custos de operação e de reparação do túnel!

Na maioria dos casos a libertação de fumos é a principal causa de morte pela inalação de gases tóxicos, muito à frente dos problemas causados por queimaduras devido ao incêndio.

Os convencionais cabos térmicos detectam o incêndio por variação de temperatura mas com grande atraso quando comparados com detectores de fumo *Fireguard*.

1. Generalidades

Em 1999, a ocorrência de um fogo num camião no túnel de Montblank (Itália- França), provocou a morte de 41 pessoas e teve prejuízos de cerca de 900 milhões devido a interrupção do túnel e aos trabalhos de manutenção.

Em 2001, devido a uma colisão de camiões no túnel de Gotthard na Suíça, 11 pessoas morreram e os custos foram de 11 milhões de euros.

Em 2008, um fogo num camião de químicos no Eurotúnel (Inglaterra - França) teve um prejuízo de 260 milhões.

Na maioria dos incidentes em túneis rodoviários, a principal causa de morte é por inalação de gases tóxicos e não por temperatura.

As principais causas destes incidentes são devidos a sobreaquecimento dos motores, a falhas no sistema de travagem, falhas nos turbocompressores, pneus defeituosos, que originam grande libertação de fumo, tornando a visibilidade drasticamente reduzida. Nestas condições, os detetores lineares de temperatura não respondem porque só funcionam com fogo aberto e por variação de temperatura, e os sistemas de vídeo são pouco eficazes porque emitem falsos alarmes devido à falta de contraste e à reflexão de luz devido à imensa nuvem de fumo.

A necessidade de instalar detetores de fumo está bem enfatizada na legislação de vários países, em especial documentada pela FEDRO - entidade rodoviária Suíça.

Os detetores de fumo devem ser distanciados de cerca de 100m, não devem emitir mais do que um falso alarme por ano, e não devem ter interferências devido a nevoeiro.

2. Sistema Fireguard

O *Fireguard* está instalado, com sucesso, desde 2007 em milhares de pontos em vários túneis, nomeadamente o de Gothard e Montblank, deteta fumos pelo princípio de “back scatter light”, tem extrema fiabilidade e requer mínimo de manutenção.

A figura 1 mostra um sistema de deteção de fumo *Fireguard*.

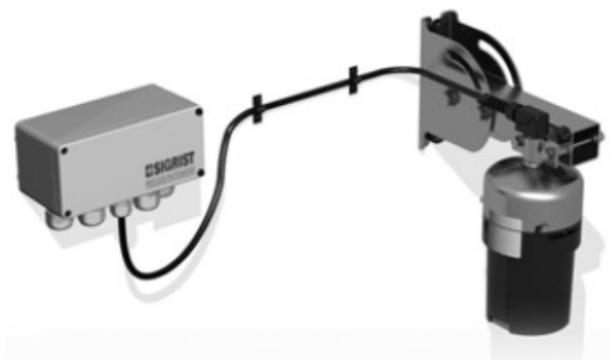


Figura 1. Sistema de deteção de fumo *Fireguard*

Para além da deteção de fumo, o *Fireguard* pode incorporar detetor de temperatura e assim verificar se existe só libertação de fumos ou se também incêndio.

Testes feitos com fogo real numa viatura e com o *Fireguard* a 62,5m e outro a 125m de distância mostram a grande diferença no tempo de deteção de incêndio em comparação com o cabo térmico.

A figura 2 mostra os resultados de um ensaio de fogo real realizado numa viatura, com detetores *Fireguard* e cabo térmico linear.

A linhas verticais 1 e 2 marcam o mínimo tempo possível de alarme baseado na velocidade do vento e na distância dos detetores *Fireguard* a 62,5m e a 125m da viatura.

A linha horizontal pontuada marca o nível estabelecido para o alarme.

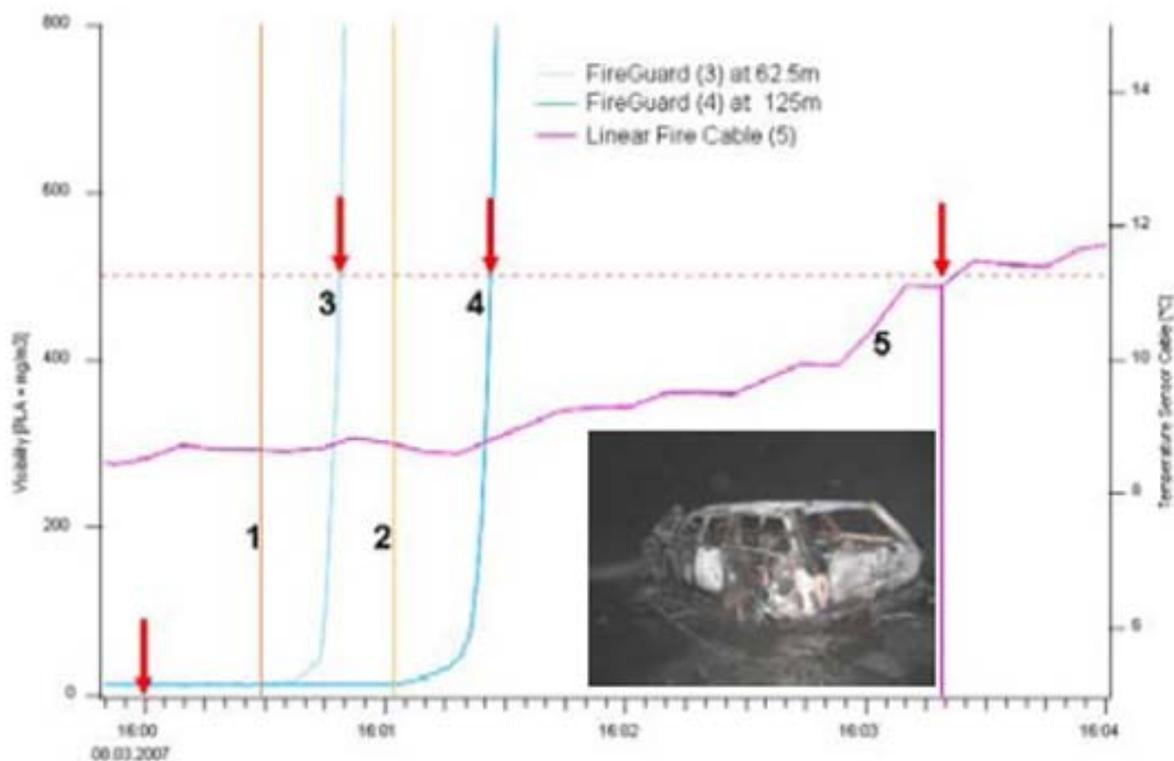


Figura 2. Ensaio de fogo real realizado numa viatura com detetores *Fireguard* e cabo térmico linear

As linhas 3 e 4 mostram o aumento de intensidade do sinal do *Fireguard* para ambos os detetores.

O alarme foi atuado nos 2 *Fireguard* após 20 segundos.

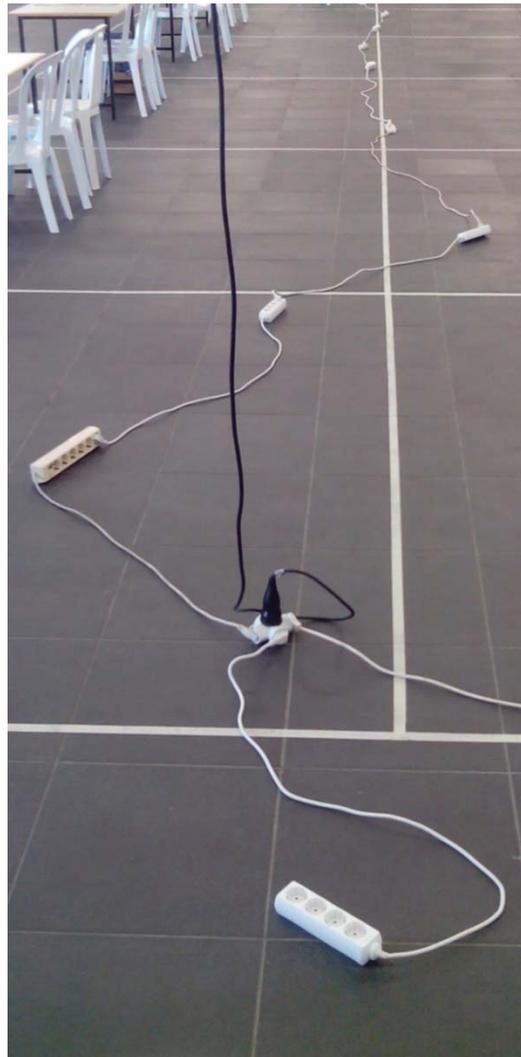
No cabo térmico o alarme só é dado após 3 minutos – só depois de haver já fogo aberto.

3. Observações finais

O *Fireguard* está instalado com sucessores em milhares de pontos em túneis na Europa e representa a solução atual mais segura para a deteção precoce de incêndios.



Curiosidade:



Página deixada intencionalmente em branco!

NFPA 850

FIRETRACE E OS FOGOS EM TURBINAS DE VENTO

Resumo

As Turbinas de Vento ou Aerogeradores podem Atingir 90 metros de altura e custar mais de 1 milhão de euros.

As condições críticas do seu funcionamento, como o ambiente atmosférico com ventos fortes e relâmpagos; as vibrações; as poeiras; as grandes alturas e o difícil acesso para manutenção, tornam a ocorrência de incêndio muito provável.

O que será melhor, ver pacientemente um fogo destruir até à exaustão a turbina ou, ter instalado um sistema que o elimina logo na origem?

1. Introdução

As turbinas de vento ou Aerogeradores estão sujeitas a condições muito adversas de funcionamento que podem levar à ocorrência frequente de incêndios.

As causas mais prováveis são:

- A existência de óleos inflamáveis, fluidos hidráulicos e elementos elétricos no mesmo compartimento;
- Curto circuitos nos equipamentos elétricos.
- Sobrecargas e Picos de tensão nos equipamentos devido a relâmpagos.

A 90 m de altura quando se dá um incêndio, não há muito a fazer senão esperar que o fogo consuma todo o material. Se considerarmos que o custo de uma turbina é de cerca de 1 milhão euro por MW e que há turbinas de 2 MW então um incêndio pode ter custos brutais!

Em Portugal, a indústria tinha em 2012 cerca de 2200 turbinas eólicas, com uma capacidade total de 4300MW (cerca de 1,3% da capacidade instalada na Europa nessa altura) ou seja, o equivalente a mais de 3 centrais térmicas a carvão como a de Sines.



Do total da energia renovável produzida, a energia eólica ocupa a 2ª posição (com 20% do total das energias renováveis) a seguir à energia hídrica e em que a energia fotovoltaica representa apenas 1% do total. As energias renováveis são responsáveis por 65 % do consumo total de eletricidade.

Nos Estados Unidos da América, em 2012, a energia eólica atingiu o seu record até então com uma capacidade de 13100 MW (de acordo com a AWEA), enquanto no Brasil a capacidade era de cerca de 1800MW no mesmo ano.

A quantidade enorme de parques eólicos em todo o mundo, a tendência para o seu crescimento e a frequência com que os incêndios acontecem nas turbinas, levou ao aparecimento da normas como a *NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations*, que identifica os pontos

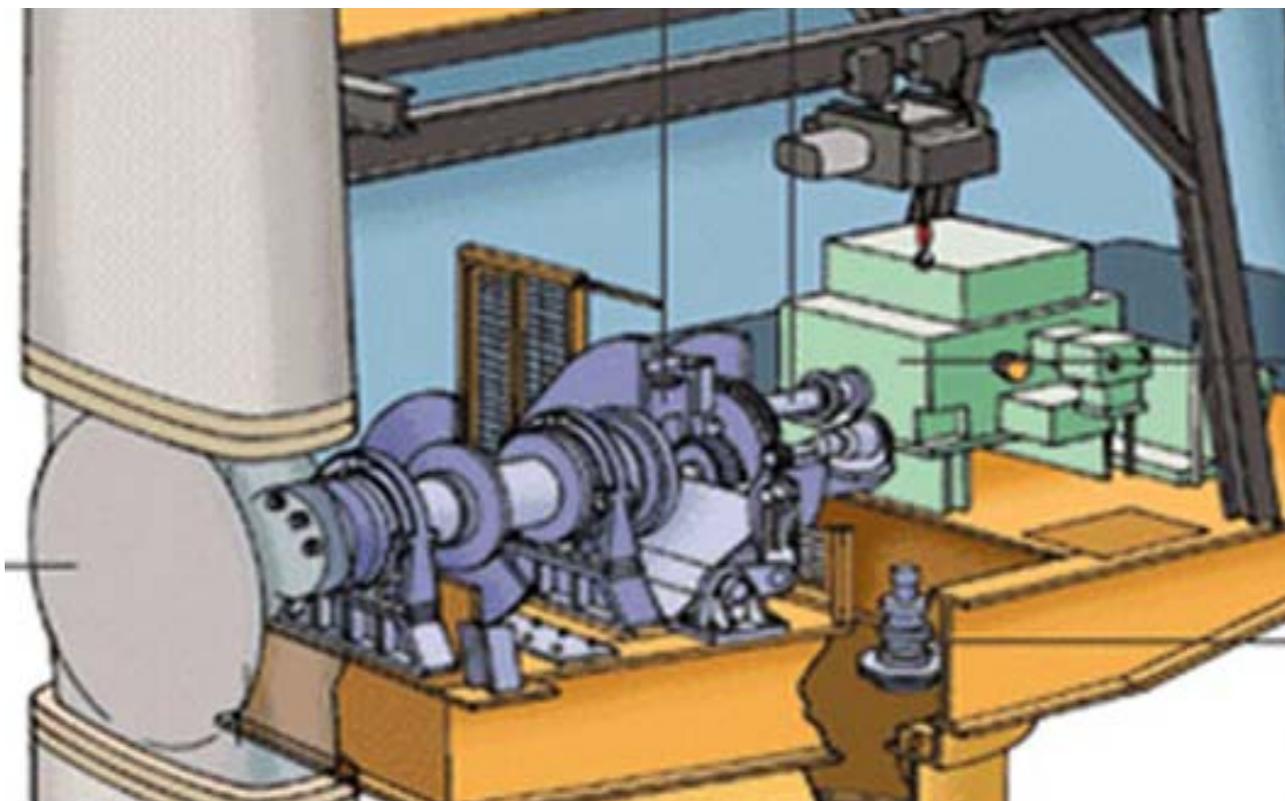
mais perigosos da turbina e as recomendações para a sua proteção.

Mas, os sistemas de proteção existentes com a sua elevada dimensão, o preço, as possibilidades de avarias e falsos alarmes devido a poeiras e picos de tensão, tornavam impraticável a aplicação da extinção de incêndios nas turbinas.

2. Sistema *FIRETRACE*

O sistema *FIRETRACE* fornece a solução ideal porque protege de forma individual os compartimentos, não dá falsos alarmes devido a poeiras, é insensível a picos de tensão e funciona sem alimentação elétrica.

Outra grande vantagem é o baixo custo de investimento, quando comparado com os sistemas de inundação total por gás ou por água.



O sistema *FIRETRACE* é uma solução completa para extinção de incêndios na célula superior e na base da turbina nos pontos seguintes identificados pela NFPA850:

- Armário de controlo
- Armário do conversor
- Estação hidráulica
- Transformador
- Sistema de travagem
- Armário do condensador

O *FIRETRACE* protege estes microambientes de forma individual e com baixo investimento.

Está instalado em mais de 700 aplicações em Portugal e em cerca de 100 000 em todo o mundo.



Notas soltas:

Unidade de controlo e sinalização: Um componente de um sistema de deteção e de um sistema de alarme de incêndio através do qual o detetor pode ser alimentado e que:

- É utilizada: Para receção de sinais de detetores à mesma ligados; para determinar quais desses sinais correspondem a uma condição de alarme de incêndio; para informar sonora e visualmente qualquer condição de alarme de incêndio; para informar a localização do perigo; para possibilitar o registo de qualquer das informações referidas.
- É utilizada para monitorizar o funcionamento correto do sistema e dar alertas, sonoros e óticos, de qualquer avaria (por exemplo: curto-circuito, interrupção nas linhas ou avaria na fonte de alimentação).
- Quando exigido, poderá enviar o sinal de alarme de incêndio, por exemplo: Para dispositivos de alarme de incêndio sonoros ou óticos; através de equipamentos de transmissão de alarme de incêndio para a organização de combate a incêndio; através de comando para equipamento automático de proteção para um equipamento de extinção automática de incêndio.

Detetor de incêndio: Um componente de um sistema de deteção de incêndio que contém, no mínimo, um sensor que monitoriza constantemente, ou em intervalos frequentes, pelo menos um determinado fenómeno físico e/ou químico associado ao incêndio e envia, pelo menos, um sinal correspondente à unidade de controlo e sinalização.

Página deixada intencionalmente em branco!

FUNDAMENTOS DA DETEÇÃO AUTOMÁTICA DE INCÊNDIOS EM EDIFÍCIOS

PARTE 1

1. Enquadramento

O fogo, grande elemento de evolução humana, é também, em potencial, um dos seus maiores inimigos. Muitos são os fogos florestais e urbanos, que ocorrem diariamente, provocando mortes, avultados prejuízos materiais, perda de valor patrimonial, assim como perda de valor simbólico.

As causas principais dos incêndios em edifícios são a deficiência nas canalizações elétricas, a má utilização de equipamentos elétricos, nomeadamente ferros, fogões, fornos e aquecedores elétricos, bem como a negligência na utilização do fogo.

Os Sistemas Automáticos de Detecção de Incêndio (SADI) são hoje encarados um sistema integrante e imprescindível dos edifícios, como elemento de garantia da segurança e do bem-estar das pessoas, e da preservação dos seus bens.

Um SADI é uma instalação técnica capaz de registar um princípio de incêndio, sem a intervenção humana, transmitir as informações correspondentes a uma central de sinalização e comando (CDI - central de deteção de incêndios), dar o alarme automaticamente, quer local e restrito, quer geral, quer à distância (alerta) e acionar todos os comandos (imediatos ou temporizados) necessários à segurança contra incêndios dos ocupantes e do edifício onde está instalado: fechar portas corta-fogo, parar elevadores, fechar registos corta-fogo, comandar sistemas automáticos de extinção de incêndios (SAEI), parar/ligar ventiladores, desligar energia elétrica, etc.

2. Regulamentos e normas

Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (SCIE): Previsto pelo Decreto-Lei n.º 220/2008 de 12 de Novembro, que estabeleceu o regime jurídico da

segurança contra incêndios em edifícios, publicado pela Portaria n.º 1532/2008 de 29 de Dezembro.

Segurança Contra Incêndio em Edifícios, Notas técnicas, Autoridade Nacional da Proteção Civil (ANPC).

Norma EN 54 – Sistemas de deteção e de alarme de incêndio (Série).

3. Constituição

Tendo por base o especificado na norma EN 54 – Sistemas de deteção e de alarme de incêndio – Parte 1: Introdução, o artigo 117 do Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios as instalações de deteção e a Nota técnica n.º 12: Sistemas automáticos de deteção de incêndio, um sistema de alarme e alerta de incêndio é constituído pelos seguintes elementos:

- a) Centrais e quadros de sinalização e comando (CDI);
- b) Dispositivos de atuação automática, designados «detetores de incêndio»;
- c) Dispositivos de acionamento do alarme de operação manual, designados «botões de alarme»;
- d) Sinalizadores de alarme restrito;
- e) Difusores de alarme geral;
- f) Equipamentos de transmissão automática do sinal ou mensagem de alerta;
- g) Telefones para transmissão manual do alerta;
- h) Dispositivos de comando de sistemas e equipamentos de segurança;
- i) Fontes locais de energia de emergência.

A figura 1 mostra a configuração tipo de um sistema de deteção e alarme de incêndio.

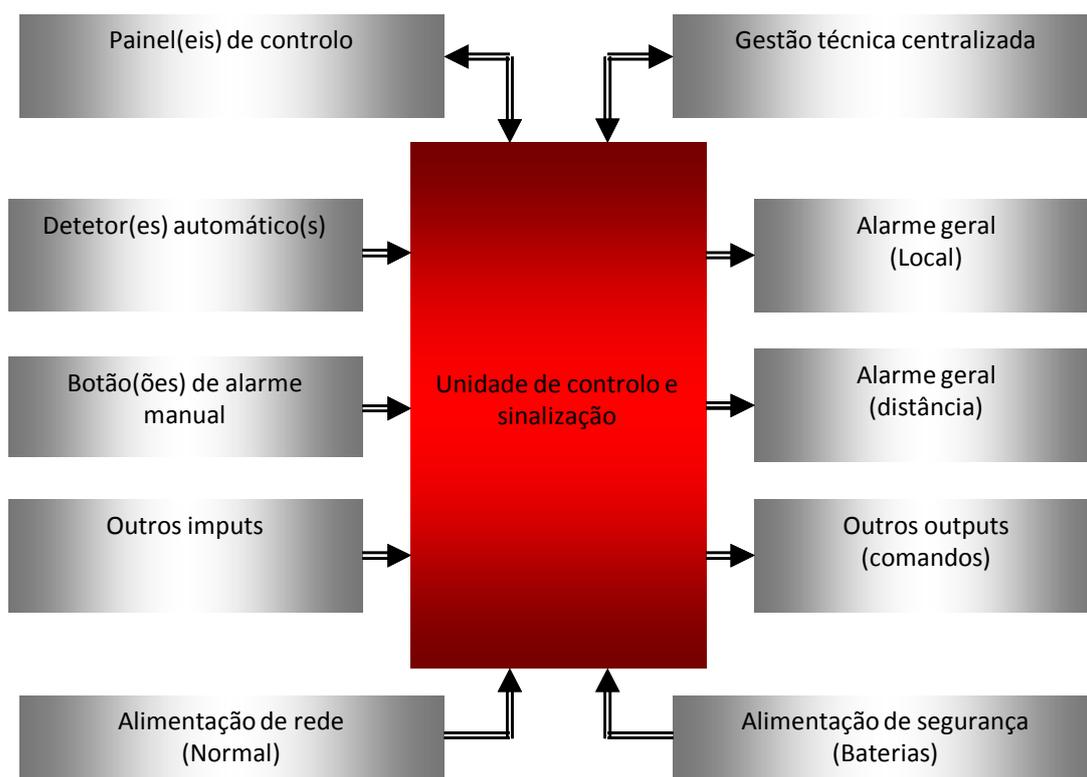


Figura 1. Elementos que constituem um sistema de deteção e alarme de incêndio

i. Unidade de controlo e sinalização

A unidade de controlo e sinalização é o componente de um sistema de deteção e de um sistema de alarme de incêndio através do qual o detetor pode ser alimentado e que:

a) É utilizada:

- Para receção de sinais de detetores à mesma ligados;
- Para determinar quais desses sinais correspondem a uma condição de alarme de incêndio;
- Para informar sonora e visualmente qualquer condição de alarme de incêndio;
- Para informar a localização do perigo;
- Para possibilitar o registo de qualquer das informações referidas.

b) É utilizada para monitorizar o funcionamento correto do sistema e dar alertas, sonoros e óticos, de qualquer avaria (por exemplo: curto-circuito, interrupção nas linhas ou avaria na fonte de alimentação).

c) Quando exigido, poderá enviar o sinal de alarme de incêndio, por exemplo:

- Para dispositivos de alarme de incêndio sonoros ou óticos;
- através de equipamentos de transmissão de alarme de incêndio para a organização de combate a incêndio;
- através de comando para equipamento automático de proteção para um equipamento de extinção automática de incêndio.

ii. Detetor de incêndio

É um componente de um sistema de deteção de incêndio que contém, no mínimo, um sensor que monitoriza constantemente, ou em intervalos frequentes, pelo menos um determinado fenómeno físico e/ou químico associado ao incêndio e envia, pelo menos, um sinal correspondente à unidade de controlo e sinalização.

De acordo com o fenómeno a detetado, teremos:

- detetor de calor
- detetor de fumos: detetor iónico de fumos , detetor ótico de fumos
- detetor de gás
- Detetor de chamas
- Detetor multi-sensor
- detetor estático
- detetor diferencial
- detetor velocimétrico
- Detetor pontual
- detetor multi-pontual
- detetor linear
- detetor rearmável: detetor auto-rearmável, detetor rearmável remotamente, detetor rearmável localmente
- Detetor não rearmável (com componentes substituíveis)
- Detetor removível
- Detetor não removível
- Detetor de dois estados
- Detetor multi-estados
- Detetor analógico

iii. Botão de alarme manual

Um componente de um sistema de deteção e de um sistema de alarme de incêndio que é usado para o acionamento manual de um alarme.

iv. Dispositivo de sinalização e alarme de incêndio

Trata-se de um componente de um sistema de alarme de incêndio que não está incorporado na unidade de controlo e sinalização e que é usado para transmitir um aviso de alarme de incêndio, por exemplo: avisadores sonoros ou óticos.

v. Equipamento de transmissão de alarme de incêndio

Um equipamento intermédio que transmite um sinal de

alarme de um sistema de deteção de incêndio e de um sistema de alarme de incêndio para um centro de receção de alarme de incêndio.

vi. Equipamento de transmissão de sinais de avaria

Um equipamento intermédio que transmite um sinal de avaria da unidade de controlo e sinalização para um centro de receção de sinais de avaria.

vii. Centro de receção de alarme de incêndio

Um local onde podem ser iniciadas, em qualquer momento, as necessárias medidas de protecção e combate a incêndio.

viii. Comando do sistema automático de combate e protecção de incêndio

Um dispositivo automático utilizado para fazer atuar o equipamento automático de combate ou protecção de incêndio após a receção de um sinal da unidade de controlo e sinalização.

ix. Centro de receção de sinais de avaria

Um local de onde podem ser iniciadas as necessárias medidas corretivas

x. Equipamento automático de combate ou protecção de incêndio

Um equipamento de controlo de incêndio ou equipamento de combate a incêndio, por exemplo: uma instalação de extinção.

4. Configurações das instalações de alarme

O artigo 125.º do Regulamento de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (RSCIE) estabelece as três configurações para conceção dos sistemas de alarme, indicadas na tabela 1.

Componentes e funcionalidade		Configuração		
		1	2	3
Botões de seccionamento e alarme.....		x	x	x
Detetores automáticos.....			x	x
Central de sinalização e comando	Temporização.....		x	x
	Alerta automático.....			x
	Comandos.....		x	x
	Fonte local de alimentação de emergência.....	x	x	x
Difusão do alarme	Total.....			x
	Parcial.....	x	x	
Difusão do alarme	No interior.....	x	x	x
	No exterior.....		x	

Tabela 1. Configurações das instalações de alarme

Os artigos 126.º a 128.º do RSCIE definem qual a configuração aplicável para cada Utilização Tipo¹ e respetiva categoria de risco².

5. Organização do alarme

Atendendo à possibilidade de ocorrência de falsos alarmes devidos aos detetores automáticos, a organização do alarme vai depender do tipo de segurança existente no edifício.

Se houver vigilância presente ou permanente, o sistema pode estar em situação “dia” permitindo o reconhecimento e confirmação do alarme.

Caso não haja vigilância presente ou permanente, o sistema deve estar em situação “noite”, em que as temporizações poderão estar anuladas e o alarme geral é imediato.

Na situação “dia” para permitir o reconhecimento do alarme, a central de deteção de incêndios deve ter duas temporizações programáveis, uma que corresponde à aceitação do alarme por parte do operador (presença) e uma outra que corresponde à confirmação local do alarme (reconhecimento).

A figura 2, mostra a organização do alarme num sistema automático de deteção de incêndios.

6. Tipo de sistemas

- Sistemas coletivos (convencionais)

São os sistemas mais simples e de menor custo. São constituídos por linhas em antena, nas quais são ligados detetores com tecnologia convencional.

¹ Utilização-tipo: Classificação do uso dominante de qualquer edifício ou recinto, incluindo os estacionamento, os diversos tipos de estabelecimentos que recebem público, os industriais, oficinas e armazéns, em conformidade com o disposto no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 220/2008, de 12 de Novembro.

² Categorias de risco: Classificação em quatro níveis de risco de incêndio de qualquer utilizações-tipo de um edifício e recinto, atendendo a diversos fatores de risco, como a sua altura, o efetivo, o efetivo em locais de risco, a carga de incêndio e a existência de pisos abaixo do plano de referência.

Página deixada intencionalmente em branco!

FUNDAMENTOS DA DETEÇÃO AUTOMÁTICA DE INCÊNDIOS EM EDIFÍCIOS

PARTE 2

7. Detetores automáticos

Conforme referido no parágrafo 3 do artigo publicado no número 17 da revista Neutro à Terra, existem no mercado, diversos tipos de detetores automáticos de incêndio.

Os detetores de incêndio são normalmente concebidos para detetar uma ou mais características de um incêndio: fumo, calor, radiação (chama) e outros produtos de combustão.

Cada tipo de detetor responde com rapidez diferente aos diferentes tipos de incêndio.

De entre os diversos tipos de detetores, os detetores de fumos e de temperatura, são os mais utilizados, permitindo dar resposta à generalidade das necessidades de deteção.

Para situações particulares de deteção são usados outro tipo de detetores como os detetores de chamas e os detetores lineares.

i. Detetores de fumos (Óticos)

Os detetores óticos de fumo são rápidos na deteção de um fogo e têm uma resposta suficientemente vasta para permitir uma utilização generalizada.

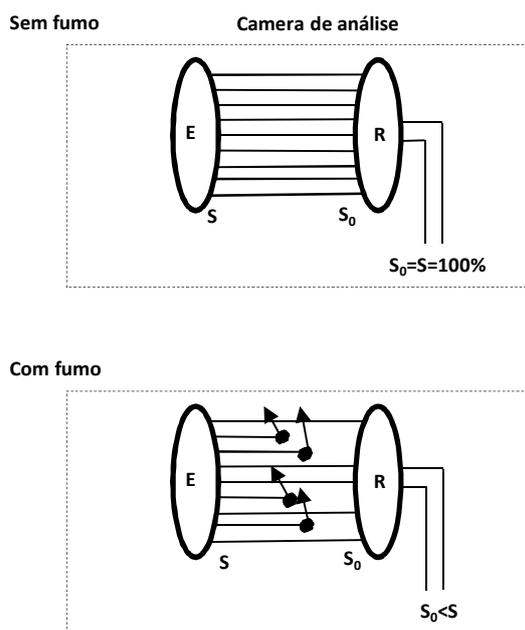
Respondem a fumo visível, sendo bom para fogos onde não há chamas, como é o caso de fogos com tecidos, mobília, móveis, etc.. Não detetam os produtos de combustão limpa de líquidos inflamáveis (tal como o álcool).

São ideais para espaços amplos, onde a presença de fumo é mais facilmente detetada do que a elevação de temperatura, pois o calor dissipa-se mais facilmente.

Os detetores de fumos não são apropriados para locais onde se verifique a permanente existência de fumos, vapor ou pó, como é o caso de garagens, cozinhas e indústrias transformadoras de madeiras, devido à possibilidade de ocorrência de falsos alarmes.

Os detetores óticos de fumos podem ter como princípio de funcionamento a absorção de luz ou a dispersão de luz.

A figura 1 ilustra o princípio de funcionamento de um detetor ótico de fumos de absorção de luz.



E: Emissor (Fonte de luz)

R: recetor (Fotocélula)

S: Sinal

Figura 1. Princípio de funcionamento de um detetor ótico de fumos de absorção de luz

A figura 2 ilustra o princípio de funcionamento de um detetor ótico de fumos de dispersão de luz.

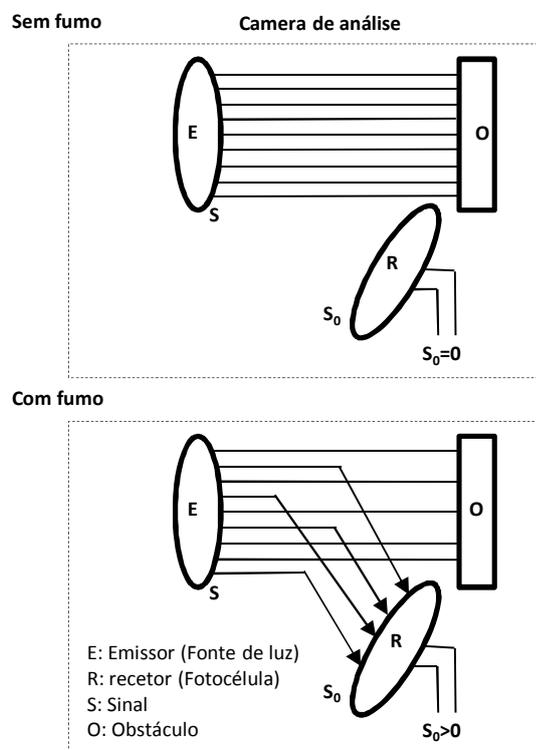


Figura 2. Princípio de funcionamento de um detetor ótico de fumos de dispersão de luz

A figura 3 mostra uma imagem de um detetor ótico de fumos.



Figura 3. Detetor ótico de fumos [SIEMENS]

ii. Detetores de feixe

Os detetores de feixe, também designados como detetores lineares de fumos, são uma solução muito interessante para proteção contra incêndios em locais interiores, abertos e com elevadas dimensões.

São robustos, de fácil instalação, de manutenção reduzida, têm uma fiabilidade elevada (reduzida probabilidade de ocorrência de falsos alarmes) e, promovem uma deteção da situação de alarme muito rápida, o que num sistema automático de segurança, são aspetos fundamentais.

Como situações onde podem ser empregues os detetores lineares de fumos, podem-se referir:

- Grandes espaços com tetos altos de difícil acesso para manutenção;
- Empresas de reciclagem;
- Edifícios históricos, igrejas, museus;
- Naves industriais, armazéns;
- Centros comerciais;
- Corredores,...

Um detetor de feixe consiste fundamentalmente num emissor de fluxo luminoso, visível ou invisível, cuja intensidade é medida por uma célula: o recetor. O recetor focaliza o fluxo recebido e oferece características de vigilância.

Os fumos emanados de um foco vão atenuar o fluxo do emissor, provocando assim uma modificação das características do fluxo recebido pelo recetor.

A informação de alarme resulta de um valor pré-determinado da atenuação do fluxo luminoso.

A figura 4 mostra o princípio de funcionamento de um detetor de feixe.

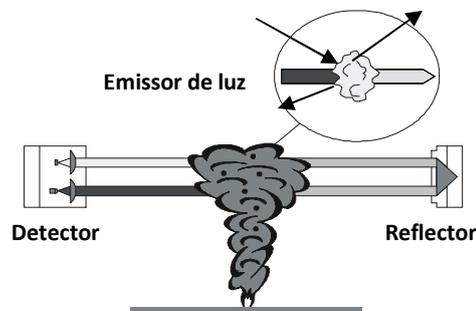


Figura 4. Princípio geral de funcionamento de um detetor de feixe

A figura 5 mostra uma imagem de um detetor de feixe, constituído por um emissor/recetor e um espelho refletor.



Figura 5. Detetor de feixe [SIEMENS]

iii. Câmaras de aspiração

Utilizam um sistema de aspiração elétrico e uma rede de tubagem para recolher ar ambiente da área protegida e para transportar a amostra a um sensor que pode estar colocado fora dessa área.

A tubagem de recolha tem normalmente vários orifícios, e a densidade do fumo no sensor será o valor médio da densidade do fumo de todos os orifícios da tubagem.

O ar ambiente dos locais de risco, vigiados por este processo, é controlado numa câmara intercalada na rede, onde está incorporado um detetor de fumos.

A figura 6 mostra uma imagem de um sistema de deteção de incêndios por aspiração.



Figura 6. Sistema de deteção de incêndios por aspiração [SIEMENS]

iv. Detetores de temperatura (Térmicos)

São geralmente considerados como os menos sensíveis dos vários tipos de detetores disponíveis.

Em geral um detetor de temperatura tem uma resposta mais lenta do que os detetores de fumos.

Para incêndios que produzam um rápido aumento de temperatura e muito pouco fumo pode acionar um detetor de temperatura antes de acionar um detetor de fumo.

A deteção é baseada em termistências, cuja resistência elétrica varia fortemente quando a temperatura sobe.

A alteração da corrente elétrica que daí resulta dará o sinal.

A figura 7 mostra o princípio geral de funcionamento de um detetor de temperatura.

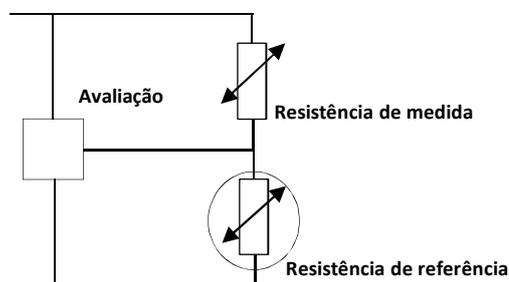


Figura 7. Princípio geral de funcionamento de um detetor de temperatura

Os detetores de temperatura fixa são mais adequados em locais onde se prevê que a temperatura ambiente possa variar rapidamente em curtos espaços de tempo, enquanto que os detetores termovelocimétricos são mais adequados em locais onde as temperaturas ambientes são baixas ou variam lentamente.

A figura 8 mostra uma imagem de um detetor de temperatura.



Figura 6. Detetor de temperatura [SIEMENS]

v. Detetores lineares de calor

Os detetores lineares de calor, são uma solução muito interessante, para proteção contra incêndios em locais exteriores e em locais nos quais se possa verificar a presença de agentes químicos, corrosão, níveis de humidade e poeira elevados e altas temperaturas.

Como situações onde podem ser empregues os detetores lineares de temperatura, pode-se referir:

- Túneis;
- Minas;
- Parques de estacionamento;
- Estações ferroviárias, terminais de passageiros, corredores de ligação;
- Depósitos de líquidos e gases combustíveis
- Estações de abastecimento de combustível;
- Locais ATEX;
- Galerias e caminhos de cabos;
- Fábricas químicas, farmacêutica, tintas,...

Os detetores lineares de calor são robustos, de fácil instalação, de manutenção reduzida, têm uma fiabilidade elevada (reduzida probabilidade de ocorrência de falsos alarmes) e promovem uma deteção da situação de alarme muito rápida, além de permitir indicar, na unidade de controlo, qual o ponto de alarme ao longo do seu comprimento o que, num sistema automático de segurança, são aspetos fundamentais.

Existem diversas tecnologias dos detetores lineares de calor:

- Deteção linear de temperatura por variação de pressão

Uma das tecnologias baseia-se na alteração da resistência de um condutor elétrico causada por uma variação de temperatura.

Num cabo sensor, constituído por quatro condutores, cada um dos seus condutores está rodeado por um material com um coeficiente de temperatura negativo e envolvido numa cobertura externa resistente ao calor.

Dois condutores estão ligados à extremidade do cabo do sensor para criar dois loops.

A extremidade do cabo do sensor encontra-se, assim, hermeticamente selada.

Ambos os loops são continuamente monitorizados.

Em caso de interrupção ou curto-circuito, a unidade de controlo gera uma mensagem de avaria ou alarme.

Se a temperatura subir, a resistência elétrica entre os dois loops altera-se.

A unidade de controlo deteta esta alteração e sinaliza o alarme se a temperatura de resposta definida for excedida.

A figura 8 mostra uma unidade de controlo do sistema anteriormente descrito.



Figura 8. Detetor Linear de Calor (Bosch)

- **Deteção linear de temperatura por variação de resistência**

Consiste na monitorização da expansão volumétrica de um gás sujeito a aquecimento e no aumento correspondente da pressão num sistema pneumaticamente estanque.

O detetor de calor é composto, genericamente, por um tubo sensor e uma caixa de deteção (com unidade de controlo).

O sensor de pressão mede continuamente a pressão no tubo sensor e envia os sinais para monitorização pela unidade de controlo.

Se a pressão no tubo sensor subir rapidamente, devido a um aumento de temperatura, a unidade de controlo sinaliza o alarme.

vi. **Detetores de chamas**

Os detetores de chamas detetam a radiação emitida pelo incêndio, podendo ter como princípio de funcionamento a deteção da radiação ultravioleta, a radiação infravermelha, ou a combinação das duas.

São inadequados para detetar incêndios de combustão lenta, pelo que não devem ser considerados como de utilização generalizada. Podem contudo responder a um incêndio com chama, como por exemplo envolvendo líquidos inflamáveis, mais rapidamente do que detetores de temperatura ou de fumo.

O espectro da radiação da maioria dos materiais inflamáveis tem uma banda suficientemente larga para permitir que a chama seja detetada por qualquer tipo de detetor de chamas, mas com alguns materiais (tal como materiais inorgânicos) pode ser necessário escolher o detetor de chamas capaz de responder a partes específicas do espectro dos comprimentos de onda.

Os detetores de chamas são particularmente adequados para ser utilizados em situações tais como a vigilância geral

de grandes áreas abertas em armazéns ou depósitos de madeiras, ou para a vigilância local de áreas críticas em que os incêndios com chama se possam propagar rapidamente, p. ex. em bombas, válvulas ou condutas contendo combustíveis líquidos, ou áreas com materiais combustíveis dispostos em finos planos de orientação vertical, tais como painéis ou pinturas a óleo.

Os detetores de chamas só deverão ser utilizados caso haja uma linha de vista para a área a ser protegida.

A figura 9 mostra um exemplo de um detetor de chama.



Figura 9. Detetor de chama (SIEMENS)

i. **Detetores multisensores**

Os detetores multisensores combinam um ou mais tipos de detetores (fumo/temperatura/chama/monóxido de carbono) e processam os sinais de cada tipo utilizando cálculos matemáticos.

Assim pode-se obter uma melhor distinção entre alarmes reais e intempestivos.

Bibliografia:

- [1] Regime jurídico da segurança contra incêndios em edifícios, Decreto-Lei n.º 220/2008 de 12 de Novembro.
- [2] Regulamento Técnico de Segurança Contra Incêndio em Edifícios (SCIE), Portaria n.º 1532/2008 de 29 de Dezembro.
- [3] Segurança Contra Incêndio em Edifícios, Notas técnicas, Autoridade Nacional da Proteção Civil (ANPC).
- [4] Norma EN 54 – Sistemas de deteção e de alarme de incêndio (Série).
- [5] Deteção e extinção de incêndio em *DataCenter*, Rui Miguel Barbosa Neto, 2014, ISEP. (Dissertação de mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia).

Página deixada intencionalmente em branco!

- Elevadores. A evolução da máquina elétrica 560
Miguel Leichsenring Franco
- Veículos Elétricos. Impactos, Barreiras e Oportunidades da Integração nos Sistemas de Energia 568
Vera Silva
- Mercados de Energia Elétrica. Estratégias de Comercialização de Potência em Mercado Liberalizado 574
José António Beleza Carvalho; Jorge Manuel Botelho Moreira
- Utilização racional de energia em equipamentos de força motriz 584
José António Beleza Carvalho
- Eficiência Energética na Iluminação Pública 596
Roque Filipe Mesquita Brandão
- Manual de Boas Práticas para Cadastro de Iluminação Pública 602
Alberto Van Zeller
- Eficiência energética na iluminação pública. Estudo de casos práticos 608
João Magalhães, Luis Castanheira, Roque Brandão
- Reduza a sua fatura de eletricidade e poupe dinheiro. Como optar pelo melhor comercializador de energia 616
Luís Rodrigues, Pedro Pereira, Judite Ferreira
- Tecnologias de produção de frio: Estudo e análise de medidas de eficiência energética 622
Fernando Barrias, Teresa Nogueira, João Pinto
- Redução de consumos na iluminação pública 630
Pedro Caçote, Roque Brandão
- Study of Led Lamps Technologies Impact on the Utility 636
Ewelina Szwal, Judite Ferreira, José Teixeira Puga, António Gomes
- Eficiência Energética em Equipamentos de Força-Motriz 648
José António Beleza Carvalho

Página deixada intencionalmente em branco!

ELEVADORES

A EVOLUÇÃO DA MÁQUINA ELÉTRICA

1. Introdução

Como seriam as nossas cidades hoje, sem elevadores?

Os prédios teriam apenas 3 a 4 pisos e uma grande parte da arquitetura do século 19 não poderia ter sido realizada. A construção em altura como a conhecemos hoje não teria sido possível. Para que fosse possível chegar ao nível de sofisticação das soluções de tração hoje utilizadas em elevadores, muitas diferentes fases tiveram de ser vencidas.

Nos primórdios da indústria de elevadores em finais do século 19, foram instalados os primeiros elevadores com máquinas a vapor. Assim, em 1857 foi instalado em Nova Iorque, num edifício na esquina da *Broadway* e *Broome Street*, o primeiro elevador de pessoas, com um sistema de tração a vapor.

Com o surgimento da eletrificação das cidades e dos motores eléctricos, as máquinas a vapor rapidamente caíram em desuso como sistema de tração para elevadores.

Apesar de hoje ainda serem utilizados outros sistemas de tração, como por exemplo sistemas hidráulicos, no presente artigo iremos abordar apenas a evolução da máquina eléctrica nos elevadores.

2. Uma breve perspetiva histórica

Até 1878, os principais ascensores de pessoas instalados eram movidos por poderosas máquinas a vapor, permitindo que se pudesse aceder aos pisos mais altos de um edifício de uma forma confortável. Nesse ano foi instalado o primeiro elevador hidráulico de pessoas no edifício *Broadway 155* em Nova Iorque.

Em 1889 foi produzido nos Estados Unidos o primeiro elevador eléctrico com uma máquina constituída por um

motor eléctrico acoplado a um redutor por roda de coroa e parafuso sem fim. Obtinha-se desta forma a velocidade linear requerida para a cabina do elevador. Esta solução foi inicialmente instalada apenas em elevadores de carga.

Apesar de o ascensor eléctrico ser mais compacto, o elevador com máquina a vapor permitia que se atingissem velocidades superiores, o que era muito importante para os edifícios cada vez mais altos que se estavam a construir na época.

Com o desenvolvimento de novos redutores foi possível ao longo dos anos aumentar a velocidade nominal do elevador de 0,5 m/s para 2,0 m/s, permitindo que o ascensor eléctrico passasse a ser interessante também para o transporte de pessoas em edifícios de maior altura.

Em 1891, com o surgimento do sistema *Ward-Leonard* desenvolvido pelo engenheiro electrotécnico americano *Harry Ward Leonard*, foi possível desenvolver sistemas de elevadores com máquinas eléctricas de alta velocidade e de velocidade variável.

Com o surgimento dos variadores electrónicos de frequência a partir da década de 80 do século 20, foi possível implementar sistemas de tração eléctricos para elevadores que garantiam velocidades elevadas, com um maior conforto de andamento e com um muito inferior consumo de energia eléctrica.

Actualmente com as máquinas com motores síncronos de ímans permanentes e sem redutor, controladas por modernos variadores electrónicos de frequência, é possível não só otimizar o espaço necessário para a instalação do elevador (a não necessidade de casa de máquinas, por exemplo), mas também atingir a classe de eficiência energética mais elevada (Classe A), de acordo com a VDI4707¹.

3. As características técnicas relevantes numa máquina elétrica de elevador

Apresentam-se na tabela 1 as máquinas elétricas que mais foram / ainda são utilizadas em elevadores, indicando o tipo de motor e o respetivo método de controlo da velocidade.

Máquina com redutor e motor assíncrono de uma velocidade

Os ascensores correntes instalados em edifícios não muito altos eram equipados com máquinas constituídas por motores assíncronos de indução de uma só velocidade. O motor de indução permitia uma velocidade constante, sendo alimentado por uma fonte de energia elétrica de tensão e frequência constantes. A sua velocidade de funcionamento em regime nominal era muito próxima da velocidade síncrona². Quando o binário da carga aumentava, a velocidade do motor decrescia apenas ligeiramente.

Estes motores arrancavam frequentemente ligados diretamente à fonte de alimentação, absorvendo uma elevada corrente de arranque, tipicamente 4 a 6 vezes da corrente absorvida quando o motor funciona em plena carga.

Por forma a reduzir a intensidade no período de arranque, foi adoptado ainda o método de arranque estrela-triângulo. A ligação em funcionamento normal da bobinagem do motor era em triângulo. Na fase do arranque, contudo, a bobinagem era colocada em estrela, havendo lugar a uma menor corrente absorvida. Quando o motor se aproximava da velocidade nominal, a bobinagem era novamente colocada em triângulo.

Para parar a cabina do ascensor, o contactor desligava a alimentação elétrica e o travão da máquina era imediatamente activado ainda com a máquina em movimento à velocidade nominal (tipicamente 0,6 m/s), o que provocava um elevado desgaste nas cintas do travão.

Com a variação da carga na cabina, a temperatura e o estado do travão, por vezes não se conseguia garantir uma paragem nivelada com o piso (surgia um “ligeiro” degrau, que era muitas vezes fonte de queda de pessoas).

Estas máquinas tinham como grandes vantagens uma elevada robustez com reduzida manutenção.

Tabela 1 - Tipos de máquinas elétricas utilizadas em elevadores

Tipo de Máquina	Tipo de Motor	Controlo
Com Redutor	Assíncrono de uma velocidade	Por contactor, diretamente
	Assíncrono de duas velocidades	Por contactores, diretamente
	Assíncrono de uma velocidade	Por variação de frequência
	De corrente contínua	Por sistema <i>Ward-Leonard</i>
	Síncrono de ímãs permanentes	Por variador de frequência

¹ A norma alemã VDI 4707:2009 foi publicada em Março de 2009 pela Associação dos Engenheiros Alemães (Verein Deutscher Ingenieure). É assim possível realizar uma avaliação e classificação universal e transparente da eficiência energética de ascensores, com base em critérios standardizados.

² Para este tipo de motores a velocidade do motor em regime permanente é inferior à velocidade síncrona.

Na figura 1 apresenta-se um exemplo de uma máquina com redutor e motor assíncrono de uma velocidade *Schmitt+Sohn*.



Figura 1 – Máquina assíncrona de um velocidade
(Fonte: Schmitt+Sohn Elevadores)

Máquinas com redutor e motor assíncrono de duas velocidades

Por forma a reduzir as sacudidas bruscas no arranque e principalmente na paragem da máquina, mantendo ainda assim uma elevada velocidade nominal, e sem grande necessidade de um sistema de controlo da velocidade complexo, foram introduzidos motores assíncronos de dois enrolamentos com um número de par de pólos diferente.

Um enrolamento para a grande velocidade (com menor número de pares de pólos) e um enrolamento para a pequena velocidade (com maior número de pares de pólos). Esta última representa normalmente 1/4 ou 1/6 da velocidade nominal.

Desta forma conseguia-se garantir uma elevada velocidade nominal, por um lado, e uma reduzida velocidade de paragem, por outro, obtendo-se uma paragem mais suave e mais nivelada ao piso. Através de dois contactores eram acionados sequencialmente os dois enrolamentos. A sacudida brusca que ocorria na comutação (arranque e paragem) era atenuada por um volante de inércia.

Para garantir que o elevado número de rotações e o baixo binário característicos deste tipo de motor assíncrono pudessem ter aplicação em ascensores, foram adaptados redutores de sem fim com roda de coroa. Com estas máquinas conseguiam-se velocidades nominais até 1,2 m/s. A travagem era efetuada por duas maxilas cuja abertura e fecho se realizava por bobinas elétricas. A actuação decorre com a máquinas ainda em movimento por inércia, na segunda velocidade (baixa velocidade).

Este tipo de motor era o mais frequentemente utilizado até ao surgimento da máquina controlada por variador de frequência, estando ainda hoje em funcionamento em muitos prédios em Portugal.

Tratava-se de uma máquina de fácil conceção, muito robusta e de baixo custo de produção, não sendo hoje já instalada em novos elevadores.

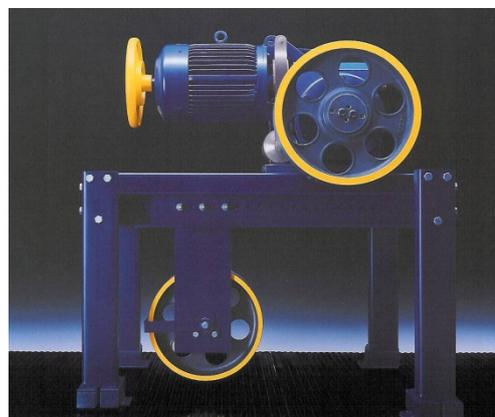


Figura 2 – Máquina assíncrona de duas velocidades
(Fonte: Schmitt+Sohn Elevadores)

Máquinas de corrente contínua

Os motores de corrente contínua eram utilizados quando se pretendia uma velocidade superior e o controlo através dos dois enrolamentos não era suficiente.

Adotava-se então o sistema *Ward-Leonard* (ver figura 3).

O sistema de tracção *Ward-Leonard* era composto por um conversor motor/gerador que transformava a corrente alternada em corrente contínua e por um grupo motor de corrente contínua com redutor (a máquina de tracção do elevador), interligado eletricamente.

Por sua vez, o conversor era constituído por um motor assíncrono alimentado diretamente a partir da rede elétrica, que estava acoplado mecanicamente a um gerador de corrente contínua que produzia uma tensão contínua, que alimentava o motor.

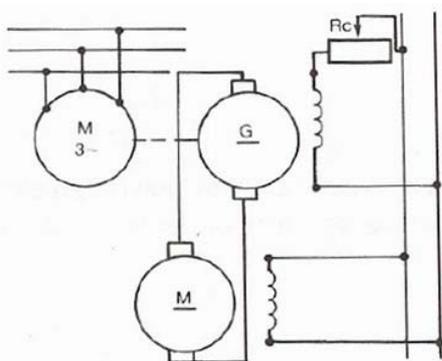


Figura 3 – Esquema do sistema *Ward-Leonard*

A variação de velocidade da máquina com motor de corrente contínua e redutor (a máquina de tracção do elevador), fazia-se através da corrente contínua produzida pelo gerador e controlada automaticamente através do quadro de comando e gestão, em paralelo com um taquímetro colocado no veio do motor. Desta forma regulava-se a injeção de mais ou menos corrente no motor e no seu circuito de excitação, de forma a variar a sua velocidade para mais ou menos, consoante as necessidades operacionais das solicitações.

O sistema *Ward-Leonard* possibilitou a existência de sistemas de tracção com velocidade variável. O binário de carga podia ser aumentado sem que tal se refletisse numa sobrecarga da rede de alimentação.

Este sistema, além de ruidoso, era o único que permitia o controlo de máquinas potentes com variação de velocidade, até ao surgimento do variador eletrónico de frequência.

O sistema *Ward-Leonard* implicava a utilização de mais espaço na casa das máquinas, e era uma solução bastante mais onerosa, quer na aquisição, quer na sua manutenção e na sua operação (envolvia vários motores e um maior consumo energético, devido entre outros ao baixo rendimento de todo o sistema), pelo que já não é utilizado atualmente.

Máquinas com motores assíncronos controladas por variador de frequência

Com a evolução da tecnologia e com a resultante entrada em vigor de novas normas e regulamentos, nomeadamente do Decreto-Lei 163/2006 de 8 de Agosto (que define as condições de acessibilidade a edifícios por parte de pessoas com mobilidade reduzida), os ascensores devem ter uma precisão de paragem relativamente ao nível do piso dos patamares não superior a $\pm 0,02$ m. Ora tal obrigatoriedade não pode ser cumprida recorrendo a máquinas com redutor e motor de duas velocidades. Por forma a dar cumprimento às novas exigências foi necessário utilizar outros tipos de máquinas: uma das soluções possíveis encontrada, foi a máquina com motor assíncrono, mas controlado por variador eletrónico de frequência.

A velocidade do motor pode ser variada pela alteração da frequência da alimentação do mesmo. Da equação (1) seguinte é possível perceber a relação entre a velocidade de rotação do rotor da máquina e a frequência da fonte de alimentação:

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \rightarrow n_r = (1-s) \frac{f}{p} \quad (1)$$

Com:

f – frequência de alimentação

p – número de pares de pólos

n_r – velocidade angular de rotação do rotor

n_s – velocidade de síncrona do campo girante

s – deslizamento (diferença entre a velocidade síncrona do campo girante e a velocidade do rotor)

A aplicação deste método de controlo de velocidade requer por isso um variador eletrónico de frequência.

Os variadores de frequência convertem a tensão alternada da rede de 50 Hz numa tensão contínua e em seguida numa tensão com frequência variável, conforme indicado na figura 4.

Na sua aplicação em ascensores a frequência variará tipicamente entre 0 e 50 Hz. Durante a fase de paragem do ascensor, é o próprio variador de frequência que leva a máquina até uma velocidade zero, sendo a frequência de alimentação gradualmente reduzida.

Neste processo, a velocidade instantânea do sistema é superior à velocidade síncrona, devido à inércia do sistema.

A ação geradora do motor irá causar uma inversão no sentido do fluxo da potência, e a energia cinética do sistema é dissipada pela resistência. Só quando a máquina estiver completamente parada é que é atuado o sistema de travão.

Na figura 5 apresenta-se um moderno variador eletrónico de frequência, normalmente instalado no próprio quadro de comando do elevador.



Figura 5 – Variador eletrónico de frequência
(Fonte: Schmitt+Sohn Elevadores)

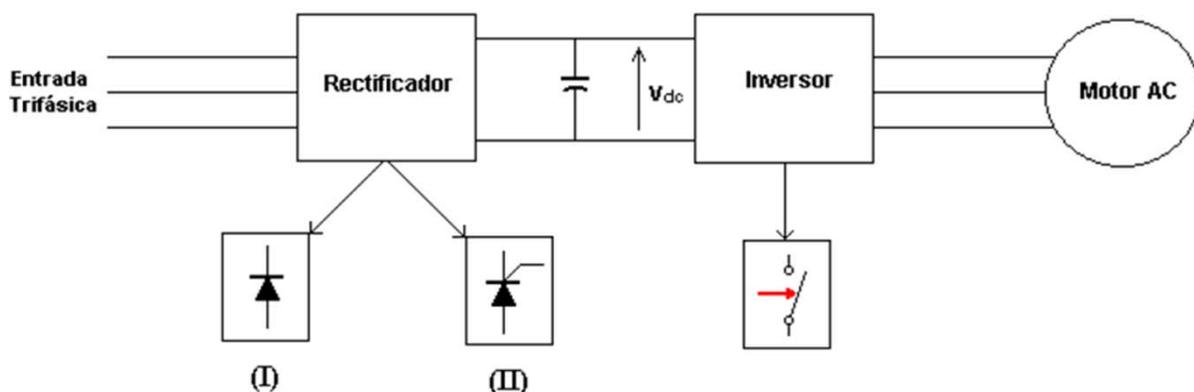


Figura 4 – Esquema de funcionamento de um variador eletrónico de frequência
(Fonte: Pedro Sousa Melo - ISEP 2006)

As principais vantagens resultantes da utilização de variadores eletrônicos de frequência são:

1. Elevado rendimento e elevada fiabilidade
2. Elevado fator de potência
3. Adaptação do motor à carga, em binário e velocidade
4. Arranques suaves e frenagem controlada
5. Proteção do motor contra curtos-circuitos, sobrecargas, sobretensões, falta de fase
6. Menor desgaste de componentes e equipamentos mecânicos

Máquinas de motores síncronos com ímans permanentes controlados por variadores de frequência

O estado da arte é representado pelas máquinas com motores síncronos com ímans permanentes controlados por variadores eletrônicos de frequência.

Estas máquinas conseguem um elevado binário com baixas rotações, evitando-se dessa forma a necessidade de um redutor. Obtém-se um funcionamento com baixo ruído, com baixo custo de operação e manutenção e um elevado rendimento. Por outro lado, a sua reduzida dimensão, permite que se maximize o espaço útil para a instalação da cabina nos modernos elevadores sem casa das máquinas.

No rotor são instalados potentes ímans permanentes e no estator são montados até 32 pares de pólos. A frequência máxima fica assim bastante abaixo dos 50 Hz, pelo que será necessário recorrer a um variador de frequência para controlar a máquina.

Estas máquinas têm um rendimento muito superior, permitindo uma significativa poupança energética.

Durante a fase de paragem do ascensor, é o próprio variador de frequência que leva a máquina até uma velocidade zero. Só então é atuado o sistema de travão. Estas máquinas são dotadas de um sistema especial de travões de disco.

Com estas máquinas conseguem-se obter altas velocidades

na ordem dos 3 a 4 m/s, com baixos consumos energéticos.

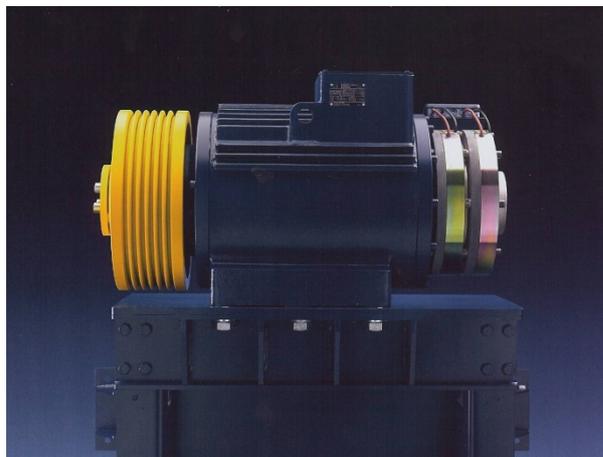


Figura 7 – Máquina com motor síncrono com ímans permanentes sem redutor
(Fonte: Schmitt+Sohn Elevadores)

Com a aplicação de um variador eletrónico de frequência de última geração, é possível com estas máquinas elétricas proceder à recuperação de energia, que poderá ser injectada na rede eléctrica do edifício ou no barramento de corrente contínua em que estão interligados os (eventuais) diferentes variadores de frequência de uma bateria de ascensores. Desta forma o rendimento global do sistema pode ser significativamente melhorado.

4. Conclusão

Foram apresentadas resumidamente as principais máquinas elétricas utilizadas em elevadores, desde a máquina com redutor e com motor assíncrono de uma só velocidade, passando pela máquina com redutor e com motor assíncrono de duas velocidades até à máquina com motor de corrente contínua controlado por variação de tensão (estas três soluções já não são aplicadas em novos elevadores).

Seguidamente analisou-se a máquina com redutor e motor assíncrono mas controlado por variador eletrónico de frequência, para finalmente se apresentar a máquina sem redutor com motor de ímans permanentes, controlada por variador eletrónico de frequência, o actual estado da arte.

Na tabela 2 apresenta-se uma comparação da potência, das correntes de arranque e nominal das diferentes máquinas estudadas (com exceção da máquina com o motor de corrente contínua) para um elevador com uma carga nominal de 630 kg e uma velocidade nominal de 1,0 m/s.

Verifica-se que a máquina sem redutor com motor síncrono de ímans permanentes e com variador eletrónico de frequência é a solução que apresenta a potência mais reduzida (2,9 kW) face aos 7,5 kW necessários para uma máquina com redutor e com motor assíncrono de uma só velocidade. Se para esta última a corrente de arranque é de 50 A, ou seja 3,3 vezes a corrente nominal, na máquina sem redutor com motor síncrono de ímans permanentes a corrente de arranque representa apenas 21 A, ou seja 1,6 vezes a corrente nominal.

Bibliografia

[1] BARNEY, Gina – Elevator Traffic Handbook – Theory and Practice. Nova Iorque, Spon Press, 2003. ISBN 0-415-27476-1.

[2] BELEZA CARVALHO, José – Máquinas Assíncronas de Indução. Porto, ISEP, 2008.

[3] FITZGERALD, A.; KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen – Electric Machinery. Nova Iorque, McGraw Hill, 2003. ISBN 0-07-123010-6.

[4] FRANCHI, C. – Acionamentos Eléctricos. Editora Érica, Ltda, 2007. ISBN 978-85-365-0149-9.

[5] MATIAS, José – Máquinas Eléctricas. 5ª Edição. Lisboa, Didáctica Editora, 2005. ISBN 972-650-124-5.

[6] MELO, Pedro - Motor de Indução Trifásico. Porto, ISEP, 2006.

[7] PALMA, João – Accionamentos Electromecânicos de Velocidade Variável. 2ª Edição. Lisboa, Fundação Calouste Gulbenkian – Serviço de Educação e Bolsas, 2008. ISBN 978-972-31-0839-2.

Directivas, Leis e Normas

[1] DECRETO-LEI 163/2006 de 08 de Agosto. Diário da República, 1ª Série – Nº 152, página 5670 ss.

[2] NORMA ALEMÃ VDI 4707:2009 – Ascensores – Eficiência Energética (2009), Verein Deutscher Ingenieure (VDI).

Tipo de Máquina	Máquina com redutor e com motor assíncrono de uma velocidade	Máquina com redutor e com motor assíncrono de duas velocidades	Máquina com redutor e com motor assíncrono com variação de frequência	Máquina sem redutor com motor síncrono com ímans permanentes e com variação de frequência
Carga nominal da máquina	630	630	630	630
Velocidade nominal da cabina (m/s)	1,0	1,0	1,0	1,0
Tipo de suspensão	1:1	1:1	1:1	2:1
Potência (kW)	7,5	6	5,5	2,9
Intensidade de arranque (A)	50	49	30	21
Intensidade nominal (A)	15	13	12	13

Tabela 2 – Comparação das potências e correntes de arranque e nominal das diferentes máquinas eléctricas utilizadas em elevadores (Fonte: Schmitt+Sohn Elevadores)

Página deixada intencionalmente em branco!

VEÍCULOS ELÉTRICOS. IMPACTOS, BARREIRAS E OPORTUNIDADES DA INTEGRAÇÃO NOS SISTEMAS DE ENERGIA

1 Impactos no Sistema Elétrico de Energia

A necessidade de reduzir a dependência Europeia dos combustíveis fósseis e de reduzir o nível de emissões de dióxido de carbono oriundas do sector dos transportes deu origem a uma necessidade de desenvolver novas tecnologias e soluções de mobilidade. Uma das soluções que se apresenta como promissora é a substituição de veículos movidos por motores de combustão térmica por veículos elétricos (VE) e veículos híbridos recarregáveis (VHR).

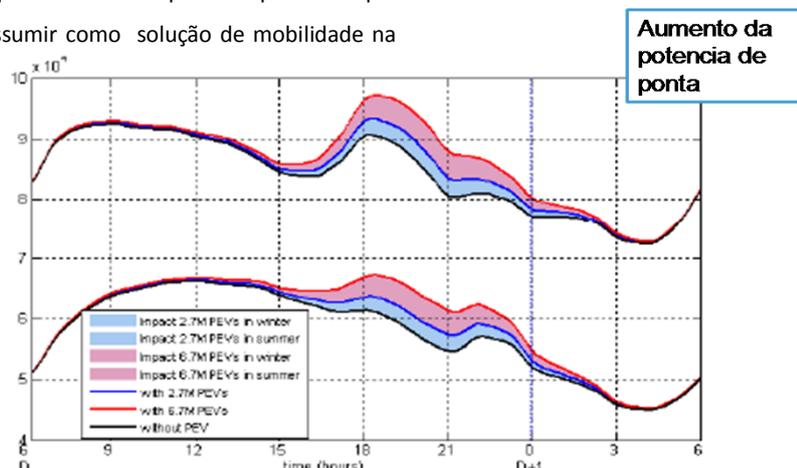
O veículo elétrico recarregável não é uma invenção recente dado que o primeiro carro elétrico foi criado por volta de 1859 pelo francês Gaston Planté [1] mas foram os recentes progressos tecnológicos na área das baterias que impulsionaram a chegada deste tipo de veículo ao mercado. Atualmente estão a surgir inúmeros modelos de carros elétricos no mercado que vão desde pequenos utilitários, carros familiares e pequenos comerciais. Em simultâneo varias iniciativas de promoção ao uso deste tipo de veículos, como o Autolib [2] em Paris e as soluções de mobilidade nos Jogos Olímpicos de Londres [3], podem ser encontradas por toda a Europa. O projeto europeu Green eMotion [4], iniciado em 2011 com um financiamento de 42 mil milhões de euros, cujo objetivo é o desenvolvimento de forma coordenada nos países da união europeia de um largo numero de projetos piloto é um exemplo da importância que o VE tem vindo a assumir como solução de mobilidade na Europa.

2 Impactos no Sistema Elétrico de Energia

A ligação à rede elétrica e alimentação de um número elevado de VE terá diversos impactos na gestão e planeamento do sistema elétrico de energia. Tendo em conta as diferenças entre os sistemas elétricos que se podem encontrar na Europa estes impactos variam de país para país. Em consequência, as recomendações detalhadas de soluções para a integração de VE deverão ser adaptadas a realidade de cada país ou região. Existem, no entanto, um conjunto de impactos que se poderão esperar, de forma mais ou menos pronunciada, em todos os sistemas pelo que poderão ser identificados quais os aspetos chave que deverão ser tratados ao nível europeu.

Tomando como exemplo a França, são esperados 2 milhões de VE e VHR ate 2020 e 3,5 milhões em 2050. Um estudo publicado pela RTE [5], operador da rede de transporte Francês, prevê um forte aumento da potência de ponta devido ao carregamento dos VE/VHR, como mostra a Figura 1.

Como se pode observar na figura o impacto do VE em termos de energia consumida é muito menor do que o impacto em termos de potencia instantânea e, em particular, aumento da ponta de consumo. Este aumento terá diferentes impactos (figura 2) que se estendem desde a produção até ao consumidor de baixa tensão.



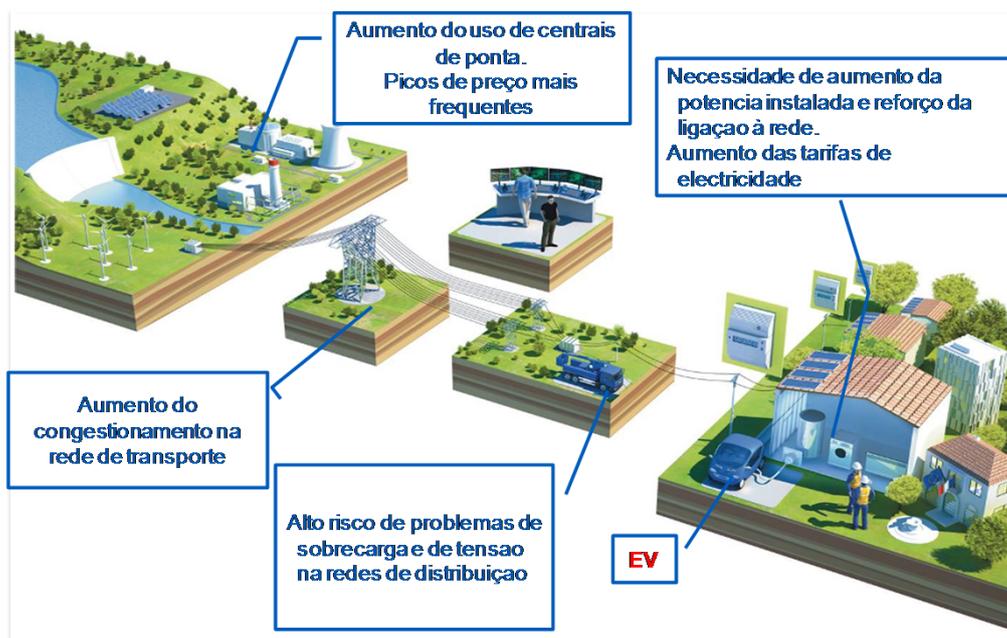


Figura 2 – Impactos do consumo do VE no sistema elétrico de energia

De forma geral, a análise e quantificação destes impactos deve ter em conta os seguintes pontos:

1. Capacidade das redes de distribuição existentes: a necessidade de investimento na rede poderá ser mais pronunciada nos países do Sul da Europa uma vez que a procura de eletricidade por um consumidor BT é tipicamente menor. As redes elétricas, especialmente ao nível local são mais fracas nos países do Sul pelo que poderá existir uma necessidade de aumento da capacidade mesmo para penetrações baixas de VE.
2. Consumo de eletricidade por consumidor BT: o impacto da ligação de um VE, mesmo carregando à potência normal (3 kW) será mais visível se a ponta média típica sem VE for de 3 kW (caso de Portugal) do que num consumidor em que a mesma é de 15 kW (exemplo da Alemanha e da Suécia).
3. Flexibilidade dos mix de produção de eletricidade: o uso das baterias do VE como meio de flexibilidade, por exemplo, para facilitar a integração de energias renováveis intermitentes, será dependente da flexibilidade do *mix* de produção existente. Alguns sistemas necessitam de mais flexibilidade que outros. Por exemplo o sistema do Reino Unido constituído essencialmente de centrais térmicas e nucleares apresenta uma maior necessidade de flexibilidade do

que o sistema Nórdico com um *mix* baseado em centrais híbridas.

Os impactos acima descritos e os custos de investimento e gestão do sistema poderão ser fortemente reduzidos se o VE for tratado como uma carga flexível que poderá ser controlada através da implementação de iniciativas de gestão da procura.

3 Oportunidades e barreiras ao uso da flexibilidade do veículo elétrico para apoiar a operação do sistema elétrico

Estudos de mobilidade realizados em vários países concluíram que um veículo está estacionado em média 90 % do tempo em casa ou no local de trabalho do seu utilizador. Os mesmos estudos mostram que a maioria dos veículos consumira menos de metade da capacidade da bateria no seu uso diário.

Tendo em conta estes factos a carga do VE poderá ser “deslocada” para períodos de vazio ou de forte produção intermitente (ex. eólica) sem que isso afete a sua função primordial de satisfazer a necessidade de mobilidade do consumidor. Mais ainda, será possível optar por soluções

de carga a potencia baixa (3 kW) que poderá ser modulada de acordo com as necessidades da rede sem o risco de que o consumidor não tenha energia suficiente na bateria para as suas deslocações.

As vantagens da gestão da procura aplicada à carga dos VE estendem-se do uso mais eficiente dos meios de produção até a gestão do consumo ao nível da instalação do consumidor, como ilustra a Figura 3.

A gestão da carga do VE, de acordo com as necessidades do sistema elétrico, apresenta vantagens e poderá contribuir significativamente para a redução do custo de integração dos mesmos no sistema. No entanto, para que esta gestão seja possível será necessário desenvolver uma regulação transparente, que as regras de organização do mercado elétrico sejam adequadas à participação da procura e que seja implementada a infraestrutura técnica necessária à comunicação entre o sistema e o VE.

Tal como o VE a gestão da procura não é uma solução nova. Por exemplo em França, nos anos sessenta e setenta, o desenvolvimento da produção nuclear foi acompanhado pela instalação de aquecimento elétricos cujo funcionamento era controlado pelo operador do sistema elétrico de forma a obter um diagrama de cargas mais

“plano” de forma a facilitar a operação das centrais nucleares. Existe mesmo uma coordenação entre o operador do sistema e o distribuidor de eletricidade de forma a evitar que as horas de vazio sejam iniciadas simultaneamente em todos os consumidores, evitando assim congestionamentos da rede de distribuição.

Em ambiente de mercado será necessário incentivar os consumidores a aderirem a esquemas de gestão da procura através do uso de tarifas de eletricidade dinâmicas. Atualmente já existem tarifas variáveis ao longo do dia, como as tarifas horas cheias e horas de vazio. Estas são fixas ao longo de todo o ano pelo que não serão adequadas para obter variações do consumo de forma mais dinâmica, necessárias por exemplo para a integração da produção renovável intermitente.

As vantagens do uso de tarifas dinâmicas são claras no entanto existem ainda barreiras importantes a sua implementação em larga escala, como:

- necessidade da implementação de contagem inteligente e sistemas de comunicação entre o VE e o ator responsável pela gestão da procura;

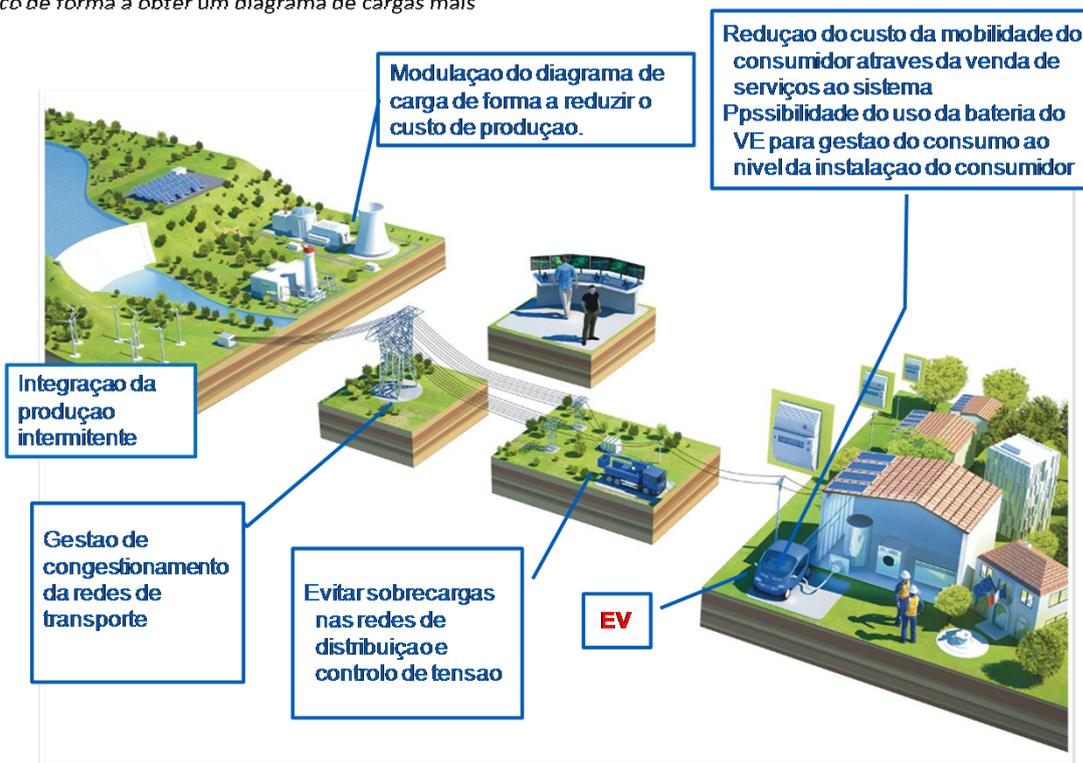


Figura 3 – Vantagens da gestão da carga do veículo elétrico

- grandes volumes de dados a transmitir em tempo real entre o consumidor, o comercializador/agregador, o operador de sistema e o distribuidor;
- aumento da complexidade dos processos de gestão do sistema e de tarifação e faturação que levam a necessidade de alterações dispendiosas nos sistemas de informação existentes;
- forte incerteza em relação a aceitação do consumidor do uso de estruturas tarifárias dinâmicas com pilotagem direta da carga;
- dificuldades de coordenação entre os diferentes atores do sistema de energia, uma vez que a coordenação da gestão da procura com os preços do mercado centralizado poderão das origem a problemas de congestionamento local.

Em particular, a questão da coordenação entre os comercializadores/agregadores e o operador da rede de distribuição tem merecido uma forte atenção dada a sua importância e complexidade.

O comercializador/agregador terá tendência a coordenar a gestão da procura do seu portfolio de consumidores em função dos preços do mercado de eletricidade e serviços de sistema. No entanto, estes consumidores, ao contrário das grandes centrais de produção, estão ligados a rede de distribuição. As ações de gestão da procura terão um impacto ao nível local que não deve ser ignorado. Para evitar um sobreinvestimento em capacidade da rede de distribuição devida, no mínimo, ser assegurada uma coordenação em que o comercializador/agregador informe o distribuidor das ações de controlo sobre a carga previstas para o dia seguinte. Esta coordenação, que não existe ainda, apresenta dificuldades uma vez que a rede de distribuição é tipicamente gerida de forma “passiva” e não são realizadas análises de fluxo de cargas diariamente de forma a prever e gerir os congestionamentos locais. Soluções para esta questão estão a ser investigadas no projeto europeu *ADDRESS project*, mas existem ainda várias questões a clarificar como o tamanho das diferentes áreas da rede que o

distribuidor deve usar para proceder à análise de rede ao nível local.

“Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESources”, European Community’s FP7 project funded under grant agreement n° 207643.

4 Oportunidades e barreiras ao uso da flexibilidade do veículo elétrico para apoiar a operação do sistema elétrico

O desenvolvimento dos veículos elétricos necessita de ser acompanhado pela instalação de pontos de carga em diferentes locais para assegurar que o consumidor possa carregar a bateria do veículo sempre que necessitar. Uma boa rede de pontos de carga é essencial para a adoção da mobilidade elétrica.

Dado que o desenvolvimento da dita infraestrutura tem custos elevados o número de pontos de carga, a sua potência e localização devida ser definido com base numa análise custo/benefício.

Tendo em conta o tipo de consumidores e as suas necessidades bem como a diversidade de modelos de negócio que se podem encontrar existem três alternativas:

a. infraestrutura privada: em casa, no trabalho ou outros locais privados

b. infraestrutura semi-pública: em parques de estacionamento públicos, supermercados, etc.

c. infraestrutura pública: na via pública ou em parques de estacionamento detidos por instituições públicas.

A primeira opção será financiada pelo consumidor ou pelas empresas que decidam instalar os pontos de carga para uso privado. A segunda opção será financiada pelo proprietário dos locais onde os pontos são instalados e o modelo de negócio para a mesma será definido pelo mesmo. O uso destes pontos de carga poderá ser sujeito a um pagamento ou associado a outros serviços.

A terceira opção é a mais complexa uma vez que não foi encontrado ainda um modelo de negócio favorável para o desenvolvimento da mesma [6].

No entanto a sua existência é importante para aumentar a confiança do consumidor e para evitar que as pessoas que tenham acesso a pontos de carga privados sejam impedidas de possuir um VE. Atualmente, na maioria dos casos, este tipo de infraestrutura tem sido financiada através de financiamentos governamentais e desenvolvida por empresas públicas. Para um bom desenvolvimento deste tipo de infraestrutura é importante aumentar a transparência das regras de financiamento e acesso aos espaços públicos onde esta devesse ser instalada.

4 Conclusões e Recomendações

Um desenvolvimento economicamente eficiente da mobilidade elétrica (especialmente em larga escala) deverá ter em conta um largo número de aspetos que variam entre questões económicas e modelos de negócio, regulação do sistema elétrico e da infraestrutura de carga, questões técnicas da sua integração na rede elétrica e standardização de protocolos de comunicação e produtos.

A análise dos impactos e o desenvolvimento de soluções para a integração dos VR/VHR deverá passar por:

- Avaliação da penetração de VE que o sistema elétrico de energia, e em particular a rede de distribuição, pode suportar sem necessidade de reforços nos diferentes países da Europa;
- Desenvolvimento de estratégias de reforço do sistema tendo em conta diferentes opções para a implementação de ações de gestão da procura. Estas deverão incluir análises de custo/benefício de diferentes níveis de complexidade para obter a relação ótima em custo de implementação e gestão das ações de gestão da procura e custo do reforço da rede.
- Definição das responsabilidades e oportunidades da gestão da carga do VE para os diferentes atores envolvidos considerando diferentes cenários de modelos de Mercado.

Recomendações para a integração economicamente eficiente do VE/VHR no sistema elétrico de energia:

- As estratégias de gestão da carga do VE/VHR deverão ser flexíveis e deverão evoluir à medida que o número de veículos for aumentando e não deverão ignorar a necessidades da rede de distribuição;
- O uso de estratégias avançadas em que o VE é usado como uma bateria que reinjeta potência na rede (Vehicle-to-grid) não se mostra ainda uma estratégia promissora e vários estudos mostram que não é ainda economicamente interessante;
- Um desenvolvimento eficiente em termos de custo/benefício passa pelo incentivo da carga em casa e/ou no trabalho a potencia baixa (3 kW).
- A infraestrutura de recarga privada e semiprivada devesse ser complementada por uma infraestrutura pública que inclua alguns pontos de carga rápida;
- O uso de tecnologias de informação e comunicação não representa uma barreira uma vez que a tecnologia existe e poderão ser usadas sinergias entre o desenvolvimento destas e das “redes elétricas inteligentes” de forma a mutualizar os custos e os benefícios;

Referências

- [1] “L’Histoire de la voiture électrique”, www.voitureelectrique.net
- [2] “Autolib”, www.autolib.fr
- [3] “www.businessgreen.com/bg/news/2152035/ready-set-london-olympics-electric-vehicle-fleet”
- [4] “Bilan provisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France”, Réseau de transport d’électricité “RTE”, 2009, available: http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/nos-activites/bilan_complet_2009.pdf
- [5] Green eMotion Project – electromobility in Europe, <http://www.greenemotion-project.eu/>
- [6] Grid for vehicles (G4V) Project- <http://www.g4v.eu/>

Página deixada intencionalmente em branco!

MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE POTÊNCIA EM MERCADO LIBERALIZADO

1. Introdução

Em ambientes comerciais cada vez mais competitivos, caracterizados pela importância das redes comerciais, hipercompetição e pelo ciclo de vida de produtos e serviços, a inovação e o empreendedorismo são fundamentais para o sucesso das organizações. Cada vez mais as organizações tendem a apostar na inovação com o intuito de se tornarem mais competitivas nos seus mercados. Atualmente, o mercado elétrico, em Portugal, não é uma exceção. Com as recentes mudanças que resultaram na liberalização deste setor, é importantíssimo que os comercializadores de energias se façam distinguir dos restantes.

Atualmente, os consumidores de energia elétrica possuem uma limitação no que toca à contratação do valor máximo de potência pretendida para uma instalação. Depois do cliente escolher um dos escalões de potência contratada, deverá pagar o seu respetivo preço mensalmente, mesmo que nunca utilize um valor de potência próximo do escalão que contratou. Este custo representa, em média, 20% do valor total da fatura elétrica e é neste campo que as comercializadoras podem fazer-se distinguir, permitindo aos consumidores alterar o valor de potência contratada de acordo com as suas necessidades.

2. Liberalização e mercados de energia

O início do processo da reestruturação do setor elétrico ocorreu no ano de 1973, nos EUA, na sequência do primeiro choque petrolífero. Foram então desenvolvidas pelos governos nacionais, campanhas de sensibilização apelando à necessidade de se adotarem políticas de diversificação e de redução de consumo de energia. A primeira experiência de desenvolvimento de mecanismos de mercado no setor elétrico iniciou-se no Chile, no final da década de 70, seguindo-se a reestruturação ocorrida em Inglaterra e Gales no final da década de 80. Em Portugal, o primeiro movimento em direção à abertura do setor de produção foi

realizado em 1981, impulsionado pelo ministro Luis Mira Amaral, que também integrava os quadros técnicos e de administração da EDP. Contudo, apenas em meados da década de 90 é que foi iniciado o processo de liberalização para os grandes consumidores.

Em 1995, a União Europeia (UE) publicou um documento (Comissão Europeia, 1995) onde foram delineados os objetivos da política energética Europeia: competitividade global, a segurança do abastecimento de energia e a proteção do ambiente. Desde então, foram tomadas medidas importantes para cumprir objetivos na liberalização do mercado energético. Estabeleceram-se regras para permitir uma verdadeira concorrência e dar aos consumidores a livre escolha de fornecedores de energia, pois a Agência Internacional de Energia (IEA, 2001), apontou que concorrência é a forma mais eficaz de se criar incentivos para manter sustentados custos e preços mais baixos. Contudo, em 2004, os resultados de um memorando publicado pela Comissão Europeia, indicaram o problema da existência de empresas com excessivo poder de mercado a nível nacional, e referiram a necessidade de promover o comércio transfronteiriço, a fim de aumentar a margem para a concorrência.

O quadro legal do setor elétrico sofreu uma profunda reestruturação durante o ano de 2006 e de 2007. Estabeleceram-se regras comuns para o mercado interno da eletricidade e aprofundou-se a integração e operacionalização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Este mercado veio continuar com a tentativa de liberalizar o setor elétrico aumentando a concorrência. Desde 4 de Setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal continental deveriam passar a poder escolher o seu comercializador de eletricidade.

Em finais de Agosto de 2006, o mercado liberalizado compreendia um conjunto de pouco mais de nove mil

clientes, cujo consumo anual representava cerca de 13,7% do consumo total de Portugal continental.

A quebra dos consumos no mercado liberalizado acontecia muito pela saída de clientes em média tensão (clientes industriais), para os quais as ofertas de preço no mercado liberalizado incorporavam já a tendência de evolução dos preços do petróleo.

A partir de 2007 verificou-se um crescimento do número de clientes no mercado liberalizado, fundamentalmente pela entrada de clientes do designado segmento doméstico (clientes de BTN).

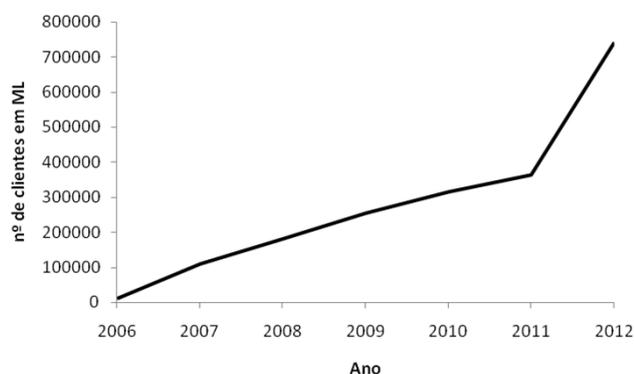


Figura 1 – Evolução nº clientes em Mercado Liberalizado

Tem-se assistido a uma evolução constante do número de clientes em mercado liberalizado até 2012. Contudo, neste último ano, observou-se uma subida bastante acentuada, pois 2012 é o limite temporal imposto para escolher um comercializador no mercado liberalizado.

A liberalização do mercado de eletricidade em Portugal irá entrar agora na sua fase plena, com a extinção gradual das tarifas reguladas para todos os clientes, de acordo com o seguinte calendário:

- **A partir de 1 de julho de 2012**, para os clientes de eletricidade com potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA.
- **A partir de 1 de Janeiro de 2013**, para os clientes de eletricidade com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

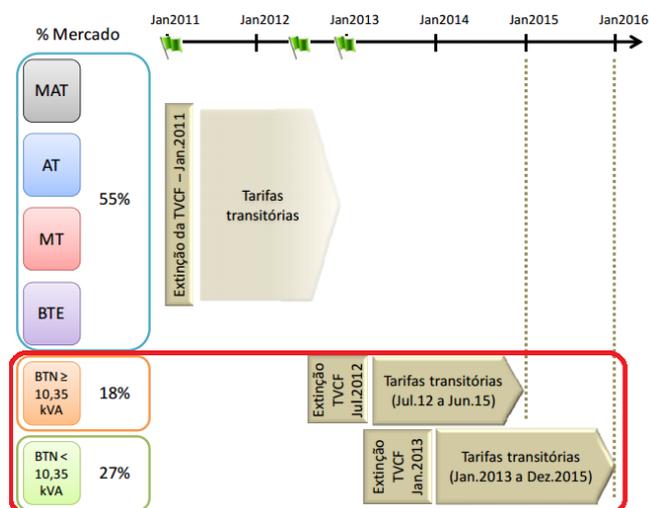


Figura 2 – Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais

A partir das datas antes referidas deixará de ser possível realizar novos contratos com a EDP Serviço Universal. Os atuais clientes continuarão a ser abastecidos de energia pela EDP Serviço Universal, até escolherem um novo comercializador. Durante este período, será aplicada uma tarifa transitória com preços agravados, fixada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Os comercializadores existentes atualmente no mercado estão apresentados abaixo e existem simuladores no site da Erse que permitem ao consumidor saber qual o tarifário e qual o comercializador que mais se enquadra com as suas necessidades.

- EDP Comercial - Comercialização de Energia, SA;
- EGL Energía Iberia S.L.;
- Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal;
- Galp Power S.A.;
- Iberdrola Generación – Energia e Serviços Portugal, Unipessoal, Lda.;
- Union Fenosa Comercial, S.L. – Suc. Em Portugal;
- Nexus Energía, S.A.

A mais recente novidade sobre a liberalização do setor elétrico é que a partir do dia 22 de Outubro de 2012 as comercializadoras que fornecem eletricidade no mercado livre vão poder oferecer tarifas bi-horárias.

A nível europeu existem distintas formas de comercialização de energia, assim como diversos preços praticados.

No gráfico seguinte é possível observar os preços da energia nos vários países da Europa.

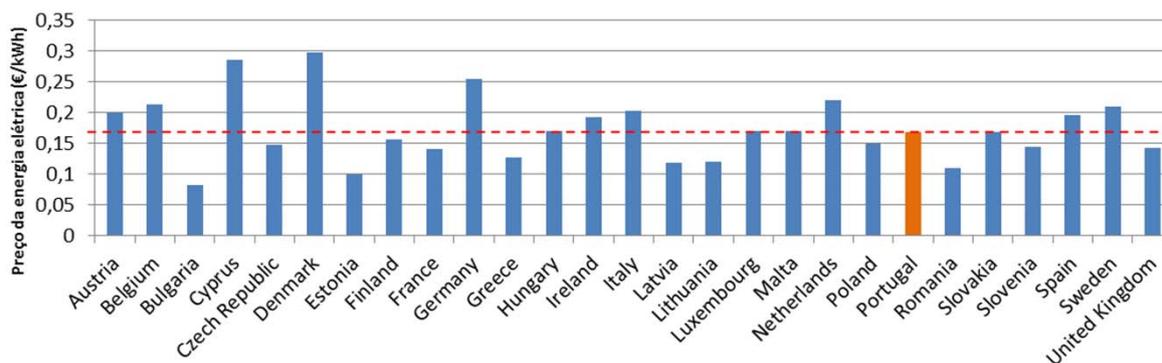


Figura 3 – Preços da energia elétrica na Europa (€/kWh)

Em Portugal, o custo da energia elétrica tem vindo a aumentar durante os últimos vinte anos. No seguinte gráfico é possível observar a evolução dos preços da energia nos vários regimes.

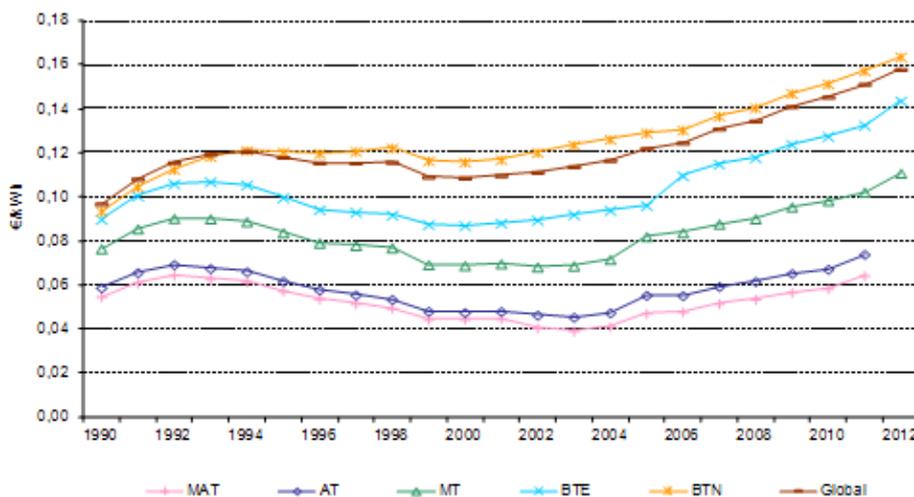


Figura 4 – Evolução dos preços de energia por nível de tensão de alimentação

As consequências positivas, esperadas pela liberalização deste setor, não são perceptíveis no gráfico anterior. Esperava-se uma diminuição do preço da eletricidade devido à concorrência entre os comercializadores. O recente investimento em energias alternativas assim como o aumento do IVA, aplicado à comercialização de energia, são

duas possíveis razões que justificam este anormal aumento da fatura energética.

Atualmente em Portugal continental coexiste em simultâneo o mercado livre e o mercado regulado, podendo assim todos os clientes negociarem os seus contratos de energia com um comercializador no mercado livre ou permanecer no mercado regulado e pagar as tarifas de último recurso.

Nas regiões autónomas da Madeira e dos Açores os clientes não têm a opção de escolha de fornecedor, sendo fornecidos pelos respetivos distribuidores locais de eletricidade.

Os clientes de BTN com potência contratada inferior a 10,35 kVA, ainda podem optar por comprar energia através do mercado regulado, embora não seja muito prático porque no próximo mês de Dezembro de 2012 terão que comprar energia elétrica em mercado liberalizado. Caso o cliente pretenda continuar no mercado regulado a partir dessa data,

esse cliente terá que pagar uma tarifa transitória com preços agravados até mudar para o mercado liberalizado. Os restantes clientes já não podem aderir ao mercado regulado e já pagam as referidas tarifas agravadas caso ainda não estejam no mercado liberalizado.

Tanto no mercado regulado como no mercado liberalizado existem várias tarifas e vários escalões de potência contratada para satisfazer as diferentes necessidades dos consumidores. É da responsabilidade do consumidor fazer uma boa escolha de tarifário e do valor de potência máximo instantâneo a contratar. Para isso existem alguns simuladores na web que ajudam o consumidor a reduzir custos. A potência contratada é definida por escalões e as instalações possuem um dispositivo de controlo de potência. Esse equipamento é responsável pela segurança da instalação elétrica e limita o valor de potência instantâneo máximo definido anteriormente como potência contratada. O valor de potência contratada representa em média 20% do custo total da fatura da energia elétrica e por isso deve ser bem estimada para que os consumidores não possuam uma potência contratada muito superior ao que realmente necessitam. Em alguns casos é possível reduzir a fatura de eletricidade sem reduzir o consumo, é uma questão de ter ou não um tarifário e uma potência contratada, adequadas às necessidades do consumidor, como se pode verificar na figura seguinte.

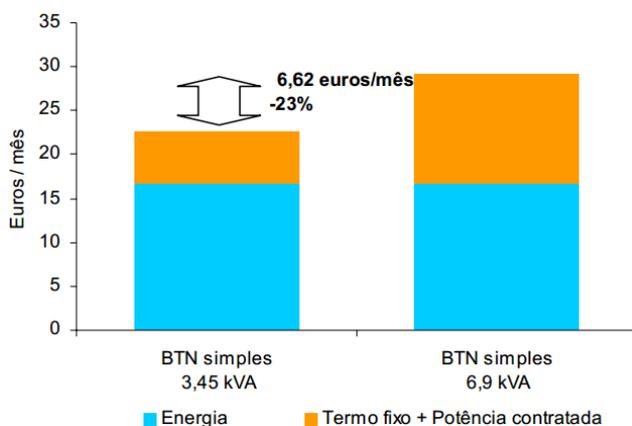


Figura 5– 3,45 kVA vs 6,9 kVA

Com o mesmo consumo anual, é possível poupar 23% (6,62€) da fatura optando por um escalão de potência contratada inferior.

Se o consumidor tiver oportunidade de variar o valor da potência contratada conforme as suas necessidades, poderá conduzir a uma redução do valor da fatura. Desta forma o consumidor paga o que consome e evita custos fixos, sendo esta a tendência a seguir a nível europeu. Parcelas fixas relevantes conduzem a um maior consumo e não fazem diferenciação temporal dos custos de produção, que erradamente traz benefícios a quem consome mais nas horas de ponta.

As vantagens de um modelo de potência contratada flexível seriam diversos e iriam beneficiar especialmente os consumidores que apresentam um fator de utilização de potência contratada (equação 1) baixo e/ou que apresentam grande irregularidade diária ou semanal nos seus consumos elétricos.

$$f.u. = \frac{E_{\text{mês}}}{P_{\text{cont}} \times N_{\text{horas:mês}}} \quad (1)$$

Onde,

f.u. – fator de utilização da potência contratada;

P_{cont} – potência contratada pelo consumidor;

$E_{\text{mês}}$ – energia elétrica consumida;

$N_{\text{horas:mês}}$ – número de horas mensais.

Quando o fator de utilização da potência contratada de um utilizador é inferior a 0,05, considera-se que é um consumidor não intensivo. Para valores superiores a 0,1, admite-se que o utilizador é um consumidor intensivo de energia elétrica.

A flexibilidade da potência contratada poderá ser um excelente argumento para que os comercializadores de energia elétrica, em mercado liberalizado, consigam convencer os consumidores a aderirem os seus serviços.

3. Metodologia proposta para comercialização de potência

Os consumidores de energia elétrica possuem uma limitação no que toca à contratação do valor máximo de potência pretendida para uma instalação.

Depois do cliente escolher um dos escalões de potência contratada deverá pagar o seu respetivo preço mensalmente, mesmo que nunca utilize um valor de potência próximo do escalão que contratou. A ideia fulcral é tornar o valor de potência contratada flexível para que o consumidor seja capaz de alterar esse valor diariamente de acordo com as suas necessidades. Imagine-se que uma família, durante a semana, passa pouco tempo em casa e que os maiores consumos energéticos apenas se verificam ao fim-de-semana, ou então, uma família que vai de férias durante 3 semanas no mês de Agosto. Estas duas famílias pagam sempre a mesma potência contratada, mesmo quando não consomem qualquer energia. Com um modelo de contratação de potência flexível, estas situações podem deixar de se verificar. No primeiro caso, a família poderia contratar, por exemplo, uma potência mínima durante a semana e uma potência superior para o fim de semana, quando realmente consomem a maior fatia do consumo mensal. No segundo caso, durante essas três semanas, bastava contratar uma potência que seja suficiente para alimentar eletrodomésticos como, por exemplo, arcas e/ou frigoríficos.

Isto seria uma metodologia muito mais justa e económica para os consumidores de energia elétrica. Mas, para que este método seja aplicável, é necessário que o consumidor seja minimamente consciente e sabedor da potência que realmente necessita. Por outro lado, é fulcral uma fácil, rápida e eficiente forma de comunicação entre o cliente e o seu comercializador de energia elétrica. Para isso existem, no mercado, alguns equipamentos, chamados sistemas de telecontagem. Da utilização destes equipamentos advêm benefícios tanto para o consumidor como para o comercializador, conforme representado na Tabela I.

A possível instalação de sistemas de telecontagem, para todos os clientes em BTN, assim como a esperada competitividade entre comercializadores de energia elétrica, devido à liberalização do setor, permitem explorar a possibilidade da implementação de um método de comercialização de potência contratada.

Os contadores inteligentes de eletricidade referem-se,

Tabela I – Benefícios dos sistemas de telecontagem

Benefícios do consumidor	Benefícios do comercializador
Contagem remota em locais de difícil acesso;	Possibilidade do sistema de pré-pagamento;
Evitar erros humanos;	Monitorização em detalhe dos consumos energéticos;
Cobrança não baseada em estimativas;	Deteção de erros ocorridos nos equipamentos e na distribuição;
Possibilidade de múltiplas tarifas e maior controlo de consumos;	Vantagem competitiva relativamente aos restantes comercializadores.
Facilidade de alterações na potência contratada;	
Fácil comunicação com o comercializador de energia elétrica.	

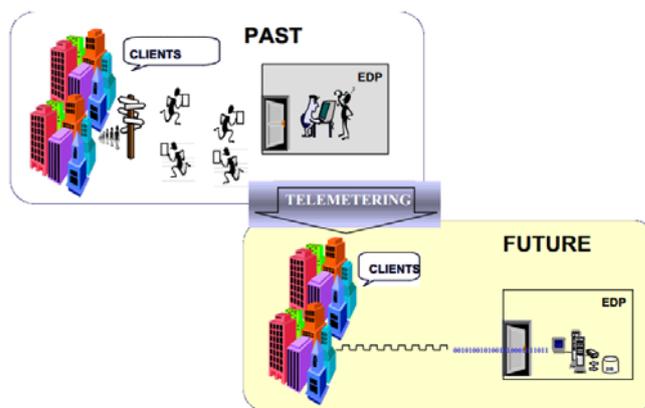


Figura 6 – Sistemas de Telecontagem

geralmente, a um tipo de contador mais desenvolvido que identifica o consumo de energia de uma forma mais detalhada que o contador convencional e transfere essa informação remotamente por intermédio de uma via de comunicação para o sistema central para operações de monitorização, processamento de dados e faturação. Permite também recolher informação de contadores de outros serviços como a água e o gás natural.

Estes contadores podem exibir, de uma forma precisa, o consumo de energia em euros para que os consumidores se apercebam facilmente da quantidade de dinheiro que despendem nesse consumo. Essa exibição pode estar localizada num lugar diferente de onde o contador está instalado, por exemplo na cozinha, de forma a providenciar aos consumidores um acesso fácil à informação. Um conjunto significativo de provas comprovou que o comportamento dos consumidores mudaria se fossem regularmente informados acerca da quantidade, e em particular o custo, de energia que consomem.

De seguida apresentam-se algumas das funcionalidades abertas a opção, pela ERSE em, nos sistemas de medida digitais e com recolha remota de dados:

- **Medição de energia:** energia ativa nos dois sentidos (para sistemas com medição própria – microgeração), registos de 15 minutos (permite conhecer os perfis de consumo reais do consumidor);
- **Capacidade de armazenamento de informação:** maior flexibilidade na aquisição de dados;
- **Tarifas:** Possibilidades de existirem pelo menos 3 períodos de tarifários.
- **Comunicação com o contador:** usar diferentes meios de comunicação, tais como DLC, GSM, GPRS (eliminação dos custos com a leitura local e da faturação por estimativa);
- **Atuação/parametrização remota do contador:** mudança de ciclo de contagem ou opção tarifária e possibilidade de interrupção/reactivação do fornecimento (ambas permitem a redução ou eliminação dos custos com a intervenção local);
- **Interface com o consumidor:** disponibilização de informação através de display autónomo e visualização gráfica do consumo (promovem comportamentos mais eficientes no consumo, fornecendo maior visibilidade aos consumos de energia);
- **Interface com outros contadores:** concentrar as leituras de outros contadores, como água e gás e comunicação bidirecional com estes contadores;

Os valores registados através do monitor energético, enviados automaticamente para o servidor do comercializador, permitem-lhe fornecer, ao consumidor, através de uma página web, um histórico de consumos e também os custos associados a estes.

A página web deverá apresentar uma interface simples e clara para o cliente. A apresentação de gráficos permite uma rápida perceção, ao consumidor, das diferenças de consumo entre diferentes períodos e dessa forma, sensibilizá-lo ao não desperdício de eletricidade.

Estes dados sobre o consumo do cliente poderiam também, por exemplo, serem enviados, remotamente, para uma aplicação de telemóvel. Nos dias de hoje estamos rodeados de meios eficazes de comunicação que podem perfeitamente cobrir as necessidades comunicativas entre o cliente e o comercializador de energia elétrica. No sentido inverso desta comunicação, é também fundamental um *feedback* da parte do consumidor que indique a potência a contratar para o/a dia/semana seguinte. Este *feedback* associado a uma utilização mais racional da energia, provocado pela análise dos consumos, são os principais responsáveis pela diminuição do preço da fatura de eletricidade.

Como todas as tecnologias, a telecontagem tem, também, associada a si algumas desvantagens, entre as quais:

- **Custo:** o custo relativo à instalação dos novos contadores e ao sistema de comunicação correspondente é a desvantagem mais evidente da telecontagem;
- **Insatisfação do cliente:** uma introdução descuidada e indiferente da tecnologia e das possibilidades associadas a esta podem levar a uma insatisfação do cliente.
- **Violação de privacidade:** a telecontagem vai conduzir a uma maior automação tendo como consequência um aumento das preocupações relativas à privacidade dos clientes. Assim, existe o potencial para o uso inadequado do sistema e/ou dados pelos terroristas, criminosos e hackers.
- **Despedimentos:** com o aumento da automação, consequente diminuição da probabilidade de erros, vai ocorrer um aumento de despedimentos por parte da entidade distribuidora, pois certos postos de trabalho (por exemplo, pessoal que efetua as leituras locais) vão deixar de ser necessários;

Existem também no mercado outros equipamentos que permitem a monitorização dos consumos elétricos, mas que apresentam mais restrições comparativamente aos contadores inteligentes.

O objetivo desta metodologia de comercialização de potência, com a inserção de monitores energéticos, é tornar a venda de energia elétrica mais justa e mais clara para os clientes de BTN. Com esta inovação, os consumidores poderão contratar a potência mais adequada às suas necessidades diárias, com base nos seus hábitos de consumo, conseguidos graças às leituras do monitor energético.

Os preços da energia elétrica são denominados, anualmente, pela ERSE e têm três principais componentes:

- A energia, que inclui os custos de produção e de comercialização e resulta dos preços formados no mercado de eletricidade;
- A energia, que inclui os custos de produção e de comercialização e resulta dos preços formados no mercado de eletricidade;
- As redes, necessárias à distribuição da energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores, sujeitas a regulação, sendo as tarifas de uso das redes aprovadas pela ERSE e englobadas nas tarifas de acesso às redes;

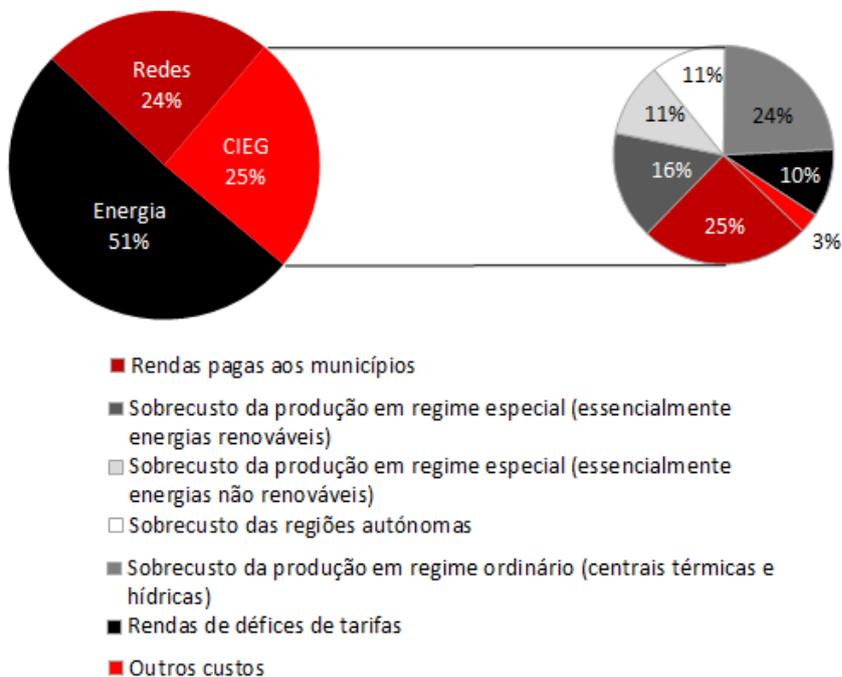


Figura 7 – Componentes dos preços de energia

- Os custos de interesse económico geral (CIEG), integrados também nas tarifas de acesso às redes, suportados por todos os consumidores [fonte: fatura EDP Serviço Universal de Maio de 2012].

No mercado elétrico existem vários escalões de potência e os preços da energia variam conforme a potência contratada pelo consumidor.

Tabela II – Tarifário da energia por escalão de potência contratada

BTN	Potência contratada (kVA)	Custo potência contratada (EUR/dia)	Custo da energia ativa (EUR/kWh)					
			Tarifa Simples	Tarifa bi-horária		Tarifa tri-horária		
				Fora do vazio	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
<= 2,3 kVA	1,15	0,0752	0,11	-	-	-	-	-
	2,3	0,1321		-	-	-	-	-
<=10,35kVA >2,3kVA	3,45	0,1748	0,1393	0,1551	0,0833	0,1706	0,1442	0,0833
	4,6	0,2268						
	5,75	0,2788						
	6,9	0,3308						
<=20,7kVA >10,35kVA	10,35	0,4868	0,1424	0,1582	0,0864	0,1737	0,1473	0,0864
	13,8	0,6427						
	17,25	0,7987						
	20,7	0,9546						
>20,7kVA	27,6	1,3656	-	-	-	0,2779	0,1398	0,0777
	34,5	1,7021	-	-	-			
	41,4	2,0385	-	-	-			

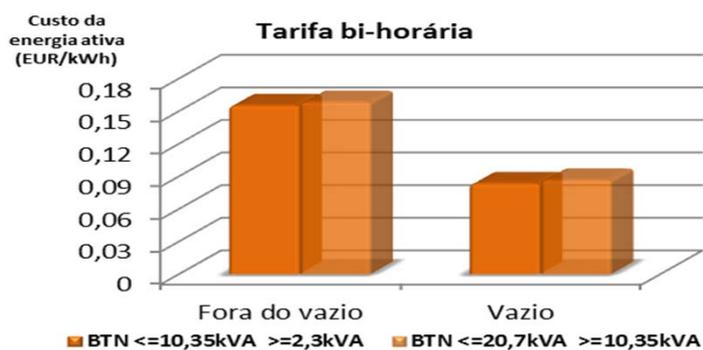
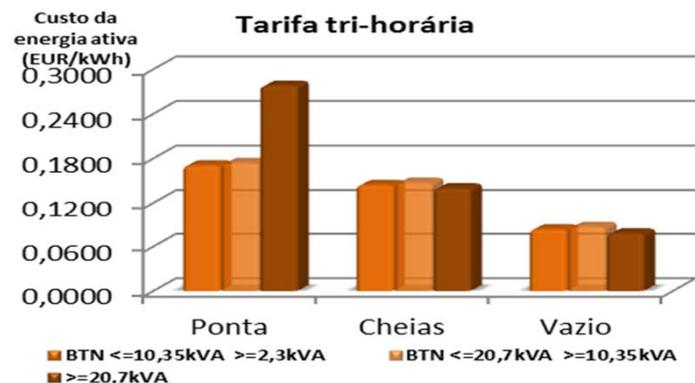
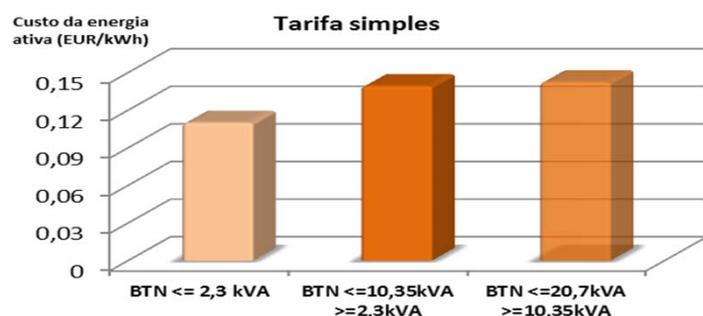


Figura 8 - Comparação dos preços de energia por escalão de potência

Nos gráficos anteriores, são bem perceptíveis as diferenças de custos de energia para cada período do dia e para cada escalão de potência.

Os escalões de potência existentes são suficientes para transcrever as diferentes necessidades dos consumidores, e por isso, nesta nova metodologia, não serão adicionados novos escalões.

Os respetivos custos de energia também não sofrerão alterações.

As tarifas bi-horárias pretendem incentivar um consumo mais eficiente de energia por parte dos clientes finais, com menor utilização nas horas fora do vazio.

Atualmente, nas faturas elétricas, já se pode verificar que a potência contratada é apresentada com um custo diário em vez do seu custo mensal.

Isto torna ainda mais fácil a aplicação da metodologia proposta, respetivamente à apresentação da fatura (figura 7 e 8).

Tabela III – Aspeto fatura atual

Eletricidade	Qtd.	Preço (€)	Valor (€)	IVA (%)
Potência contratada 10,35 kVA (dias)	30	0,4868	14,60	23
Consumo medido em horas fora do vazio (kWh)	192	0,1551	29,78	23
Consumo medido em horas do vazio (kWh)	138	0,0833	11,50	23
Outros montantes	1	2,00	2,46	23
TOTAL			58,34 €	

Caso esta metodologia seja aplicada, as faturas irão ter os seguintes itens propostos na Tabela IV.

Outro fator em que esta metodologia pode influenciar, positivamente, é a melhor racionalização do uso de energia por parte dos consumidores.

Tabela IV – Aspeto da fatura com a aplicação da metodologia proposta

Eletricidade	Qtd.	Preço (€)	Valor (€)	IVA (%)
Potência contratada 3,45 kVA (dias)	5	0,1748	0,87	23
Consumo medido em horas fora do vazio (kWh)	52	0,1551	8,07	23
Consumo medido em horas do vazio (kWh)	28	0,0833	2,33	23
Potência contratada 6,9 kVA (dias)	10	0,3308	3,31	23
Consumo medido em horas fora do vazio (kWh)	65	0,1551	10,08	23
Consumo medido em horas do vazio (kWh)	48	0,0833	4,00	23
Potência contratada 10,35 kVA (dias)	15	0,4868	7,30	23
Consumo medido em horas fora do vazio (kWh)	75	0,1551	11,63	23
Consumo medido em horas do vazio (kWh)	62	0,0833	5,16	23
Outros montantes	1	2,00	2,46	23
TOTAL			55,22 €	

Assim, se o consumidor otimizar a utilização da energia elétrica, através da passagem de equipamentos elétricos para o período em que o preço de energia é mais baixo, experimentará uma redução mais significativa no valor da fatura de eletricidade em comparação com os tarifários existentes.

Os consumidores definem a potência a contratar para os dias seguintes ao envio da solicitação ao comercializador. Desta forma, é garantido ao comercializador maior certeza do diagrama de carga para o dia seguinte, evitando maiores desvios entre a compra de potência e a utilização real da mesma. Estes desvios significam custos, assim, a informação fornecida pelos clientes, sobre a quantidade de potência que necessitam para determinados períodos, pode ser importante para o comercializador.

Se, por algum motivo, os consumidores ultrapassarem o valor de potência contratado, este será penalizado com um agravamento do preço a pagar por unidade de energia, durante o período em que a potência instantânea utilizada é superior à potência solicitada. Esse agravamento será calculado pelo comercializador com base na diferença entre as duas potências referidas.

A metodologia apresentada dependerá, sobretudo, da quantidade de energia que é utilizada e cumpre com o objetivo fundamental deste trabalho que é mudar a forma de contratação de potência para que os consumidores paguem apenas o que realmente usam.

Uma outra sugestão para o mercado de energia elétrica seria, não só tornar o valor de potência contratada mais próximo do que o consumidor realmente consome, como também tornar todos os outros montantes fixos, apresentados na fatura, em valores dependentes do consumo verificado.

4. Conclusão

Os tarifários existentes em Portugal não permitem flexibilidade para os consumidores pouco intensivos.

Para estes, a parcela fixa a pagar pelo uso de eletricidade é relevante.

Por este motivo verifica-se que, diferenças consideráveis de consumo em períodos de faturação não são traduzidas nos preços finais das faturas. Tal facto não sensibiliza o consumidor à racionalização da energia elétrica.

A sensibilização provocada pelas tarifas bi-horárias não é tão evidente devido à elevada componente fixa presente na fatura.

A instalação de contadores inteligentes nos consumidores de BTN é o primeiro passo para que se tornem mais perceptíveis os comportamentos errados no consumo de eletricidade. Bases de dados históricos, em forma de diagrama de carga, sobre os consumos de um consumidor, permitem-lhe:

- Identificar picos de consumo e corrigi-los;
- Prever utilizações futuras da energia e adaptar a potência contratada diariamente, caso a metodologia proposta seja implementada no mercado liberalizado.

A instalação de sistemas de telecontagem, em todas as habitações, e a liberalização do setor elétrico, permite pôr em prática a metodologia de comercialização de potência.

Esta metodologia permite ao consumidor controlar o preço a pagar pela eletricidade de uma forma mais eficiente, pois poderá acompanhar a evolução do preço da fatura.

As conjeturas a considerar para a simulação da metodologia apresentada influenciam significativamente os resultados e as conclusões que deles resultam. Por esse motivo, procurou-se definir essas variáveis de forma clara e justa.

A metodologia apresentada oferece maior flexibilidade a consumidores menos intensivos de energia elétrica e com escalões de potência contratada mais baixos. Este facto deve-se essencialmente à maior proximidade entre escalões entre 1,15 kVA e 6,9 kVA.

Normalmente, quanto menor é o fator de utilização da potência contratada, maiores são os benefícios provenientes da metodologia proposta. Como é óbvio, se um utilizador possuir um fator de utilização baixo, mas se os seus consumos forem muito irregulares e com potências de pico diárias muito altas, a metodologia apresentada torna-se menos proeminente.

A utilização desta metodologia é indicada para muitos casos, nomeadamente, instalações que apresentam consumos diários distintos.

Os consumidores nesta situação têm conhecimento das diferentes potências que necessitam em cada período e podem reduzir o valor de potência contratada para os períodos de menor consumo. Desta forma o consumidor paga a eletricidade quando realmente a utiliza.

Noutras situações, o cliente contrata um valor de potência elevado devido à existência de aparelhos elétricos que necessitam de maior potência para o seu funcionamento. Porém, a utilização desses equipamentos pode ser de uma forma pontual, o que conduz, em períodos de não utilização dos mesmos, a custos desnecessários.

A metodologia proposta é excelente para estes casos, pois permite satisfazer as necessidades de potência dos equipamentos de maiores requisitos elétricos sem prejudicar o custo da potência contratada nos restantes períodos de faturação.

No seguimento da metodologia apresentada, é possível ainda imaginar uma fatura de energia elétrica sem valores fixos.

Nas telecomunicações existem, por exemplo, tarifários onde apenas se paga se realizarmos chamadas ou enviamos mensagens.

Em analogia com o mercado das telecomunicações, é possível pensar que os preços de energia elétrica deveriam já estar influenciados dos custos de produção, do uso das redes de transporte e de todos os outros montantes que aparecem no valor total da fatura.

Também no seguimento desta metodologia, o futuro da comercialização de energia elétrica em Portugal poderá passar pela inserção de tarifas de energia dinâmicas que, para cada hora, são atualizadas de acordo com o preço de mercado, do preço de transporte e do preço de distribuição.

Este método já é utilizado em alguns países pelos comercializadores de energia, embora seja fundamental a existência de contadores inteligentes para informarem o consumidor do custo da energia que consome.

UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA EM EQUIPAMENTOS DE FORÇA MOTRIZ

1. Introdução

A utilização racional de energia (URE) visa proporcionar o mesmo nível de produção de bens, serviços e de conforto através de tecnologias que reduzem os consumos face a soluções convencionais. A URE pode conduzir a reduções substanciais do consumo de energia e das emissões de poluentes associadas à sua conversão. Em muitas situações a URE pode também conduzir a uma elevada economia nos custos do ciclo de vida dos equipamentos utilizadores de energia (custo inicial mais custo de funcionamento ao longo da vida útil). Embora geralmente sejam mais dispendiosos, em termos de custo inicial, os equipamentos mais eficientes consomem menos energia, conduzindo a custos de funcionamento mais reduzidos e apresentando outras vantagens adicionais.

Os motores elétricos são de longe as cargas mais importantes na indústria e no sector terciário. A figura 1 mostra a importância relativa da força motriz nesses sectores. A iluminação aparece como a carga mais importante no sector terciário, sendo na indústria a segunda carga mais relevante. Os motores elétricos são utilizados numa vasta gama de aplicações, principalmente na movimentação de fluidos em bombas, compressores e ventiladores.

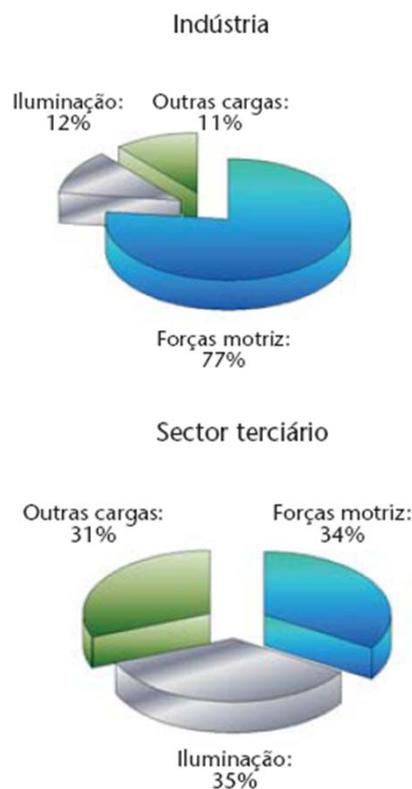


Figura 1 – Desagregação dos consumos de eletricidade pelas principais cargas na indústria e no sector terciário [Fonte: ECCP 2011]

A figura 2 apresenta a desagregação do consumo de eletricidade dos motores, pelas principais utilizações finais na indústria e no sector terciário

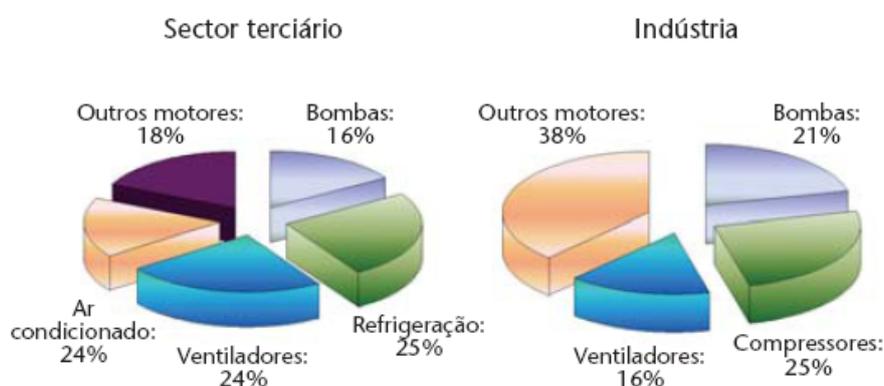


Figura 2 – Desagregação dos consumos de eletricidade tipos de equipamentos de força motriz [Fonte: ECCP 2011]

2. Motores de Alto Rendimento e Normas para Classificação da Eficiência Energética

A grande importância dos motores elétricos no consumo de eletricidade verificado nas empresas e o aumento dos custos de energia, levou ao desenvolvimento dos designados "motores de alto rendimento". Estes motores, como o próprio nome indica, apresentam um rendimento e um fator de potência mais elevados que os motores tradicionais (*standard*). Este acréscimo na eficiência dos motores, está associado a uma redução das suas perdas (menos 30% a 50%), a qual é conseguida à custa, quer da utilização de materiais construtivos de melhor qualidade, quer por alteração das suas características dimensionais (aumento da secção dos condutores, aumento do comprimento do circuito magnético, etc.), associados a um melhor projeto e qualidade fabrico. Os ganhos de eficiência com os motores de alto rendimento, vão desde 1% a 8%, de acordo com a potência do motor, o que se pode traduzir por importantes reduções do seu consumo elétrico. Contudo, são motores que exigem um investimento inicial superior ao dos motores standard (tipicamente de 25% a 30%).

Nos últimos anos, muitos fabricantes de motores investiram fortemente na pesquisa e desenvolvimento de novos produtos com o objetivo de colocarem no mercado motores mais eficientes. O acordo voluntário obtido em 1999 entre a CEMEP (Associação Europeia de Fabricantes de Motores Elétricos) e a Comissão Europeia sobre o rendimento de motores de 2 e 4 pólos, na gama de potências 1,1 a 90 kW, foi revisto em 2004.

Os motores foram classificados de acordo com o seu rendimento:

- EFF1 – Motores de alto rendimento;
- EFF2 – Motores de rendimento aumentado;
- EFF3 – Motores sem qualquer requisito especial.

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (European Minimum Energy Performance Standard), definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

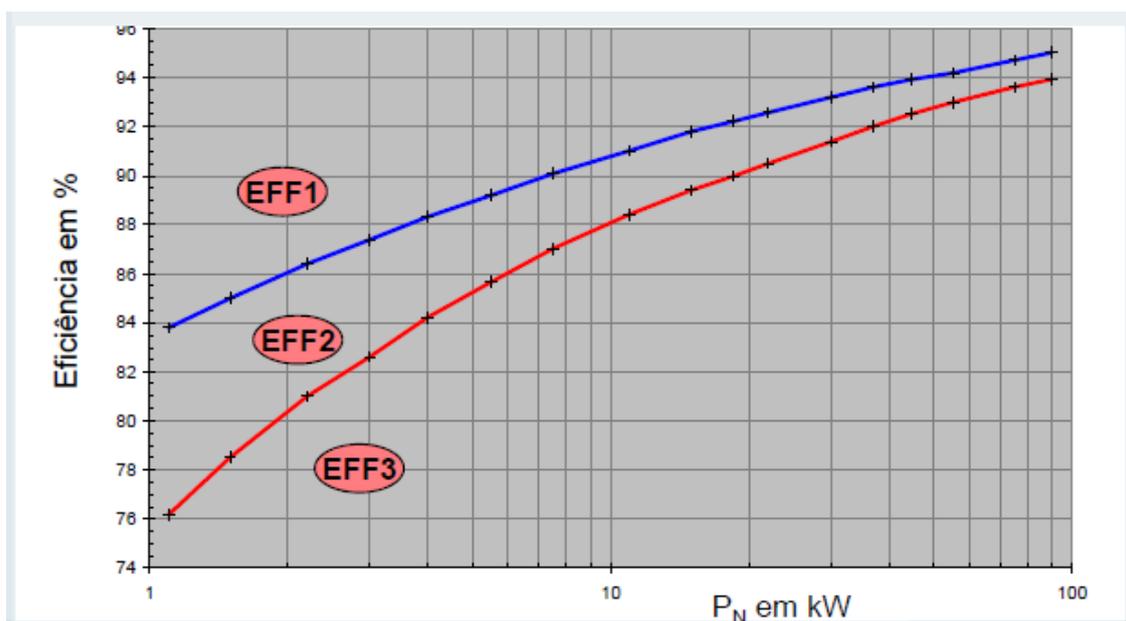


Figura 3 – Classes de eficiência de motores.
[SEW-Eurodrive]

O objetivo visa reduzir o consumo de energia e outros impactos ambientais negativos de produtos que consomem energia elétrica. Ao mesmo tempo, pretende-se melhorar a uma escala global o nível de harmonização regulamentar em assuntos relacionados com a eficiência em equipamentos de força-motriz. Este novo regime abrange os motores de indução trifásicos, de velocidade simples, até 375 kW. Entrou em vigor em três fases a partir de meados de 2011. Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar a classe e valores de eficiência do motor na respetiva chapa de características e na documentação do produto, que deve indicar claramente o método de teste usado na determinação da eficiência.

O organismo EU MEPS baseia-se em duas normas CEI.

- Norma CEI/EN 600034-2-1

Disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.

- Norma CEI/EN 600034-30

Disponível desde Outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

A norma CEI/EN 600034-2-1:2007 define duas formas de determinar a eficiência dos motores elétricos, o método direto e os métodos indiretos. A norma especifica os seguintes parâmetros para determinar a eficiência pelo método indireto:

- Temperatura de referência;
- Três opções para determinar as perdas adicionais em carga: medição, estimativas e cálculo matemático.

Os valores de eficiência resultantes diferem daqueles obtidos sob o padrão anterior de teste baseados na norma CEI/EN 60034-2:1996.

Deve-se notar que os valores de eficiência só são comparáveis se forem medidos utilizando o mesmo método.

A norma CEI/EN 60034-30:2008 define três classes de eficiência IE (International Efficiency) para motores assíncronos de indução trifásicos, rotor em gaiola de esquilo, e velocidade simples:

- IE1: Eficiência Standard (EFF2 do antigo sistema Europeu de classificação)
- IE2: Eficiência Elevada (EFF1 do antigo sistema Europeu de classificação e idêntica à EPAct nos EUA para motores de 60Hz)
- IE3: Eficiência Premium (idêntica ao "NEMA Premium" nos E.U.A. para motores de 60Hz)
- IE4: futuramente o nível de eficiência superior a IE3

Os níveis de eficiência definidos na norma CEI/EN 60034-30:2008 baseiam-se em métodos de ensaio especificados na norma CEI/EN 600034-2-1:2007. Comparando com as anteriores classes de rendimento Europeias, definidas pelo acordo CEMEP (norma CEI/EN 60034-2:1996), o leque foi ampliado.

A norma CEI/EN 60034-30 abrange quase todos os motores (por exemplo: motores standard, motores para ambientes perigosos, motores para embarcações e marinas, motores usados como freio), nomeadamente:

- Motores de velocidade simples, trifásicos, 50 Hz e 60 Hz
- Motores de 2, 4 ou 6 pólos
- Motores com potência nominal entre 0,75 - 375 kW
- Motores de tensão nominal até 1000 V
- Motores do tipo Duty S1 (funcionamento em contínuo) ou S3 (funcionamento intermitente ou periódico) com um fator de duração cíclica nominal de 80 por cento ou superior.

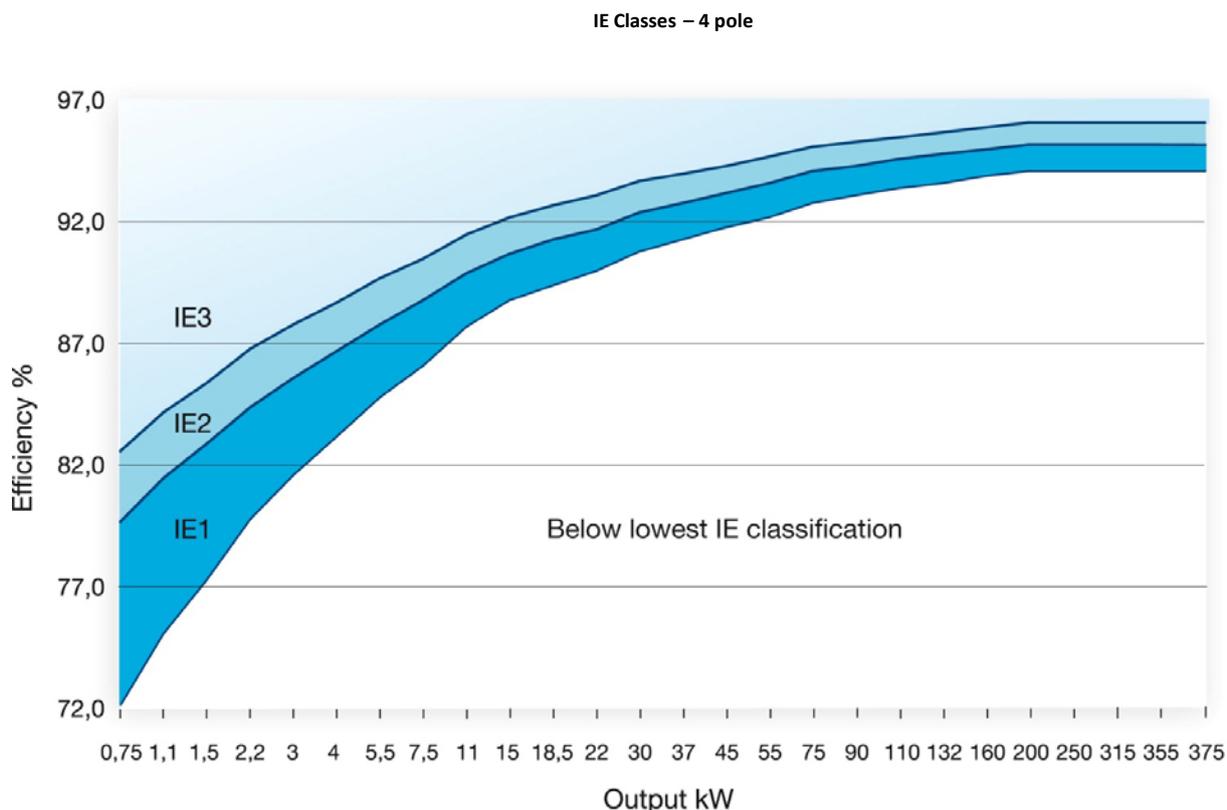


Figura 4 - Novas classes IE de eficiência de motores elétricos

Os motores que estão excluídos das normas CEI/EN 60034-30 são os seguintes:

- Motores feitos exclusivamente para funcionarem como conversores.
- Motores feitos exclusivamente para funcionarem imersos em líquidos.
- Motores totalmente integrados em máquinas que não podem ser testados separadamente da máquina (por exemplo, bombas, ventiladores ou compressores).
- Motores especificamente concebidos para funcionarem a altitudes superiores a 1000 metros. Onde as temperaturas do ar possam ultrapassar os 40 ° C. Em temperaturas máximas superiores a 400 ° C. Onde a temperatura ambiente for inferior a -15 ° C (qualquer motor) ou inferior a 0 ° C (motores refrigerados a ar).

Onde a temperatura da água de arrefecimento na entrada de um produto é inferior a 5 ° C ou superior a 25 ° C. Em atmosferas potencialmente explosivas, tal como definido na Diretiva 94/9/CE.

Na tabela 1 apresenta-se os valores limite para a eficiência dos motores com base na norma CEI 60034-30:2008 e CEI/EN 60034-2-1.

Os motores de eficiência (IE1) deixaram de ser colocados no mercado europeu a partir de 16 de Junho de 2011. Até aquela data todos os novos motores em avaliação na Europa tiveram de cumprir a eficiência IE2.

As regras não se aplicam fora da Europa. Por isso, será possível que os fabricantes produzam motores com eficiência IE1 para os mercados que não exijam estes requisitos mínimos de eficiência.

Tabela 1 - Valores limite para a eficiência dos motores com base na norma CEI 60034-30:2008 e CEI/EN 60034-2-1

Out-put kw	IE1 Standard efficiency			IE2 High efficiency			IE3 Premium efficiency		
	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole
0.75	72.1	72.1	70.0	77.4	79.6	75.9	80.7	82.5	78.9
1.1	75.0	75.0	72.9	79.6	81.4	78.1	82.7	84.1	81.0
1.5	77.2	77.2	75.2	81.3	82.8	79.8	84.2	85.3	82.5
2.2	79.7	79.7	77.7	83.2	84.3	81.8	85.9	86.7	84.3
3	81.5	81.5	79.7	84.6	85.5	83.3	87.1	87.7	85.6
4	83.1	83.1	81.4	85.8	86.6	84.6	88.1	88.6	86.8
5.5	84.7	84.7	83.1	87.0	87.7	86.0	89.2	89.6	88.0
7.5	86.0	86.0	84.7	88.1	88.7	87.2	90.1	90.4	89.1
11	87.6	87.6	86.4	89.4	89.8	88.7	91.2	91.4	90.3
15	88.7	88.7	87.7	90.3	90.6	89.7	91.9	92.1	91.2
18.5	89.3	89.3	88.6	90.9	91.2	90.4	92.4	92.6	91.7
22	89.9	89.9	89.2	91.3	91.6	90.9	92.7	93.0	92.2
30	90.7	90.7	90.2	92.0	92.3	91.7	93.3	93.6	92.9
37	91.2	91.2	90.8	92.5	92.7	92.2	93.7	93.9	93.3
45	91.7	91.7	91.4	92.9	93.1	92.7	94.0	94.2	93.7
55	92.1	92.1	91.9	93.2	93.5	93.1	94.3	94.6	94.1
75	92.7	92.7	92.6	93.8	94.0	93.7	94.7	95.0	94.6
90	93.0	93.0	92.9	94.1	94.2	94.0	95.0	95.2	94.9
110	93.3	93.3	93.3	94.3	94.5	94.3	95.2	95.4	95.1
132	93.5	93.5	93.5	94.6	94.7	94.6	95.4	95.6	95.4
160	93.7	93.8	93.8	94.8	94.9	94.8	95.6	95.8	95.6
200	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
250	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
315	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
355	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
375	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8

A conformidade com os padrões de eficiência exigidos é verificada por ensaios. Cabe a cada estado membro da UE a vigilância relativa aos procedimentos de verificação e implementação das normas.

A implementação das novas normas em cada estado membro de EU está a ser realizada em três fases:

- Fase 1: até 16 de Julho de 2011. Todos os motores devem satisfazer o nível de eficiência IE2;
- Fase 2: até 1 de Janeiro de 2015. Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;
- Fase 3: até 1 de Janeiro de 2017. Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75-375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

3. Variadores Eletrônicos De Velocidade

Uma grande parte das aplicações em que se utiliza força motriz beneficia, em termos de consumo de energia elétrica e de desempenho global, se a velocidade do motor se ajustasse às necessidades do processo.

A utilização de variadores eletrônicos de velocidade (VEVs) permite responder a alterações nas condições de carga do motor através da variação da sua velocidade. Por exemplo os VEVs podem substituir com larga vantagem dispositivos de estrangulamento de caudais utilizados em muitas aplicações na Indústria. Através da regulação da velocidade de rotação dos motores, os VEVs proporcionam uma melhoria das condições de funcionamento dos processos, um menor desgaste dos componentes mecânicos, um menor ruído de funcionamento e, fundamentalmente, uma substancial poupança de eletricidade.

A adoção de variadores eletrônicos para regular a velocidade das máquinas rotativas é, atualmente, a solução mais eficiente, apresentando os seguintes benefícios:

- economia de energia
- aumento da produtividade
- melhoria da qualidade do produto
- menor desgaste mecânico

Assim, em aplicações onde sejam requeridas apenas duas ou três velocidades, é aconselhável a utilização de motores assíncronos de velocidades variáveis, disponíveis com diversos tipos de características de binário/velocidade, e por isso adaptáveis a diversos tipos de carga. Nestes sistemas, a aplicação de variadores eletrônicos de velocidade, bem como de equipamentos mais eficientes do ponto de vista energético, permite elevar o rendimento global dos sistemas de 31% para 72%, com tempos de recuperação do investimento normalmente inferiores a três anos.

Os VEVs, para além de permitirem efetuar arranques suaves, proporcionando um menor desgaste mecânico e elétrico do equipamento, implementam uma série de proteções ao motor, como proteção contra curto-circuitos, sobretensões, sobretensões e falta de fase, que deste modo não precisam ser adquiridas separadamente, podendo facilmente ser integrados em sistemas automáticos de gestão da produção.

Existem diversos tipos de configurações do circuito eletrónico dos VEVs, consoante o tipo de motor e a gama de potência. A maioria dos VEVs é baseada em conversores AC-DC-AC (figura 5).

A figura 6 mostra a potência elétrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade. Pode observar-se uma diferença considerável da potência entre os dois métodos, à medida que o caudal decresce. Outros tipos de cargas (ventiladores, compressores) apresentam um comportamento semelhante.

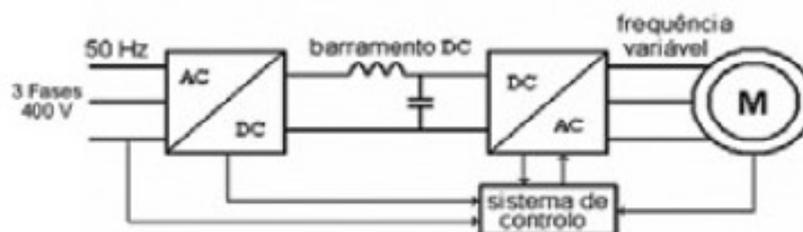


Figura 5 - Diagrama de um variador eletrônico de velocidade.
[BCSD –Portugal]

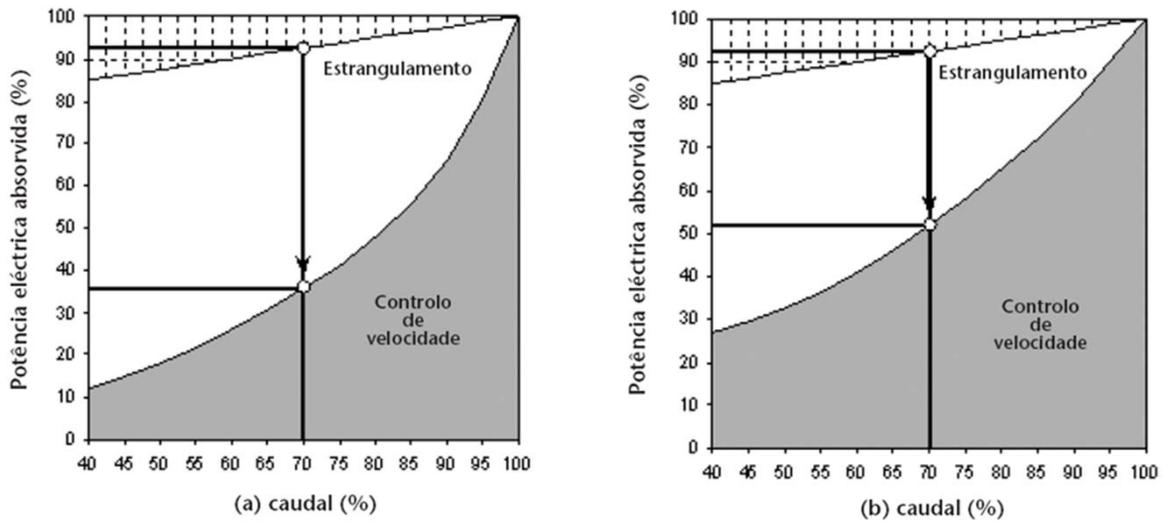


Figura 6 - Potência eléctrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade (a) sem elevação (b) com elevação. [BCSD –Portugal]

4. Aplicações Industriais que Beneficiam com a Utilização de Motores de Elevada Eficiência Associados a VEV

nível do motor e seu controlo destaca-se a utilização de motores de alto rendimento e a utilização de VEVs com automatismos para regulação do caudal e/ou da pressão.

4.1. Sistemas de bombagem

São várias as medidas de economia de energia que são possíveis de implementar em sistemas de bombagem, reduzindo consideravelmente os consumos, no entanto, a

A otimização do rendimento de um sistema de bombagem depende pois de um conjunto de ações na seleção dos diversos componentes do sistema, situação exemplificada na figura 7.

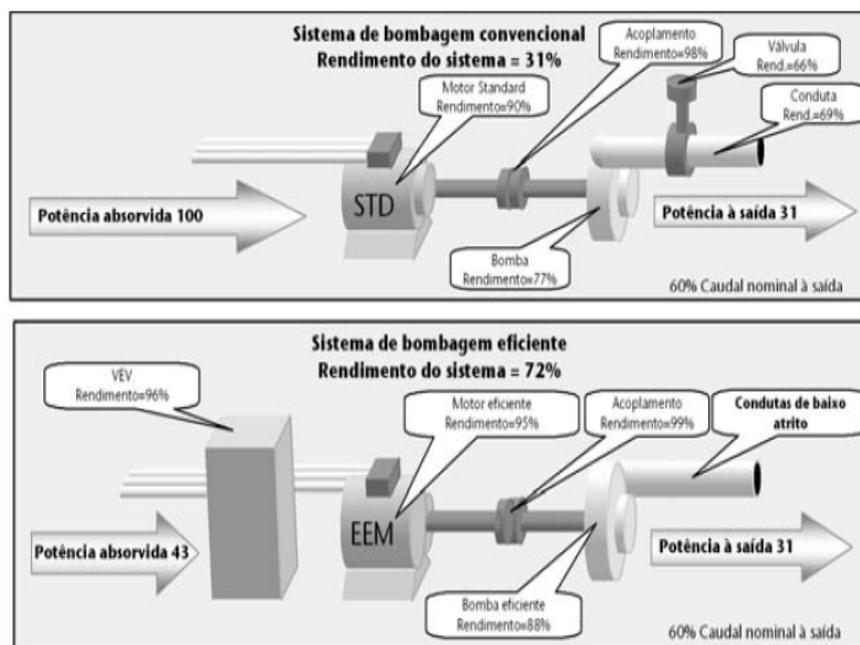


Figura 7 - Tecnologias eficientes para sistemas de bombagem: (a) Sistema eficiente (Rendimento do sistema = 72%); (b) Sistema convencional (Rendimento do sistema = 31%). [BCSD –Portugal]

4.2. Sistemas de ventilação

A utilização de motores de alto rendimento com a potência apropriada é fundamental.

Também a otimização do período de funcionamento do sistema de ventilação (por exemplo, através da instalação de um temporizador programável) deve ser considerada.

No entanto, o mais importante é o controlo do caudal em função das necessidades (através de um VEV e de um automatismo com sensores apropriados).

Por exemplo num grande edifício a renovação do ar pode ser feita em função de indicadores da qualidade do ar interior.

A figura 8 ilustra as poupanças associadas ao controlo de velocidade para o controlo de caudal de um ventilador.

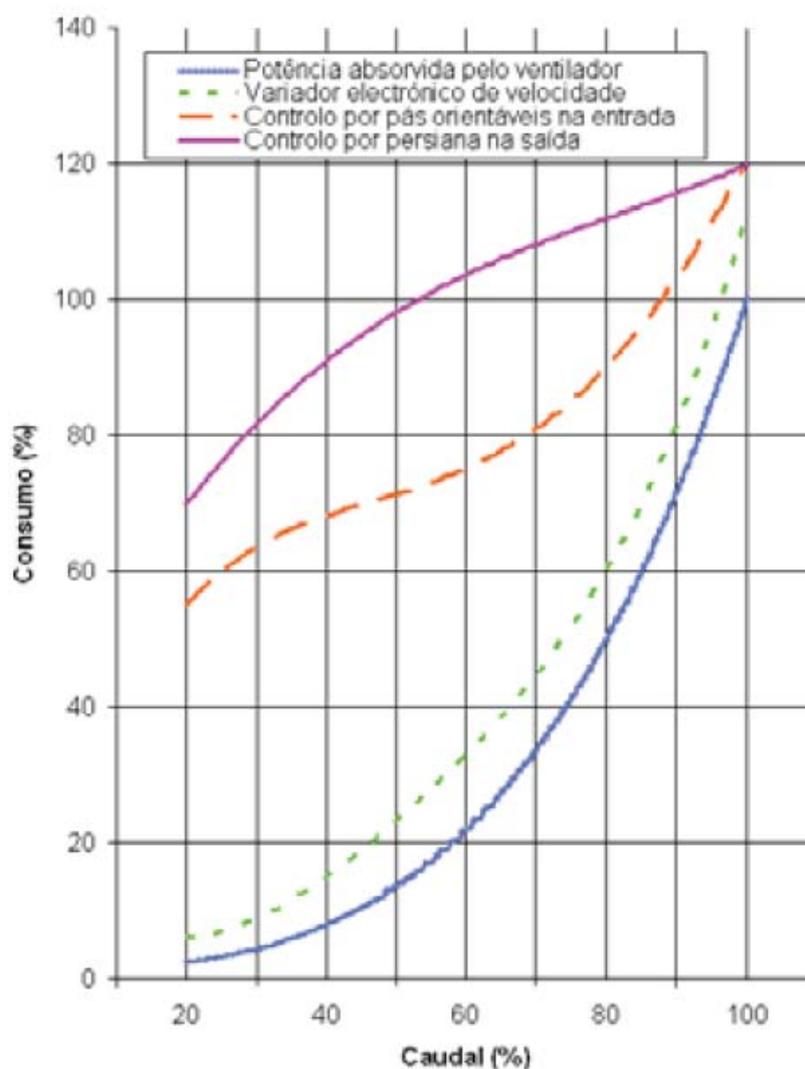


Figura 8 - Potência elétrica absorvida por diversos sistemas de controlo de um ventilador. [BCSD –Portugal]

3. Ar comprimido

O ar comprimido é um dos consumos mais importantes em muitas instalações industriais, sendo possível propor um conjunto de medidas de economia de energia.

No entanto é fundamental a instalação de um variador eletrónico de velocidade (VEV), que como mostra a figura 10 pode reduzir substancialmente a potência absorvida para pressões inferiores à pressão nominal.

Também no caso de instalações com mais de 10 anos, deve-se considerar a substituição do compressor por uma máquina nova ou melhor adaptada, equipada com um motor de elevada eficiência e que permita menor consumo específico de energia e ajustado às necessidades do sistema.

4. Elevadores e movimentação de cargas

O consumo de energia em elevadores e monta-cargas pode ser drasticamente diminuído com a conjugação de diversas tecnologias.

Existem novas topologias de VEVs que permitem que a energia resultante da travagem seja injetada na fonte, VEV regenerativos.

Esta característica permite poupanças significativas em aplicações com um número de travagens frequentes, como por exemplo os elevadores (fig. 11).

Este modo de funcionamento só é possível se a transmissão mecânica do motor o permitir.

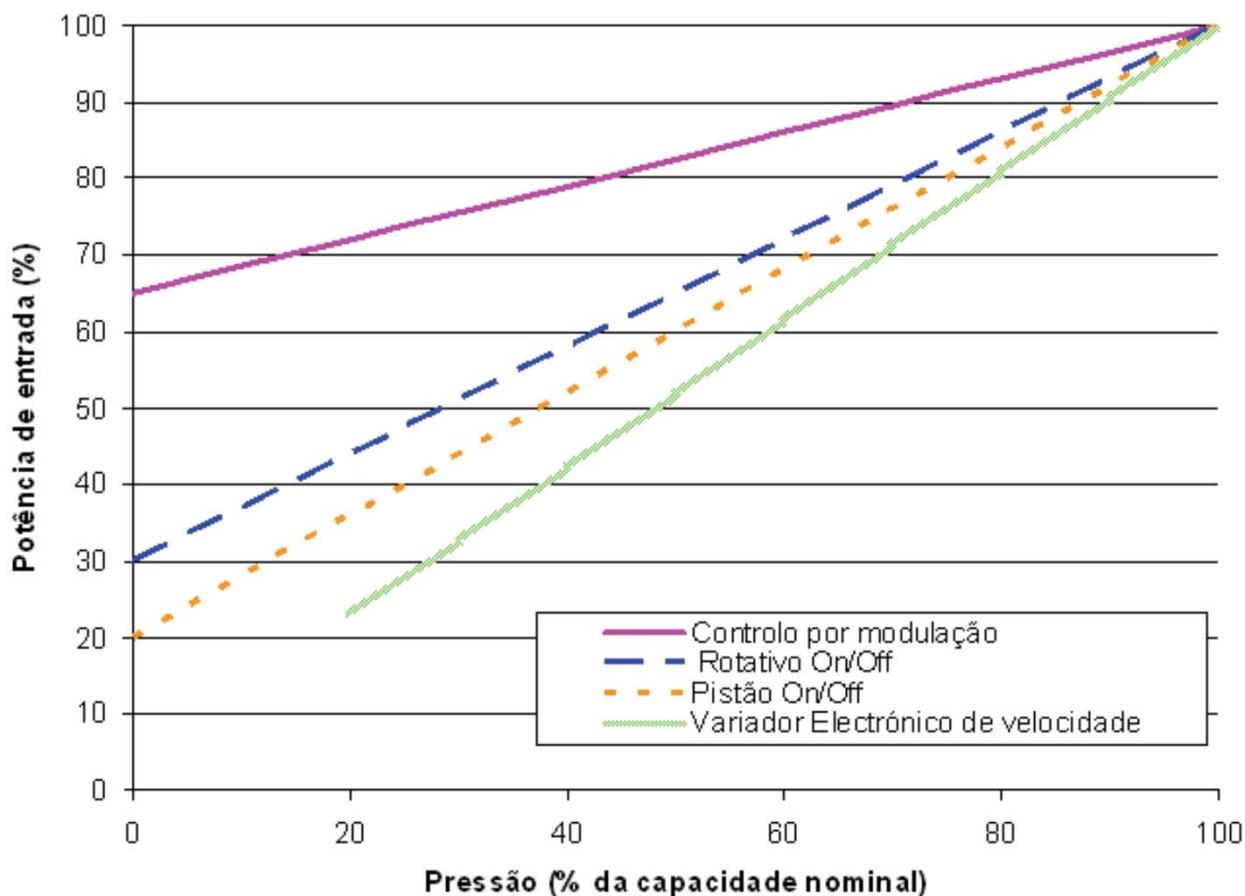


Figura 10 - Potência de entrada de acordo com a pressão do ar à saída, para diversas tecnologias, a implementar em compressores. [BCSD –Portugal]

Quando o elevador está a descer e o peso da carga é maior do que o contrapeso, então o binário do motor está em direção contrária à velocidade, isto é, o motor está a travar.

Do mesmo modo, quando o motor está a subir sem carga, podem obter-se poupanças de energia significativas, se o motor for controlado por um VEV regenerativo.

A utilização de VEVs com regeneração e engrenagens especiais permite uma redução no consumo de energia em cerca de 80%, relativamente à situação convencional.

Motores de ímãs permanentes com acoplamento direto e travagem regenerativa estão também a ser utilizados em novos elevadores eficientes.

Deve ser salientado que este tipo de tecnologia está também a ser aplicado em veículos elétricos de última geração.

5. Sistemas de climatização

A seleção apropriada dos equipamentos de ar condicionado é outro aspeto muito importante.

Deverá ter-se em conta o correto dimensionamento dos aparelhos de ar condicionado, e escolher aqueles com melhor eficiência energética, considerando o custo do ciclo de vida dos equipamentos.

Um parâmetro particularmente importante para os equipamentos de climatização é o COP (*"Coefficient of Performance"*) definido como:

$$\text{COP} = \text{Potência Térmica} / \text{Potência Elétrica}$$

Existem hoje equipamentos de ar condicionado que para médias e grandes instalações têm valores elevados do COP (superior a 5).

Os equipamentos mais eficientes têm VEVs para controlar os compressores e melhorar o rendimento em regime de carga parcial.

Alguns equipamentos são reversíveis podendo produzir frio ou calor de acordo com as necessidades.

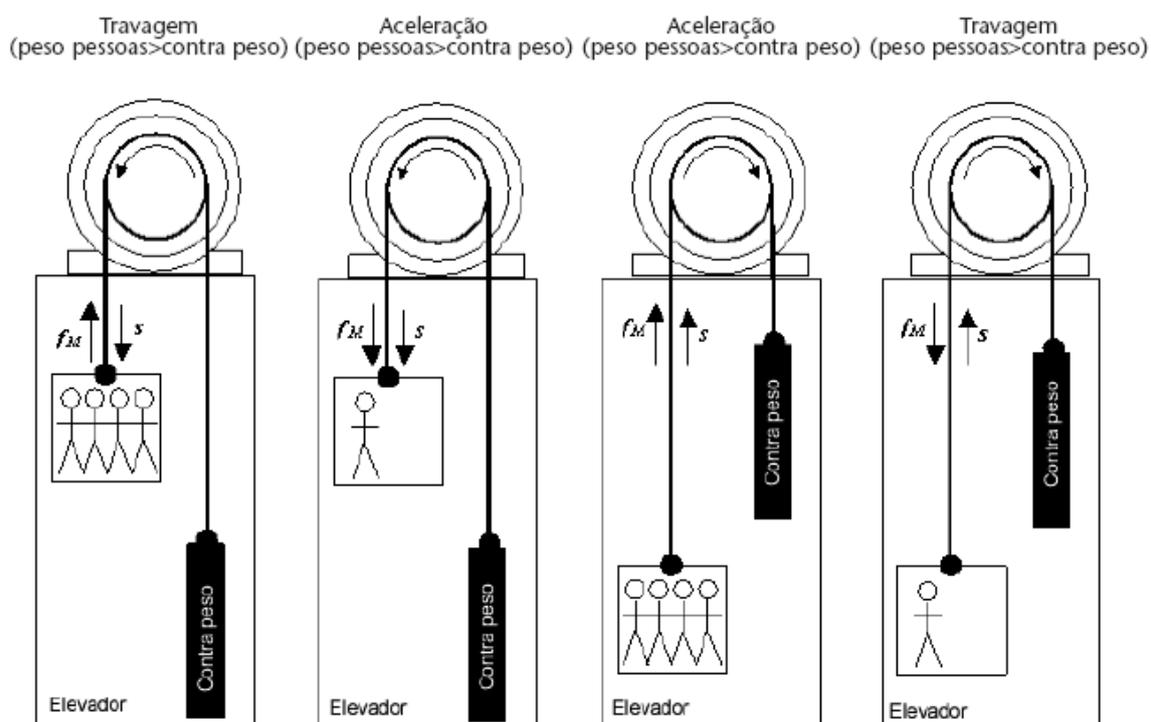


Figura 11 - Recuperação de energia num elevador eficiente.
[BCSD –Portugal]

6. Conclusões

A produção de energia mecânica, através da utilização de motores elétricos, absorve cerca de 77% da energia elétrica consumida no sector industrial e cerca de 34% da energia elétrica consumida no sector terciário do nosso País, da qual apenas metade é energia útil.

A força motriz é, pois, uma daquelas áreas em que é necessário atuar para fazer economias, utilizando a energia de uma forma mais racional e eficiente.

Os sistemas de acionamentos eletromecânicos têm que ser abordados como um todo, já que a existência de um componente de baixo rendimento influencia drasticamente o rendimento global.

Os pontos fundamentais em que se deve intervir são os seguintes:

- Dimensionar corretamente os equipamentos de força motriz, fazendo os motores funcionar com cargas da ordem dos 70 a 80%.
- Adaptar a velocidade do motor às necessidades do processo, utilizando sempre que necessário dispositivos electrónicos de variação de velocidade.
- Atender às necessidades de manutenção dos motores, que são essencialmente a limpeza da carcaça, a fim de reduzir a temperatura, e nalguns casos a lubrificação dos rolamentos.
- Utilizar os novos motores de “alto rendimento”, que já provaram a sua competitividade apesar do seu custo superior, devendo-se ponderar sempre que necessário a sua utilização.

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (*European Minimum Energy Performance Standard*) definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

O novo regime abrange motores de indução trifásicos até 375 kW, de velocidade simples.

Entrou em vigor de uma forma faseada a partir de meados de 2011.

Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar os valores IE (*International Efficiency*) classe de eficiência nas placas do motor e na documentação do produto.

O organismo EU MEPS assenta em duas normas CEI:

- A norma CEI/EN 600034-2-1, disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.
- A norma CEI/EN 600034-30, disponível desde Outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

De acordo com estas normas os motores passam a ser classificados por:

- IE1 (equivalente a EFF2 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização proibida;
- IE2 (equivalente a EFF1 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização obrigatória;
- IE3 (Premium) – com utilização voluntária;
- IE4 (ainda não aplicável a acionamentos assíncronos).

Os motores de eficiência (IE1) foram colocados no mercado europeu a partir de 16 de Junho de 2011. Até aquela data todos os novos motores em avaliação na Europa tiveram de cumprir a eficiência IE2.

As regras não se aplicam fora da Europa. Por isso, será possível que os fabricantes produzam motores com eficiência IE1 para os mercados que não exijam estes requisitos mínimos de eficiência.

A conformidade com os padrões de eficiência exigidos é verificada por ensaios. Cabe a cada estado membro da UE a vigilância relativa aos procedimentos de verificação e implementação das normas.

A implementação das novas normas em cada estado membro de EU está a ser realizada em três fases:

- Fase 1: Até 16 de Julho de 2011.

Todos os motores devem satisfazer o nível de eficiência IE2;

- Fase 2: Até 1 de Janeiro de 2015.

Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;

- Fase 3: Até 1 de Janeiro de 2017.

Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75- 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

Nos setores industrial e terciário podem obter-se diminuições significativas ao nível do consumo de eletricidade, desde que se atendam a várias medidas, como adaptação da velocidade dos motores ao processo através de VEV e utilização de motores de elevada eficiência.

Associação de VEV e motores de elevada eficiência permitem reduções significativas no consumo energético, em sistemas de bombagem, ventilação, ar comprimido, elevação e climatização.

Dependendo do correto dimensionamento dos equipamentos, do regime de carga e do tempo de vida da instalação, o custo destes equipamentos será rapidamente amortizado.

7. Referências Bibliográficas

- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, Eficiência Energética em Equipamentos de Força Motriz. Jornadas Luso-Brasileiras de Ensino e Tecnologia em Engenharia. ISEP, Porto, Fevereiro de 2009.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F., Efficient Use of Electrical Energy in Industrial Installations. 4TH European Congress Economics and Management of Energy in Industry. Porto, Novembro de 2007.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F. Eficiência Energética em Equipamentos de Força-Motriz. Revista Neutro à Terra Nº 3, Abril de 2009.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F. Acionamentos Eficientes de Força-Motriz. Nova Classificação. Revista Neutro à Terra Nº 10, Junho de 2010.
- ABB, Low Voltage Industrial Performance Motors. Catálogo ABB 2009.
- Manual De Boas Práticas De Eficiência Energética. BCSD – Portugal.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

1. Introdução

A iluminação pública é responsável por 3% do consumo de energia elétrica, em Portugal, tendo havido um crescimento no consumo de energia elétrica neste setor, entre 2000 e 2011, de cerca de 55%, com uma taxa média de crescimento anual de cerca de 5,1%. No ano de 2011, os custos com a iluminação pública rondaram os 170 M€, sendo que grande parte foram assegurados pelos Municípios.

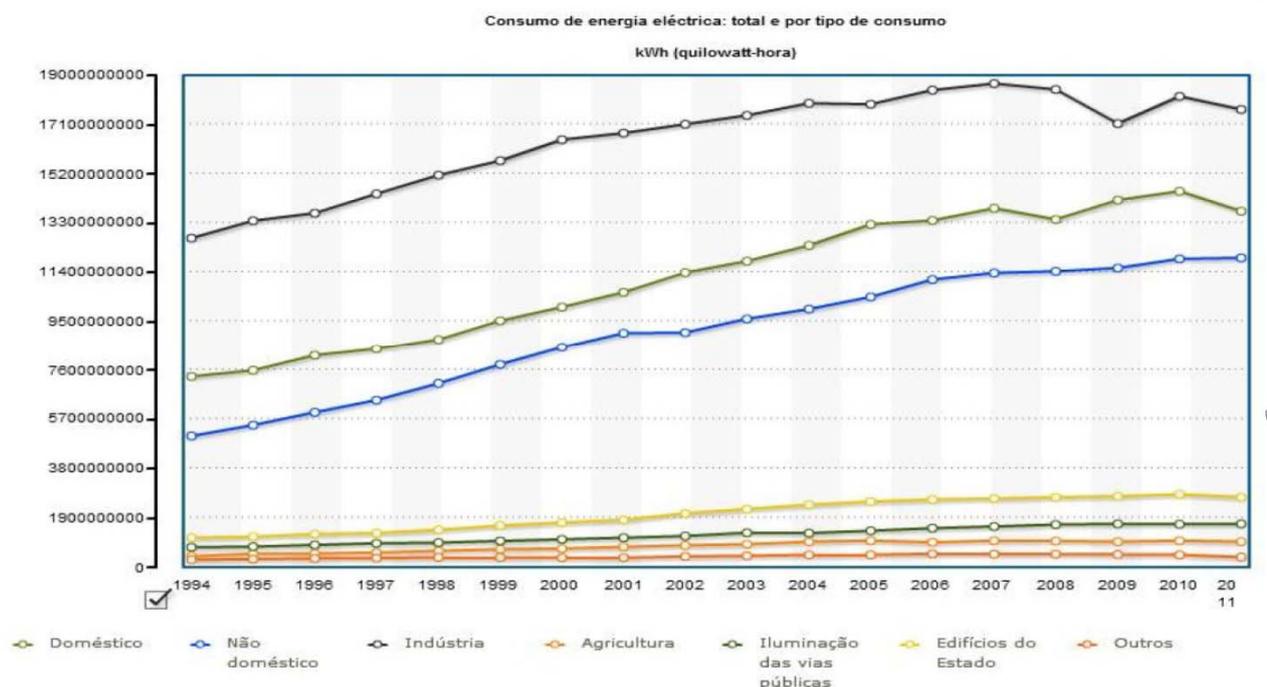
Atendendo ao panorama financeiro delicado de grande parte das autarquias do País, e sabendo que a iluminação pública tem um peso considerável nas despesas anuais de energia, faz sentido que se concentre aqui um esforço para tornar mais eficientes estas instalações.

A nível nacional, a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020) define estratégias que visam o cumprimento das medidas impostas pela União Europeia no sentido de cumprir objetivos que respeitem a sustentabilidade

A ENE 2020 define uma agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do país através da aposta nas energias renováveis e da promoção integrada da eficiência energética, assegurando a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético. Um dos eixos em que se divide a ENE 2020 visa diretamente a promoção da eficiência energética na Iluminação Pública (IP), com o objetivo de promover e apoiar projetos inovadores de iluminação pública com prioridade para os centros históricos.

Existem no mercado diversas soluções e tecnologias que permitem melhorar a eficiência energética da IP, facilitando uma gestão mais eficiente.

Estes sistemas podem também permitir economias diretas nos consumos de energia e/ou levar a um aumento da vida útil das lâmpadas, permitindo uma redução dos custos de manutenção das instalações de IP.



2. Panorama atual da IP

A Iluminação Pública é essencial para o desenvolvimento social e económico das sociedades e para o aumento da qualidade de vida das pessoas. A iluminação pública está diretamente ligada à segurança da via pública, sendo uma das características em destaque nas cidades, permitindo o reconhecimento dos espaços públicos e a orientação de trajetos, quando aplicada à iluminação rodoviária. Apesar de nos primórdios da iluminação pública, ela ter uma função muito importante relacionada com a segurança das pessoas, hoje em dia essa função começa a desvanecer-se, embora não haja dúvidas que um local bem iluminado é muito mais confortável que um local escuro.

A Iluminação Pública (Urbana) está diretamente relacionada com a iluminação publicitária, com a iluminação exterior de arquitetura e com a iluminação das vias e espaços públicos.

Não existe documentado o número exato de pontos de luz associados à iluminação pública, mas prevê-se que se situe, em Portugal, entre os 3 e os 4 milhões.

Deixando de fora deste artigo a iluminação publicitária, as soluções habitualmente utilizadas no mercado da iluminação pública são as seguintes:

- Mercúrio
- Sódio de baixa pressão
- Sódio de alta pressão
- Iodetos metálicos
- LED's

Embora ainda possam existir na atual infraestrutura de iluminação pública, as soluções de mercúrio estão proibidas do mercado da UE desde 2010, não podendo ser utilizadas em novas instalações. Este facto deve-se principalmente à sua baixa eficiência energética e elevada toxicidade.

A tecnologia mais utilizada atualmente é a de sódio de alta pressão (HPS – High-Pressure Sodium).

Mais recentemente, e com o desenvolvimento da tecnologia, é possível aplicar a tecnologia LED à iluminação pública, mediante a combinação de um determinado número de díodos, que permitem obter, no final, as características e

requisitos de iluminação adequados a um determinado local.

Lâmpadas de vapor de mercúrio (HPM)

Este tipo de lâmpada tem como princípio de funcionamento a descarga entre dois elétrodos, localizados no interior de um tubo no qual existe uma mistura de mercúrio, sob alta pressão, e argón. Durante o processo de aquecimento, o mercúrio vaporiza-se gradualmente, sendo emitida uma luz de fraca intensidade. Alguns modelos têm também uma camada de pó fluorescente, com o intuito de produzir radiação vermelha na parte interior do invólucro, cujo objetivo é transformar parte da radiação ultravioleta (UV) emitida em luz visível. Esta prática constitui uma melhoria significativa no aspeto da luz emitida, mas não se traduz numa melhoria expressiva do rendimento luminoso nem do índice de reprodução de cor (IRC). Existem também lâmpadas de luz mista em que o tubo de descarga com o mercúrio se encontra ligado a um filamento de lâmpada incandescente, como forma de melhoramento do espectro luminoso. No entanto, para evitar a redução drástica da vida útil da lâmpada, é necessário reduzir a temperatura de funcionamento do filamento, o que leva, inerentemente a uma redução do rendimento luminoso.

Neste tipo de lâmpadas apenas 15% da energia é convertida em radiação visível, sendo os restantes 85% transformados em perdas por convecção e condução e em radiação IV e UV.

Como equipamentos auxiliares é necessário o balastro e o condensador.



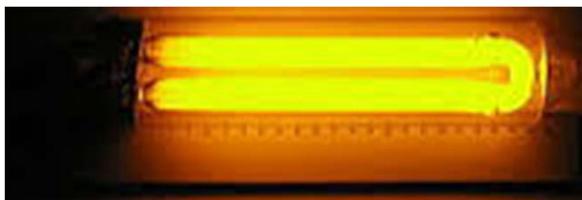
Lâmpadas de vapor sódio de baixa pressão

As lâmpadas de vapor de sódio de baixa pressão têm como princípio de funcionamento a descarga num tubo de vidro especial em forma de U, contendo uma atmosfera composta de néon e argon, além do sódio, onde se forma o arco elétrico, com um elétrodo em cada extremidade, desenhado para refletir a radiação infravermelha (IV), cujo objetivo é garantir uma temperatura suficientemente elevada para que seja possível a vaporização do sódio, permitindo assim a emissão de luz visível.

As LPS constituem a fonte de luz mais eficiente entre todas as lâmpadas, no que respeita a consumos energéticos e iluminação produzida, dado o seu elevado rendimento luminoso e longo período de duração de vida.

Este tipo de lâmpadas possui a capacidade de manter um fluxo luminoso constante ao longo da sua vida útil, aumentando ligeiramente o consumo à medida que se aproxima do fim de vida. Tem um rendimento luminoso muito elevado, no entanto devido a apresentar um espectro monocromático na faixa do amarelo, tem um índice de restituição de cor muito baixo, próximo de zero, e uma temperatura na ordem dos 1800 °K e os 2000 °K. Em termos tempo de vida útil o seu desempenho não é brilhante, situando-se em média, nas 16 000 horas.

Para o seu funcionamento é necessário o arrancador, o balastro e condensador como equipamentos auxiliares.



Lâmpadas de vapor sódio de alta pressão

Neste tipo de lâmpada, uma pequena quantidade de sódio misturada com mercúrio é colocada numa cápsula de vidro contendo xénon no seu interior. Durante o processo de aquecimento da lâmpada, o sódio e mercúrio vaporizam-se gradualmente, fazendo com que a lâmpada emita uma luz

ténue e, à medida que a pressão vai aumentando, a intensidade de luz vai igualmente aumentando, até estabilizar. Quanto maior for a potência da lâmpada, maior será a temperatura no seu interior e quanto maior for a temperatura, maior será a pressão do vapor e menor a resistência elétrica da lâmpada.

Este tipo de lâmpada emite radiação em grande parte do espectro visível, cerca de 30%, e muito pouca radiação na região dos UV. A luz emitida tem cor amarelada, com temperatura de cor entre os 2000 °K e os 3200 °K e com um índice de restituição de cor entre os 20 e os 70.

Tal como as lâmpadas de vapor de sódio de baixa pressão, necessitam de balastro, arrancador e condensador como equipamentos auxiliares.



Lâmpadas de iodetos metálicos

Este tipo de lâmpada tem, essencialmente, a mesma constituição que as lâmpadas de vapor de mercúrio, diferindo na mistura de substâncias contida no tubo de descarga. Nas lâmpadas de iodetos metálicos são adicionadas ao mercúrio misturas com emissores iónicos ou com emissores moleculares, obtendo-se uma emissão de luz com um espectro de riscas ou contínuo, respetivamente.



Este tipo de lâmpada possui um elevado rendimento luminoso, apesar de inferior aos das lâmpadas de vapor de sódio, e apresenta uma excelente restituição cromática. A luz emitida é clara, semelhante à luz do dia, com uma temperatura de cor entre os 3000 e os 6000 °K, podendo em alguns equipamentos possuir temperaturas um pouco superiores. No entanto, a cor é afetada pelas horas de utilização do equipamento, possuindo uma duração média de utilização a rondar as 9000 horas.

Lâmpadas LED

O LED é baseado no díodo semiconductor, que quando polarizado, faz com que os eletrões se recombinem no interior do dispositivo, libertando energia na forma de fotões. A luz é emitida numa banda espectral relativamente estreita e é produzida pelas interações energéticas dos eletrões.

Os leds já são usados há muito tempo e com sucesso nos mais diversos equipamentos eletrónicos. Mais recentemente começaram a ser usados na sinalização viária e agora está-se a evoluir para a sua aplicação na iluminação pública.

Os LED's de cor branca tem vindo a evoluir rapidamente, quer em potência, quer em restituição cromática, de tal forma que, hoje em dia, já conseguem ser uma alternativa à iluminação convencional em todas as suas vertentes.

A quantidade de luz emitida por um LED é conhecida como fluxo luminoso e é medido em lúmen (lm). O fluxo luminoso depende da cor e da densidade de corrente elétrica que alimenta o LED. Quanto mais corrente o chip semiconductor do LED conseguir administrar, mais fluxo luminoso será emitido. No entanto, a eficiência da transformação da corrente em luz é reduzida.

Atualmente os LED's emitem um fluxo luminoso que ronda os 150 lm/W e com potência, por LED, de 1,0 - 5,0 watts, disponíveis em várias cores, responsáveis pelo aumento considerável na substituição de alguns tipos de lâmpadas em várias aplicações de iluminação.

No entanto uma das grandes limitações deste tipo de tecnologia é a temperatura de funcionamento e o calor que é gerado quando em funcionamento, obrigando os fabricantes a ter especial atenção aos dissipadores que associam às luminárias.

Um outro problema é o diminuto ângulo de abertura do feixe, problema que é ultrapassado através de refletores.

A manutenção do fluxo luminoso é expresso em horas e é definido da forma $LxBy$, onde x representa a percentagem de luz emitida pelo LED, e y representa o número de LED's que deixaram de cumprir os critérios mínimos. Para os LED's é normal considerar 60000 horas L70B10, isto significa que após 60000 horas de uso a luminária LED vai fornecer 70% do seu fluxo luminoso e que apenas 10% dos LED's não atingirá esse nível.



3. Metodologias para atingir a eficiência

A Estratégia Nacional para a Energia, ENE 2020, sugere a aposta nas energias renováveis e na promoção integrada da eficiência energética como forma de se atingir a competitividade, o crescimento e a independência energética do país.

Também como consequência da aplicação do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e da ENE 2020, o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP pretende que se obtenha, até 2020, nos serviços públicos e nos organismos da Administração Pública, um nível de eficiência energética na ordem dos 20%.

Para se concretizarem tais objetivos, será necessário utilizar racionalmente a energia, melhorar a eficiência energética das instalações semaforicas e aumentar a eficiência energético-ambiental dos equipamentos de IP.

Cabe aos Municípios, através do seu relacionamento com a entidade distribuidora de energia, a responsabilidade de assegurar o bom funcionamento e avaliar o desempenho da IP. Este último aspeto revela-se particularmente importante no contexto das finanças autárquicas, pelo que as nossas cidades pretendem, atualmente, encontrar soluções para a redução do consumo de energia e custos manutenção associados às instalações de IP.

Como soluções que têm vindo a ser adotadas na IP, como forma de se melhorar a eficiência destacam-se as seguintes:

Substituição das lâmpadas

Substituição das antigas lâmpadas de vapor de mercúrio por lâmpadas mais eficientes. Usualmente a substituição é por lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão, no entanto, há situações em que é alterada toda a filosofia de iluminação, podendo ser adotadas soluções mais modernas, que levam à substituição de toda a luminária.

Balastros Eletrônicos/Regulação de fluxo

A regulação de fluxo é também uma forma de se conseguir reduzir os gastos com a energia elétrica associada à iluminação pública, isto porque é conhecido que em muitos casos a iluminação pública está sobre dimensionada e não necessita de estar ligada à potência nominal durante a totalidade do período de funcionamento.



A possibilidade de se reduzir o fluxo luminoso durante determinados períodos noturnos garante economias no consumo de energia elétrica, conservando-se sempre um nível de segurança para os utentes.

Os reguladores de fluxo são equipamentos que permitem fazer a função função *dimming*. Esta poderá ser realizada pela variação por patamares ou de uma forma contínua. De um modo geral, podemos relacionar esta função com a densidade de tráfego, as condições atmosféricas locais, a adaptabilidade aos parâmetros locais do projeto de iluminação, o fator de manutenção do fluxo luminoso da lâmpada e determinada programação horária (pré-definida ou parametrizável).

Uma outra solução que poderá ser adotada é a utilização de balastros eletrônicos de duplo nível. Esta tecnologia tem como vantagens o baixo consumo, o elevado fator de potência e a capacidade de absorver variações de tensão da rede. Consegue reduzir a potência em cerca de 40% e substitui o arrancador e condensador das luminárias tradicionais.

A elevada eficiência, as perdas reduzidas e a elevada capacidade de controlo do fluxo luminoso, são vantagens muito importantes desta tecnologia.

A utilização dos balastros eletrônicos associados a outros dispositivos de poupança de energia, tais como, reguladores de fluxo e sensores de presença e luminosidade, podem levar a poupanças de energia na ordem dos 75%.

LED's

A utilização da tecnologia LED na iluminação pública começa a ser uma alternativa muito interessante, com a evolução da tecnologia associada à diminuição dos preços das luminárias.

Se na iluminação pública não viária esta tecnologia encontra-se já muito implementada, na iluminação viária ela ainda não consegue superar a tradicional utilização do vapor de sódio de alta pressão.



Se a redução efetiva dos consumos, o elevado índice de restituição de cores, a flexibilidade na temperatura da cor, a capacidade de arranque imediato, a robustez e uma vida útil muito superior às restantes tecnologias são os pontos fortes desta tecnologia, o custo das luminárias, a ainda pouca oferta de opções comerciais credíveis e a incerteza da fiabilidade por serem equipamentos com muita eletrónica expostos a condições climatéricas adversas, são os pontos fracos deste tipo de iluminação.

4. Conclusão

Os custos com a energia elétrica associados à iluminação pública são cada vez mais importantes e assumem um peso considerável nas autarquias e outras instituições públicas, que têm obrigatoriedade de a manter como forma de assegurar a qualidade de vida e serviços e a segurança das pessoas e bens.

Existem muitas formas de tornar estas instalações mais eficientes e com isso conseguir poupanças, no entanto, quase todas obrigam a algum investimento.

Acima de tudo é preciso pensar os projetos de iluminação pública na vertente da eficiência sem que com isso se descurem os aspetos técnicos e regulamentares associados a cada tipo de via ou espaço público.

CURIOSIDADE



MANUAL DE BOAS PRÁTICAS PARA CADASTRO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Nos últimos meses o CPI (Centro Português de Iluminação) tem realizado uma série de seminários, por todo o País, para divulgar o seu último documento, recentemente impresso, "Manual de Boas práticas para Cadastro de IP".

É pertinente perguntar porque é que havendo iluminação pública há mais de 100 anos em Portugal, se lembra agora o CPI da criação de um "Manual de Boas práticas para Cadastro de IP".

As razões para a criação de um documento sobre um tema aparentemente fácil e óbvio são muitas, como veremos mais adiante.

A crise económica que abraçou o país a partir de 2010 demonstrou que as opções políticas energéticas em Iluminação Pública (IP) não são sustentáveis face aos custos operacionais inerentes.

Neste sentido, e nesse mesmo ano, a Secretaria de Estado de Economia e Energia convidou-me para integrar um grupo de trabalho para a criação do Documento de Referência para a Eficiência Energética na Iluminação Pública (DREEIP) com intuito de dotar os Municípios/Decisores de um instrumento que aponte para soluções sustentáveis do ponto de vista de eficiência energética na iluminação, independentemente da fonte ou da tecnologia utilizada.

Apesar de estar em vigor a portaria 454 de Maio de 2001 que no seu anexo 1 define níveis e uniformidade a projetar nas vias, a verdade é que as tecnologias, as tendências de projeto evoluíram, a maneira como encaramos o espaço urbano também, os utilizadores estão mais sensíveis à qualidade e eficiência de iluminação e a crise económica obriga-nos a repensar todo o sistema. Terminado o DREEIP coube-me a mim a divulgação dos objetivos do mesmo, contando para o efeito com o apoio da RNAE e de vários Municípios.

No decurso destas conferências tive a oportunidade de contactar de perto com muitas entidades e ESE's que direta ou indiretamente, estavam à procura de soluções sustentáveis para sistemas de iluminação pública (IP).

Estes agentes em coordenação com as entidades responsáveis pela gestão dos sistemas de Iluminação Pública procuravam recorrer a mecanismos de financiamento que lhes permitissem implementar algumas medidas de eficiência energética que visassem conduzir à redução de consumos energéticos na Iluminação Pública.

Os contactos permitiram verificar que, na maioria das situações, esses financiamentos quando avançaram foram afetos a investimentos avulsos ou em vias de, sem que as entidades gestoras efetuassem uma prévia avaliação do estado de conservação e operacional dos sistemas de Iluminação Pública, por forma a poderem descortinar quais as situações a corrigir e canalizar os investimentos para métodos e tecnologia de uma forma mais assertiva.

Algumas dessas entidades apresentavam, no decurso destas conferências, casos práticos de cadastros de IP pouco esclarecedores, para todos os gostos e feitios, quase todos sem atualização, portanto radiografias, com nº e tipos de atributos diferentes, mais ou menos precisos, não integrados num SIG, nalguns casos sem potência das lâmpadas, identificação dos modelos, estado de conservação dos equipamentos de IP, georreferenciados em alguns casos com recurso a GPS de navegação e não de aquisição, manejados por pessoas sem experiência e nalguns casos com equipas sem a presença de eletrotécnicos e de geógrafos. Outros utilizavam o cadastro fornecido pela concessionária que, no meu entender, pode ser complementar mas não é suficiente como base para quem tem de gerir e decidir sobre um espaço urbano, pois este cadastro é realizado pela concessionária com atributos adaptados às suas necessidades de gestão de rede.

Constatee também que muitas das pessoas que andavam no terreno me punham questões que revelavam um grande desconhecimento do sistema de IP, nomeadamente geógrafos que me davam a conhecer a sua dificuldade em caracterizar o sistema elétrico de IP, o que é perfeitamente normal dada a sua especialidade e à necessidade de haver equipas multidisciplinares no terreno.



Figura 1. Exemplo de excerto de um ortofotomapa de grande resolução

Por outro lado, é bom lembrar que a maioria dos contratos de concessão acabam entre 2015 e 2021 e é necessário que as autarquias tenham o sistema de IP cadastrado para uma possível negociação em futuras concessões.

Resumindo, não sabemos quantos pontos de luz temos em Portugal, nem quanto ao tipo, funcional ou decorativa, potência, estado real de conservação, nem quanto à justificação da potência, localização ou até à própria necessidade de existirem em alguns locais.

Em muitos casos não sabemos o que está ligado à IP, como outdoors, cabines telefónicas, paragens de autocarro, etc. Foram-se ligando, ao abrigo de protocolos, mas não se registaram ou atualizaram.

Há circuitos IP ligados a armários de BT e sem contagem, há circuitos que englobam pontos de luz de dois municípios ou entidades diferentes embora a contagem pertença apenas a um deles.

Os cadastros que existem são insuficientes para um correto planeamento de um sistema IP eficiente e para planearmos, precisamos de conhecer o que existe, como existe e o porquê da sua existência.

Para que as entidades gestoras estejam municiadas de informação sobre o estado do seu sistema de IP é fundamental a existência de um Cadastro de Iluminação Pública, bem como a implementação de medidas e práticas que conduzam à sua permanente atualização, caso contrário o cadastro perderá toda a sua potencialidade como ferramenta base de gestão. A necessidade de uma atualização constante e articulada com todos os intervenientes no sistema deverá ser um procedimento a adotar entre as partes.

É neste sentido que o CPI sentiu a necessidade da elaboração deste documento, de modo a criar um Manual de Referência para as boas práticas a adotar na implementação de um Cadastro de Iluminação Pública.

Este documento tem como metas ajudar as entidades gestoras e demais atores neste processo na elaboração do Cadastro da Iluminação Pública, explicitando as metodologias e modelos de dados (organização, classes de objetos e atributos) que deverão ser contemplados.

Apenas com um cadastro da Iluminação Pública de qualidade e integrado será possível tomar medidas de gestão conscientes e conducentes a uma efetiva eficiência energética na Iluminação Pública.

Falando agora do manual, o CPI considera que a implementação de um Cadastro de Iluminação Pública deve obedecer aos seguintes objetivos:

- Ser uma fonte de informação credível e rigorosa;
- Dar a conhecer a infraestrutura a todos os níveis de operacionalidade;

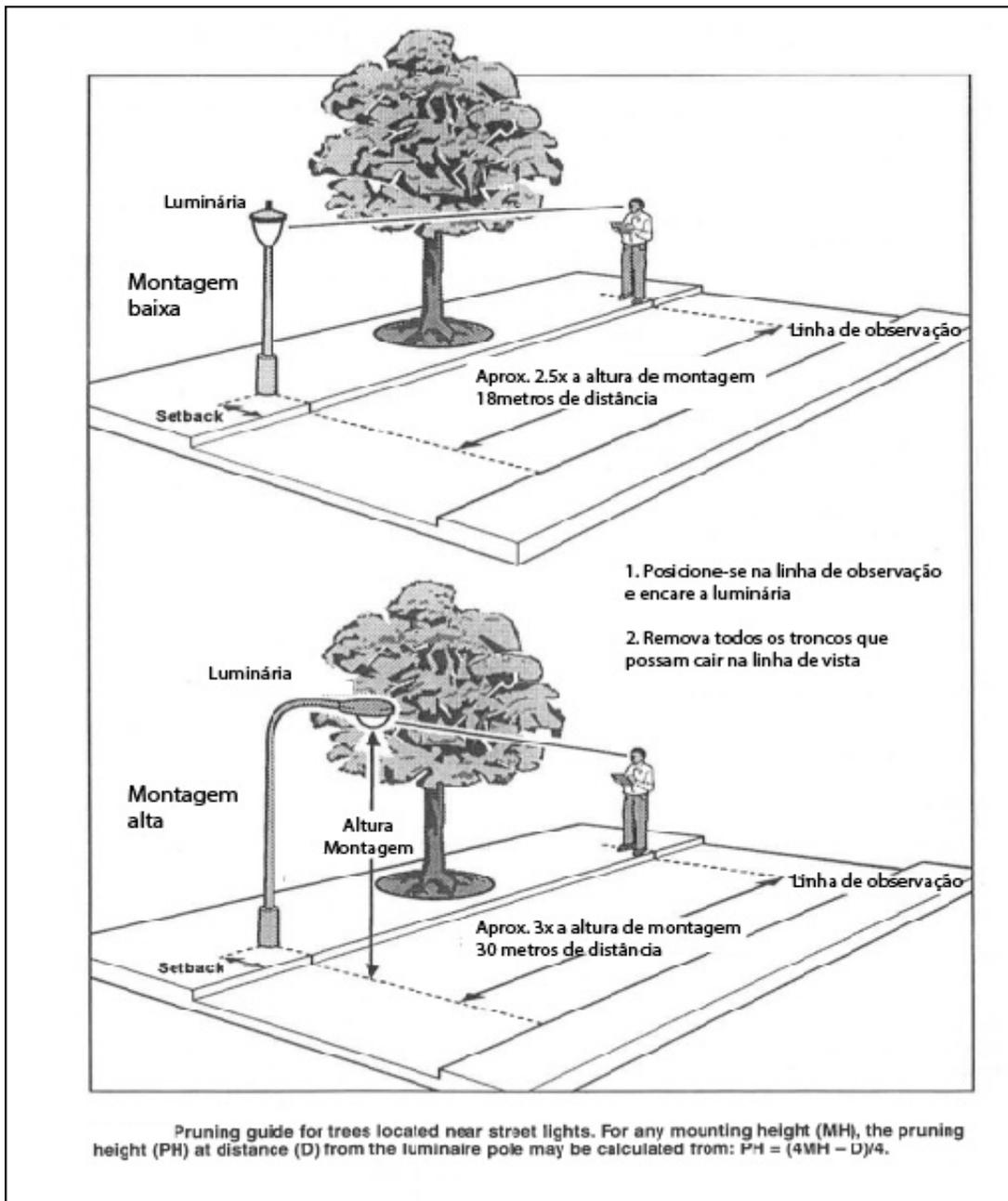


Figura 2. Exemplo de obstrução, que deve ser registado no cadastro.

- Constituir-se como um suporte de dados e ferramenta de informação para diversas atividades que dependem de um cadastro rigoroso, nomeadamente:

- Planeamento e projeto;
- Análise e diagnóstico;
- Monitorização e avaliação de desempenho;
- Planeamento e ordenamento de território;

- Constituir-se como uma ferramenta para a gestão integrada dos sistemas de IP.

Para atingir tais objetivos, é importante interiorizar que um cadastro de IP tem que ter não só atividades de georreferenciação, como comumente é assumido, mas também de inventariação, numeração, identificação de elementos da rede e respetivas características técnicas, incluindo aspetos construtivos e de instalação, estado de conservação, modo de ligação, comportamento

Deste modo, a realização de um cadastro técnico de Iluminação pública terá que passar por quatro componentes fundamentais, que são:

Caracterização técnica

- Caracterização da designação dos equipamentos e aparelhos – que inclui referências aos modelos, marcas, tipos, fabricantes, etc...
- Caracterização física dos equipamentos – que inclui formas, materiais, alturas, comprimentos, dimensões, etc...
- Caracterização de parâmetros energéticos associados aos equipamentos e instalações – que inclui potências, correntes, luminâncias, cor da luz, etc...

Caracterização construtiva e de funcionamento

- Caracterização do modo de instalação da rede – que inclui aspetos de natureza civil como assentamento/fixação dos apoios, o tipo de instalação dos circuitos (aéreos, subterrâneos,...), as características construtivas das instalações,...
- Caracterização do modo de estruturação da rede – que inclui a identificação dos circuitos e sua extensão, as características elétricas (potências, correntes e outros parâmetros),...
- Caracterização do modo de ligação da rede – que inclui a criação de parâmetros de relação entre os circuitos as instalações e os Pontos de luz,...
- Caracterização da função das entidades em relação ao espaço e o meio envolvente – que inclui as características associadas com a conjugação e interação com o meio (vias, zonas, caracterização funcional)...

Caracterização do estado de conservação

- Caracterização de aspetos relacionados com manutenção dos equipamentos e infraestruturas de rede – que inclui danos nos equipamentos, desgastes, obstrução,...

Georreferenciação

Posicionamento rigoroso dos elementos e equipamentos de rede, bem como todos os elementos que interagem com os sistemas de iluminação pública – que inclui a georreferenciação das instalações, pontos de luz, vias, limites de zonas..

Essas 4 componentes derivam de duas atividades fundamentais para a realização de um cadastro:

- Levantamentos de Campo
- Tratamento de dados

Uma vez concluído o trabalho de execução de cadastro, e para ser possível gerir adequadamente a Iluminação Pública, poderão ainda ser consideradas mais duas fases complementares:

Fase 1 – Integração de informação proveniente de outros sistemas, nomeadamente:

- Faturação e consumos registados;
- Sistemas automáticos de monitorização/medição implementados nas instalações: medições de parâmetros lumínicos, energéticos e do meio ambiental;
- Contratos associados à conservação e manutenção;
- Condições de segurança da rede.

Fase 2 - Análise e diagnóstico da situação atual

- Cruzamento da informação recolhida com a legislação vigente aplicável ao país em matéria de iluminação exterior, ou outra aceitável;
- Análise cruzada com outra informação integrada;
- Estudos de diagnóstico do sistema de IP.

Para um correto levantamento de campo, o CPI no seu manual define quais os atributos que deve ter uma equipa técnica e as características dos equipamentos que servirão de suporte a todo o levantamento de campo:

Equipa técnica

Recomenda-se que as equipas que realizam os trabalhos de levantamento cadastral sejam multidisciplinares, capazes de reconhecer com facilidade os elementos da rede de Iluminação Pública e as diversas tipologias de equipamentos.

Essas equipas devem ter sensibilidade para o modo de funcionamento da rede elétrica, conhecimento das características elétricas e capacidade de manusear os diversos tipos de equipamentos de medição. Devem igualmente ser capazes de interpretar os resultados das medições, por forma a assegurar a fiabilidade dos dados recolhidos e oferecer a garantia de qualidade da informação cadastral.

Os elementos das equipas devem ser detentores de formação de base em segurança e riscos inerente a toda a atividade a desenvolver, para não colocarem em causa a sua integridade física e da instalação / sistema de Iluminação Pública, bem como a de terceiros.

Os levantamentos que impliquem medições e manobras em PT e armários deverão ser realizados por técnicos devidamente habilitados para trabalhos em tensão. Deverão estar igualmente munidos de equipamentos de proteção individual (EPI).

Equipamentos

Para a realização dos trabalhos inerentes às atividades de tratamento de dados deverão ser disponibilizados os equipamentos e outros recursos informáticos compatíveis com os sistemas a utilizar, nomeadamente versões de software, capacidade de armazenamento de dados e ligações de rede sempre tal se justifique.

Nos equipamentos o manual subdivide duas categorias:

1 - Instrumentos de Georreferenciação e medidas de distâncias

Os recursos e meios a utilizar para a georreferenciação das entidades podem ser vários, sendo que estes deverão garantir as precisões que geralmente estão associadas a cadastro de infraestruturas, que de uma forma genérica se enquadram nas escalas planimétricas entre 1:1000 e 1:2000

e cujas precisões recomendadas se situam nos 30cm.

São sugeridos os seguintes instrumentos:

- 1– GPS
- 2– Estação Topográfica Total
- 3– Base cartográfica existente
- 4– Distanciómetros

2- Instrumentos de medida de parâmetros elétricos e lumínicos

Para obter valores reais em detrimento de valores por estimativa devem ser utilizados equipamentos de medição de parâmetros elétricos e lumínicos. Estes equipamentos deverão ser selecionados tendo em conta a sua adequação aos trabalhos a realizar e devem estar nas devidas condições de utilização e calibração nos termos das Normas Nacionais.

Neste contexto, os equipamentos fundamentais para a operacionalização dos trabalhos de aquisição de dados durante a atividade de campo serão:

- 1 – Multímetro;
- 2 – Luxímetro;

Como base de suporte às equipas responsáveis pela realização do cadastro o manual define uma série de entidades mínimas, etapas para o levantamento das mesmas, anexos que incluem registos fotográficos dos objetos a cadastrar, de modo a ajudar à caracterização e identificação dos mesmos e o anexo 5, que é um ficheiro Excel que serve de suporte ao levantamento no terreno e que deve ser descarregado do site do CPI: www.cpi-luz.pt.

Finalmente, para se ter um cadastro atualizado e para que o mesmo constitua uma ferramenta fundamental e credível para as entidades gestoras de um sistema IP, o CPI considera que é necessária a criação de um gestor do sistema que fará a ponte com o concessionário, outros departamentos envolvidos na gestão do espaço urbano, equipas projetistas, etc.

Entende-se que para desempenhar esse papel a qualificação mais óbvia será a de alguém com grandes conhecimentos de eletrotecnia e luminotecnia mais concretamente um engenheiro eletrotécnico.

O CPI considera que um cadastro desenvolvido de acordo com o Manual permitirá:

- Um conhecimento aprofundado de toda a infraestrutura
- Diagnosticar e avaliar todo o sistema de IP
- Ter uma base de desenvolvimento para um plano diretor de IP
- Facilitar a introdução de sistemas inteligentes de gestão de IP
- Fazer com que a iluminação pública possa constituir um instrumento de desenvolvimento, conforto, segurança e atratividade de uma área, de uma cidade, ou de uma região, ao mesmo tempo que potencia a perceção ambiental e influencia o comportamento humano, de um modo eficiente.

O manual está à venda em versão impressa e pode ser encomendado através do site do CPI com um preço para sócios e outro para não sócios, incluindo já ambas despesas de envio.

Fizeram parte do grupo de trabalho que criou este manual os seguintes elementos: Alberto Van Zeller, Vice-presidente do CPI e coordenador do grupo; os geógrafos Hugo Jorge, Sandra Cunha e João Melo, António Gomes, da Divisão de IP da CM de Lisboa; Paulo Nogueira, da Adene; e José Carlos Teixeira, Professor Universitário e especialista em sistemas de integração e avaliação.



EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

ESTUDO DE CASOS PRÁTICOS

I. Introdução

O consumo de energia está na origem de 80% das emissões de gases com efeito de estufa na União Europeia (UE). Consequentemente, reduzir as emissões de gases com efeito de estufa implica um menor consumo de energia e uma maior utilização de energia limpa. É nesta ótica que surge a denominada “Estratégia 20-20-20 para 2020” cujo objetivo é reduzir 20% do consumo de energia, reduzir 20% das emissões de GEE (Gases com Efeito de Estufa) e que 20% da energia consumida seja de fonte renovável.

Por outro lado, a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), estabelecida na Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, enquadra as linhas de rumo para a competitividade, o crescimento e a independência energética do país, através da aposta nas energias renováveis e na promoção integrada da eficiência energética, garantindo a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético.

Em desenvolvimento do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e da ENE 2020, o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública — ECO.AP (Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de Janeiro), visa obter até 2020, nos serviços públicos e nos organismos da Administração Pública, um nível de eficiência energética na ordem dos 20% em face dos atuais valores.

Nestes objetivos enquadra-se também a utilização racional de energia e a eficiência energético-ambiental em equipamentos de iluminação pública (IP) [1].

II. Enquadramento

A eficiência energética constitui um instrumento precioso para vencer os desafios precedentes resultantes do aumento da dependência das importações de energia, da escassez de recursos energéticos e da necessidade de limitar as alterações climáticas e de superar a crise económica, uma

vez que aumenta a segurança do aprovisionamento energético, reduz o consumo de energia primária e diminui as importações da mesma, ajuda a reduzir as emissões de gases de efeito de estufa de forma eficaz em termos de custos, contribuindo assim para atenuar as alterações climáticas[2].

Em Portugal a Iluminação Pública (IP) é responsável por 3% do consumo energético.

No entanto, tem-se verificado nos últimos anos uma tendência de aumento da rede de IP (cerca de 4 a 5% por ano), o que implica um conjunto de medidas direcionadas ao aumento da eficiência energética no parque de IP.

Como exemplo de intervenções em projetos de IP, a instalação de Reguladores de Fluxo Luminoso (RFL), a substituição de luminárias e balastos ineficientes ou obsoletos, a substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio e vapor de sódio por fontes de luz mais eficientes, a instalação de tecnologias de controlo, gestão e monitorização da IP e a substituição das fontes luminosas nos sistemas de controlo de tráfego e peões por tecnologia LED[3].

III. Metodologia

O presente trabalho teve como objetivo, identificar e contabilizar o consumo energético em IP, avaliação dos sistemas de controlo, comando e monitorização da IP existente e o estudo de sistemas de eficiência energética que permitam a redução dos consumos de energia.

Iniciou-se a definição do perfil do consumo, dos encargos e a caracterização da iluminação pública, em 2011, 2012, 2013 e 2014, relacionando estes com os custos de energia elétrica totais do Município em estudo.

No trabalho de campo foram recolhidos elementos de dois cenários, um em zona rural e outro em zona urbana, e ainda dos Postos de Transformação (PT's) responsáveis por 25 % consumo do município em estudo.

Destas instalações, identificaram-se as tecnologias dos equipamentos instalados que eram passíveis de alteração ou correção de forma a melhorar a eficiência energética da IP e consequentemente a diminuição das emissões de dióxido de carbono (CO₂).

De forma a alcançar os resultados, propôs-se dotar as instalações de equipamentos, de iluminação ou de controlo que permitissem a redução dos consumos de energia.

Tendo em consideração os equipamentos existentes nas instalações de IP do município foram apresentadas as soluções tendo em consideração a sua eficácia económica e energética: Substituição das luminárias existentes por luminárias LED; Instalação de balastos duplo-nível e Instalação de reguladores de fluxo.

Para obtenção da análise económica, consideraram-se as seguintes premissas:

- **Tarifa de energia:**

- Vazio = 0,0896€/kWh
- Ponta = 0,3030€/kWh
- Cheias = 0,1619€/kWh

- **Tempo de funcionamento da IP:**

- 4581 horas

Deste tempo de funcionamento, 67,7% é em período de Vazio, 6,1% é em período de Ponta e 27,2% é em período de Cheia.

- **Cálculos:**

- Potência = Potência da lâmpada + Balastro*
- Energia = Potência × Tempo de funcionamento da IP × Quantidade
- Taxa de conversão de 0,47 Ton CO₂/MWh – Portaria 63/2008

- **Preços dos equipamentos propostos para eficiência energética nos casos de estudo, recolhidos através de consulta ao mercado:**

- Luminária de 52 W: 319,96 €

- Balastro Duplo-nível: 61,5 €
- Regulador de fluxo luminoso: 10.864,39 €

Os valores apresentados incluem a taxa do Imposto de Valor Acrescentado (IVA).

A. Substituição das luminárias existentes por luminárias LED

Dado o desenvolvimento e evolução nos últimos anos, o mercado dispõe já de luminárias LED, específicas para a iluminação pública, com várias potências e com rendimentos e períodos de vida útil muito atrativos.

A tecnologia LED aplicada à iluminação pública e comparativamente às tecnologias existentes, ou seja, luminárias equipadas com lâmpadas de vapor de sódio e lâmpadas de vapor de mercúrio e ambas com balastos ferromagnéticos, destaca-se pelo seu baixo consumo, podendo chegar a uma redução de até 75%, proporcionando um elevado rendimento e tempo de vida útil muito superior, e ainda a minimização do impacto ambiental com a redução de emissões de CO₂.

Para este caso de estudo escolheu-se uma luminária de equipada com 1 módulo de leds com consumo de sistema de 52W, com fluxo de 5340lm com temperatura de cor 4000K e um Fator de Manutenção da Luminária (LMF) de 83% a 100.000 horas de funcionamento, com 10 anos de garantia.

Nesta análise, estudou-se a substituição das luminárias com lâmpadas de Vapor de Sódio de Alta Pressão (VSAP), por luminárias LED, tendo para tal utilizado o software DIALux.

Esta ferramenta informática, permite efetuar uma simulação da distribuição de luz no ambiente, produzindo cenários realistas e valores de iluminância, para comparar com os valores mínimos de iluminância pelo Documento de Referência para a Iluminação Pública.

Antes de efetuar o cálculo definiu-se a classe da via, neste caso, ME, por corresponder a uma via com tráfego misto, ou seja, tráfego motorizado e baixa média velocidade, bem como a existência de ciclistas e pedestres nessas áreas.

Depois de atribuída a seleção a cada parâmetro mediante a opção associada à via em estudo, aplicando a fórmula

IME = 6 – classificação total, obteve-se um índice de classe ME4a.

Definida a classe, e através dos elementos relativos ao perfil da via e material existente, calcularam-se os parâmetros luminotécnicos, conforme se pode visualizar na Tabela 1.

Tabela 1. Análise dos resultados obtidos na simulação em DIALux

Classe de Via ME4a	Luminância da superfície da estrada			Aumento Limiar	Rácio Envolvente
	Lm (cd/m ²)	U ₀	U1	TI (%)	SR
Valores nominais	≥ 0,75	≥ 0,4	≥ 0,6	≤ 15	≥ 0,5
Valores Cálculo	0,95	0,65	0,73	4	0,93
Cumpre					

Aplicando as premissas indicadas no capítulo III, obtiveram-se os resultados da Tabela 2.

Tabela 2. Comparação da tecnologia atual com a solução proposta

	Qtd.	Lâmpada (W)	Potência (W)	Energia anual consumida (kWh)	Custo (€)	Ton CO2 eq
VSAP	26	150	180	21439,1	3224,6	10,1
LED	26	52	52	6193,5	931,6	2,9
Diferença:				15.245,6	2293,1	7,2

Através do método de cálculo segundo o "total cost of ownership" TCO (custo total de propriedade) determinou-se o custo da solução proposta, fazendo a comparação com os encargos com a solução existente, embora sem considerar os custos de manutenção das luminárias existentes. O TCO do ano 0 é igual ao investimento inicial e todos os anos são somados ao custo do ano anterior, o custo de exploração do ano corrente[4].

Assim, considerando somente os custos energéticos, a solução proposta ao fim de cerca de 4 anos atinge um

Custo total de propriedade igual ao da solução existente, sendo daí para a frente lucro.

Considerando que a Luminária de 52W tem uma garantia de fábrica de 10 anos e vida útil espetável superior a 100.000h, ou seja aproximadamente 22 anos, podemos dizer com segurança que é largamente vantajosa.

Ao fim do período de garantia de 10 anos a solução LED é mais barata que a solução existente em 14.612 euros.

B. Instalação de balastros duplo-nível

Os balastros eletrónicos reguláveis poderão ser em algumas das situações em estudo para redução de consumos dos pontos de iluminação pública a melhor solução, dado que o custo de investimento inicial é relativamente baixo quando comparado com tecnologias como a de RFL e LED.

Esta tecnologia tem uma elevada eficiência, perdas reduzidas, factor de potência elevado (>0,98), para além do incremento do tempo de vida útil das lâmpadas e da imunidade às variações de tensão de rede.

Para este caso de estudo, o balastro escolhido foi um balastro, que permite poupanças na ordem dos 20% sem necessidade de alteração das lâmpadas e com um investimento mais acessível.

Este sistema pode atingir até 30% de poupança no consumo de energia com a iluminação pública.

Tabela 3. Custo da alteração do Balastro ferromagnético para balastro duplo-nível Proposto

Qtd.	Lâmp. (W)	Pot. (W)	Energia com Balastro duplo-nível (kWh)	Red. (%)	Custo (€)	Ton CO2 eq
26	150	160	16198,4	24 %	2996,7	7,6

Considerando somente os custos energéticos, a Solução proposta ao fim de 7 anos atinge um custo total de propriedade igual ao da solução existente, sendo daí para a frente lucro.

Ao fim do período de 10 anos a solução do Balastro Eletrónico duplo-nível é mais barata que a solução existente em 680 euros, pelo que concluímos que este investimento é pouco atrativo. Esta análise pode facilmente perceber-se pela tabela 4.

Tabela 4. Quadro comparativo das soluções propostas

	Encargo com consumo de energia	Investimento	PB (anos)	Retorno em 10 anos
Solução Atual VSAP	3.224,61 €	-	-	-
LED	931,55 €	8.318,96 €	3,6	14.612 €
Balastro Duplo-nível	2.996,74 €	1.599,00 €	7,0	680 €

C. Instalação de reguladores de fluxo

Os armários de regulação de fluxo, aplicados à iluminação pública, permitem a redução do fluxo luminoso das lâmpadas, e uma conseqüente redução dos consumos energia na iluminação pública na ordem de 30%, em períodos pré definidos pelo utilizador.

A redução da potência absorvida nos sistemas de IP, é conseguida a partir da redução do nível de tensão de alimentação aos circuitos de iluminação. Esta diminuição vai diminuir a intensidade luminosa das lâmpadas e conseqüentemente ter-se-á uma economia no consumo de energia.

A economia será proporcional ao valor da redução da tensão, quanto maior do valor da redução de tensão maior será a economia obtida.

O potencial de economia destes equipamentos encontra-se diretamente relacionado com o tipo de lâmpada e queda de tensão da instalação de iluminação pública.

Sendo a regulação do fluxo luminoso provocada pelo abaixamento da tensão do circuito IP, torna-se necessário garantir que a tensão aplicada, a cada tipo de lâmpada não seja inferior aos valores da tensão mínima de funcionamento por tipo de lâmpada, por exemplo no caso das lâmpadas de Vapor de sódio de alta pressão a tensão mínima é de 183 V, o que significa que a tensão nas pontas (fim da linha IP) no escalão máximo do RFL não pode ser abaixo desse valor.

O RLF podem ser programados para vários níveis de iluminação (por exemplo 30%, 50%, 75% e 100%),

adequando assim a iluminação para as várias utilizações da via e para diversos períodos horários consoante o seu tráfego.

A possibilidade de se reduzir o fluxo durante determinados períodos noturnos garante economias no consumo de energia elétrica, conservando-se sempre um nível de segurança para os cidadãos.

No universo de Postos de Transformação (PT's) da zona de intervenção, optou-se pela seleção de 15 PT's, que representam 25 % do consumo de energia global em iluminação pública do Município em estudo.

A fundamentação para a escolha destes circuitos no universo existente na zona de intervenção, teve como base os seguintes critérios:

- Circuitos com maior potência instalada.
- Circuitos com baixas quedas de tensão.
- Circuitos onde predominem lâmpadas de vapor de sódio.

Outros fatores que pesaram na escolha, embora ultrapassáveis:

- Circuitos com lâmpadas recentes.
- Difusores em bom estado.
- Equilíbrio entre fases.
- Existência de um local para montagem do equipamento no exterior.
- Circuitos onde se aceite uma redução de fluxo significativa em horas de menor movimento.

O primeiro passo foi efetuar todas as leituras das grandezas elétricas necessárias, análise da rede de iluminação pública associada e análise das condições de instalação do Regulador de Fluxo Luminoso no exterior do posto de transformação.

Com os valores das correntes obtivemos a potência total absorvida (kW) atualmente em cada posto de transformação, nos circuitos de iluminação pública (IP) associados.

A seleção do equipamento (RFL) com o respetivo Calibre (kVA), foi feita com base nas especificações de fabricantes de reguladores, bem como a possibilidade de futuras ampliações do circuito IP e a otimização dos circuitos efetuando um equilíbrio de fases.

O valor do investimento foi obtido, tendo em conta um valor médio atual de mercado de um regulador de fluxo (para a potência selecionada), já com o armário exterior, a instalação eletromecânica, os trabalhos de construção civil, o sistema de telegestão e o quadro elétrico a instalar no interior do posto de transformação, para possibilitar a colocação em *by-pass* e em isolamento do RFL, bem como o ensaio com tensão mínima ao circuito de IP diretamente do interior do posto de transformação e a proteção do cabo de ligação ao RFL.

A poupança prevista indicada é aproximadamente de 30% com flutuações previsíveis, de acordo, com a estabilização da tensão nominal no período de arranque.

O consumo estimado para o ano de 2014 (sem aplicação de RFL), foi considerado tendo em conta a potência total absorvida e uma utilização média da iluminação pública 4.581 horas de utilização anual.

Efetuada o produto obteve-se então a energia consumida kWh/ano, e utilizando a tarifa em vigor de IP, obteve-se os custos estimados para cada posto de transformação, conforme indicado na tabela 5.

Tabela 5. Custos com aquisição de 15 RFL

PROPOSTA DE INSTALAÇÃO DE RFL EM 15 PT's	
Nº de RFL propostos	15
Custo dos RFL	162.965,85 €
Consumo anual das luminárias com RFL	631.755,1
TonCO2eq	296,9
Horas de funcionamento anuais da iluminação	4581
Custo energético anual da solução Existente	123.527,41 €
Custo energético anual da solução Proposta	95.021,08 €



Gráfico 1. Análise gráfica da solução proposta em comparação com a solução existente

Considerando somente os custos energéticos, a solução proposta ao fim de 6 anos atinge um custo total de propriedade igual ao da solução existente, sendo daí para a frente lucro.

Ao fim do período de 10 anos a solução do RFL é mais barata que a solução existente em 122.097 euros.

IV. Conclusões

Em suma, é de grande relevância uma gestão cuidada dos sistemas de iluminação pública, dado que qualquer aumento, seja da tarifa, seja de qualquer outro imposto, terá sempre um grande impacto nas contas dos municípios.

Exemplo desta situação foi o aumento em Novembro de 2011 do IVA de 6 para 23 por cento sobre a fatura de eletricidade, e a extinção da tarifa especial para a iluminação pública, designada por tarifa BIP, em 31 de Dezembro de 2012, o que acelerou a necessidade da aplicação de medidas de redução de consumos. Desde 1 de Janeiro de 2013, com o mercado liberalizado, a tarifa dos municípios passou para tri-horária, ou seja, passou a diferenciar o preço da energia por kWh de acordo com três períodos horários: horas de vazio, horas cheias e horas de ponta, assim como passaram a pagar também a taxa de potência contratada, a qual era isenta na tarifa BIP.

Comparando os encargos com o consumo da IP dos últimos 6 anos percebe-se constata-se um aumento de 48 % e que reflete os constantes aumentos anuais da tarifa e também o da taxa do IVA aplicada às faturas de eletricidade. Este ano, 2014 verificou-se um aumento de 8,8 por cento na tarifa de iluminação pública, sendo que se prevê em 2015 um novo aumento de 3,5 por cento. Todos estes aumentos que em muito interferem nas contas dos municípios, acabam por “pressionar” os municípios a tomar medidas já, por forma a poderem fazer frente aos aumentos com racionalização de consumos de energia elétrica na IP.

No estudo de casos práticos, foram analisadas várias formas promoção de eficiência energética na iluminação pública, tendo-se constatado que existe uma grande potencial de redução de consumos energéticos com a instalação de equipamentos energeticamente mais eficientes, que para além de consumirem menos energia, pela diminuição da potência instalada, permitem melhores condições de visibilidade, como é o caso das luminárias LED que permitem reduzir o consumo de energia, permitindo o aumento do índice de restituição de cor, ou seja aumentando a capacidade de reconhecimento de pessoas ou objetos a quem circula nas vias.

Do levantamento feito na IP do caso de estudo, constatou-se que por exemplo no caso de luminárias de iluminação pública, grande parte do parque de IP têm baixo rendimento luminoso, devido às características construtivas e dos seus

materiais, como o exemplo de difusores plásticos, que em pouco tempo ficam escuros e com bastante sujidade, o que influencia as condições luminotécnicas dos espaços que iluminam.

É muito importante primeiro conhecermos o parque IP que temos para depois se poder avançar para medidas de redução e promoção de eficiência energética. As tecnologias que dispomos em mercado, começam a ter preços mais acessíveis do que à alguns anos, e podendo ainda aproveitar candidaturas a fundos comunitários, afiguram-se como investimentos muito interessantes, sempre dependendo do caso em concreto onde se pretenda aumentar a eficiência energética dos equipamentos.

Do estudo elaborado, constata-se que a iluminação LED se coloca como a tecnologia no presente mais interessante, com poupanças que podem chegar aos 75%, enquanto na instalação de reguladores de fluxo luminoso, e na alteração para balastros eletrónicos duplo-nível, as reduções são na ordem dos 30%

O investimento inicial é que é bastante diferente para qualquer uma das tecnologias atrás descritas, e no caso da iluminação LED é bastante elevado, mas acaba por ter retornos muito mais interessantes, além de tecnicamente ser uma melhor solução.

Constatou-se assim, tem de ser sempre analisada qualquer solução de instalação de equipamentos de eficiência energética, caso a caso, para avaliar qual o sistema mais interessante para o caso em concreto.

Relativamente à regulação de fluxo é um sistema interessante, mas terá que ser sempre também estudado com base no caso concreto do posto de transformação onde se pretenda a sua instalação, sendo fatores muito importantes a idade da instalação IP assim como se têm redes IP muito extensas, uma vez que com as quedas de tensão em fim de linha, aplicar sem uma análise rigorosa um RFL, poderá fazer com que nas reduções de tensão programadas possa desligar completamente os ramais de IP em fim de linha.

Em suma, a iluminação LED afigura-se como a melhor e mais eficiente solução, implicando investimentos mais elevados, sendo no entanto as poupanças sempre mais elevadas, o que analisando a médio/longo prazo tem retornos muito interessantes. Além das poupanças nos consumos um fator muito importante é o facto das luminárias LED ter períodos de ciclo de vida superiores a 13 anos, o que permite grandes poupanças em custos fixos com manutenção das luminárias.

A principal característica dos sistemas de IP é, acima de tudo promover a sua segurança, potenciar locais e trazer uma boa qualidade de vida a quem a utiliza, fazendo da luz um instrumento de orientação e de mobilidade, individualizando percursos urbanos e ambientes específicos[5].

Referências

- [1] Documento de referencia Eficiência Energética na Iluminação Pública, <http://www.lighting-living-lab.pt> [Online]
- [2] Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2012, ponto 1; <http://www.elecpor.pt>, [Online]
- [3] Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, pagina 2056, <http://www.promar.gov.pt/>, [Online]
- [4] Wikipédia - TCO, http://pt.wikipedia.org/wiki/Total_cost_of_ownership [Online]
- [5] Magalhães, João, Eficiência Energética na Iluminação Pública, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2014

Divulgação:	Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas	ISBN:	9789897232046 N°
	Autores: António Augusto Araújo Gomes Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva José António Beza Carvalho	Páginas:	114
		Encadernação:	Capa mole
		Editora:	Publindústria
		Data:	2017

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO

Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas

SOBRE O LIVRO

Esta obra pretende ser, acima de tudo, uma ferramenta didática de apoio aos alunos de cursos de engenharia eletrotécnica, bem como a técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas.

Pretende ser ainda uma ferramenta prática de estudo e de trabalho, capaz de transmitir conhecimentos técnicos, normativos e regulamentares sobre o dimensionamento e proteção de canalizações elétricas aos diversos agentes eletrónicos, tornando-os capazes de, para cada instalação nas quais sejam intervenientes, selecionar o tipo de canalização e o modo de instalação mais adequados, de forma a maximizar a segurança, a fiabilidade e a funcionalidade, assim como os custos de execução e exploração das instalações.

SOBRE OS AUTORES

António Augusto Araújo Gomes

Bacharel em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Licenciado e Mestre (pré-Bolonha) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999. Coordenador de Obras na CERBERUS – Engenharia de Segurança, entre 1997 e 1999. Sócio da empresa Neutro à Terra – Gabinete de Engenharia Lda (2002 a 2006). Prestação de serviços de formação e/ou projeto e/ou assessoria e/ou consultoria no âmbito das instalações elétricas, telecomunicações, segurança, gestão de energia, eficiência energética, a diversas entidades, nomeadamente: NORVA – Consultores de Engenharia, S.A., Schumal – Engenharia e Serviços, Lda, ENERKO – Consultores de Engenharia, Lda, ISQ – Instituto de Soldadura e Qualidade; Quilómetros – Fábrica de Quadros Elétricos, S.A., IEP – Instituto Eletrotécnico Português; CENERTEC – Centro de Energia e Tecnologia; ANACOM – Autoridade Nacional das Telecomunicações; IDT – Instituto para o Desenvolvimento Tecnológico; EDV – Agência de Energia Entre Douro e Vouga.

Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Produção, Transporte e Distribuição de energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e Mestre (pré-Bolonha) em Eletrotécnica Industrial pela Escola de Engenharia da Universidade do Minho. Professor Adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

José António Beza Carvalho

Bacharel em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Mestre e Doutor em Engenharia Eletrotécnica na especialidade de sistemas de energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando as funções de Diretor do Departamento. Integra a direção da Escola Tecnológica de Vale de Cambria como representante do Instituto Politécnico do Porto. É autor de vários artigos publicados em conferências nacionais e internacionais, diretor da revista neutro-à-terra e integrou vários júris de provas públicas de doutoramento e para a carreira do ensino superior.

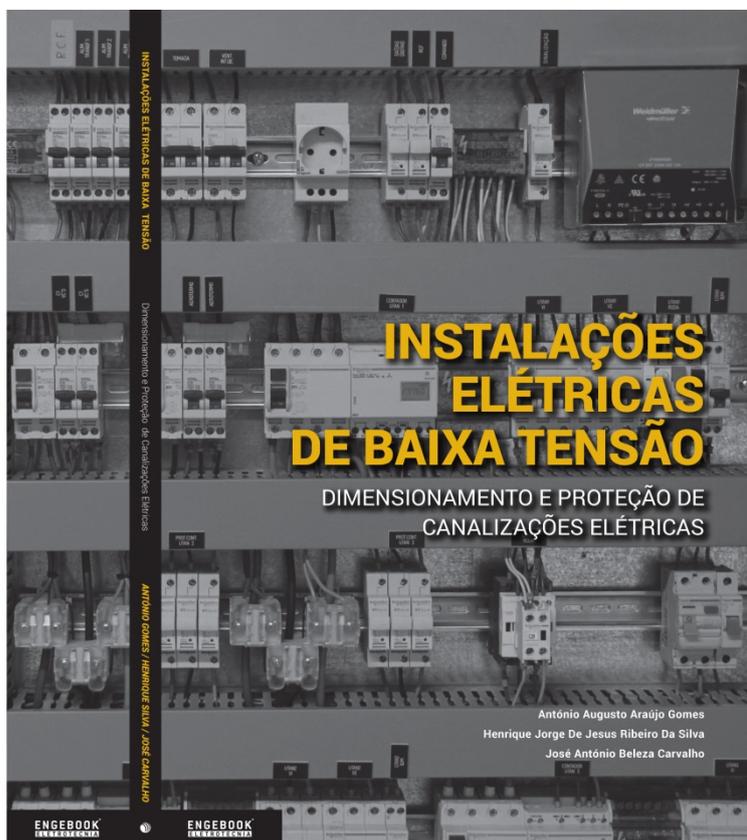
ENGEBOOK

Família (desenvolvida)
Subfamília: Instalações Elétricas

Com o apoio de   

Também disponível em formato e-book

ISBN: 9789897232046



Página deixada intencionalmente em branco!

REDUZA A SUA FATURA DE ELETRICIDADE E POUPE DINHEIRO**COMO OPTAR PELO MELHOR COMERCIALIZADOR DE ENERGIA**

Resumo: O presente artigo tem como principal objetivo, orientar o leitor e consumidor de energia elétrica a reduzir a sua faturação energética. Focando-se no mercado liberalizado de energia e em assuntos relacionados com o mesmo, será abordado o processo de decisão da escolha do comercializador de energia mais adequado a cada tipo de perfil. Serão ainda abordados neste artigo, alguns aspetos relevantes, que podem fazer com que o consumidor de energia economize.

Palavras-chave: Mercado Liberalizado, faturação energética, Simulações.

I. MERCADO LIBERALIZADO

Mercado liberalizado (ML), classifica-se como sendo o regime, que permite a livre concorrência nos mercados de eletricidade e gás. Possibilitando o aparecimento de vários comercializadores de energia e uma maior escolha por parte dos consumidores [1]. A grande diferença entre o ML e o mercado regulado é o facto de no ML os preços serem estipulados por cada comercializador, enquanto, que no regulado são estabelecidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e praticados pela EDP [2].

O processo iniciou-se a 4 de setembro de 2006. A totalidade dos clientes de energia elétrica em Portugal continental passaram a poder efetivamente escolher o seu fornecedor de eletricidade e a 1 de Janeiro de 2013 já não era possível assinar contrato no mercado regulado.

Segundo o resumo informativo publicado pela ERSE em Dezembro de 2014, globalmente, o mercado liberalizado de eletricidade fechou 2014 com 3,56 milhões de clientes. No mercado regulado ainda estavam 2,52 milhões [3]. O peso do mercado livre no total de eletricidade consumida em Portugal é de 83% [3]. Este valor tende a aumentar, uma vez que os consumidores em regime regulado com potência contratada até 10,35 kVA, têm um período transitório que vigorará, apenas até 31 de dezembro de 2015.

II. MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE

A liberalização do mercado de eletricidade em Portugal, surgiu em meados de 2006, como consequência de um seguimento de implementações recomendadas pelo parlamento europeu, e, deste modo, à semelhança do que estava a decorrer na Europa e ao mesmo tempo que o processo de liberalização espanhol. Portugal e Espanha aliaram-se no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), estando esta plataforma ao seu dispor desde 1 de julho de 2007 [4].

A união de Portugal e Espanha num mercado único, o MIBEL, trouxe alguns impactos, um dos quais foi a aproximação de preços de mercado entre estes dois países. Verifica-se que a partir de 2007, houve uma aproximação dos preços entre os mercados de Portugal e Espanha, sendo que, a partir de 2009 Portugal consegue energia elétrica aproximadamente ao mesmo preço que a Espanha, havendo atualmente uma diferença entre os preços considerada residual. O gráfico 1 representa a evolução do preço dos mercados, de Portugal e Espanha, desde o início da entrada de Portugal no MIBEL até 2011 [5].

Gráfico I. Evolução do mercado do MIBEL

III. EMPRESAS A OPERAR NO MERCADO DE ELETRICIDADE

Com a abertura do mercado da energia a vários comercializadores, o leque de escolha aumentou. A operar no mercado da eletricidade estão empresas como a EDP Comercial, ENAT, ENFORCESCO, Galp Power, Gold Energy, HEN, Iberdrola Generación, LUZBOA E Union Fenosa Comercial [6].

IV. COMO OPTAR PELO MELHOR COMERCIALIZADOR

Com o objetivo de ajudar o consumidor, a DECO e a ERSE, assim como alguns comercializadores de eletricidade, fornecem um simulador online, que determina o comercializador mais adequado ao consumidor. É expectável que os simuladores de entidades comercializadoras favoreçam a sua marca. O consumidor insere dados como potência contratada, consumo médio mensal, tipo de tarifa e comercializador atual. O simulador, conforme o perfil em análise, identifica o melhor comercializador e por vezes a poupança com a nova entidade.

No presente artigo foram simulados alguns perfis típicos de consumo e uma possível previsão da opção de melhor comercializador de eletricidade. Na tabela 1 e 2, estão apresentados os resultados para cada perfil simulado através do simulador disponibilizado pela DECO [7].

1) Perfil 1:

- Habitantes: 1Pessoa;
- Potência contratada: 6.9 kW;
- Consumo médio mensal: 50 kWh;
- Tarifa: Simples.

2) Perfil 2:

- Habitantes: Casal+filho;
- Potência contratada: 6.9kW;
- Consumo médio mensal: 175 kWh;
- Tarifa: Simples.

3) Perfil 3:

- Habitantes: Casal+3filhos;
- Potência contratada: 10.35kW;
- Consumo médio mensal: 300 kWh;
- Tarifa: Bi-horária.

4) Perfil 4

- Habitantes: 8Pessoas;
- Potência contratada: 13.8 kW;
- Consumo médio mensal: 400 kWh;
- Tarifa: Simples.

Tabela I. Resultados das simulações

	Perfil 1		Perfil 2	
Potencia Contratada KW	6,9		6,9	
Consumo Mensal kWh	50		175	
Tarifa	Simples		Simples	
Preço Mercado Regulado	€ 285,58 por Ano		€ 580,23 por Ano	
Class.	Menor Custo	Escolha económica Deco	Menor Custo	Escolha económica Deco
Preço Mercado Liberalizado por Ano	YLCE (simples) 252,74€	GALP ON Online (simples) 265,63€	YLCE (simples) 528,08€	IBERDROLA Plano Casa Conect@ (simples) 558,65€
Poupa por Ano	32,84 €	19,95 €	52,15 €	21,58 €

Tabela II. Resultados das simulações

	Perfil 3		Perfil 4	
Potencia Contratada KW	10,35		13,8	
Consumo Mensal kWh	150 vazio 150 ponta		400	
Tarifa	Bio-Horário		Simples	
Preço Mercado Regulado	€ 871,66		€ 1 244,97	
Class.	Menor Custo	Escolha económica Deco	Menor Custo	Escolha económica Deco
Preço Mercado Liberalizado por Ano	YLCE (bi horária) 806,47€	EDP Casa Click (bi horária) 855,01€	YLCE (simples) 1130,73€	IBERDROLA Plano Casa Plus (simples) 1196,8€
Poupa por Ano	65,19 €	8,33 €	114,24 €	48,17 €

V. ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES

Após a simulação de alguns perfis típicos de consumidores de energia, através dos simuladores da DECO e ERSE [8], verifica-se que atualmente o comercializador de energia elétrico mais barato é a YLCE.

YLCE "Yes, Low Cost Energy" com sede na Covilhã, é a marca comercializada pela Enforcesco S.A, que passou a operar em julho de 2013. Tal como o nome sugere, a YLCE é uma empresa que se dedica a venda de eletricidade em modo *low cost*. A YLCE compra energia ao mesmo preço que as outras entidades, tendo o mesmo custo na distribuição da mesma pelas redes elétricas, contudo, diferencia-se na redução dos custos operacionais.

Para manter os preços de operação mais reduzidos, e, assim conseguir uma oferta mais competitiva, a empresa portuguesa investiu em tecnologia que permite o mínimo de trabalho manual, investimento em infraestruturas e espaço físico. Provavelmente, este facto, justifica a razão, pela qual a YLCE, ser a única comercializadora que tem como restrição a de os seus clientes contratualizarem com a empresa apenas por via eletrónica, incluindo a faturação que também chega aos clientes do mesmo modo. Segundo João Nuno Serra, CEO da Enforcesco "O mercado diário onde adquirimos energia (OMIE) permite a todos os operadores aprovisionarem energia a preços muito similares. A diferença está nos custos operacionais e de estrutura que impactam na tarifa praticada" [9].

Contudo, o barato às vezes sai caro. Efetivamente a YLSE lidera com os preços mais baixos no mercado da eletricidade em Portugal, no entanto o contacto pessoal e profissional, poderá não ser igual ao que o consumidor está habituado com outras entidades mais conhecidas. Surge a dúvida, se a redução nos custos operacionais aplicados pela YLCE, não causam impacto na relação com o cliente. É possível verificar no site "portaldaqueixa.com" que existem algumas reclamações relativas a assistência da YLCE, sobre pedidos efetuados por clientes que não foram correspondidos.

Na hipótese, da desconfiança na recente empresa YLCE, a DECO, em resposta às simulações, dá uma sugestão.

Sugestão essa que não é a mais económica, mas sim, classificada pela DECO como um "produto de boa qualidade".

VI. TIPO DE TARIFA

Com escolha do comercializador de energia, cabe ao consumidor também decidir que tipo de tarifa mais se adequa ao ser perfil. Mediante a tarifa escolhida pelo consumidor, simples, bi-horário ou tri-horário existe uma tarifação diferente. Dentro da tarifa bi-horária e tri-horária existem ainda dois ciclos optativos pelo consumidor, ciclo semanal e ciclo diário. O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias - dias úteis, sábados e domingos. O ciclo diário não faz distinção entre os dias úteis e os fins-de-semana, nem para períodos de Verão e Inverno. Existe um período horário igual para todos os dias da semana.

A escolha do tipo tarifa é feita consoante o diagrama de carga do consumidor.

Nas alíneas que se seguem, são apresentados os horários fornecidos pela ERSE que distinguem horas de ponta, cheias e vazio para cada tarifa [10].

É de salientar que para a tarifa simples não há distinção de períodos de consumo. O consumidor paga o mesmo valor €/kWh a qualquer hora do dia.

Ciclo Diário:

a) Tarifa Bi-Horário

Ciclo diário bi-horário para BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Fora de Vazio:	08.00/22.00 h	Fora de Vazio:	08.00/22.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	22.00/08.00 h

b) Tarifa Tri-Horária

Ciclo diário tri-horário para BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	22.00/08.00 h

Ciclo Semanal:

c) Tarifa Bi-Horário

Ciclo semanal bi-horário em Portugal Continental	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	
Fora de Vazio: 07.00/24.00 h	Fora de Vazio: 07.00/24.00 h
Vazio: 00.00/07.00 h	Vazio: 00.00/07.00 h
Sábado	
Fora de Vazio: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Fora de Vazio: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio: 13.00/18.30 h 22.00/09.30 h	Vazio: 14.00/20.00 h 22.00/09.00 h
Domingo	
Vazio: 00.00/24.00 h	Vazio: 00.00/24.00 h

d) Tarifa Tri-Horária

Ciclo semanal tri-horário em Portugal Continental	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio: 00.00/07.00 h	Vazio: 00.00/07.00 h
Sábado	
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio: 13.00/18.30 h 22.00/09.30 h	Vazio: 14.00/20.00 h 22.00/09.00 h
Domingo	
Vazio: 00.00/24.00 h	Vazio: 00.00/24.00 h

Apostar na tarifa bi-horária é uma forma rápida de começar a poupar. Para isso, é necessário que parte dos consumos sejam deslocados para os horários de vazio. Programando alguns eletrodomésticos, como por exemplo, máquinas de lavar roupa/loja e aquecimento central, será possível a mesma a utilização a um menor custo.

Após uma análise, verifica-se que a partir da altura, que cerca de 35% do consumo é efetuado em horas de vazio, a tarifa bi-horária é financeiramente mais vantajosa. Contudo, quando essa percentagem é baixa (menos que 35%), a tarifa simples é mais vantajosa.

Em relação à tarifa tri-horária, quando comparada com a bi-horária, verifica-se que os horários de vazio são exatamente iguais mas, enquanto no bi-horário há o horário fora de vazio, no tri-horário este divide-se em horário de ponta e cheias.

Em relação a grandeza €/kWh, verifica-se que nas horas de cheias a tarifa tri-horária é ligeiramente mais barata em relação à tarifa simples e à bi-horária. Por outro lado, o preço por kWh nas horas de ponta é superior, pelo que a tarifa tri-horária é vantajosa para consumos muito reduzidos neste horário.

VII. CONCLUSÃO

Conclui-se com o presente artigo, que a liberalização do mercado elétrico representa um fenómeno evolutivo, de questões económicas e sociais. O mercado liberalizado tem evoluído ao longo dos anos e cada vez mais o consumidor de energia tem em seu poder numerosas opções de escolha. Verificou-se que na eletricidade o preçário encontra-se equiparado, no entanto surgem algumas discrepâncias.

Este artigo é focado no mercado liberalizado de eletricidade, contudo em paralelo com a evolução deste mercado anda o mercado do gás natural. O leitor, consumidor e interessado no mercado liberalizado deve ponderar a sua escolha no caso de ser consumidor de gás natural.

Foram também discutidos assuntos relativos a tipos de tarifa. Conclui-se que a escolha de tipo de tarifa e ciclo deve ser ponderada consoante o perfil do utilizador. Má escolha do tipo de tarifário, pode trazer prejuízos superiores, do que a má escolha do comercializador.

REFERÊNCIAS

[1] CORREIA, Susana – Sessões de esclarecimento para consumidores. Olhão: DECO, 2013.

[Consult. 10 Fev. 2015].

Disponível na internet:

<URL:<http://www.cmolhao.pt/municipio/documentos/category/156-comunicacao?download=992:liberalizacao-do-mercadoenergetico>>.

- [2] EDP. Área de apoio ao cliente - Liberalização do mercado de eletricidade e gás [Em linha]. Portal EDP [Consult. 12 Fev. 2015]. Disponível na internet: <URL:<http://www.edp.pt/pt/particulares/informacoesut eis/Pages/ALiberalizacao.aspx>>.
- [3] Entidade Reguladora dos serviços energéticos – Resumo Informativo: Mercado Liberalizado de Eletricidade. ERSE, 2014. [Consult. 17 Fev. 2015]. Disponível na internet: <URL:http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacao osector/informacaosobreomercadoliberalizado/2014/Co municados/201412_ML_elec_ResInf.pdf>.
- [4] GALP. Área de apoio ao cliente - O Negócio da Eletricidade em Portugal [Em linha]. Portal GALP [Consult. 20 Fev. 2015]. Disponível na internet: <URL: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>>.
- [5] SANTOS, Vitor – A regulação do setor energético. Apresentação realizada na FEUC: ERSE, 2012. [Consult. 2 Fev. 2015]. Disponível na internet: <URL:https://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s &source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCAQFjAA &url=http%3A%2F%2Fwww.uc.pt%2Fefs%2Fdocs%2FSES _2012%2FVitorSantos_ERSE_maio2012&ei=3O0aVbGUKs z0UqmSg9gB&usg=AFQjCNHnwn1- ewaArIJ4Un6GKfsmTFp5nQ&bvm=bv.89381419,d.d24>.
- [6] ERSE. Área de apoio ao cliente - Comercializadores para Clientes domésticos [Em linha]. Portal ERSE [Consult. 22 Fev. 2015]. Disponível na internet: <URL:<http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosect or/comercializadores/Paginas/Clientesnaodomeesticos.as px>>.
- [7] Entidade Reguladora dos serviços energéticos – Simulador ERSE. ERSE, 2015. [Consult. 15 Mar. 2015]. Disponível na internet: <URL:<http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/ simuladoresdecomparacaodeprecosnomercado/Paginas/ simuladordecomparacaodeprecosombtnparaportugalcon tinentinal.aspx>>.
- [8] ANEXO, 1100356_1100367.xlsx, Resultados_ERSE.
- [9] YLCE-“Yes, Low Cost Energy”. Notícia RTP, 02'05". Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=JxMiBOPCyJw>. [Consult. 1 Mar. 2015].
- [10] ERSE. Área de apoio ao cliente - Ciclo Horário [Em linha]. Portal ERSE [Consult. 5 Mar. 2015]. Disponível na internet: <URL:http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/que rosercliente/tenholigacaoarede/Documents/Documento _CiclosHor%C3%A1rios_Electricidade.pdf>.

Este trabalho foi desenvolvido de acordo com o programa da unidade curricular de Aplicações Informáticas em Sistemas Elétricos (APLIN), do mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE). J. Ferreira como docente, L. Rodrigues e P. Pereira, estudantes do Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto, Portugal (e-mail: 1100356@isep.ipp.pt / 1100367@isep.ipp.pt).

Página deixada intencionalmente em branco!

TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE FRIO

ESTUDO E ANÁLISE DE MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

1. Introdução

Ao longo dos últimos anos tem sido crescente a preocupação com os consumos energéticos, sendo necessário intervir de forma a reduzir os consumos e assim manter a sustentabilidade do planeta.

A indústria alimentar é dos setores mais importantes, sendo os sistemas de refrigeração os seus principais consumidores de energia elétrica (EE), ocupando assim a maior parte da fatia do consumo da instalação cerca de 75% [1]. Desta forma surge o presente artigo que pretende identificar oportunidades de eficiência energética na indústria alimentar, nomeadamente, no setor das carnes. Foram estudadas duas instalações e identificadas possíveis medidas de redução dos consumos de EE.

2. Sistemas de refrigeração

A refrigeração é o ato de arrefecer, trata-se da remoção de calor em que os seus princípios básicos assentam fundamentalmente nas leis da física e da termodinâmica.

Para a compreensão da refrigeração e dos seus ciclos começamos por analisar o ciclo de Carnot. Trata-se de um ciclo teórico ideal em que a máquina térmica é o mais eficiente possível entre dois níveis distintos de temperatura.

Os componentes são: o compressor, um motor e dois permutadores de calor.

Na prática este ciclo torna-se impossível de aplicar, pois é difícil efetuar a compressão até ao ponto de vapor saturado e a sua expansão. Assim, o ciclo mais amplamente utilizado nos sistemas de refrigeração é o de compressão a vapor como ilustra a Figura 1.

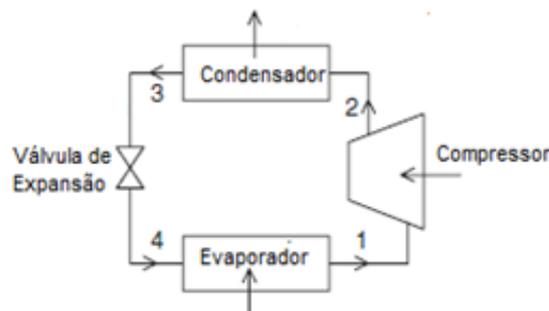


Figura 1. Diagrama do ciclo de compressão a vapor

Os processos deste ciclo são os seguintes [2]:

- (1-2): Compressão adiabática reversível. Um fluido a baixa pressão é comprimido o que leva ao aumento da sua pressão e temperatura;
- (2-3): Rejeição reversível de calor a pressão constante. Durante este processo é libertado calor;
- (3-4): Expansão irreversível a entalpia constante. O fluido refrigerante ao atravessar a válvula de expansão vê reduzida a sua pressão e temperatura;
- (4-1): Absorção reversível de calor a pressão constante. Com o fluido a baixa pressão e temperatura, o calor à sua volta é absorvido.

2.1. Componentes dos Sistemas de Refrigeração

São vários os componentes mecânicos necessários num sistema de refrigeração. Os principais são:

- Compressor;
- Condensador;
- Evaporador;
- Válvula de expansão.

Compressor:

No ciclo de refrigeração, o compressor tem duas funções principais: uma é promover a movimentação do fluido frigorífero no evaporador, de modo que a temperatura e pressão desejada possam ser mantidas. A segunda função é aumentar a pressão do fluido através da compressão o que leva ao aumento da temperatura. Devido a este aumento de pressão o fluido refrigerante sobreaquecido flui através do sistema.

Condensador:

A finalidade do condensador num ciclo de compressão de vapor é fazer a permutação de calor, entre o fluido frigorífero e o fluido absorvedor, em que normalmente é o ar ou água [3]. Os tipos de condensadores utilizados na refrigeração são de três tipos: arrefecido a ar, arrefecido a água ou evaporativo. No ar condicionado utiliza-se maioritariamente condensadores arrefecidos a ar enquanto que na refrigeração são os evaporativos os mais utilizados.

Evaporador:

O evaporador é um permutador de calor que promove a transferência de calor entre o fluido frigorífero e o meio que se pretende arrefecer. A função do evaporador é arrefecer o ar ou o líquido, que por sua vez arrefece a carga. Os tipos de evaporador são arrefecidos a ar ou a água. Um evaporador arrefecido a ar é constituído por serpentinas com alhetas, tendo instalado um ou mais ventiladores, no arrefecido a água as serpentinas encontram-se submersas em água.

Válvula de Expansão:

As válvulas de expansão surgem no circuito para reduzir a pressão do fluido frigorífero e controlar a quantidade de fluido que entra no evaporador. Classificam-se de acordo com o método de controlo, as principais são: válvulas termostáticas, válvulas eletrónicas e tubos capilares.

Outros Componentes:

Ao longo do circuito de refrigeração existem ainda outros componentes, destacando-se os sistemas de controlo, que

permitem controlar os vários componentes do circuito e promover a comunicação entre eles de forma a dar resposta às necessidades da instalação.

2.2. Consumos de Energia

Relativamente aos consumos energéticos na refrigeração, na indústria alimentar, estes ocupam mais de 50%, o que globalmente é cerca de 15% a 17% do total de energia elétrica produzida [4].

Para uma melhor noção de como se distribuem os consumos nas instalações de refrigeração, nomeadamente num armazém de refrigeração, segue-se a Figura 2 que mostra o consumo de energia elétrica correspondente aos vários componentes presentes nas instalações de frio [2]. É possível verificar a grande fatia da refrigeração, 54%, que aliada à descongelação atingirá os 75% [1].

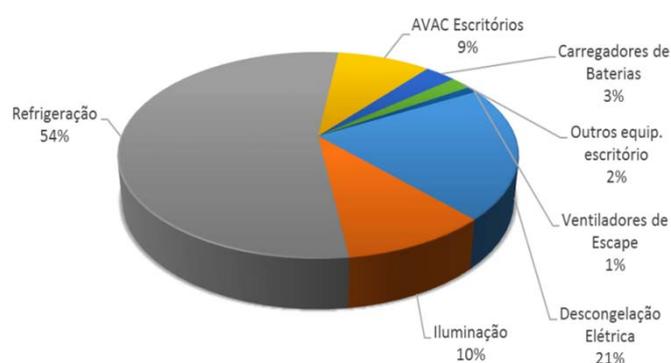


Figura 2. Distribuição dos consumos elétricos num armazém de refrigeração

2.3. Medidas de Eficiência Energética

Na área da refrigeração podem ser implementadas várias medidas ao nível da eficiência energética. Algumas destas medidas passam por: utilizar equipamentos mais eficientes, reparar os isolamentos das portas e fazer as devidas manutenções.

Com base numa pesquisa pelas várias oportunidades de eficiência energética com seus os respetivos valores percentuais da possível poupança energética, foram encontrados alguns documentos.

Para os variadores de velocidade estes valores foram obtidos a partir de: [4]; [5] e [6]. Os valores da iluminação foram através de [7] e as restantes oportunidades com base em [6]. Através dos estudos referidos e de forma a sintetizar os tipos de medidas de eficiência energética apresenta-se a Tabela 1.

Tabela 1. Oportunidade de Eficiência Energética nos Sistemas de Refrigeração

Oportunidade de Eficiência Energética	Poupança de Energia (%)
Variadores de Velocidade nos Motores e Ventiladores	15-40%; 34%; 7-17%
Controlo dos Ventiladores dos Condensadores	14 %
Controlo dos Ventiladores dos Evaporadores	16 %
Limpeza e Manutenção	20%
Isolamento	14 %
Proteções das portas	16 %
Iluminação LED	8%
Iluminação T5 de alta eficiência	5 %
Controlo da descongelação	30 %
Controlo de sobreaquecimento	5 %
Controlo de subarrefecimento	4%
Válvula de expansão	5%
Temperatura do produto	12%
Ajustes da temperatura da câmara	5%

3. Metodologia de auditoria aos sistemas de refrigeração

Para o desenvolvimento da metodologia de auditorias aos sistemas de refrigeração, partiu-se de métodos já existentes bem como da reflexão de ideias sobre como se prevê que as auditorias decorram e todos os passos necessários ao seu sucesso.

De uma forma geral são quatro as fases principais a ter em linha de conta.

A primeira, fase de planeamento, consiste em preparar todo o desenvolvimento das auditorias, inicia-se com a definição

do âmbito e objetivos das auditorias, serão escolhidas as instalações a serem estudadas. Concluída toda a fase de planeamento segue-se a fase crucial do trabalho, a fase campo, em que consiste fundamentalmente na deslocação à instalação e recolha de toda a informação. Com toda a informação obtida no trabalho de campo segue-se a fase de organização da informação, tratamento e o seu estudo. Por último com todos os dados obtidos e tratados é feita a sua análise e são retiradas as devidas conclusões de forma a dar resposta ao objetivo inicial da auditoria.

O diagrama da Figura 3 representa todas as fases necessárias e uma breve descrição do que compreende a cada fase.



Figura 3. Diagrama da metodologia desenvolvida

Para este tipo de auditorias é indispensável a utilização de algum equipamento que facilitará e auxiliará nas tarefas no momento do trabalho de campo (segunda fase da metodologia). Idealmente o equipamento necessário será:

- Medidor de distâncias laser;
- Termómetro;
- Câmara termográfica;
- Luxímetro;
- Pinça amperimétrica;

- Voltímetro;
- Analisador/monitorizador de energia;
- Câmara fotográfica;
- Caudalímetro;
- Medidor de pressão e temperatura do circuito de refrigeração.

Da informação a recolher na fase de campo destaca-se a apresentada na Tabela 2.

Tabela 2. Informação a recolher nas instalações

Informação a recolher	Descrição
Dados genéricos sobre a empresa	Setor; Ano; Renovações; Atividades internas; Quantidade de produto (t); Faturas de Energia Elétrica.
Informação das câmaras frigoríficas	Dimensões (m ³); Equipamentos: Evaporador, Iluminação, Ventiladores; Tipo de câmara (refrigeração/congelamento).
Hábitos de utilização	Tempo de abertura das portas; Quantidade de produto nas câmaras; Temperatura do produto quando colocado.
Inspeção visual aos equipamentos	Isolamentos; Gelo; Sujidade.
Manutenções	Planos de manutenção; Técnicos responsáveis.
Monitorizar equipamentos	Condensador, Evaporador, Compressor, Sistema total de frio.

Para implementar a metodologia desenvolvida é assim necessário começar por identificar o âmbito e o objetivo das auditorias. Para o presente trabalho o âmbito foi identificar oportunidades de eficiência energética nos sistemas de refrigeração.

Começa-se por selecionar as empresas a serem alvo deste estudo, após esta seleção fez-se um primeiro contacto no sentido de explicar o objetivo deste estudo. De seguida segue-se a visita à instalação, aqui destaca-se a utilização de todo o material anteriormente referido bem como registar toda a informação. Por último com toda a informação faz-se uma análise técnica da instalação e são obtidas as melhorias de eficiência energética passíveis de implementar.

4. Casos de estudo

São apresentados dois casos de estudo de duas instalações do mesmo setor, em que são mostrados os principais resultados obtidos das auditorias e as respetivas propostas de melhoria.

4.1. Instalação (A)

Esta primeira instalação insere-se no setor de abate de gado, onde é feito o seu armazenamento e sua comercialização.

Ao nível de câmaras de refrigeração possui nove câmaras sendo uma delas de congelamento. O ciclo termodinâmico é o de compressão a vapor. Sabe-se que ao longo dos anos a instalação sofreu várias melhorias e viu o seu número de câmaras aumentar. A data de construção das câmaras bem como do seu equipamento é do início dos anos 90. Mais tarde foram feitas melhorias, no ano 2000 e mais recentemente em 2005. Esta instalação tem a sua alimentação em baixa tensão especial (BTE). Os equipamentos de frio instalados datam sensivelmente do ano de 2000 e 2005.

4.1.1 Resultados

A área total a refrigerar é de cerca de 1600 m³. As temperaturas das câmaras de refrigeração são de 0 a 2 °C e a da congelamento é da ordem dos -18 °C. A potência instalada referente aos compressores é de 46 kW, sendo que a potência total instalada acrescentando os compressores, os motores dos ventiladores e a iluminação perfaz um total de 53,8 kW.

Relativamente à fatura energética a instalação apresenta um custo total anual de EE de 34 441,18 € e um consumo anual de energia de 196 705 kWh (Figura 4).

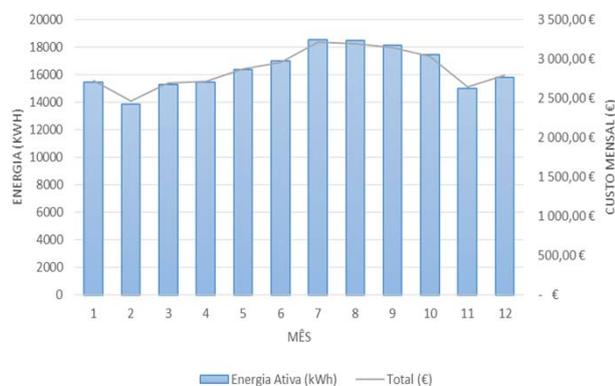


Figura 4. Evolução dos consumos e custo ao longo de um ano na instalação (A)

Do gráfico da figura 4 conclui-se que os meses de maior consumo são os meses de verão, já os de menor consumo são novembro e fevereiro, o mês de dezembro apresenta um valor relativamente elevado comparativamente a novembro, este facto deve-se à época festiva natalícia e de ano novo.

Além da energia ativa esta instalação apresenta valores significativos de energia reativa, o valor total anual de reativa foi de 31 359 kVArh e o respetivo custo de 714,66 €. Dada a quantidade de motores e de iluminação fluorescente é notório o valor elevado da energia reativa.

Após recolhida a informação durante a auditoria, fez-se o seu tratamento e obteve-se a Tabela 3, que apresenta os dados gerais da instalação. Partindo dos valores da Tabela 3 foram calculados os valores dos indicadores que se apresentam na Tabela 4.

Os indicadores da instalação tem utilidade quando comparados com outros valores de instalações semelhantes, assim é possível perceber onde se encontram os maiores desvios e desenvolver uma base de dados.

Tabela 3. Dados gerais da instalação

Descrição	Valor
Consumo Total Anual de EE	196 705 kWh
Quantidade de Produto Anual	3120 t
Volume Total das Câmaras	1 605,02 m ³
Potência Total dos Compressores	45,93 kW
Potência Instalada de Frio	53,76 kW
Custo Anual EE	34 441,18 €

Tabela 4. Indicadores da instalação

Indicador	Valor
Consumo Especifico de EE	63,05 kWh/t
Consumo de EE por Volume das Câmaras	122,56 kWh/m ³
Quantidade de Produto por Volume	1943,90 kg/m ³
Potência Instalada por volume	33,49 W/m ³
Potência dos compressores por volume	28,62 W/m ³
Custo de EE por Tonelada	11,04 €/t
Custo médio anual do kWh	0,1751 €/kWh

Da inspeção visual e com auxílio da câmara termográfica verificaram-se alguns pontos no interior das câmaras com possíveis perdas, nomeadamente nos isolamentos das portas e nos carris de entrada das carcaças para as câmaras. Relativamente à presença de gelo verificou-se um bloco de gelo assente no evaporador localizado na câmara de congelação. A iluminação no interior das câmaras é feita automaticamente e o tipo de lâmpadas utilizadas são fluorescentes do tipo T5 de 49W com balastros ferromagnéticos. No exterior, ao nível dos compressores estes apresentavam alguma ferrugem, os isolamentos encontravam-se degradados e reparou-se ainda numa fuga de óleo num dos compressores. Uma das unidades de refrigeração do exterior encontrava-se com a ventilação obstruída por parte de um muro, o que se encontrava assim a funcionar em esforço.

Relativamente aos hábitos de utilização, os funcionários da instalação não têm grandes cuidados com as portas de cais, mantendo as abertas por períodos prolongados em momentos sem necessidade. Os motores dos ventiladores não possuem qualquer tipo de controlo de velocidade, estando apenas ligado ou desligado. Um aspeto positivo foi a existência de cortinas de lamelas na câmara de congelação.

4.1.2 Soluções Sugeridas

Com base nos resultados e sua análise, reparou-se que a instalação pode ser alvo de várias melhorias. Das várias melhorias a fazer sugerem-se as seguintes:

- Isolamentos nas tubagens que ligam os compressores aos evaporadores;
- Manutenções;
- Variadores de velocidade;
- Substituição de balastros ferromagnéticos por eletrónicos;
- Corrigir o fator de potência;
- Melhorar os hábitos na gestão da abertura das portas de cais;
- Alterar a localização da unidade de refrigeração;
- Estudar a possibilidade de instalar uma central de frio;
- Estudar a possibilidade de substituição da iluminação fluorescente por LED.

Destas soluções, algumas apresentam custos relativamente baixos com melhorias significativas, tais como fazer uma revisão dos isolamentos e manutenções ao nível dos vários equipamentos, como compressores e evaporadores. Controlar melhor o tempo em que as portas de cais se encontram abertas também será uma medida interessante na medida em que diminui as variações de temperatura o que, reduzirá o número de arranques do sistema de refrigeração.

4.2. Instalação (B)

À semelhança da instalação (A) esta insere-se no mesmo setor, já ao nível das suas funções para além da comercialização e armazenamento, esta instalação efetua

abate de gado, tendo assim uma área dedicada ao matadouro. A alimentação é feita em Média Tensão (MT) havendo um transformador de 630 kVA. O sistema de refrigeração é centralizado, composto por dois compressores com controlo de carga. O ciclo termodinâmico é o de compressão a vapor, tendo como fluido refrigerante o amoníaco.

4.2.1 Resultados

A instalação possui 18 câmaras, sendo as mais pequenas com volume na ordem dos 37 m³ e as maiores de 250 m³, o somatório do volume de cada câmara perfaz um total de 2460 m³. Tratam-se todas de câmaras de refrigeração sendo o seu valor de temperatura interior compreendido entre 0 a 2 °C. Relativamente aos componentes consumidores de EE no interior das câmaras, os ventiladores dos evaporadores têm uma potência de 370 W e a iluminação é do tipo T5 de 49 W, utilizando balastros ferromagnéticos.

A potência instalada dos principais equipamentos da instalação de frio apresenta-se distribuída por componente e com a sua respetiva potência total como pode ser verificado na Tabela 5.

Tabela 5. Potência de frio instalada

Equipamento	Potência (kW)
Compressores	90
Ventiladores	15,17
Torre de refrigeração	8,25
Iluminação	3,97
Total	117,40

O consumo total de EE anual é de 747 081 kWh e o respetivo custo total de 85 355,11 €. Tal como na instalação (A) o perfil de consumo segue a mesma tendência, verificando-se os meses de maior consumo no verão e o de menor fevereiro e novembro, como ilustra a Figura 5.

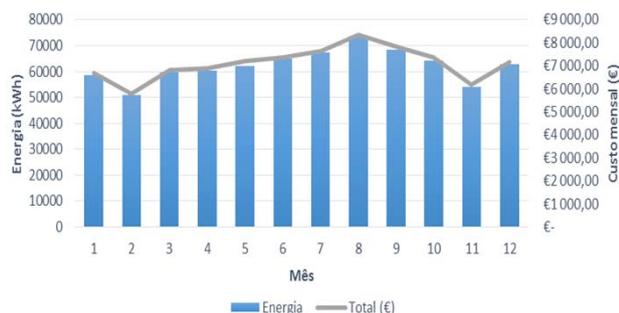


Figura 5. Evolução dos consumos e custo ao longo de um ano na instalação (B)

A relação entre o consumo de EE e quantidade de produto em toneladas que passa pelas instalações, representa-se no gráfico da Figura 6.

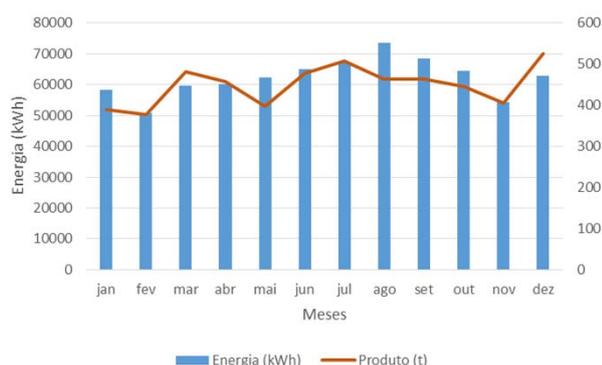


Figura 6. Relação entre o consumo de EE e quantidade de produto em toneladas

Daqui observa-se, de modo geral, uma evolução coincidente dos consumos com a quantidade de produto, com exceção do mês de agosto e dezembro em que esta tendência não se verifica, como são os meses de extremos ou seja o mais quente e mais frio conclui-se o que a temperatura exterior tem uma maior influência nos consumos do que a quantidade de produto, neste caso a carne e derivados, presentes no interior das câmaras.

Com os dados recolhidos é possível obter indicadores acerca das instalações. A Tabela 6 resume os valores totais para cálculo dos indicadores apresentados na Tabela 7.

Tabela 6. Dados gerais da instalação

Descrição	Valor
Consumo Total Anual de EE	747 081 kWh
Quantidade de Produto Anual	5394,80 t
Volume Total das Câmaras	2 460,33 m ³
Potência Total dos Compressores	90 kW
Potência Total de Frio	117,40 kW
Custo Anual EE	85 355,11 €

Tabela 7. Indicadores da instalação

Indicador	Valor
Consumo Específico de EE	138,5 kWh/t
Consumo de EE por Volume das Câmaras	303,7 kWh/m ³
Quantidade de Produto por Volume	2193 kg/m ³
Potência Instalada por volume	47,7 W/m ³
Potência dos compressores por volume	36,6 W/m ³
Custo de EE por Tonelada	15,82 €
Custo médio anual do kWh	0,1143 €/kWh

Ao nível dos isolamentos, verificou-se a existência de gelo em torno das tubagens. A empresa apresenta preocupações e grandes exigências ao nível de uma boa gestão da abertura e fecho de portas, tanto das câmaras como as portas de cais.

Um problema verificado foi com a descongelação, que não está implementada de forma automática. As câmaras de refrigeração não possuíam isolamentos secundários.

4.2.2 Soluções Sugeridas

Apresentam-se as melhorias propostas para a instalação (B): Isolamentos;

- Manutenções;
- Variadores de velocidade;
- Substituição de balastros ferromagnéticos por eletrónicos;

- Estudar a possibilidade de substituição da iluminação fluorescente por LED;
- Automatizar a descongelação;
- Atualizar o sistema de gestão da refrigeração para um mais atual.

Como observado na instalação (A) aqui a questão dos isolamentos e manutenções também seria uma possível medida de melhoria. A instalação de variadores de velocidade também passa por ser uma medida interessante, no sentido que permitirá ajustar a velocidade dos ventiladores conforme as suas necessidades, ao invés de se encontrar ligado, à velocidade máxima, ou desligado.

5. Conclusões

Partindo do histórico dos consumos de EE ao longo de um ano e da quantidade de produto da instalação (B), verificaram-se que as condições ambientais, nomeadamente a temperatura externa, tem um maior impacto nos consumos do que a quantidade de produto que passa pelo interior das instalações. Dos indicadores para cada instalação são notórias as diferenças ao nível dos consumos específicos, verificando-se assim que a instalação (B) tem valores superiores ao da (A), pois deve-se o facto dos processos internos serem de certa forma distintos, pois a instalação (B) faz abate de gado. O custo médio do kWh é inferior na instalação (B) onde aqui entram valores de tarifário relativos à MT, já na instalação (A) o custo é superior pois é alimentada em BTE.

Das medidas sugeridas destaca-se uma melhoria na gestão comportamental, sendo esta uma medida de custo nulo ou reduzido que poderá ter grande influência nos consumos, pois a abertura e fecho de portas permite infiltrações de ar a temperaturas superiores que conduzem à necessidade de maior consumo de energia do sistema de refrigeração para manter a temperatura da câmara.

De uma forma geral e com base nestas duas instalações conclui-se que a área a refrigeração tem bastante margem de aumento de eficiência energética.

Para finalizar, este trabalho apresenta assim uma metodologia de auditorias orientada para os sistemas de refrigeração, o que poderá servir como base para eventuais trabalhos futuros.

Referências

- [1] Alexander, B. Lekov, Thompson Lisa, T. McKane Aimee, Alexandra Rockoff, and Piette Mary Ann. Opportunities for Energy Efficiency and Automated Demand Response in Industrial Refrigerated Warehouses in California, 2009.
- [2] Dinçer, I., and M. Kanoglu. 2010. Refrigeration Systems and Applications. Wiley, 2ª ed., 2010
- [3] Hundy, G. F. , A. R. Trott , and T.C. Welch. 2008. Refrigeration and Air Conditioning. BH, 4ª ed., 2010.
- [4] Mulobe, N. J., and Z. Huan. 2012. Energy efficient technologies and energy saving potential for cold rooms. Paper read at Industrial and Commercial Use of Energy Conference (ICUE), 2012 Proceedings of the 9th, 15-16 Aug. 2012.
- [5] Mulobe, N.J. Huan, Z. "Optimal Energy Saved Using Variable Air Ventilation for Cold Rooms." IEEE, 2014
- [6] Evans, J. A., E. C. Hammond, A. J. Gigiel, A. M. Fostera, L. Reinholdt, K. Fikiin, and C. Zilio. 2014. "Assessment of methods to reduce the energy consumption of food cold stores." Applied Thermal Engineering, vol. 62, pp. 697-705, 2014.
- [7] Trust, Carbon. Refrigeration Systems - Guide to key energy saving opportunities, 2011

Notas soltas:

Portaria n.º 252/2015, de 19 de agosto

Procede à alteração da Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de setembro, que aprovou as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), nos termos previstos no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 226/2005, de 28 de dezembro, por aditamento da secção 722 – Alimentação de veículos elétricos, à parte 7 das RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

REDUÇÃO DE CONSUMOS NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

1. Introdução

A iluminação pública (IP) é um serviço essencial para o bem-estar das populações. Quer seja em espaço urbano ou rural ela desempenha papéis fulcrais em áreas como a segurança rodoviária, a segurança pessoal dos cidadãos ou mesmo o embelezamento de espaços.

Em Portugal, a Iluminação Pública é responsável por 3% do consumo energético. A tendência desta parcela é para aumentar (cerca de 4 a 5% por ano), o que representa custos muito elevados para os Municípios [1]. Portanto, torna-se fundamental definir um conjunto de medidas direcionadas para o aumento da eficiência energética no parque de IP, sem que isso afete a qualidade de vida nos espaços públicos.

Esta iniciativa terá um dos seus pilares na aplicação de tecnologias mais eficientes em detrimento de tecnologia corrente, permitindo assim reduzir o consumo de energia elétrica, mantendo o mesmo nível de serviço.

Algumas intervenções demonstram que a Eficiência Energética ao nível da IP são já uma realidade:

- Instalação de reguladores do fluxo luminoso;
- Substituição de luminárias e balastos ineficientes ou obsoletos;
- Substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio por fontes de luz mais eficientes;
- Instalação de tecnologias de controlo, gestão e monitorização da IP;
- Substituição das fontes luminosas nos sistemas de controlo de tráfego e peões por tecnologia LED;

Para garantir ganhos de eficiência energética ao nível da IP será futuramente criado um Regulamento que permitirá uma análise, controlo e monitorização rigorosa deste tipo de sistemas, contribuindo assim para uma melhoria da sustentabilidade económica e ambiental dos municípios [1].

2. Consumo de energia

O consumo de energia elétrica está intimamente relacionado com o aumento de qualidade de vida das populações. Podem-se tirar algumas conclusões deste aumento de consumo, nomeadamente o maior poder de compra e a maior disponibilidade de bens de consumo, como eletrodomésticos ou equipamentos audiovisuais, ou até mesmo o crescimento económico do País. Pode-se afirmar então que o aumento no consumo de energia na iluminação de vias públicas é diretamente proporcional ao consumo total de energia visto que resulta de uma maior preocupação com a segurança das populações, do aumento das áreas comerciais, de lazer e da melhoria das vias rodoviárias. Na Figura 1 apresenta-se um gráfico com o andamento comparativo destes dois consumos.

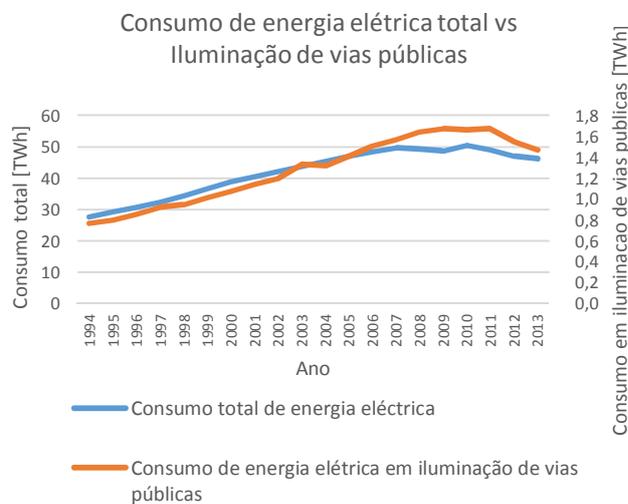


Figura 1. Histórico do consumo total de energia elétrica vs iluminação de vias públicas [2]

Pode-se observar que em 2005 o consumo total de energia sofre uma estagnação acabando depois por descer ligeiramente até ao ano de 2013. Pelo contrário, a iluminação de vias públicas sofre um aumento a partir desse mesmo ano, até ao ano de 2011, existindo depois um decréscimo até 2013.

A estas constatações podem aliar-se diversas causas. No caso da diminuição do consumo total de energia elétrica devem identificar-se alguns fatores essenciais: o aparecimento de uma crise financeira e conseqüente contração económica que leva a um esforço na redução de gastos, aliando-se também uma crescente consciencialização para a disponibilidade de equipamentos com melhores níveis de eficiência, permitindo manter os níveis de conforto mas obtendo uma redução do consumo com conseqüências positivas ambiental e financeiramente. O aumento do preço da energia será também um fator essencial na medida em que para manter os custos associados ao consumo de energia passou a ser necessária uma diminuição do seu consumo. A iluminação pública como é visível no gráfico da Figura 2 segue a mesma tendência dos outros setores, forçando os municípios juntamente com a EDP a fazer ajustes com vista a reduzir o consumo.

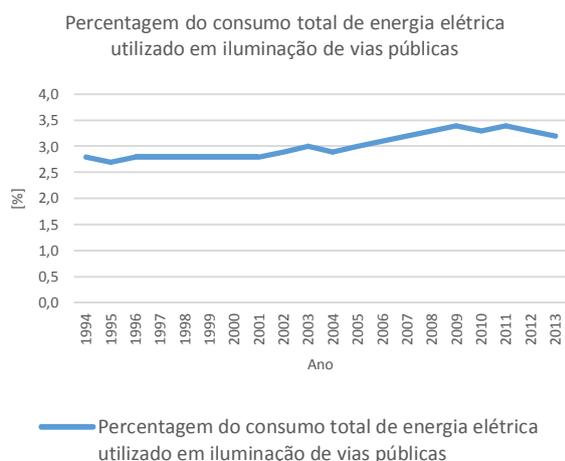


Figura 2. Percentagem do consumo total de energia elétrica utilizado em iluminação de vias públicas [2]

3. Tecnologias utilizadas na iluminação pública

Os tipos de lâmpadas usados atualmente são numerosos e podem ser usados para diversos tipos de aplicação. No entanto cada tipo de lâmpadas possui características diferentes que devem ser tidas em conta para a sua escolha. As principais características luminotécnicas de uma lâmpada são:

- Rendimento luminoso;
- Temperatura de cor;
- Índice de restituição de cor;
- Luminância;
- Duração de vida média.

Na Figura 3 pode observar-se os tipos de lâmpadas utilizados em iluminação pública.



Figura 3. Tipos de lâmpadas

4. Estudo de um caso prático

Numa primeira fase irá fazer-se uma análise da situação existente numa rua de uma cidade da zona metropolitana do Porto. Seguidamente irão aplicar-se medidas que visem a redução dos consumos de energia, nomeadamente através da aplicação de tecnologia capaz de efetuar a regulação de fluxo e uma outra medida será a de propor a substituição das luminárias existentes por luminárias LED. Por fim de modo a verificar o proveito económico da aplicação das luminárias LED, foi a realizada uma análise económica.

a) Caracterização do local

O local de estudo é uma rua situada numa cidade da Zona Metropolitana do Porto. Para o estudo luminotécnico do local foi necessário recolher os dados relativos ao perfil da via e material existente, de modo a que fosse possível calcular os parâmetros luminotécnicos existentes, isto é, a situação atual.

A rua em questão apresenta duas faixas de rodagem, em sentidos opostos e tem um comprimento total de 180 metros. A largura da faixa de rodagem é de 5,5 metros, enquanto que os passeios apresentam uma largura de 0,75 metros cada um. Na Figura 4 pode-se observar o aspeto da rua.

A iluminação desta rua é composta por 17 luminárias, colocadas em poste de betão armado de forma quadrada com uma altura de 9 metros e com a luminária instalada em braço como se pode ver na Figura 5. As lâmpadas que atualmente se encontram em funcionamento são de vapor de sódio de alta pressão com uma potência de 250 W. A potência instalada tem o valor de $17 \times 250 \text{ W}$ e este circuito de IP funciona cerca de 4288,75 horas por ano. Deste cenário descrito anteriormente resulta um consumo anual de 25603,55 kWh. Esta seria a situação ideal visto que assim este circuito de IP estaria a funcionar na sua plenitude, mas a situação atual é um pouco diferente devido aos cortes que a iluminação pública tem sofrido no sentido de obter uma maior poupança na fatura energética.

A situação atual conta apenas com 11 luminárias ligadas das 17 existentes, passando assim para uma potência de $11 \times 250 \text{ W}$.

O consumo anual, como era espectável diminui para os 16567 kWh. De seguida vão ser sugeridas duas alternativas para este cenário de forma a se obter uma poupança na fatura energética.



Figura 5. Tipo de poste existente

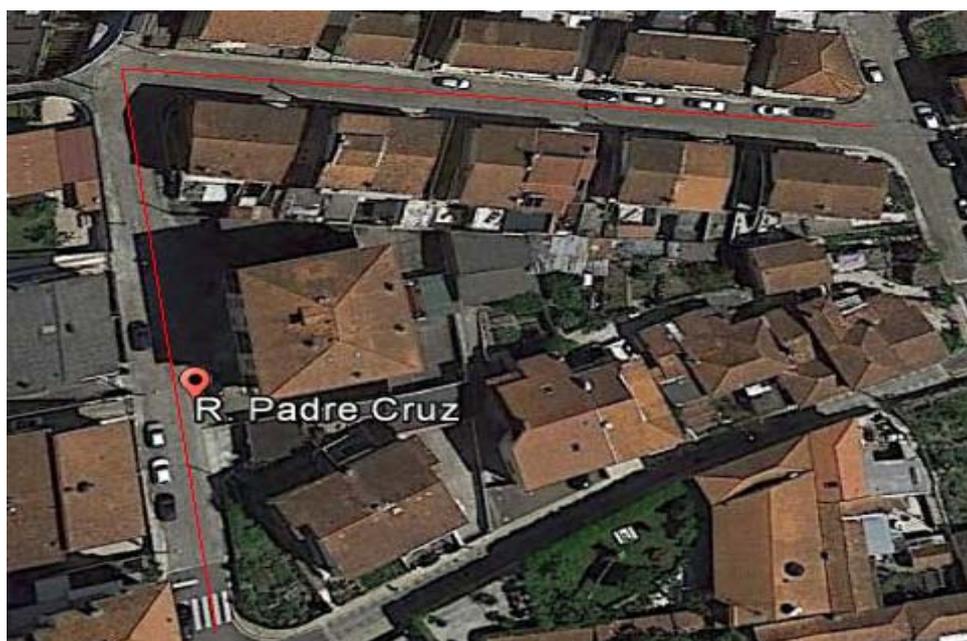


Figura 4. Local do estudo

b) Soluções Propostas

- Regulação de fluxo

Nesta primeira medida pretende-se instalar um regulador de fluxo e verificar qual a poupança que se pode obter. O regulador de fluxo escolhido para além de regular o fluxo este aparelho também tem a capacidade de estabilizar a tensão. A estabilização da tensão tem um papel muito importante na poupança de energia visto que na iluminação pública, as variações na tensão podem ultrapassar os 10%, o que faz com que o consumo seja cerca de 21% superior. Visto que o regulador de fluxo faz a regulação através da tensão, cada lâmpada tem um limite mínimo tensão para funcionar. Neste caso o limite mínimo de tensão para as lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão, especificado por este fabricante, é de 180 V. A IP funciona através de um relógio astronómico, ou seja segue um horário pré-definido. Na Tabela 1 pode-se ver esse horário juntamente com mais alguns pormenores necessários para o cálculo que vai ser efetuado. De seguida na Tabela 2 temos também as horas de funcionamento da IP.

Tabela 1. Horário do relógio astronómico

Relógio astronómico	Horas/dia	Período	Dias
Horário de verão	21h - 6:30h	9,5	6 Meses
Horário de inverno	18h - 8h	14	6 Meses

Tabela 2. Horas de funcionamento da IP

Horas de funcionamento da IP	Total
Horário de verão	1733,75
Horário de inverno	2555
	4288,75

Tabela 3. Horários de funcionamento do regulador de fluxo

Horário de funcionamento a potência nominal	Horas/dia a potência nominal		Horas/ano a potência nominal
21:30h – 1:00h	Horário de verão	4	730
18:00h – 00:00h	Horário de inverno	6	1095
	Total		1825
Horário de funcionamento a potência reduzida	Horas/dia a potência reduzida		Horas/ano a potência reduzida
1:00h – 6:30h	Horário de verão	5,5	1003,75
00:00h – 8:00h	Horário de inverno	8	1460
	Total		2463,75

O regulador de fluxo estabelece dois períodos de funcionamento, o período em que a IP funciona a potência nominal e o período em que a IP funciona a potência reduzida. Esse horário foi definido e pode ser visível na Tabela 3.

Na Tabela 4 pode-se observar o funcionamento do regulador de fluxo. Por fim, já com todos os detalhes definidos passamos ao cálculo final exposto na Tabela 5.

Tabela 4. Funcionamento do regulador de fluxo

Funcionamento do regulador de fluxo			
Estabilizando a tensão nos 220V	Poupança de 24%	19458,69	kWh
Regulando a tensão para 180 V	Poupança de 14%	16734,48	kWh
Consumo obtido com a regulação	16734,48	kWh	

Tabela 5. Poupança obtida

Situação atual				
Luminárias	Consumo		Custo de exploração	
11 Ligadas	16567	kWh/ano	1928,69	€
Situação normal				
17 Ligadas	25603,55	kWh/ano	2980,69	€
Com regulação de fluxo				
17 Ligadas	16734,48	kWh/ano	1948,18	€
Poupança anual	8869,07	kWh	1032,51	€
Poupança mensal	739,09	kWh	86,04	€
Poupança por dia	24,30	kWh	2,83	€

Analisando a Tabela 5 e tendo em conta os cortes na iluminação já referidos anteriormente, a situação atual expõe um consumo anual de 16567 kWh, com um custo de exploração associado de 1928,69 €. Fazendo a religação das luminárias que se encontram desligadas e aplicando a regulação de fluxo de modo a não diminuir a qualidade de iluminação, consegue-se obter um custo de exploração próximo do atual. Esse objetivo foi alcançado visto que recorrendo à regulação de fluxo das 17 luminárias, obteve-se um consumo anual de 16734,48 kWh com um custo de exploração de 1948,18 €. Com as 17 luminárias a funcionar sem qualquer tipo de regulação obtém-se um consumo anual de 25603,55 kWh, com um custo de exploração associado de 2980,69 €. Comparando estes dois últimos cenários, com as 17 luminárias reguladas e sem regulação, obtém-se uma poupança no custo de exploração de 1032,51 €. Conclui-se que esta solução é bastante viável, não só pelo seu custo mas também no que toca à sua instalação.

- Solução LED

Outra das soluções sugeridas passa por substituir as 17 luminárias existentes por luminárias LED. Para isso foi necessário selecionar um fabricante e juntamente com o mesmo procurar uma solução adequada para fazer a substituição das luminárias. O fabricante escolhido foi a SONERES. Depois de fornecidos à empresa os detalhes necessários para escolha da luminária, a mesma indicou que a luminária mais adequada a este cenário seria a LUSA N/E x36, visível na Figura 6.



Figura 6. Luminária LUSA N/E x36

Na tabela 6 encontra-se o resumo do estudo económico desta solução.

Tabela 6. Poupança com luminárias LED

Situação atual				
Luminárias	Consumo		Custo de exploração	
11 Ligadas	16567	kWh/ano	1928,69	€
Situação normal				
17 Ligadas	25603,55	kWh/ano	2980,69	€
Com luminárias LED				
17 Ligadas	6627,41	kWh/ano	771,54	€

Ao analisar-se a Tabela 6 pode-se concluir que as luminárias LED vão ter um grande impacto ao nível do consumo/custo de exploração.

Com o circuito de IP a funcionar normalmente, ou seja com os 25603,55 kWh de consumo anual, ao passar para luminárias LED esse consumo anual/custo de exploração decai para cerca de quatro vezes menos. Mesmo com os cortes que este circuito sofreu, estando só onze luminárias ativas, ao passar para as dezassete luminárias LED ainda se obtém uma descensão no consumo anual/custo de exploração próxima de três vezes menos.

5. Análise económica

- Solução LED

Para análise económica desta solução, foi considerado um tempo de vida útil da placa de LED superior a 60.000 horas de funcionamento, logo há que prever a substituição destas de 15 em 15 anos. O investimento inicial será de aproximadamente 473,01 € por armadura.

A Tabela 7 mostra os valores utilizados para o estudo, apresentando uma utilização anual de 4288,75 horas.

Tabela 7. Consumos energéticos anuais

Nº de horas de funcionamento num ano (h)	4288,75
Potência Instalada (W)	17 x 250W
Tarifa energética (€/kWh)	Ciclo Bi-horário
Consumos Energéticos Anuais (kWh)	25603,55
Custos Energéticos anuais (€)	2980,69
Redução dos custos Energéticos anuais (€)	2209,15
Taxa de atualização (%)	5
Tempo de vida da instalação (anos)	15

Ao analisar-se a Tabela 8 pode-se concluir que o investimento em luminárias LED é economicamente viável. Tem um *payback* relativamente reduzido, ou seja os capitais investidos são recuperados num curto período de tempo. Num tempo de vida útil de 15 anos para este projeto existe um VAL de 16 132,54 €, o que significa que o investimento pagou-se a si mesmo e ainda gerou uma receita de aproximadamente o dobro do valor inicial. A TIR deste projeto é também bastante favorável visto que supera em 18% a taxa de atualização.

Tabela 8. Indicadores económicos

VAL	TIR	Payback
16 132,54 €	23%	4,85 Anos

- Regulação de fluxo

O investimento inicial para a montagem do regulador de fluxo será de aproximadamente 7000 €. A Tabela 9 mostra os valores utilizados para o estudo, apresentando uma utilização anual de 4288,75 horas.

Tabela 9. Consumos energéticos anuais

Nº de horas de funcionamento num ano (h)	4288,75
Potência Instalada (W)	17 x 250W
Tarifa energética (€/kWh)	Ciclo Bi-horário
Consumos Energéticos Anuais (kWh)	25603,55
Custos Energéticos anuais (€)	2980,69
Redução dos custos Energéticos anuais (€)	1032,51
Taxa de atualização (%)	5
Tempo de vida da instalação (anos)	15

Ao analisar-se Tabela 10 pode-se concluir que o investimento na regulação de fluxo é também economicamente viável. Os seus indicadores económicos não são tão favoráveis comparativamente ao investimento em luminárias LED, mas como vantagem tem um investimento inicial menor. O *payback* é bastante mais extenso, visto que a poupança também é bastante menor. A TIR mantém-se acima da taxa de atualização, o que juntamente com os outros indicadores torna este investimento viável.

Tabela 10 – Indicadores económicos

VAL	TIR	Payback
6 472,36 €	10%	9,64 Anos

6. CONCLUSÃO

Ao analisar-se as três situações que foram anteriormente apresentadas, pode-se concluir que do ponto de vista técnico-económico tanto a regulação de fluxo, como as luminárias LED são soluções viáveis. Ao adotar-se a substituição das luminárias existentes por luminárias LED, o consumo/custo de exploração vai baixar bastante. Como desvantagem vai requerer um investimento maior, algo que hoje em dia poderá ser um pouco mais difícil para as autarquias. A regulação de fluxo irá trazer também uma poupança bastante significativa, e como vantagem um investimento menor. Além do investimento ser menor, a regulação de fluxo permite poupar sem prejudicar a qualidade da iluminação. A terceira alternativa que passa por desligar alternadamente algumas luminárias encontra-se atualmente em vigor. Do ponto de vista económico esta solução é vantajosa, mas do ponto de vista técnico não, porque prejudica a qualidade de iluminação. Com a regulação de fluxo consegue-se uma poupança praticamente igual sem que haja essa diminuição na qualidade da iluminação.

Referências

- [1] ADENE - Agência para a energia. Disponível em <http://www.adene.pt/iluminacao-publica>. Visitado em 02/05/2015.
- [2] PORDATA. Disponível em <http://www.pordata.pt/Home>. Visitado em 04/05/2015.

STUDY OF LED LAMPS TECHNOLOGIES IMPACT ON THE UTILITY

1. Introduction

With the growing interest in the issue of reducing power consumption in electricity applications, energy-saving devices and the problem of their operation gains more attention. The increase in the utilization of energy-saving lamps, especially LED lamps, leads to the wide interest in their influence on the power system. The impact of discussed devices on the voltage and current in the grid must be thoroughly studied before launching devices into the market. The studies undertaken on the LED lamps present in a wide range the issue of harmonic emission from lamps and their influence on power quality. Due to many manufacturing technologies, different LED devices can have various effects on the utility. It is significant to carry out researches concerning the adverse effects of energy-saving lamps in order to utilize devices that meet certain requirements which are set by the international commissions.

The overall purpose of conducted laboratory tests is the wide analysis of different LED tubes influence on power quality with the special emphasis put on the harmonics emission. LED tubes produced by different manufacturers will be studied in the terms of their effect on the utility.

To further understand and judge the influence of LED tubes on the power grid were conducted simulations in Matlab Simulink environment. The simulations concern the issue of harmonics emission from the basic non-linear load which is a diode rectifier with a LED tube. Simulations were done in order to observe the influence of the load on power quality. Subsequently simulations with larger quantities of non-linear devices have been done to understand the operation of many devices connected to the utility and their effect on voltage and current in the grid. In Simulink has been tested and compared different passive filters. It was preceded with the wide analysis of the operation of filters which

subsequently allowed to design several passive filters and observe the effects of their utilization in the simulation. In this second part was also discussed the issue of immunity of electrical devices with the emphasis put on the immunity for voltage dips, swells and fluctuations.

In the next step, in the laboratory was built a station to measure the impact of LED tubes on the utility. Devices where tested mainly in the terms of harmonics emission, with the use of various testing equipment. Harmonics emission with different conditions of power supplying was tested in order to observe LED tubes behaviour with various levels of supplied voltage. T

he measuring station was designed with the consideration of parameters of the equipment being under tests and magnitudes which were to be measured. The influence on power quality of different LED tubes have been compared, as well as effects of different LED tubes combinations. Measurements were done with different equipment varying in the ways of measuring and in the accuracy. The station for observing the effects of voltage fluctuations has been designed and built, in order to get the knowledge about LED tubes response for the simulated voltage distortions.

The studies carried out in the laboratory allowed to judge LED tubes influence on power grid and draw conclusions connected with their operation.

Done measurements and calculations allowed to use the gained theoretical knowledge in the practice.

Obtained results led to the complete understanding of the importance of conducted tests and the understanding of obligation of putting emphasis on the issue of power quality being influenced by LED tubes, which are commonly used in the industry.

2. The principle of LED operation and the issues connected with harmonic disturbances

2.1. Basics of LEDs operation

A light-emitting diode is a semiconductor light source that converts electrical energy into optical energy. The source of lighting is a chip of semiconducting material doped with impurities. Doping a semiconductor leads to the creation of two separate types of semiconductors in the same crystal. The boundary between the two types is a p-n junction. LEDs operation is connected with the phenomenon of electroluminescence which consists of recombination of electrons with holes within the device, accompanied by releasing energy in the form of photons [1].

2.2. Power quality issue

Power quality is a worldwide issue as it is connected with continuous supply of electric energy. Electrified and automated modern world is dependent on the uninterrupted supply of power hence the topic of power quality is essential to be studied in a profound way.

The widespread use of electronic equipment, power electronic devices, energy efficient lightning, telecommunications equipment and computerized equipment led to the change of electric loads nature, therefore power quality topics are nowadays causing concerns.

Modern devices are not only susceptible to power quality issues but also they have an influence on current and voltage in the grid. Generally power quality can be understood as the set of parameters defining the properties of electric energy supplied to users or the interaction of electrical power with electrical equipment. It is connected mostly with the parameters of supplied voltage. Nowadays bad power quality is a significant concern of both power suppliers and customers.

There are many terms describing the parameters of power supply that denote its quality, some of which are: voltage sags, voltage interruptions, voltage swells, transients, voltage unbalances, flickers, total harmonic distortion, harmonics, interharmonics, supharmonics.

The study undertaken on LED tubes showed that the main concern connected with this devices are harmonic disturbances.

2.3. Generation of harmonics and their effects on the power grid and devices

The basic reason of harmonics generation is that current flowing through the load is not linearly related to the applied voltage. Harmonics are caused mainly by nonlinear loads, which are used in everyday life. These loads cause current to vary disproportionately with voltage during each period. Nonlinear characteristics of commonly used devices and loads give rise to the harmonic distortion.

Modern electronic equipment draw from the grid non-sinusoidal, distorted current which includes harmonics, which are injected back into power distribution system.

When a non-linear load draws current, that current passes through all of the impedance that is between the load and the system source.

Distorted current afterwards causes distortions in voltage waveform. Harmonics are considered to be the main source of power quality deterioration. They have a number of undesirable effects on the power distribution system and on devices connected to power lines. They contribute to the increase of losses in the distribution grid, affect the operation of electronic equipment, they can also cause failure operation of electronic devices and be the reason of acoustic noise from motors and other machines, as well as with reducing the motors efficiency.

2.4. Harmonic standards for LED tubes

In the terms of power quality it is necessary to define the levels of harmonic distortions. Reduction of harmonics in distribution systems to required levels is mandatory. There exists many standards defining limits of harmonics values. On the international conferences harmonics are being frequently discussed, wherefore many restrictions and standards for harmonic distortions have been created. Devices should meet standards in the terms of emission, they cannot influence power grid to higher than standardized extent.

According to the Standard IEC EN 61000-3-2 the limits of harmonic in current for lighting equipment with $P \leq 25$ W are presented in the table 1.

Another criteria for lamps having an active input power less than or equal to 25W is that third harmonic current cannot exceed 86% value of fundamental and the fifth harmonic current cannot exceed 61%.

Table 1. Acceptable levels of harmonics for lighting equipment with rated power $P \leq 25$ W in IEC EN 61000-3-2

Harmonic rank k	The maximum permissible harmonic current calculated for Watt [mA/W]
2	3,4
3	1,9
5	1,0
7	0,5
9	0,35
$11 \leq h \leq 39$	$3,85/k$

2.5. Parameters describing the distortion of voltages and currents

Measurement of power quality usually involves characterising frequency components (in the Standard IEC EN 61000-4-7 frequencies up to 9kHz). Harmonics analysis can indicate about power quality but there are a few parameters connected with power quality which are also usually considered during analysis.

2.5.1. Total harmonic distortion

Total harmonic distortion (THD) is a measurement of harmonic distortion in a signal.

THD is the ratio of the sum of the harmonic components of signal summed to the specified order of harmonic, to the root mean square value of fundamental component [3]. THD can refer to the distortion of current and voltage waveform. The formula is

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^n \left(\frac{Y_n}{Y_1}\right)^2} \quad (1)$$

where 'n' in the Standard IEC EN 61000-4-7 is 40th order harmonic.

2.5.2. Power factor

Considering nonlinear load in the terms of power factor issue it is necessary to include the influence of harmonic distortions. There can be distinguished displacement, distortion and true power factor. For currents without harmonic distortion, displacement power factor is equal to the true power factor, which is the ratio of real power to apparent power. With nonlinear load the THD has a value different from zero. It must be taken into account while calculating the power factor.

$$pf = \frac{P_{avg}}{U_1 * I_1 * \sqrt{1 + \left(\frac{THD_U}{100}\right)^2} * \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100}\right)^2}} \quad (2)$$

There can be used some simplifications when the fundamental active power has a close value to the value of active power including higher harmonics components $P_{1avg}=P_{avg}$ and when THDU is less than 10%, what is an usual situation. In that case approximate form of true power factor.

$$pf = \frac{P_{1avg}}{U_1 * I_1} * \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100}\right)^2}} = pf_{disp} * pf_{dist} \quad (3)$$

Where pf_{dist} is distortion power factor connected with harmonics in signal. It is a measure of how much the harmonic distortions generated by the nonlinear load decrease the average power transferred to the load.

The value of displacement power factor can be maximally equal to unity and distortion power factor is always less than one with THD over 0%, so it can be concluded that in nonsinusoidal situation

$$pf \leq pf_{dist} \quad (4)$$

2.6. Ways of compensating harmonic distortions caused by nonlinear loads

The compensation of harmonics is overwhelmingly important matter. Harmonics problem are usually resolved by the use of conventional passive and active filters. Other solution is the combination of these two filters, known as hybrid filter. Passive filters relies mostly on the use of inductor (except valley filled circuit with additional diodes) capacitors and resistors.

The classification of passive filters can be done based on the used topology, for example tuned filers or damped filters, or the combination of both. Passive filters can have shunt or series configuration and in various configuration they are usually used for the elimination of current harmonics ant the compensation of reactive power. Damped filters are usually used for the mitigation of all higher harmonics.

They are connected before the load, in shunt or in series. Active filters use special electronic switching equipment which generates harmonic current that cancel the harmonic currents from nonlinear load. Active filters use amplifiers, resistors and capacitors in a feedback loop in order to create the desired filter character.

Overall, the performance of the harmonic cancellation is achieved by injecting equal but opposite current harmonic components and reactive current into power system at the point of connection [2].

In LED tubes used in the industry are mainly used active filters.

3. Simulations

Conducted simulations allowed to discuss the issue of emission from LED tube with basic supply circuit, as well as the issue of voltage distortions and the immunity of LED tubes.

The first simulations in Matlab Simulink environment were done in order to observe the LED tube influence on supply voltage and current. The purpose of simulations was harmonics analysis of LED tubes. It has been done using different quantities of LED tubes, to observe their effect on the power quality.

Current and voltage waveforms were observed and the comparison of total harmonic distortions levels in different situations was done. Additionally have been done simulations with commonly used passive filters, to observe their operation in mitigating harmonics. In simulations the effects of using passive filters can be observed and understood.

In Simulink were also simulated voltage disturbances such as voltage fluctuations, voltage swell and drop, undervoltages and overvoltages, to examine LED tube immunity for distortions.

3.1. Results of simulations of emission from LED tubes

Analysed circuit, without power factor correction, consisted of diode rectifier, smoothing capacitor and the LED load. For analysis have been used rectangular window, width 200 ms. Ten intervals lasting 200 ms each were used to determine THD level.

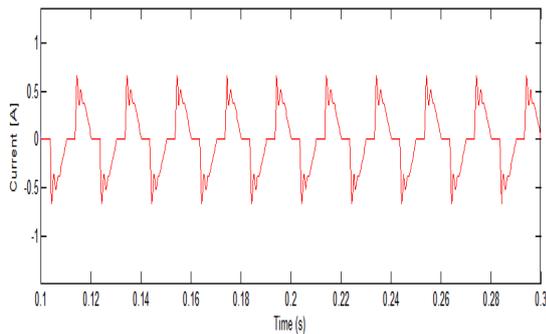


Figure 1. Current waveforms of individual LED tube

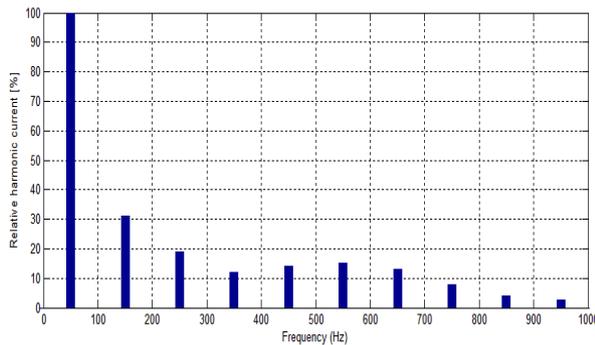


Figure 2. Relative amplitudes of harmonic currents for single LED tube

Current drawn from the grid is highly distorted, thus effected by higher harmonics what is a result of the non-linear characteristic of the load (diode bridge with smoothing capacitor and LED tube).

From the figure 1 it can be noted that the current waveform is not sinusoidal and it means that LED tube inject harmonics into the power system.

Relative amplitudes of harmonic currents of single LED tube are presented in the figure 2.

In the table 2 are presented results of simulation with different quantities of LED tubes.

It can be concluded that LED tube is the source of harmonics in the grid current. Consequently, voltage in the grid is being distorted. With the increase in the quantity of the same LED tubes up to fifteen LED tubes was observed significant increase in THDU and THDI levels. From twenty LED tubes the THDI started to decrease.

It can be noticed that the decrease of the load's current distortion was accompanied by the increase in the voltage distortions.

The distorted voltage can affect the operation of other loads, in simulated case-the operation of other LED tubes. Addition of other loads led to the increase of THDU and to some quantity of loads, the increase of the THDI.

Table2. Harmonic contents for LED tubes

Quantity of LED tubes	THDI with transient s [%]	THDI stable state [%]	THDU with transient s [%]	THDU stable state [%]	3 rd [%]	5 th [%]	7 th [%]	9 th [%]	11 th [%]
1	83,8	46,38	4,91	1,72	31,06	18,87	12,05	13,99	15,18
5	78,34	54,12	11,31	7,17	31,97	36,96	22,91	2,57	2,37
10	79,15	63,36	16,59	12,51	53,46	33,72	0,87	2,19	2,13
15	77,08	64,66	19,79	15,54	61,81	18,70	1,81	2,16	1,09
20	76,68	55,89	25,90	17,98	54,76	10,34	3,87	0,85	1,31
30	62,17	51,46	24,64	20,86	50,81	6,92	3,89	1,20	1,05
50	38,67	31,99	26,47	21,56	30,50	6,45	2,33	1,12	1,07
100	33,45	28,61	24,11	15,18	28,14	4,91	1,40	0,82	0,50

Current in loads increased what is an undesirable effect. The considered reason for this phenomena is that for higher frequencies the input capacitor has a very small impedance, so consequently the value of current increases.

According to the results of simulations it is obvious that circuits without any harmonic filters should not be used in the lighting industry due to the high influence of non-linear load on the power quality.

3.2. Results of simulation with various passive filters

In the simulation environment were designed filters: single tuned, double tuned, high pass and C-type. During calculations of filter parameters were chosen exemplary quality factors.

The comparison between three simulated passive filters is shown in the table 3.

Table 3. Results of the mitigation of 3rd and 5th harmonic and THD improvement for simulated filters

Passive filter	THDI [%]	3 rd [%]	5 th [%]
Two single tuned	12,21	7,25	2,97
Double tuned	13,25	5,48	1,69
High-pass	7,09	5,27	3,10
C-type	4,84	3,70	1,64

The best performance with mitigation harmonic distortions was observed with C-type filter and subsequently with high-pass filter.

Only the result on decreasing low order harmonic components was compared, so the overall conclusion about passive filter based on this one condition is hard to be drawn and the choice of the filter with the best performance cannot be made.

Omitting aspects such as cost of elements and power losses simplifies the comparison between simulated filters.

It can be concluded that each simulated filter led to the decrease of THDI and THDU what was the purpose of the simulations. The mitigation effect depends on the chosen parameters of filter elements.

3.3. Results of tests for immunity

During simulations of supplying LED tape with distorted voltage with visible fluctuations it was observed that rectified voltage and consequently current fluctuates.

The simulated relative changes in the supply voltage did not exceed 10%. In the voltage supply have been observed low frequency interharmonics and subharmonics which are known to be the reason of fluctuations and changes of the amplitude in the LED tube current and consequently changes in the brightness of lamp. This increase in the magnitude occurring with frequency about 20 Hz, may be visible for human eye. The response of LED tube with basic supply circuits for voltage swells, drops, undervoltages and overvoltages was as it was expected. With the increase in voltage, the current increased what in the reality could lead to the change of brightness of lamp or even damage of LED tube. Effect of decreasing the voltage was the decrease in LED tube current.

4. Laboratory measurements

Laboratory measurements and further calculations have been done in order to examine LED lamps influence on the utility.

Measurements were done with different equipment which allowed to compare different ways of measuring the impact which have devices on the grid.

Tests were conducted on three LED tubes from various manufacturers, made in the similar technology: Lamp 1, Lamp 2 and Lamp 3.

Further measurements were done on different combinations of LED lamps to observe the results of connecting various LED tubes in various quantities on power quality. The station to measure harmonic emission had appropriately chosen elements, which allowed to measure harmonics up to 40th order.

4.1. Results of measurements with various supply voltage

The first measurements with RIGOL oscilloscope were done in different supply conditions. LED tubes were supplied by 100 V, 150 V, 200 V and 230 V. For three LED tubes obtained results were similar.

With the increase of the supply voltage, the distortions in current decreased. For 200 V and 230 V the current harmonic distortion were the smallest and the distortion power factor was closets to unity.

Voltage harmonics obtained the highest magnitudes for input voltage 200 V and above. For Lamp 1 an Lamp 3 LED tubes the highest magnitudes had the 5th and the 7th voltage harmonics.

For Lamp 1 and Lamp 2 LED tube the active power was constant for all situations, however Lamp 3 LED tube achieved rated power with rated voltage supply. With lower voltage active power was lower and the brightness was visibly less.

Results of measurements with 230 V has been analysed in relation with standards. In rated conditions the voltage THD was the highest for all LED tubes, however the levels were acceptable, they reached more than 2 %.

To compare LED tubes influence on power quality, the results of measurements with 230 V input voltage have been compared.

Table 4. Comparison between LED tubes

	Lamp 2	Lamp 1	Lamp 3
TDHI [%]	19,27	10,46	16,52
THDU [%]	2,28	2,13	2,01
Grid THDU [%]	0,6		
pftrue [-]	0,819	0,820	0,820
pfdist [-]	0,982	0,995	0,987
P [W]	18,71	19,07	18,68
Sn [VA]	9,09	7,52	8,36

Total harmonic distortions from measured devices are shown in the figure 3.

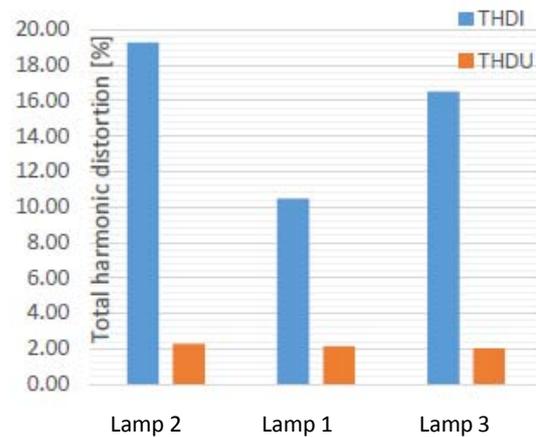


Figure 3. Comparison between three measured LED tubes supplied by 230 V

Each LED tube did not exceed the standardized levels of harmonic currents. Working in rated conditions devices obtained nearly rated power. Power factors are above 0,8 what is a good result and is received due active power filters being internal parts of LED tubes power supplies.

The worst parameters got the Lamp 2 LED tube, however they are still appropriate and have satisfactory levels. This device had also the highest difference between true power factor and displacement power factor, due to the lowest distortion power factor connected with harmonic components. The non-fundamental apparent power was also the highest and it constituted 39,8% of apparent power.

The non-fundamental power flow should be as low as possible. Meeting the standards all measured LED tubes can be installed and used without excessive consideration about influence on the power quality.

4.2. Results of measurements with different LED tubes combinations

Table 5. Combinations of LED tubes taken under studies

Combination A	5 Lamp 2 LED tubes
Combination B	4 Lamp 2 LED tubes + Lamp 1 LED tube
Combination C	4 Lamp 2 LED tubes + Lamp 3 LED tube
Combination D	3 Lamp 2 LED tubes + Lamp 1 LED tube+ Lamp 3 LED tube
Combination E	3 Lamp 2 LED tubes
Combination F	Lamp 2 LED tubes+ Lamp 3 LED tube+ Lamp 1 LED tube

The level of input voltage was $230 \pm 2\%$ voltage and the frequency was maintained on the level of $50 \pm 0,5\%$ Hz.

In the table 6 are presented results of measurements and calculations for LED tubes combinations with Rigol Oscilloscope.

Table 6. Distortions from different LED tubes combinations

Combination	THDU [%]	THDI [%]	P [W]
A	1,36	20,32	101,48
B	1,70	18,69	106,51
C	1,70	19,85	101,84
D	1,70	18,16	101,84
E	2,04	19,34	60,09
F	2,11	16,39	59,73

Total harmonic distortions from different combinations are compared in the figure 4.

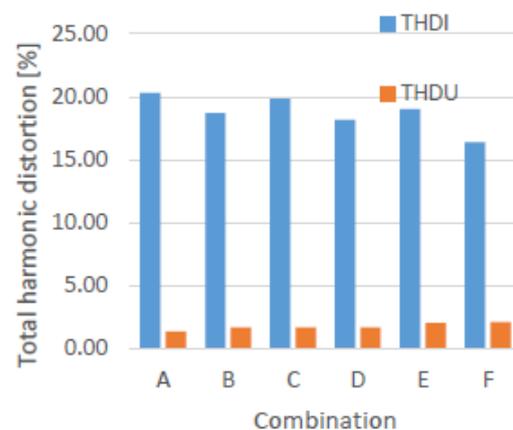


Figure 4. THD for different LED tubes combinations

First four combinations consisted of 5 LED tubes connected in parallel. The magnitude of drawn current has respectively increased. It was observed that with larger quantity of LED tubes the distortions in current increase. Although this LED tubes are made with the same technology and use equal power supply components, the distortions have changed. It is due to the fact that the power supply components have the uncertainties during the operation and they can work with slightly different frequencies, what results in a small increase in harmonic components. THDU for five LED tubes in combination A was smaller than for one LED tube (2,27%).

It was observed that connecting other LED tubes with Lamp 2 LED tube which influences grid the most, decreases the levels of harmonic distortions. With small quantities of LED tubes it is better to connect different LED tubes to reduce the harmonic distortions. Influence on power grid for each combination is acceptable due to active filters which are parts of every measured LED tube.

Another observed result was that in combination of various LED tubes with changing some LED tubes for another, made with similar technology, the voltage distortion maintains the same.

Measured combinations of 3 LED tubes are characterized with higher voltage distortions than 5 LED tube.

It is connected with transformers characteristic- with lower load the voltage is more distorted . It can be supposed that with higher quantities of LED tubes, the voltage THD would increase.

4.3. Comparison of results obtained with different meters

The use of universal measuring device UMG96S was in order to compare different ways of measuring power quality. The accuracy of oscilloscope used in previous measurements is $\pm 5\%$ and Janitza measuring device connected with a computer to analyse power quality allowed to measure emission with maximum

Measurements done with Janitza measuring device and further analysis in program Grid Vis gave an accurate results of LED lamps influence on the grid. It was observed that total harmonic distortions measured with UMG96S are higher than measured and calculated with the oscilloscope. Janitza device is appropriate to measure the harmonic components up to 2kHz with lower uncertainty and allows to study LED lamps influence on power quality in a more accurate way.

The big differences were observed within power factor measurements, especially in displacement power factor. Measurements with UMG96S indicate that LED tubes have almost purely resistive character due to the displacement power factor close to 1. Results obtained with Rigol Oscilloscope show that displacement power factor is close to 0,8. It can be due to the simplifications in calculation which may have led to significant differences in true power factor measurement with two devices, however results obtained with Janitza meter are more reliable and should be understood as true values.

The differences between power factor led to noticeable differences in the reactive power measurement. It can be concluded, that UMG96S indicates higher influence of LED tubes on power quality, but on the other side shows better quality of LED tubes due to the higher active power and true power factor.

In the table 7 are presented the results of measurements with LED tubes combinations, done with JANITZA device.

Table 7. Parameters of LED tubes combinations obtained with UMG96S

Combination	THDU [%]	THDI [%]	P [W]
A	2,27	21,13	99,87
B	2,40	18,70	98,92
C	2,42	20,35	97,90
D	2,38	18,75	98,76
E	2,45	21,00	59,23
F	2,55	18,10	58,92

Figure 5 shows the comparison between results obtained with two used meters.

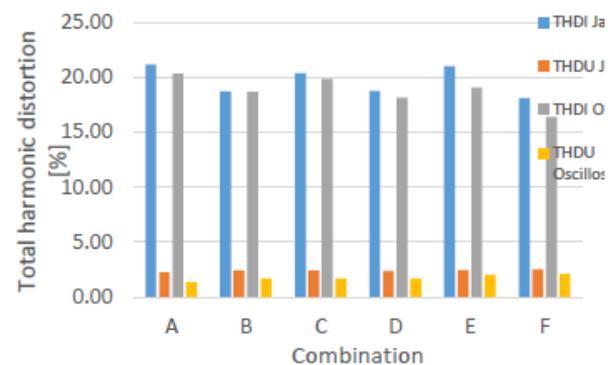


Figure 5. Comparison between levels of THD for various combinations of LED tubes tested with different equipment

Test of various LED tube combinations with UMG96S lead to similar conclusions as the results of the measurements with the oscilloscope.

The levels of THDU and THDI were higher than measured with oscilloscope (the same was observed for the individual lamps), however the same conclusions connected with harmonic emission by different tubes combinations as with previous measurements can be drawn.

4.4. LED tubes responses for voltage fluctuations

The behaviour of LED tubes during voltage oscillations has been observed and the electric parameters have been measured in order to observe the changes in LED tubes operation during voltage disturbances.

The concept of producing voltage fluctuations was based on the relay which connected and disconnected the resistance on the secondary of transformer, with appropriately chosen frequency, to produce voltage drop.

Flicker occurring with following frequencies was tested: 0.5 Hz, 1 Hz, 2.5 Hz, 3.5 Hz, 5 Hz, 6 Hz, 8.8 Hz, 10 Hz, 12 Hz, 15 Hz, 18 Hz, 20 Hz. With changing the resistance on the primary site of the transformer, the level of voltage fluctuations was changed.

With lower resistance on the primary site the voltage changes during process of connecting and disconnecting the second resistor were less, the maximum voltage drop was 4%. With higher resistance on the input, the voltage changes were higher, they reached 7%. With less input resistance was observed lower flicker in the LED tube.

LED tube response for voltage fluctuations was visible as a flicker. The results of test can be only discussed due to individual observation of changes in lamp brightness. To measure flicker indicators is demanded special equipment which measures directly short and long term flicker indicators.

The results of tests were similar for three LED tubes. The most visible flicker has been observed for frequency 15 Hz. With increasing the resistance on the primary, the flicker was more visible and it started to be very disturbing with the frequency 3.5 Hz. With lower input resistance, the flicker was lower and it started to be very disturbing with the frequency 5 Hz.

LED tubes are likely to produce visible flicker because of the not immediate reaction of power supply for voltage changes. Switched mode power supply keeps constant current in LED tubes, but it needs very short time to adjust to changes in voltage. During this short period of time, the current in LED tube is slightly changing what lead to the visible changes in the brightness of lamp.

5. Conclusions

The purpose of the project was to analyse LED tubes impact on the power grid as well as understand the problem of power quality and ways of its improvement.

The issue of emission from LED lamps was studied and the topic of LED tubes immunity was raised. The issue of harmonics emission is nowadays very significant in the terms of power quality.

LED tubes tested in the laboratory met all required standards. Harmonics emission did not exceed acceptable levels.

LED tubes influence voltage and current in the grid due to their nonlinearity, however this impact is being controlled with the use of mitigation techniques.

Modern LED tubes with switched mode power supply consist of active filter which is an integral part of the supply. The filter efficiently lowers harmonics emission and distortions caused by LED tubes.

Considerations taken in the simulation part led to the conclusion that LED lamps supplied with circuits without harmonics filters influence the utility to the high extent. Harmonic distortions produced by LED tubes can have negative effect on other devices connected to the grid and for that reason the emission must be maintained below certain levels.

To obtain satisfactory results of LED tubes influence on the power grid in the simulation, the passive filters were simulated. The use of passive filters led to the significant improvement of power quality.

Laboratory measurements showed that LED tubes influence on the power grid is depended on the technology in which device is produced.

Each of tested lamps had a similar power supply, however differences in the components led to differences in harmonics emission. The power quality was an overall subject of studies with two different meters.

The use of various measuring equipment allowed to compare obtained results and draw more accurate conclusions about emission from devices and about LED tubes parameters. LED tubes produce harmonic distortions.

The high frequency radiation from switched power supply has been also checked, however the emission from devices in frequencies over 2 kHz should be further tested in future measurements.

The behaviour of LED tubes in disturbed conditions has been tested and it was observed that LED tubes are likely to flicker.

Changes in the voltage led to visible changes in the brightness of lamps, despite the use of constant current power supply. Fluctuations in voltage were produced only to observe and compare the LED tubes response, which was the same with all tested tubes.

Larger quantities of LED tubes have been tested and it was observed that their influence on the power grid was quite similar to the influence of individual LED tubes.

Differences in measurement results were depended on the quantity of connected devices and the manufacturers of

devices, however none of the tested combinations did exceed standard levels. This is also due to the active filters which efficiently mitigate harmonics.

The study of LED tubes impact on the power grid led to the understanding of power quality issues and the importance of undesirable distortions mitigation.

LED tubes used in the industry should be properly designed and tested in the terms of harmonic emission.

Devices tested in the project influence voltage and current in the grid, however to the admissible extent.

To fully confirm the impact of devices on the utility, the larger amounts of LED tubes should be tested, however this could be a subject of another project, considering the issue of large amounts of devices impact on the power quality.

LITERATURE

- [1] Byungcheul Kim, Eui-Seok Jeon, *LED Lighting System Switched-Mode Power Supply*, Engineering and Technology (S-CET), 2012 Spring Congress on, pp. 1-3, 2012.
- [2] Sandoval Gonzalo, Houdek John, *A Review of Harmonic Mitigation Techniques*, 2005.
- [3] *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto (IEC 61000-4-7:2002/A1:2008)*

Página deixada intencionalmente em branco!

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EQUIPAMENTOS DE FORÇA-MOTRIZ

1. Introdução

A Eficiência Energética (EE) visa proporcionar o mesmo nível de produção de bens, serviços e de conforto através de tecnologias que reduzem os consumos face a soluções convencionais.

A EE pode conduzir a reduções substanciais do consumo de energia e das emissões de poluentes associadas à sua conversão. Em muitas situações a EE pode também conduzir a uma elevada economia nos custos do ciclo de vida dos equipamentos utilizadores de energia (custo inicial mais custo de funcionamento ao longo da vida útil).

Embora geralmente sejam mais dispendiosos, em termos de custo inicial, os equipamentos mais eficientes consomem menos energia, conduzindo a custos de funcionamento mais reduzidos e apresentando outras vantagens adicionais.

Neste âmbito, os motores elétricos, particularmente o motor assíncrono de indução, são o tipo de máquina mais utilizada na indústria em virtude da sua grande versatilidade, gama de potências, robustez, duração, reduzida manutenção, baixa poluição, facilidade de produção e custos de aquisição relativamente baixos.

Como qualquer máquina, o motor elétrico, responsável pela conversão de energia elétrica em mecânica, apresenta perdas. O rendimento (ou eficiência) é definido como sendo a razão entre a potência de saída (ao nível do veio de saída do acionamento) e a potência elétrica absorvida à entrada.

A produção de energia mecânica, através da utilização de motores elétricos, absorve cerca de 60% da energia elétrica consumida no sector industrial do nosso País, da qual apenas metade é energia útil. Este sector é, pois, um daqueles em que é preciso tentar fazer economias, prioritariamente.

O êxito neste domínio depende, em primeiro lugar, da melhor adequação da potência do motor à da máquina que ele aciona.

Quando o regime de funcionamento é muito variável, para permitir este ajustamento, pode-se equipar o motor com um conversor eletrónico de variação de velocidade.

Outra possibilidade é a utilização dos motores “de perdas reduzidas”, de “alto rendimento”, ou “elevada eficiência”, que permitem economias energéticas consideráveis.

Nos últimos anos, muitos fabricantes de motores investiram fortemente na pesquisa e desenvolvimento de novos produtos com o objetivo de colocarem no mercado motores mais eficientes.

O acordo voluntário obtido em 1999 entre a CEMEP (Associação Europeia de Fabricantes de Motores Elétricos) e a Comissão Europeia sobre o rendimento de motores de 2 e 4 pólos, na gama de potências 1,1 a 90 kW, foi revisto em 2004.

Os motores foram classificados de acordo com o seu rendimento:

- EFF1 – Motores de alto rendimento;
- EFF2 – Motores de rendimento aumentado;
- EFF3 – Motores sem qualquer requisito especial.

A norma CEI/EN 60034-30:2008 define três classes de eficiência IE (*International Efficiency*) para motores assíncronos de indução trifásicos, rotor em gaiola de esquilo, e velocidade simples:

- IE1: Eficiência Standard (EFF2 do antigo sistema Europeu de classificação)
- IE2: Eficiência Elevada (EFF1 do antigo sistema Europeu de classificação e idêntica à EAct nos EUA para motores de 60Hz)

- IE3: Eficiência Premium (idêntica ao "NEMA Premium" nos E.U.A. para motores de 60Hz)
- IE4: nível de eficiência superior a IE3

Os níveis de eficiência definidos na norma CEI/EN 60034-30:2008 baseiam-se em métodos de ensaio especificados na norma CEI/EN 60034-2-1:2007. Comparando com as anteriores classes de rendimento Europeias, definidas pelo acordo CEMEP (norma CEI/EN 60034-2:1996), o leque foi ampliado.

A norma CEI/EN 60034-30 abrange quase todos os motores (por exemplo: motores standard, motores para ambientes perigosos, motores para embarcações e marinas, motores usados como freio), nomeadamente:

- Motores de velocidade simples, trifásicos, 50 e 60 Hz
- Motores de 2, 4 ou 6 pólos
- Motores com potência nominal entre 0,75 - 375 kW
- Motores de tensão nominal até 1000 V
- Motores do tipo Duty S1 (funcionamento em contínuo) ou S3 (funcionamento intermitente ou periódico) com um fator de duração cíclica nominal de 80 por cento ou superior.

2. Características dos motores de elevada eficiência

A eficiência dos motores está associada a uma redução das suas perdas, que é conseguida à custa, quer da utilização de materiais construtivos de melhor qualidade e com melhores acabamentos, quer por alteração das suas características dimensionais.

Estas perdas são devidas aos diversos elementos que estão presentes na conversão eletromecânica de energia e podem ser divididas em quatro tipos:

- Perdas elétricas;
- Perdas magnéticas;
- Perdas mecânicas;
- Perdas parasitas.

As perdas elétricas são provocadas pela resistência não nula dos condutores das bobinas que ao serem percorridos pela corrente provocam perdas caloríficas. As perdas magnéticas ocorrem nas lâminas de ferro do estator e do rotor devido à histerese e às correntes de Foucault. As perdas mecânicas são provocadas pela rotação das peças móveis, ventilação e atrito do ar. As perdas parasitas são devidas a fugas e irregularidades de fluxo e, também, distribuição de corrente não uniforme.

Para melhorar a eficiência dos motores elétricos, os construtores aumentaram a massa de materiais ativos (cobre e ferro) de forma a diminuir as induções, as densidades de corrente e, assim, reduzir as perdas no cobre e no ferro.

Utilizam-se chapas magnéticas de perdas mais reduzidas, entalhes especiais em certos casos e reformulou-se a parte mecânica, com especial incidência sobre a ventilação, para reduzir a potência absorvida por esta e diminuir o nível de ruído.

Daí resulta, para idêntica dimensão, um aumento de peso da ordem de 15%, e de preço da ordem de 20 a 25%. Contudo, a melhoria da eficiência, compreendida entre 2 e 4,5%, e do $\cos\phi$, permite amortizar rapidamente este aumento de preço.

As melhorias típicas que são efetuadas a nível construtivo da máquina podem ser visualizadas na Figura 1 e são resumidas na tabela 1.

Apesar de este tipo de motores possuir uma eficiência melhorada, quando inseridos num sistema, a eficiência total do mesmo sistema depende de todos os outros componentes que o compõem.

Por este motivo, não se deve apenas investir na compra de um motor de elevada eficiência, quando existirem problemas de eficiência nos outros componentes do sistema.

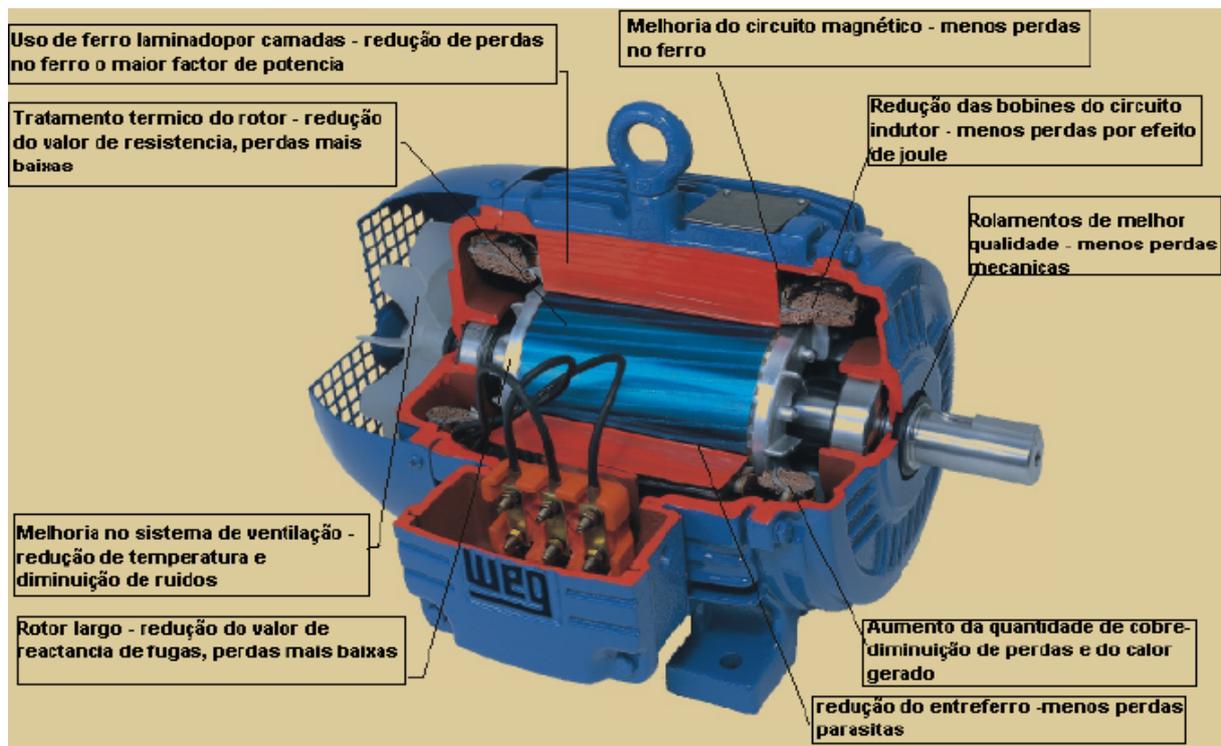


Figura 1. Alterações nos motores para obter elevada eficiência [fonte: WEG]

Tabela 1. Resumo das alterações nos motores de elevada eficiência

Alteração efetuada	Efeito produzido
Tratamento térmico do rotor	Redução da resistência
Uso de ferro laminado por camada	Redução das perdas no ferro
Melhoria do circuito magnético	Redução das perdas no ferro
Redução das bobinas do circuito indutor	Redução das perdas por efeito de Joule
Melhor qualidade dos rolamentos	Redução das perdas mecânicas
Maior quantidade de cobre	Diminuição de perdas e do calor gerado
Redução do entre-ferro	Diminuição das perdas parasitas
Rotor mais largo	Reactância de fugas menor
Sistema de ventilação melhorado	Diminuição de ruídos e da temperatura

3. Classificação da eficiência energética

Na Europa a classificação dos motores de corrente alternada de baixa tensão, foi estabelecida em 1998 com o acordo voluntário dos principais fabricantes de motores Europeus.

De uma forma resumida, o acordo estabelecido entre a Comissão Europeia (CE) e o Comité Europeu de Fabricantes de Máquinas Elétricas e de equipamentos e sistemas de Eletrónica de Potência (CEMEP) definia que os motores de 1,1 a 90 kW de potência nominal, 50 ou 60 Hz, com 2 e 4 pólos magnéticos, seriam classificados de acordo com os valores dos respetivos rendimentos.

As classes de rendimento estabelecidas foram as seguintes:

- EFF1: Motores de elevado rendimento;
- EFF2: Motores de rendimento melhorado;
- EFF3: Motores de rendimento normal.

No acordo CE/CEMEP ficou ainda estabelecido que as vendas, na União Europeia, de motores EFF3 diminuiriam para metade até 2003.

Este objetivo foi alcançado e a venda de motores EFF3 terminou pouco tempo depois.

Todos os fabricantes que assinaram este acordo ficaram autorizados a colocar a etiqueta de eficiência nos motores e em toda a documentação que os acompanhe, o que tornou mais fácil a identificação da classe do motor.



Figura 3. Etiquetas de eficiência dos motores

Com base no acordo voluntário anteriormente referido, foi também criada uma base de dados europeia EuroDEEM, que foi elaborada pelo centro de pesquisa da Comissão Europeia (CE/JRC), com o objetivo de reunir num só suporte as informações mais importantes sobre os motores elétricos disponíveis no mercado.

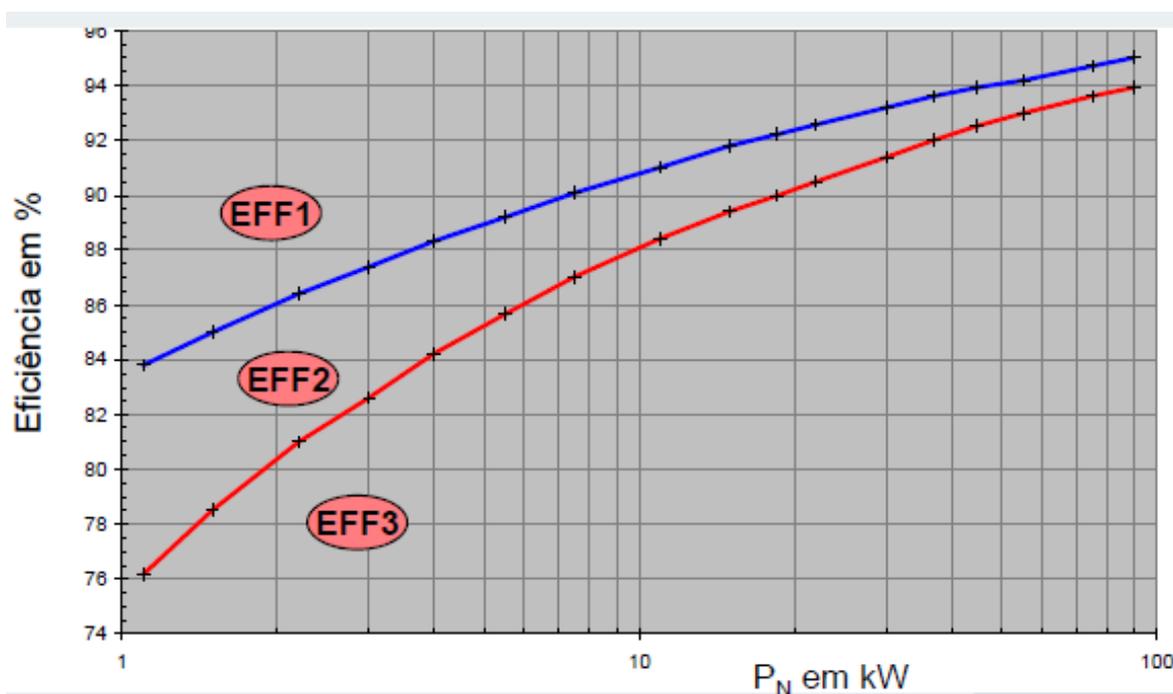


Figura 2. Classes de eficiência de motores. [Fonte: SEW-Eurodrive]

A tabela 2 apresenta os valores limite para a eficiência dos motores, estabelecidos no acordo com a CEMEP com base na norma CEI 60034-2.

4. Novas normas para classificação da eficiência energética

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (*European Minimum Energy Performance Standard*), definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

O objetivo visa reduzir o consumo de energia e outros impactos ambientais negativos de produtos que consomem energia elétrica.

Ao mesmo tempo, pretende-se melhorar a uma escala global o nível de harmonização regulamentar em assuntos relacionados com a eficiência em equipamentos de força-motriz.

Este novo regime abrange os motores de indução trifásicos, de velocidade simples, até 375 kW. Entrou em vigor em três fases a partir de meados de 2011.

Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar a classe e valores de eficiência do motor na respetiva chapa de características e na documentação do produto, que deve indicar claramente o método de teste usado na determinação da eficiência.

O organismo EU MEPS baseia-se em duas normas CEI:

- A norma CEI/EN 600034-2-1, disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.
- A norma CEI/EN 600034-30, disponível desde outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

Tabela 2. Definição das diversas classes de eficiência. Standard de 1996

kW	EFF3	EFF2	EFF1	EFF1
	2 e 4 pólos η_n (%)	2 e 4 pólos η_n (%)	2 pólos η_n (%)	4 pólos η_n (%)
1,1	<76,2	\geq 76,2	\geq 82,2	\geq 83,8
1,5	<78,5	\geq 78,5	\geq 84,1	\geq 85,0
2,2	<81,0	\geq 81,0	\geq 85,6	\geq 86,4
3	<82,6	\geq 82,6	\geq 86,7	\geq 87,4
4	<84,2	\geq 84,2	\geq 87,6	\geq 88,3
5,5	<85,7	\geq 85,7	\geq 88,6	\geq 89,3
7,5	<87,0	\geq 87,0	\geq 89,5	\geq 90,1
11	<88,4	\geq 88,4	\geq 90,5	\geq 91,0
15	<89,4	\geq 89,4	\geq 91,3	\geq 91,8
18,5	<90,0	\geq 90,0	\geq 91,8	\geq 92,2
22	<90,5	\geq 90,5	\geq 92,2	\geq 92,6
30	<91,4	\geq 91,4	\geq 92,9	\geq 93,2
37	<92,0	\geq 92,0	\geq 93,3	\geq 93,6
45	<92,5	\geq 92,5	\geq 93,7	\geq 93,9
55	<93,0	\geq 93,0	\geq 94,0	\geq 94,2
75	<93,6	\geq 93,6	\geq 94,6	\geq 94,7
90	<93,9	\geq 93,9	\geq 95,0	\geq 95,0

A norma CEI/EN 60034-2-1:2007 define duas formas de determinar a eficiência dos motores elétricos, o método direto e os métodos indiretos.

A norma especifica os seguintes parâmetros para determinar a eficiência pelo método indireto:

- Temperatura de referência;
- Três opções para determinar as perdas adicionais em carga: medição, estimativas e cálculo matemático.

Os valores de eficiência resultantes diferem daqueles obtidos sob o padrão anterior de teste baseados na norma CEI/EN 60034-2:1996.

Deve-se notar que os valores de eficiência só são comparáveis se forem medidos utilizando o mesmo método.

A norma CEI/EN 60034-30:2008 define três classes de eficiência IE (*International Efficiency*) para motores assíncronos de indução trifásicos, rotor em gaiola de esquilo, e velocidade simples:

- IE1: Eficiência Standard (EFF2 do antigo sistema Europeu de classificação)
- IE2: Eficiência Elevada (EFF1 do antigo sistema Europeu de classificação e idêntica à EPAAct nos EUA para motores de 60Hz)



Chapa de características de motor ABB, modelo M3BP 315 SMC 4 B3. A placa contém informações técnicas detalhadas, incluindo a classificação CE, o tipo de motor (3~ Motor), o número de série (No. 3GF09123456001), a classe de isolamento (Ins.cl. F), a classe de proteção (IP 55) e a classe de eficiência (IE2). Também são listados os parâmetros elétricos e mecânicos para três diferentes velocidades de operação (690 Y, 400 D, 415 D).

V	Hz	kW	r/min	A	cos φ	Duty
690 Y	50	160	1487	165	0,85	S1
400 D	50	160	1487	284	0,85	S1
415 D	50	160	1488	277	0,84	S1

Outros dados: IE2 - 95,6 (100X) - 95,5 (75X) - 95,1 (50X); Prod. code 3GBP312230- ADG; Nmax 2300 r/min; 6319/C3; 6316/C3; 1000 kg; IEC 60034-1.

Figura 4. Chapa de características de motor ABB, de acordo com as novas normas

- IE3: Eficiência Premium (idêntica ao "NEMA Premium" nos E.U.A. para motores de 60Hz)
- IE4: Nível de eficiência superior a IE3

Os níveis de eficiência definidos na norma CEI/EN 60034-30:2008 baseiam-se em métodos de ensaio especificados na norma CEI/EN 60034-2-1:2007.

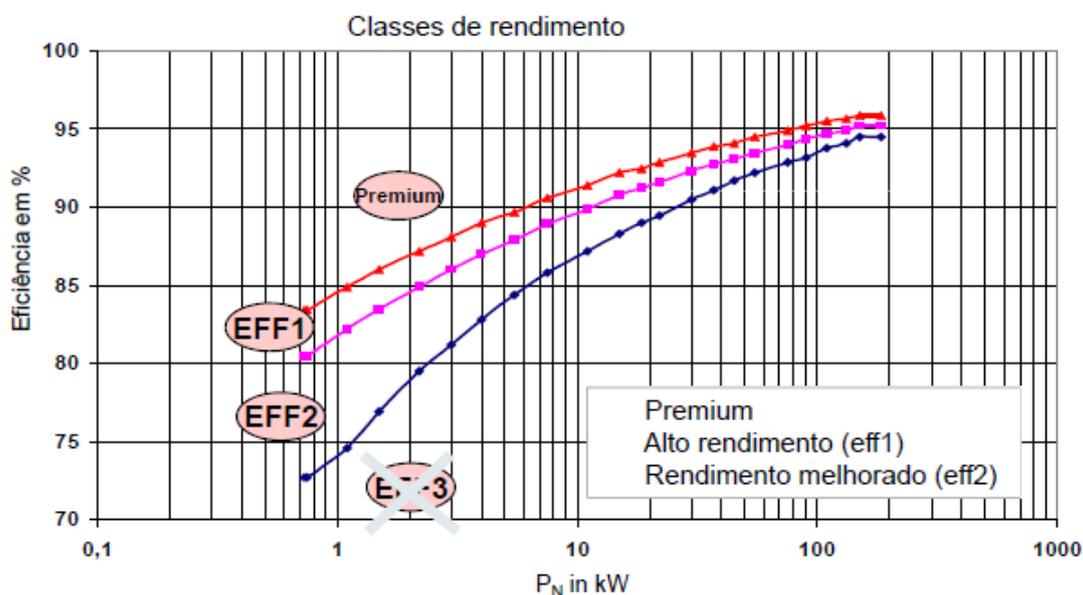


Figura 5. Novas classes de eficiência de motores. [SEW-Eurodrive]

Comparando com as anteriores classes de rendimento Europeias, definidas pelo acordo CEMEP (norma CEI/EN 60034-2:1996), o leque foi ampliado.

A norma CEI/EN 60034-30 abrange quase todos os motores (por exemplo: motores standard, motores para ambientes perigosos, motores para embarcações e marinas, motores usados como freio), nomeadamente:

- Motores de velocidade simples, trifásicos, 50 e 60 Hz
- Motores de 2, 4 ou 6 pólos
- Motores com potência nominal entre 0,75 - 375 kW
- Motores de tensão nominal até 1000 V
- Motores do tipo Duty S1 (funcionamento em contínuo) ou S3 (funcionamento intermitente ou periódico) com um fator de duração cíclica nominal de 80 por cento ou superior.

Os motores que estão excluídos das normas CEI/EN 60034-30 são os seguintes:

- Motores feitos exclusivamente para funcionarem como conversores.

- Motores feitos exclusivamente para funcionarem imersos em líquidos.
- Motores totalmente integrados em máquinas que não podem ser testados separadamente da máquina (por exemplo, bombas, ventiladores ou compressores).
- Motores especificamente concebidos para funcionarem a altitudes superiores a 1000 metros. Onde as temperaturas do ar possam ultrapassar os 40 °C. Em temperaturas máximas superiores a 400 °C. Onde a temperatura ambiente for inferior a -15 °C (qualquer motor) ou inferior a 0 °C (motores refrigerados a ar). Onde a temperatura da água de arrefecimento na entrada de um produto é inferior a 5 °C ou superior a 25 °C. Em atmosferas potencialmente explosivas, tal como definido na Directiva 94/9/CE.

Na tabela 3 apresenta-se os valores limite para a eficiência dos motores com base na norma CEI 60034-30:2008, e CEI/EN 60034-2-1.

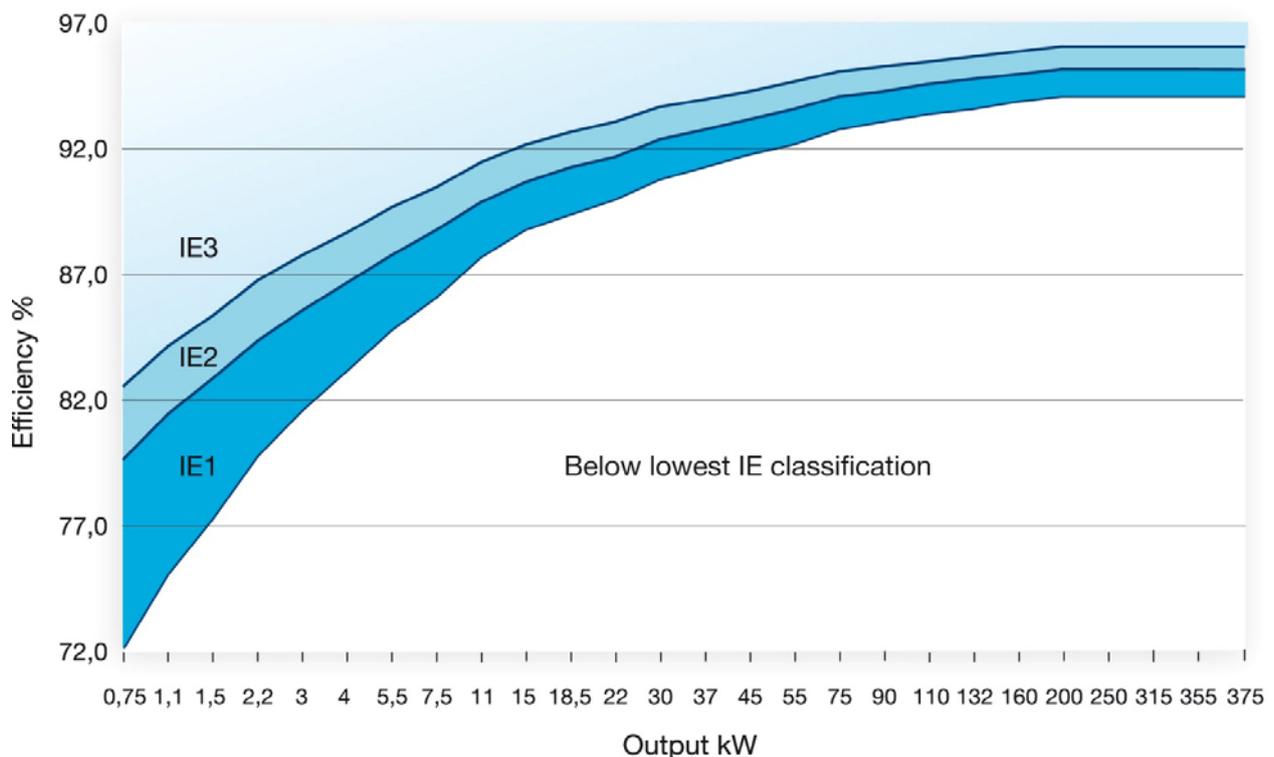


Figura 6. Novas classes IE de eficiência de motores elétricos

Tabela 3. Definição das diversas classes de eficiência
Normas CEI 60034-30:2008,e CEI/EN 60034-2-1

[Fonte: ABB]

Out-put kw	IE1 Standard efficiency			IE2 High efficiency			IE3 Premium efficiency		
	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole
0.75	72.1	72.1	70.0	77.4	79.6	75.9	80.7	82.5	78.9
1.1	75.0	75.0	72.9	79.6	81.4	78.1	82.7	84.1	81.0
1.5	77.2	77.2	75.2	81.3	82.8	79.8	84.2	85.3	82.5
2.2	79.7	79.7	77.7	83.2	84.3	81.8	85.9	86.7	84.3
3	81.5	81.5	79.7	84.6	85.5	83.3	87.1	87.7	85.6
4	83.1	83.1	81.4	85.8	86.6	84.6	88.1	88.6	86.8
5.5	84.7	84.7	83.1	87.0	87.7	86.0	89.2	89.6	88.0
7.5	86.0	86.0	84.7	88.1	88.7	87.2	90.1	90.4	89.1
11	87.6	87.6	86.4	89.4	89.8	88.7	91.2	91.4	90.3
15	88.7	88.7	87.7	90.3	90.6	89.7	91.9	92.1	91.2
18.5	89.3	89.3	88.8	90.9	91.2	90.4	92.4	92.6	91.7
22	89.9	89.9	89.2	91.3	91.6	90.9	92.7	93.0	92.2
30	90.7	90.7	90.2	92.0	92.3	91.7	93.3	93.6	92.9
37	91.2	91.2	90.8	92.5	92.7	92.2	93.7	93.9	93.3
45	91.7	91.7	91.4	92.9	93.1	92.7	94.0	94.2	93.7
55	92.1	92.1	91.9	93.2	93.5	93.1	94.3	94.6	94.1
75	92.7	92.7	92.8	93.8	94.0	93.7	94.7	95.0	94.6
90	93.0	93.0	92.9	94.1	94.2	94.0	95.0	95.2	94.9
110	93.3	93.3	93.3	94.3	94.5	94.3	95.2	95.4	95.1
132	93.5	93.5	93.5	94.6	94.7	94.6	95.4	95.6	95.4
160	93.7	93.8	93.8	94.8	94.9	94.8	95.6	95.8	95.6
200	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
250	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
315	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
355	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
375	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8

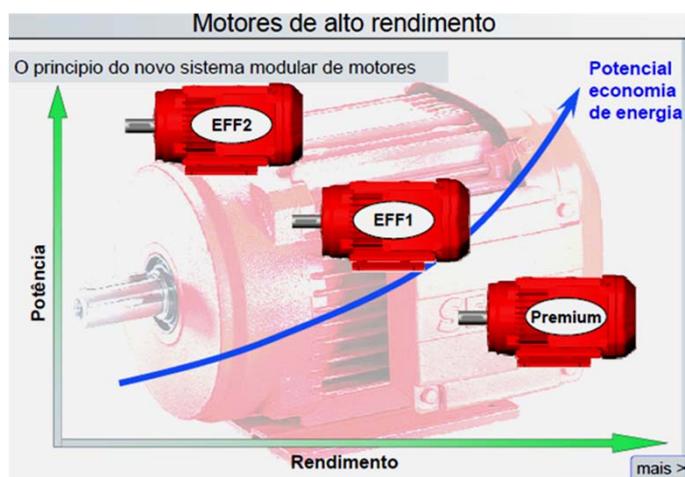


Figura 7. Variação do rendimento com a potência

[Fonte: SEW-Eurodrive]

5. Variadores eletrônicos de velocidade

Uma grande parte das aplicações em que se utiliza força motriz beneficia, em termos de consumo de energia elétrica e de desempenho global, se a velocidade do motor se ajustasse às necessidades do processo.

A utilização de variadores eletrônicos de velocidade (VEVs) permite responder a alterações nas condições de carga do motor através da variação da sua velocidade.

Por exemplo os VEVs podem substituir com larga vantagem dispositivos de estrangulamento de caudais utilizados em muitas aplicações na Indústria.

Através da regulação da velocidade de rotação dos motores, os VEVs proporcionam uma melhoria das condições de funcionamento dos processos, um menor desgaste dos componentes mecânicos, um menor ruído de funcionamento e, fundamentalmente, uma substancial poupança de eletricidade.

A adoção de variadores eletrônicos para regular a velocidade das máquinas rotativas é, atualmente, a solução mais eficiente, apresentando os seguintes benefícios:

- economia de energia;
- aumento da produtividade;
- melhoria da qualidade do produto;
- menor desgaste mecânico.

Assim, em aplicações onde sejam requeridas apenas duas ou três velocidades, é aconselhável a utilização de motores assíncronos de velocidades variáveis, disponíveis com diversos tipos de características de binário/velocidade, e por isso adaptáveis a diversos tipos de carga.

Nestes sistemas, a aplicação de variadores eletrónicos de velocidade, bem como de equipamentos mais eficientes do ponto de vista energético, permite elevar o rendimento global dos sistemas de 31% para 72%, com tempos de recuperação do investimento normalmente inferiores a três anos.

Os VEVs, para além de permitirem efetuar arranques suaves, proporcionando um menor desgaste mecânico e elétrico do equipamento, implementam uma série de proteções ao motor, como proteção contra curto-circuitos, sobreintensidades, sobretensões e falta de fase, que deste modo não precisam ser adquiridas separadamente, podendo facilmente ser integrados em sistemas automáticos de gestão da produção.

Existem diversos tipos de configurações do circuito eletrónico dos VEVs, consoante o tipo de motor e a gama de potência. A maioria dos VEVs é baseada em conversores AC-DC-AC (figura 8).

A figura 9 mostra a potência elétrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade.

Pode observar-se uma diferença considerável da potência entre os dois métodos, à medida que o caudal decresce.

Outros tipos de cargas (ventiladores, compressores) apresentam um comportamento semelhante.

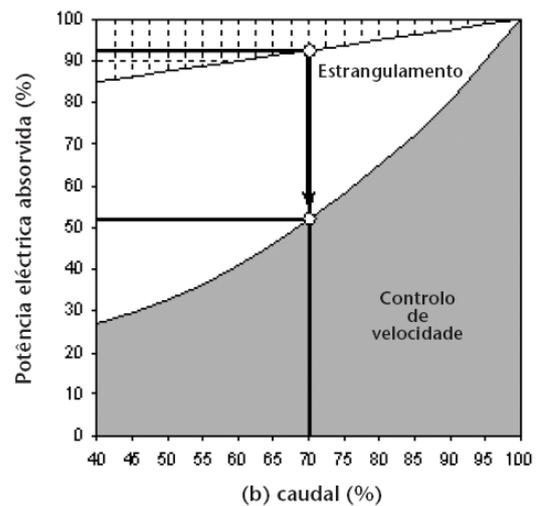
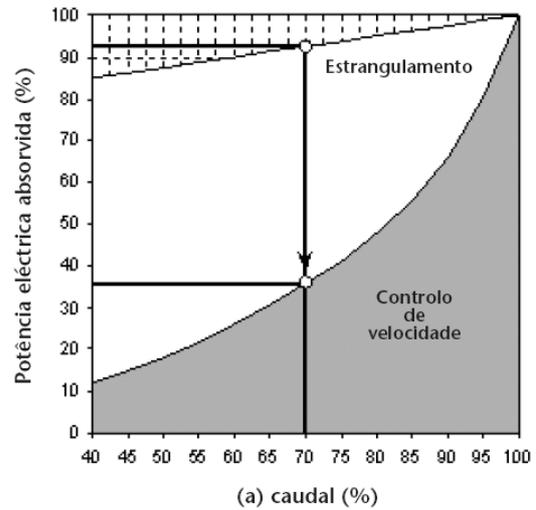


Figura 9. Potência elétrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade (a) sem elevação (b) com elevação [BCSD –Portugal]

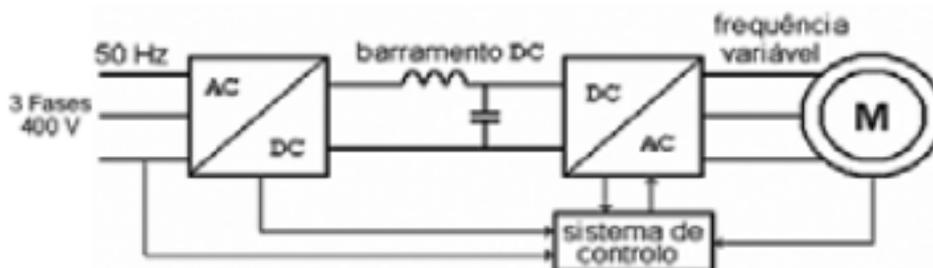


Figura 8. Diagrama de um variador eletrônico de velocidade [BCSD –Portugal]

6. Considerações finais

A produção de energia mecânica, através da utilização de motores elétricos, absorve cerca de 60% da energia elétrica consumida no sector industrial do nosso País, da qual apenas metade é energia útil.

Este sector é, pois, um daqueles em que é preciso tentar fazer economias, prioritariamente.

Os sistemas de acionamentos eletromecânicos têm que ser abordados como um todo, já que a existência de um componente de baixo rendimento influencia drasticamente o rendimento global.

Os pontos fundamentais em que se deve intervir são os seguintes:

- Dimensionar corretamente os equipamentos de força motriz, fazendo os motores funcionar com cargas da ordem dos 70 a 80%.
- Adaptar a velocidade do motor às necessidades do processo, utilizando sempre que necessário dispositivos eletrónicos de variação de velocidade.
- Atender às necessidades de manutenção dos motores, que são essencialmente a limpeza da carcaça, a fim de reduzir a temperatura, e nalguns casos a lubrificação dos rolamentos.
- Utilizar os novos motores de “alto rendimento”, que já provaram a sua competitividade apesar do seu custo superior, devendo-se ponderar sempre que necessário a sua utilização.

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (*European Minimum Energy Performance Standard*) definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

O novo regime abrange motores de indução trifásicos até 375 kW, de velocidade simples. Entrou em vigor em três fases a partir de 2011.

Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar os valores IE (*International Efficiency*) classe de eficiência nas placas do motor e na documentação do produto.

O organismo EU MEPS assenta em duas normas CEI.

- A norma CEI/EN 600034-2-1, disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.
- A norma CEI/EN 600034-30, disponível desde Outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

De acordo com estas normas os motores passam a ser classificados por:

- IE1 (equivalente a EFF2 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização proibida;
- IE2 (equivalente a EFF1 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização obrigatória;
- IE3 (Premium) – com utilização voluntária;
- IE4 (ainda não aplicável a acionamentos assíncronos).

Os motores de eficiência (IE1) deixam de ser colocados no mercado europeu a partir de 16 de Junho de 2011. Até aquela data todos os novos motores em avaliação na Europa tiveram de cumprir a eficiência IE2.

As regras não se aplicam fora da Europa. Por isso, será possível que os fabricantes produzam motores com eficiência IE1 para os mercados que não exijam estes requisitos mínimos de eficiência.

A conformidade com os padrões de eficiência exigidos é verificada por ensaios.

Cabe a cada estado membro da UE a vigilância relativa aos procedimentos de verificação e implementação das normas.

A implementação das novas normas em cada estado membro de EU foi realizada em três fases:

- Fase 1: até 16 de Julho de 2011
Todos os motores satisfazem o nível de eficiência IE2;
- Fase 2: até 1 de Janeiro de 2015
Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW satisfazem o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;
- Fase 3: até 1 de Janeiro de 2017
Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75-375 kW satisfazem o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

Referências

- Beleza Carvalho, J. A. Máquinas Assíncronas de Indução. Aulas de máquinas Elétricas. Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- Beleza Carvalho, J. A. Utilização Racional de Energia em Equipamentos de Força Motriz. Revista Neutro à Terra Nº 11, Junho de 2013.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F. Acionamentos Eficientes de Força-Motriz. Nova Classificação. Revista Neutro à Terra Nº 10, Junho de 2010.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F., Eficiência Energética em Equipamentos de Força Motriz. Jornadas Luso-Brasileiras de Ensino e Tecnologia em Engenharia. ISEP, Porto, Fevereiro de 2009.
- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F., *Efficient Use of Electrical Energy in Industrial Installations*. 4TH European Congress Economics and Management of Energy in Industry. Porto, Novembro de 2007.
- ABB, *Low Voltage Industrial Performance Motors*. Catálogo ABB 2009.
- Manual De Boas Práticas De Eficiência Energética. BCSD - Portugal.

Notas soltas: (Decreto-Lei n.º 118/2013, de 20 de agosto)

Água quente sanitária (AQS): a água potável aquecida em dispositivo próprio, com energia convencional ou renovável, até uma temperatura superior a 45°C, e destinada a banhos, limpezas, cozinha ou fins análogos.

Avaliação energética: a avaliação detalhada das condições de exploração de energia de um edifício ou fração, com vista a identificar os diferentes vetores energéticos e a caracterizar os consumos energéticos, podendo incluir, entre outros aspetos, o levantamento das características da envolvente e dos sistemas técnicos, a caracterização dos perfis de utilização e a quantificação, monitorização e a simulação dinâmica dos consumos energéticos.

Certificado SCE: o documento com número próprio, emitido por perito qualificado para a certificação energética para um determinado edifício ou fração, caracterizando-o em termos de desempenho energético.

Edifício: a construção coberta, com paredes e pavimentos, destinada à utilização humana.

Ventilação natural: a ventilação ao longo de trajetos de fugas e de aberturas no edifício, em consequência das diferenças de pressão, sem auxílio de componentes motorizados de movimentação do ar.

Ventilação mecânica: aquela que não seja ventilação natural.

Perito qualificado (PQ): o técnico com título profissional de perito qualificado para a certificação energética, nos termos da Lei n.º 58/2013, de 20 de agosto.

Técnico autor do projeto: o técnico legalmente habilitado para realizar o projeto e responsável pelo cumprimento da legislação aplicável.

Página deixada intencionalmente em branco!

- Domótica. Versatilidade de implementação e as suas vantagens 662
José Luís Almeida Marques de Faria
- Servidor de Automação e Automação LEAN. Para uma GTC mais otimizada 668
Infocontrol – Eletrónica e Automatismo, Lda
- Como abordar uma instalação de domótica KNX para uma moradia? 672
Sérgio Cunha de Freitas Queirós
- Automação industrial. Uma perspetiva de terreno! 676
Jorge Manuel Teixeira Tavares
- ISO 50001 norma mundial para a eficiência energética. Porquê uma norma mundial? 682
Paulo Alexandre Caldeira Branco
- Automação e Domótica. Prédios inteligentes. *Green Buildings* 688
Roberto Ribeiro Neli; Paulo Dênis Garcez da Luz
- Aplicação de automação e microeletrónica na melhoria da eficiência energética em prédios públicos 692
Paulo D. Garcez da Luz, Roberto R. Neli
- Schneider Electric. Estratégia SCADA para os próximos três anos 696
Schneider Electric.
- SMART CITY – O Futuro já Acontece 700
Paulo Gonçalves
- SMART PANEL: Medição, controlo e monitorização num clique 704
Luís Carvalho, Paulo Vaz
- KNX - standard internacional para o controlo da habitação e edifícios 710
Benilde Magalhães

Página deixada intencionalmente em branco!

DOMÓTICA**VERSATILIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO E AS SUAS VANTAGENS****Resumo**

Esse artigo foi elaborado com a intenção de expor a possibilidade e a versatilidade de implementação de um sistema de domótica numa dada instalação já existente.

Inicialmente realizou-se um pequeno estudo teórico das tecnologias domóticas mais relevantes, de uma forma transversal e resumida (Capítulo 2).

Em função do estudo teórico do capítulo anterior, no Capítulo 3 realizou-se uma análise mais prática, em que abordou dois casos práticos existentes, em que aborda o seu processo de implementação, eficiência energética e outras funcionalidades revelantes inovadoras oferecidas à instalação depois de terminadas, ao apontar as principais conclusões.

Por fim, são tecidas as conclusões e considerações finais do artigo (capítulo 4).

Esse artigo foi elaborado sob o ponto de vista exposição de depois casos práticos sobre o ponto de vista de integrador e de utilizador final. Por outras palavras, procurou-se realizar uma aproximação da realidade prática a nível de implementação da domótica e a nível dos seus proveitos oferecidos, acabando por dar uma linha de conhecimento abrangente e ao mesmo acessível aos leitores.

1. Introdução

As tecnologias de domótica (também conhecida como “automação de edifícios”) existem já há algumas décadas. Contudo, essas tecnologias sempre estiveram associadas a habitações particulares de alto nível ou a edifícios e instalações fabris de grandes empresas.

Mas a partir do momento em que ocorreu a atual crise energética (início do séc. XXI), em que o aumento da procura dos combustíveis fósseis não acompanhava a oferta, a domótica ganhou mais relevância, pelas vantagens que apresenta a nível de poupança energética e de gestão. Por isso mesmo, tornou-se mais rentável implementá-la nos edifícios atuais, construídos de raiz ou requalificados.

As vantagens que a domótica apresenta serviram como reforço motivador da elaboração da dissertação:

- Edifícios/empresas: eficiência energética, segurança, etc.;
- Habitações particulares: conforto, segurança e incremento do valor das habitações, devido ao luxo e ostentação que exibem.

Finalmente, presentemente a área da domótica (automação de casas e edifícios) encontra-se em franca expansão, com principal relevância nos países mais desenvolvidos, com um crescimento de mercado de mais de 10% ao ano.

2. Estado da arte das tecnologias domóticas

Seja qual for o tipo de instalação elétrica, inserida numa dada estrutura ou edifício, realizado de raiz ou requalificado, ao ser implementada uma norma uniforme (protocolo de domótica) para o controlo de diversos dispositivos existente dentro de um edifício facilitaria imenso a implementação de funcionalidades inovadoras e complexas.

Aqui o funcionamento em rede, máximo de abrangência de funcionalidades possíveis e elevado índice de fiabilidade, bem como a utilização económica da energia, são critérios importantes para a rentabilidade de uma instalação de domótica.

Assim, os projetistas e investidores escolhem cada vez mais diferentes tecnologias de domótica para edifícios com base em protocolos normalizados internacionais (p. ex.: KNX, LonWorks, BACnet, etc.), com provas comprovadas das suas vantagens e potencialidades nos diferentes tipos de mercados.

Também é razão de escolha das tecnologias KNX e LonWorks, que ao apresentarem respetivamente, cerca de 300 e 4200 fabricantes afiliados, mostra o seu grande nível de interoperabilidade.

Um outro fator referente à existência do elevado número de fabricantes afiliados às tecnologias baseiam-se destas serem denominadas como tecnologias de protocolos abertos, em que qualquer fabricante é livre de desenvolver e comercializar novos produtos, desde que sejam cumpridas os requisitos das tecnologias de domótica em questão. Este grande fato acaba por criar uma outra grande particularidade dessas tecnologias, em que para uma qualquer funcionalidade que seja necessário cumprir ou satisfazer de uma dado edifício, terá sempre um ou mais produtos que conseguirão corresponder às expetativas.

O seu conceito base consiste em utilizar módulos atuadores e sensores com várias funcionalidades, as instalações de climatização, iluminação, persianas/lamelas, segurança, etc., podem ser baseadas num sistema de rede conveniente, rentável e muito flexível, ao garantir em qualquer momento a sua interoperabilidade.

Como tal, cada vez mais as empresas de construção civil e clientes finais estão a mostrar um aumento da implementação em edifícios novos e requalificados.

A flexibilidade de utilização é muito importante por vários motivos, em que frequentemente, durante o planeamento da construção, não são considerados a utilização subsequente e futuros requisitos de modificação e otimização do espaço. Esta negligência pode tornar-se

rapidamente dispendiosa, pois as alterações subsequentes envolvem normalmente custos elevados.

Todos os produtos de diferentes tecnologias de domótica, antes de serem lançados para o mercado são devidas testado e certificados, por organismos independentes, e se aprovados são lançados para o mercado com a sua certificação visível nos produtos (inclusão do logótipo). Ou seja, além dos diferentes protocolos serem fiáveis e funcionais, todos os produtos que funcionam em redor dos protocolos também transmitem a sua fiabilidade e segurança.

Por fim, uma outra característica que as tecnologias de domótica apresentam é que a sua base de funcionamento é de modo distribuído. Ou seja, todos os produtos funcionam de forma independente, que ao falhar um dado dispositivo não implica a paragem de funcionamento da restante rede.

3. Análise de dois casos práticos

Antes de começar a abordar os dois casos práticos iremos identificar as razões pela qual levaram a expor e estudar ambos os casos.

Seja qual for o tipo de análise técnica/teórica/prática de um determinado assunto, essa ganha o seu valor contributivo quando se encontra bastante atual face ao panorama real e global. Como tal, é inevitável vir ao cimo as palavras referentes à crise financeira atual e de tão difícil combate, procurou-se abordar dois casos reais e práticos de duas instalações totalmente diferentes em que uma delas tem como base a eficiência energética e a outra instalação tem como base a sua originalidade na implementação de uma instalação de domótica.

Por outro lado, ambas as instalações de domótica foram implementadas em estruturas/instalações já terminadas em que acaba, de certa forma, por ir em conta com o estado da construção civil em Portugal.

De uma forma muito resumida, a construção civil actual em Portugal está a atravessar uma fase muito complicada, em que não se prevê melhorias significativas nos próximos anos. Ou seja, um dos mercados a apostar por parte do todo o grupo empresarial relacionado com a construção civil é a requalificação de edifícios/habitações.

3.1. Primeiro caso prático:

Aumento da eficiência energética num apartamento de um edifício antigo em *Berlim*.

Edifícios antigos são belos, mas raramente são devidamente isolados. No entanto, melhorar a eficiência energética reduz significativamente os custos de aquecimento e emissões de CO₂.

O caso de estudo foca-se num apartamento pertencente a um edifício antigo, situado em *Berlim* onde habita a família *Radetzky*, com cerca de 180 m².

Esse mesmo edifício foi construído em 1906, cujas paredes de tijolos e a sua fachada neogótico refletem uma arquitetura sacral com um grande impacto.

Hoje está listada como um edifício histórico, fazendo com que sejam respeitados inúmeros regulamentos de preservação, tal como manter a fachada exterior (o que obriga a manter as paredes exteriores com uma clara falta de isolamento).

Apesar de várias renovações a nível de isolamento térmico do edifício, o seu nível de eficiência continua baixo. Por esta razão a família *Radetzky* começou a tomar medidas para melhorar a eficiência energética do seu apartamento da família.

Um das medidas que tomou foi a implementação de um sistema de domótica, baseada na tecnologia *Siemens – Building Division Technologies* (a gama de produtos da área de domótica tem como nome *Synco*).

Além do sistema produzir uma maior eficiência energética, monitoriza de uma forma detalhada os consumos de gás natural de gás e de eletricidade para um melhor controlo de custos sem sacrificar o conforto.

As diferentes divisões são aquecidas com um sistema de radiador de água quente (temperatura de fluxo limitado a um máximo de 75 ° C), cuja curva de aquecimento é controlado com base na temperatura exterior. O calor é gerado por uma caldeira de gás natural ao mesmo tempo funciona como aquecedor de água para uso doméstico. Todos os radiadores presentes em diferentes divisões são controlados por válvulas com tecnologia sem fio. Como tal, cada divisão está programado para aquecer a uma dada temperatura apenas em ocasiões na qual a divisão está a ser realmente ocupada.

O apartamento possui sistema de aquecimento elétrico para ocasiões na qual o apartamento se encontra a uma temperatura mais baixa que o normal.

As diferentes divisões foram configuradas para o modo de Conforto – 24°C e modo Eco - 18 ° C. Mas se desejar em qualquer ocasião uma diferente temperatura, poder-se-á definir de uma forma individual a temperatura para cada divisão, sendo facilmente configurável a definição dos diferentes parâmetros ou até mesmo modificar remotamente pela *Internet* (através de um PC ou telemóvel)



Fig. 1 – Vista do edifício em estudo

Consumo de energia

Assumindo que o consumo de energia necessário para o aquecimento de água quente para uso doméstico manteve-se, os valores posteriores registados mostraram uma redução significativa durante a estação de aquecimento (é de realçar que estamos a falar do clima de *Berlim*, Alemanha).

Ou seja, para o aquecimento doméstico, ocorreu uma economia de aproximadamente 28%. Ao mesmo tempo, no mesmo período de tempo, os consumos de gás natural e de eletricidade necessários para a manutenção do sistema de aquecimento foram reduzidos em cerca de 21% e 10% respetivamente em comparação à média dos dois anos de utilização sem o sistema de domótica implementada.

Ao mesmo tempo os próprios dados gravados provaram mais uma vez que a eficiência energética do apartamento não é o ideal dado que o sistema de domótica poderia apresentar melhores resultados em termos de eficiência energética (novamente realçamos que o isolamento térmico possui um desempenho muito baixo devido à obrigatoriedade de manter a fachada histórica e às perdas térmicas resultantes de ventilação).



Figura 2 – Unidades de controlo de temperatura implementados no apartamento

Redução de custos

Desde a instalação do sistema de domótica, a família *Radetzky* foi capaz de economizar aproximadamente 400 €/ano. Além disso, foram capazes de reduzir a sua pegada de carbono em cerca de 1,5 toneladas de CO₂ por ano.

Apesar das tarifas de eletricidade e de gás na cidade de *Berlim* serem modestos face ao nível de vida da cidade, quanto mais elevados forem as tarifas, maior será o retorno financeiro que o sistema de domótica irá apresentar.

Adaptando os valores das tarifas face à eficiência energética, calculou-se que o investimento inicial iria ser pago muito rapidamente.

Baseado nas taxas de energia de 2008/2009, o período de retorno é de cerca de seis anos pelo investimento da solução de domótica controlo por um sistema via rádio (RF), cujo investimento rondou os 2500€ (considerou-se 80% do valor como investimento para os dispositivos de controlo de aquecimento, e os restantes 20% para os contactos de controlo e adaptadores de tomada - aquecedores elétricos).

Conclusões do caso prático

Como a família *Radetzky* se viu limitada em tentar contrariar as perdas de isolamento térmico do seu apartamento num prédio antigo em *Berlim*, optou por instalar um sistema de domótica baseada em tecnologia *Siemens*.

Como resultado conseguiu economizar em cerca de 400€/ano e prevê no futuro expandir o sistema de domótica para realizar deteção de fumos e detetores de janela e portas (úteis para o sistema de segurança e para o sistema de aquecimento, em que quando esses se encontram abertos não aciona o aquecimento na divisão presente para evitar perdas).

3.2. Segundo caso prático:

Requalificação e implementação de novas funcionalidades de domótica numa autocaravana.

Qualquer viatura equipada com as últimas tecnologias possui seguramente mais tecnologias que uma habitação média. Como tal, quando alguém possui uma autocaravana, em que se pode considerar como uma “casa sob rodas”, rapidamente se chega à conclusão em que é possível dar uma outra utilização a muitas das funções presentes no veículo, tal como se dá às diferentes funcionalidades existentes numa habitação típica equipada com um sistema de domótica.

Por esta mesma razão, quando uma equipa do fórum de utilizadores da tecnologia KNX - Alemanha abordou este incomum projecto, foi decidido atualizar as funções de uma caravana com tecnologia KNX.

Esta ideia incomum impressionou tanto o júri da organização *Konnex* (do universo KNX) que honrou o projecto com o prémio de melhor publicidade.

De certa forma, a autocaravana equipada com o sistema de domótica, acabou por ser mais funcional que uma típica casa inteligente. Isso não significa que uma autocaravana ao utilizar um painel tátil, botões e sensores inteligentes seja algo totalmente novo dado que uma habitação com uma instalação de domótica típica possui as mesmas funcionalidades.

O que fez com que esse projecto fosse inovador foi a realização de muitas tarefas de forma totalmente automática.

Algumas das funções mais marcantes presentes na autocaravana são:

- Instalação de sensores no chão, na cama e nos assentos da caravana para reconhecer em qualquer momento a presença de pessoas na caravana, para acionar automaticamente as luzes interiores;
- Quando alguém se levanta durante a noite, a luz acende mas com um nível de luz mais reduzido que o normal para um menor incómodo para quem está a dormir;



Figura 3 – Autocaravana

- Deteta que quando ocorre a realização de uma refeição, no momento que alguém se senta numa das poltronas existente na sala de jantar, é executado um cenário pré-programado de iluminação;
- Quando o modo de TV está ativada, a tela exterior desenrola para o exterior e as cortinas são fechadas, sempre que é detetado uma forte luminosidade exterior;
- Sistema de alarme: além do sistema poder simular a presença de pessoas no veículo graças ao acionamento das diferentes funcionalidades existentes no veículo, quando é detetado um intruso, são enviadas mensagens de alarme para o telemóvel;
- Sistema de gestão dos diferentes níveis dos tanques existentes na autocaravana e do sistema de potência elétrica suportada por painéis solares;
- Todas as funções podem também ser monitorizadas e controladas externamente através da *Internet*;
- E existem muitas mais outras funcionalidades criativas, que não é possível enumera-las todas nesse artigo.

Por fim, o sistema de domótica sofreu um teste de resistência pelas estradas da Europa, na qual foram percorridos cerca de 22.000 Km, sem sofrerem uma única falha.



autocaravana e a sua disposição interior

Conclusões do caso prático

É possível implementar um sistema de domótica num veículo produzido em massa, sem requerer adaptações especiais na instalação elétrica.

Essa implementação, conhecida como uma requalificação acabou por provar que é possível implementar novas funcionalidades a um veículo, que já por si detentor de diversas tecnologias, e muitas dessas funcionalidades são totalmente inovadoras.

4. Conclusões finais

Depois de realizar um breve estado da arte das tecnologias domóticas, de seguida elaborou-se a exposição de dois casos práticos, ambos totalmente diferentes, pondo em prática a aplicação da tecnologia de domótica KNX.

Em jeito de conclusão geral, findo este trabalho, poder-se-ão tecer as seguintes considerações:

- Em função do contexto da sua aplicação, as vantagens das tecnologias domóticas são evidentes ao reduzirem a factura energética de uma instalação, fornecendo o mesmo nível de conforto, oferecendo uma versatilidade mais elevada na utilização das diferentes funcionalidades
- Por outro lado, quando um sistema de domótica é bem dimensionado e implementado, permite ter um bom plano de retorno financeiro;
- Não requerer alterações demasiado profundas na instalação, quando bem estudado o seu modo de implementação.

Referências

- [1] KNX Organization - KNX Handbook for Home and Building Control. 3ª Release. Belgique, 1999
- [2] KNX Organization, <http://knx.org/>
- [3] SCADA, <http://www.scadaengine.com/>
- [4] SYSMIK GmbH DRESDEN, <http://www.sysmik.co>
- [5] Siemens GmbH, www.siemens.com

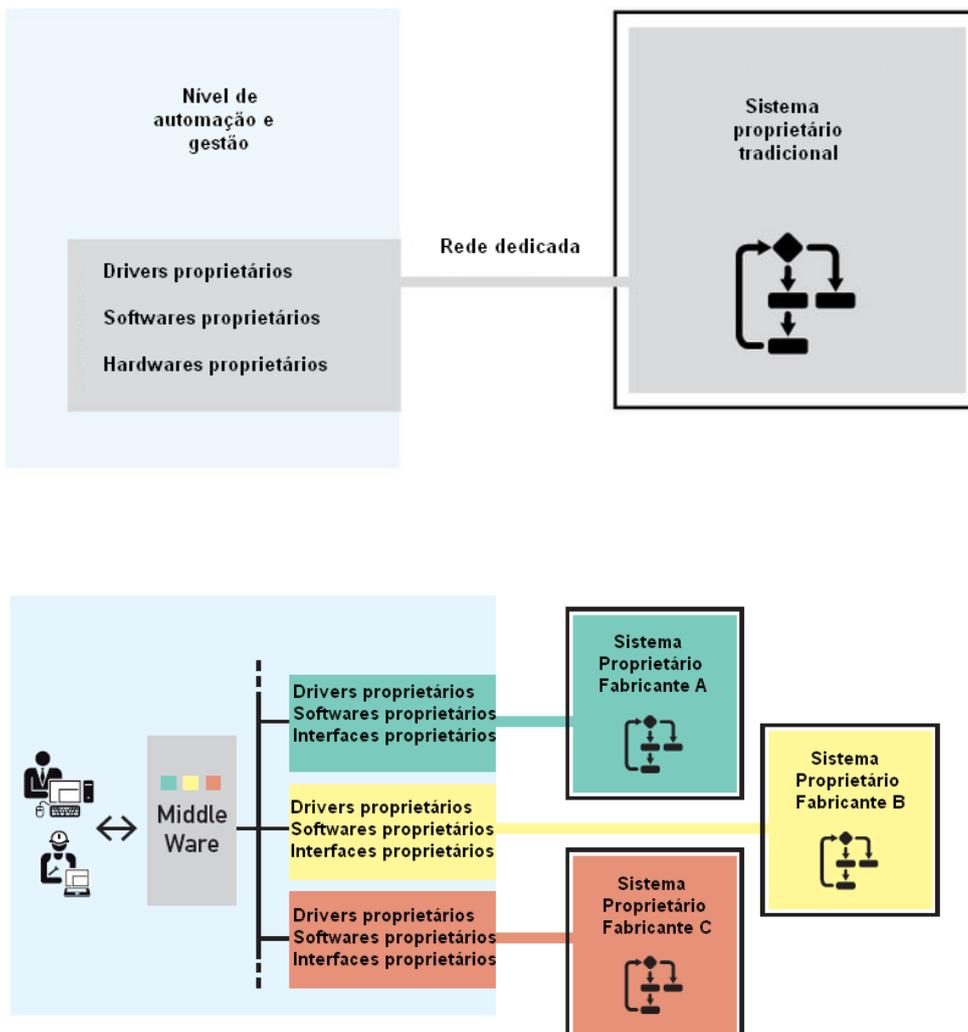
SERVIDOR DE AUTOMAÇÃO E AUTOMAÇÃO LEAN PARA UMA GTC MAIS OTIMIZADA

1. Servidor de automação – Integração de diversos protocolos em plataforma única compatível com as tecnologias web/IT

Durante muito tempo, os integradores e instaladores foram confrontados pelos diversos fabricantes de automação por desenvolvimentos que faziam com que os clientes finais ficassem cada vez mais presos às suas soluções proprietárias

com softwares dedicados, redes dedicadas e drivers dedicados.

E o paradigma de uma instalação facilmente se torna num conjunto heterogéneo de diferentes soluções proprietárias como se de ilhas isoladas se tratassem ou com a necessidade de software SCADA com drivers e interfaces para todas essas soluções.



A alternativa a esse paradigma é o Servidor de Automação.

O Servidor de Automação pode ser um conceito relativamente novo na automação, mas é baseado em tecnologias já comprovadas e estabilizadas.

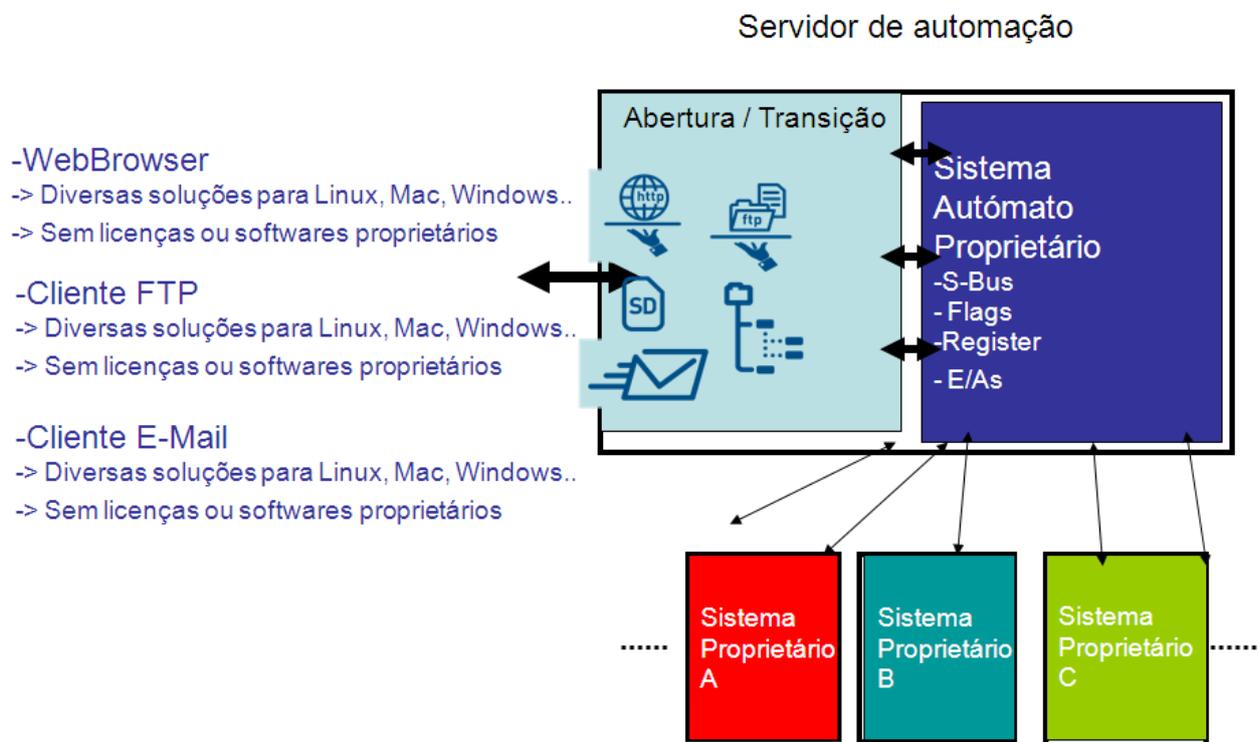
Sendo os autômatos da SAIA multiprotocolo, é possível um autômato funcionar como gateway para autômatos de outros fabricantes, garantindo desse modo a abertura para sistemas de automação normalmente proprietários.

É uma combinação de funcionalidades Web e IT com interfaces standard e universais que foram incorporados diretamente no autômato programável, permitindo ao utilizador um acesso aos recursos proprietários da unidade.

Servidor Web, servidor FTP, cliente SMTP e sistema de ficheiros estão localizados diretamente no autômato, sem a necessidade de aquisição de componentes externos adicionais.

Estas funcionalidades permitem ao utilizador, a partir do seu próprio ambiente de trabalho e usando ferramentas comuns como um browser Web, aceder diretamente ao autômato e ler e escrever dados.

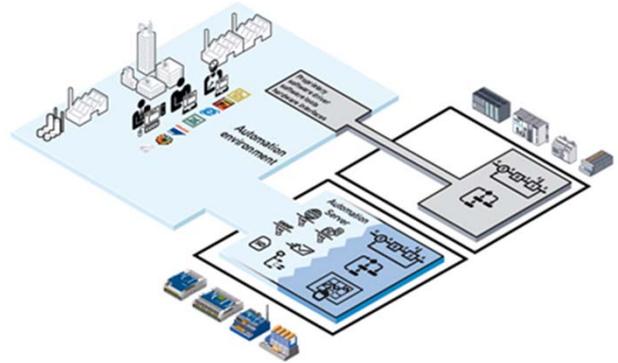
O operador não precisa mais de comprar as tais ferramentas proprietárias dispendiosas; não precisa mais de interfaces proprietários e drivers do fabricante; nem tem mais problemas com dados em formatos proprietários.



2. Lean Automation – Otimizar, remodelar e expandir a GTC durante o tempo de vida da instalação

Normalmente, a solução de Gestão Técnica Centralizada adjudicada é aquela cujo investimento seja o mais reduzido possível, cumprindo minimamente os requisitos de controlo e de funcionamento exigidos em CE e definidos nas normas aplicáveis.

Na prática, isso significa que algumas funcionalidades e características, essenciais para a exploração e a manutenção da instalação ao longo dos anos seguintes, são minimizadas ou mesmo eliminadas de modo a tornar a solução mais barata. Só que, por norma, a maior percentagem de custos dá-se durante o ciclo de vida de um edifício e quase sempre acontece que o barato acaba por sair muito caro ao cliente final...



Antes – Importante: Custo inicial



Peace of Mind – Importante: Custo ao longo do tempo de vida da instalação



A aplicação do conceito Lean à GTC conduz a uma otimização da instalação com base na Cadeia de Valor: Projetista, Consórcio, Integrador da GTC, Fiscalização, Cliente Final e Responsáveis por Exploração e Manutenção.

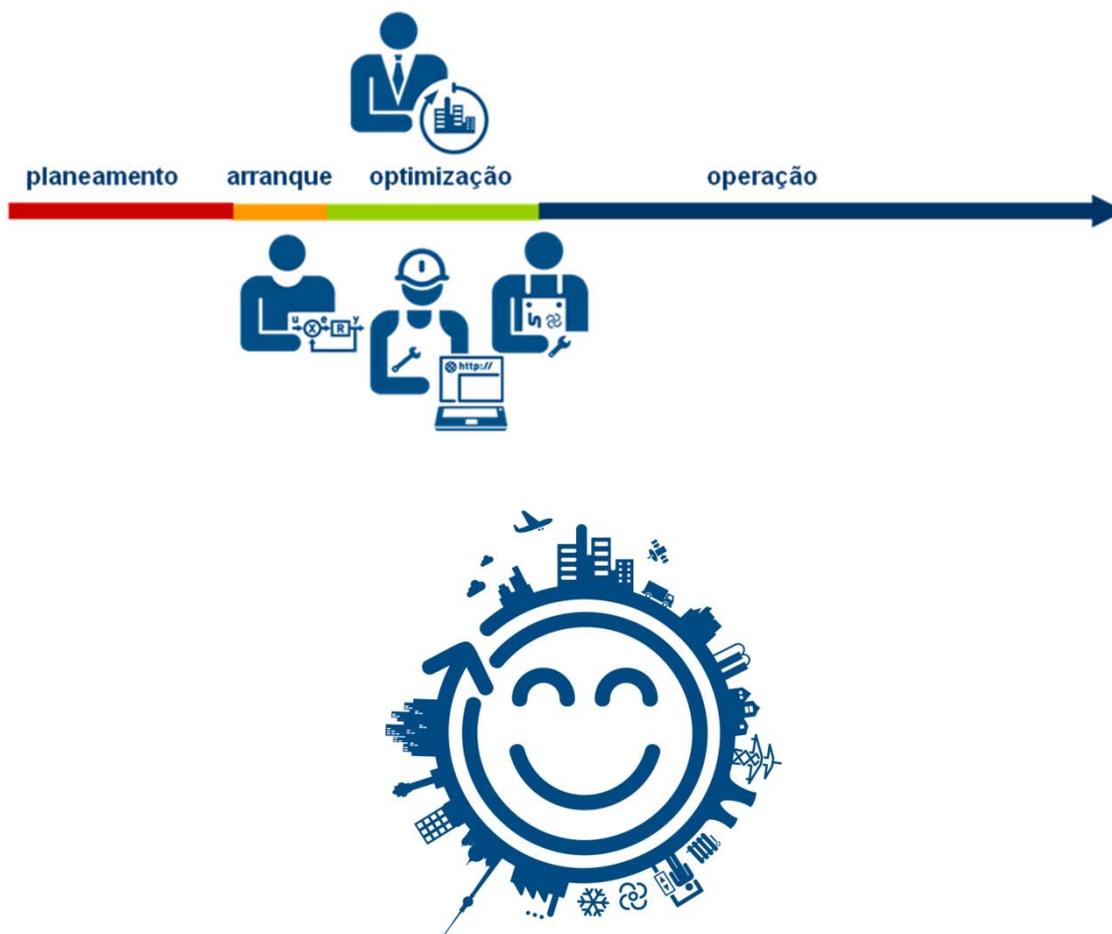
Todos estes agentes deverão ter uma participação ativa no processo de decisão – no momento de planeamento e adjudicação - e melhoria – no momento do arranque, com a necessidade de otimização da instalação - , com vista a ter uma instalação que preencha os requisitos do consórcio de construção – Solução economicamente competitiva – e os requisitos do Cliente Final – Solução que acompanhe o tempo de vida da instalação.

De modo a conseguir-se este objetivo, a GTC deverá ser o mais aberta – integração de outras tecnologias/sistemas, quer sejam de automação como IT -, flexível – facilidade de remodelação e expansão futuras com custos reduzidos – e versátil – facilidade de adaptação às diversas circunstâncias quer no arranque da instalação como durante o tempo de vida do edifício.

A solução de GTC da Infocontrol vai ao encontro deste objetivo já que reúne todas as características atrás indicadas, tendo a Infocontrol já diversas referências em que este conceito foi decisivo no momento de adjudicação.

Lean Automation :

Remodelação, otimização e expansão fácil durante o tempo de vida da instalação!



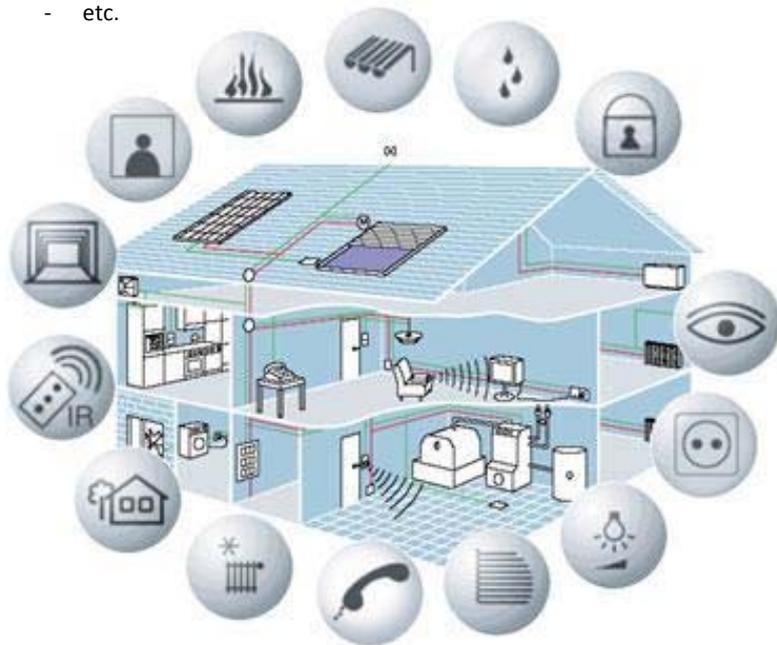
COMO ABORDAR UMA INSTALAÇÃO DE DOMÓTICA KNX PARA UMA MORADIA?

1. Generalidades

A domótica pode ser entendida como o controlo automatizado das instalações técnicas existentes num edifício.

No caso concreto de uma habitação, utilizando a tecnologia KNX podemos controlar, por exemplo:

- iluminação;
- estores e persianas;
- sistemas de segurança;
- gestão de energia;
- sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado (AVAC);
- controlo remoto;
- controlo áudio/vídeo;
- etc.



Como hoje em dia, aspetos como a segurança, eficiência energética, conforto e comunicação são cada vez mais uma exigência dos proprietários/utilizadores dos edifícios, não faz sentido continuar a abordar a execução de instalações elétricas do tipo convencional, sistemas de AVAC, alarmes e outros, sem que estes comuniquem entre si.

Assim, justifica-se a apresentação ao cliente das instalações elétricas apoiadas numa solução de domótica KNX, o que possibilitará a integração e comunicação daqueles sistemas. No caso concreto de uma moradia unifamiliar o estudo técnico-económico de uma instalação de domótica, passa inicialmente pelas seguintes fases:

- definição com o cliente de quais as funções pretendidas comandar pela domótica;
- definição dos circuitos de iluminação, por divisão, o que nos vai indicar o número de circuitos por piso e como tal o número de módulos necessários instalar no quadro elétrico do respectivo piso;
- definição dos circuitos de iluminação que serão comandados por *dimmer* e como tal o número de módulos necessários instalar no quadro elétrico do respectivo piso;
- definição do número de estores / persianas, por piso e como tal o número de módulos necessários instalar no quadro elétrico do respectivo piso;
- definição do número de teclas / botões por divisão e se estes vão ser de tecnologia KNX ou se se vai optar por uma solução mais económica, com botões de pressão convencionais associado a um módulo KNX;

Estes aspetos, devem ser entendidos como definições base para iniciar uma instalação de domótica.

Caso o cliente tenha disponibilidade poderão existir outros aspetos a ter em linha de conta, como por exemplo, interação com o sistema de circuito fechado de televisão (*Closed-circuit television – CCTV*), integração do IPAD para interagir com a instalação de domótica, ...

Como tal, logo à partida, é importante a definição das instalações técnicas a existir para a habitação, sejam elas a instalar de imediato, sejam a instalar no futuro.

Tendo em contas os aspetos atrás referidos e como a tecnologia domótica KNX é sempre ampliável com a integração de novos módulos e/ou com a parametrização de novas funções, convém prever espaço de reserva nos quadros elétricos para a integração destes novos módulos e também convém prever tubagem de reserva de interligação aos sistemas de água e gás (para o comando de electroválvulas), intrusão e também para outros locais estratégicos, como por exemplo para a instalação de uma central meteorológica ou então para a instalação de sondas para medir a luminosidade ambiente.

2. Estudo de caso: Moradia unifamiliar

De seguida será apresentada uma instalação real, uma moradia unifamiliar, objeto de instalação de um sistema de domótica, neste caso com recurso à tecnologia KNX.

Para a realização da foi fornecido pelo dono de obra, plantas da habitação, nas quais constava a seguinte informação:

- localização dos quadros elétricos;
- circuitos de iluminação e tomadas a ser comandados pela domótica;
- circuitos de estores a ser comandados pela domótica;
- localização dos botões.



Foi, também, definido quais as funções pretendidas para cada tecla.

Com esta informação, foi possível definir o número de módulos KNX a instalar em cada quadro elétrico e também a quantidade de botões necessários para controlar a instalação.

Para trazer uma maior flexibilidade, funcionalidade e comodidade à instalação, a mesma vai também ser equipada com 3 telecomandos de rádio frequência (RF KNX), com as características a seguir descritas:

- telecomando RF KNX de 4 canais: 1un;
- telecomando RF KNX de 6 canais: 1un;
- telecomando RF KNX de 18 canais: 1un.

os telecomandos de rádio frequência são emissores de rádio portáteis que funcionam de acordo com o protocolo KNX.

Para que estes telecomandos comuniquem com a instalação de domótica, optou-se pela solução da instalação de um equipamento designado por “Acoplador de Média”. Para que os mesmos possam cobrir a maior área possível da instalação, o “Acoplador de Média” foi instalado no piso intermédio da instalação e numa zona central do mesmo.

Esta solução permite o acesso a funções tais como:

- comandos ON/OFF;
- estores/persianas;
- aquecimento;
- comandos temporizados;
- cenários.

Embora representem um custo não negligenciável, a instalação dos telecomandos, permite que a instalação fique mais flexível ao nível do utilizador, pois em qualquer local da habitação, mesmo no exterior, o utilizador tem a possibilidade de controlar o sistema de domótica, o que de outra forma apenas seria possível através dos botões instalados.

A pensar numa maior valia que futuramente pode ser acrescentada à instalação, foi desde já prevista a instalação de tubagem que permita a instalação de um painel tátil, equipamento que o cliente não entendeu prever nesta fase de execução da obra.

Assim, entre o quadro elétrico e uma caixa de suporte, foi instalada a seguinte tubagem:

- um tubo para alimentação;
- um tubo para o cabo de Bus;
- um para interligação ao ATI (cabo UTP4/).

Após a execução da instalação, com a respetiva instalação e cablagem de todos os componentes da mesma, torna-se necessário proceder à parametrização.

Para a parametrização do sistema KNX é utilizado o software ETS (*Engineering Tool Software*).

A parametrização do sistema é uma tarefa importante e com alguma complexidade, sendo realizada por um técnico devidamente formado e habilitado e que, dependendo da dimensão e complexidade da instalação, pode consumir um tempo significativo.

No momento de receção da obra é entregue ao cliente o ficheiro com a parametrização da obra, de forma a permitir futuras alterações á programação estabelecida.

3. Conclusões

A instalação de um sistema de domótica embora comporte um acréscimo no custo inicial das instalações, face à instalação “tradicional”, comporta um conjunto de maior-valias, que, em regra, justificam a sua instalação.

Aspetos como a integração, segurança, comodidade, flexibilidade, funcionalidade, adaptabilidade são significativamente incrementados com a instalação destes sistemas, mas aspetos com a gestão de energia e a eficiência energética também não são negligenciáveis, podendo conduzir a uma redução dos consumos energéticos da instalação e a uma redução dos custos de exploração dessas mesmas instalações.

Assim, o custo total de uma instalação dotada de um sistema de domótica, custo inicial mais custo de exploração, pode ser muito aproximado do custo global de uma instalação tradicional.

Página deixada intencionalmente em branco!

AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL

UMA PERSPETIVA DE TERRENO!



1. Introdução

De que é que falamos quando nos referimos a AUTOMAÇÃO? - Estamos no âmbito da engenharia eletrotécnica, da mecânica, da eletrónica, da programação, das comunicações, da instrumentação, da pneumática,?

Na realidade referimo-nos a um pouco disto tudo - a automação será possivelmente a área de engenharia mais pluridisciplinar e integradora de tecnologia.

Querá isto dizer que se trata de uma atividade de Engenharia complexa e densa?

- Sim e não! - Vejamos; é vasta e densa porque o seu exercício obriga ao conhecimento de um alargado e diversificado leque de tecnologias mas, a sua base teórica, ou se quisermos os seus “algoritmos”, são bastante simples; baseiam-se em lógica e em sequências temporais.

Que competências serão então necessárias para se exercer Automação?

- Um conhecimento transversal de engenharia, com particular foco na Engenharia Eletrotécnica e uma boa experiência de terreno.

Partindo desta constatação este artigo tem a intenção de abordar a automação de um ponto de vista eminentemente prático e aplicado.

2. Evolução histórica

A automatização como conceito, terá surgido na primeira revolução industrial.

Antes desta fase da evolução da humanidade, a produção de bens era eminentemente artesanal.

Com o advento da produção de energia mecânica a partir de motores a vapor, a indústria expandiu-se, surgindo a automatização dos primeiros processos produtivos.

Estávamos “no reino da mecânica”! - Todas as soluções de automação são baseadas em mecanismos e artefactos mecânicos, que com o avançar dos tempos se multiplicam e atingem níveis de sofisticação consideráveis. Basta pensar que há 40 anos as calculadoras ainda eram mecânicas.

Com o advento da eletricidade os acionamentos passaram a ser progressivamente elétricos e começaram a surgir soluções eletromecânicas para a automatização de processos. Esta fase que durou até aos anos 70 permitiu um grande avanço nas soluções de automação e foi um dos pilares da chamada revolução tecnológica.

Pelos anos 60 surge a eletrónica do estado sólido iniciando-se com ela uma melhoria de performance dos sistemas de automação eletromecânicos. Começam a ser utilizados dispositivos eletrónicos mais compactos e com mais funcionalidades.

Mas este período foi curto uma vez que, na década de 70, surge o microprocessador e com ele uma verdadeira revolução nas soluções de automação, que passam a ser programáveis e, mais recentemente, muito dependentes de comunicações. Estamos na chamada revolução digital – a nossa era.

A figura 1 pretende mostrar que a evolução da automação, à semelhança do que se passa com outras tecnologias, tem tido um modelo de crescimento exponencial.

3. Que tipo de sistemas são usualmente automatizados?

Praticamente em todas as atividades económicas existem sistemas automatizados.

Não confundir neste aspeto, a automatização que estamos a abordar neste artigo, com informatização. Com efeito, alguns processos, nomeadamente nos serviços, estão fortemente informatizados. Vejamos o exemplo dos sistemas bancários; - há alguns anos, num banco, eram registadas e processadas manualmente milhares de operações por dia. Atualmente, no mesmo banco, são processadas informaticamente e sem qualquer intervenção humana, milhões de transações diárias. Efetivamente os processos foram automatizados. Qual é então a diferença para com a automação que estamos a abordar neste artigo?

Nos sistemas bancários verificou-se uma informatização maciça de processos que recorre a hardware, software e comunicações.

Na “automação industrial” há, como veremos adiante, uma efetiva integração de várias e diferentes tecnologias, sendo o processamento informático e as comunicações apenas alguns dos componentes de um sistema global.

Para enquadrarmos a nossa abordagem, referimos de seguida os setores da atividade económica onde usualmente se aplicam os conceitos que estamos a desenvolver neste artigo.

Na indústria:

- Indústria de processo
- Indústria de manufatura

Nas infraestruturas:

- Água, resíduos, pontes, tuneis, portos

Na energia:

- Produção, transporte e utilização

No sector primário:

- Agricultura, minas, pescas

Nos edifícios:

- Habitação, grandes edifícios

Nos serviços:

- Distribuição, Logística



Figura 1 – Evolução da automação

4. Tecnologia e integração de sistemas

O conceito de “integração” está muito associado à Engenharia no entanto, será porventura na automação que este conceito é mais intensivamente aplicado.

Na realidade a implementação de uma solução de automação assenta no saber integrar um grande leque de tecnologias, colocando-as a funcionar como um todo.

Na figura 2 vemos a arquitetura genérica de um sistema industrial automatizado.

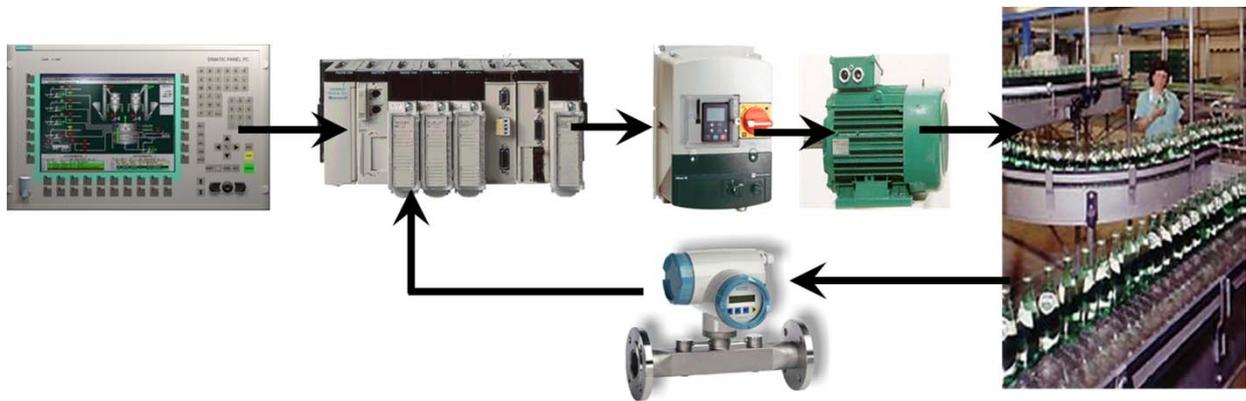


Figura 2 – Arquitetura genérica de um sistema industrial automatizado

Partindo de uma análise elementar da arquitetura exposta, podemos tecer os seguintes comentários:

1. Os sistemas automatizados baseiam-se num elemento de controlo (normalmente um PLC), que, em função de um programa que lhe foi carregado e das informações que lhe chegam do processo que está a ser controlado (a partir de sensores e detetores) dá “ordens” a acionadores (motores, pneumática, etc).
2. Os sistemas industriais automatizados funcionam normalmente em malha fechada
3. A arquitetura e as tecnologias utilizadas num sistema automatizado são independentes do tipo de processo que se está a automatizar. Na figura temos um sistema do setor agroalimentar, se fosse, por exemplo da indústria têxtil, a arquitetura seria a mesma e as tecnologias também.

4. Existe sempre um sistema de comunicação e interface com pessoas (MMI – Man Machine Interface) que poderá ser mais ou menos evoluído.

Na figura 3 apresentamos algumas das tecnologias que mais frequentemente aparecem integradas em soluções de automação, sendo de fácil constatação o grande e diversificado leque de tecnologias usadas.

5. Tendências de evolução

O conceito de automação, bem como as tecnologias que lhe estão associadas, permaneceram relativamente estabilizados nas últimas duas décadas. Não quer isto dizer que os fabricantes de tecnologias associadas à automação estejam estagnados, o que se verifica é a existência de uma evolução permanente, mas relativamente perene.

Estamos efetivamente perante uma área da Engenharia Eletrotécnica onde as evoluções acontecem a um ritmo e a uma cadência muito diferente da que assistimos, por exemplo, na eletrónica de consumo.

Aqui, um modelo de um Autómato programável, por exemplo, mantém-se em comercialização durante muitos anos (tipicamente 20 anos).

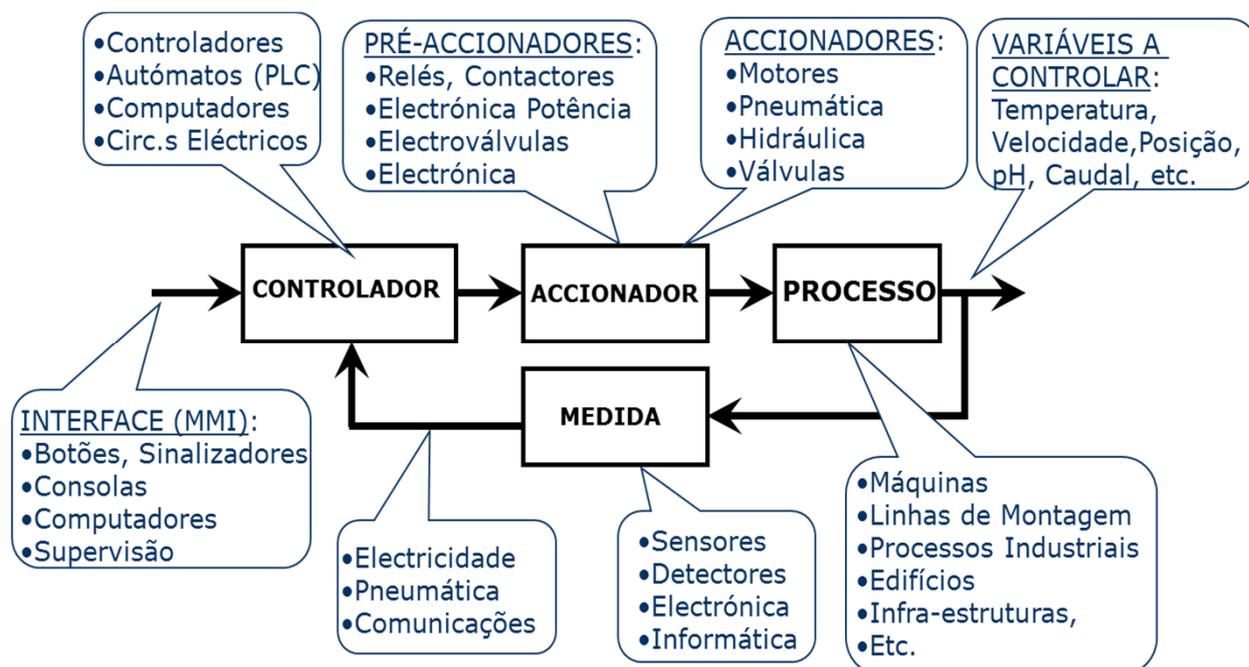


Figura 3 – Tecnologias que mais frequentemente aparecem integradas em soluções de automação

A justificação que encontramos para este “suave evoluir” estará relacionada com a segurança e a fiabilidade que são exigidas às soluções de automação, o que origina uma reposição de tecnologias ponderada e consolidada.

Neste contexto indicamos de seguida as evoluções mais marcantes que, na nossa ótica, se verificaram nos últimos anos:

- Assistimos a uma grande evolução nos protocolos de comunicação utilizados nas soluções de automação, com a primazia do TCP IP.
- Verificou-se a vulgarização da utilização das comunicações entre componentes de um sistema automatizado, nomeadamente nos chamados “bus” de campo, do tipo “field bus”, Asi, etc.
- A eletrónica de potência teve um desenvolvimento significativo, o que originou a sua utilização generalizada.

- O chamado interface com a máquina (MMI) evoluiu significativamente sendo atualmente muito completo e bastante amigável.
- A WEB, também se fez representar, sendo frequente que componentes preponderantes, PLC por exemplo, tenham páginas WEB embebidas, que os tornam acessíveis remotamente.
- Os sensores sofreram igualmente uma significativa evolução, havendo atualmente uma oferta de medição para um grande e alargado leque de variáveis.

Mas a evolução mais significativa e mais acentuada que se verificou, não foi tecnológica, foi comercial. Com efeito os preços das tecnologias ligadas à automação desceram várias vezes nas últimas duas décadas e, também por isso, as soluções automatizadas passaram a ser “vulgares” nos setores de atividade que mencionamos anteriormente.

6. Tendências de evolução futura

Em função da evolução recente e das tendências tecnológicas emergentes, arriscamos avançar com algumas conjeturas sobre a futura evolução das tecnologias associadas à automação:

- O software será utilizado cada vez mais nas soluções de automação.
- A WEB irá estar cada vez mais presente nas tecnologias associadas à automação.
- O processamento será mais distribuído não estando apenas centralizado num elemento de processamento central.
- As comunicações industriais deverão evoluir significativamente, com particular destaque para a comunicação sem fios, que atualmente é olhada com alguma reserva.
- As soluções de eletrónica de potência serão cada vez mais utilizadas, mais baratas e mais poderosas.
- Outra área que promete evoluir é a da instrumentação e dos sensores, com a disponibilização de sistemas de medição, cada vez mais compactos e diversificados.
- A eficiência energética dos equipamentos deverá ser tida em conta e melhorada.
- A usabilidade das soluções de automação será possivelmente melhorada.

Divulgação:

Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão
Autor: António Augusto Araújo Gomes
Editora: Publindústria
Data de Edição: 2015
ISBN: 9789897230752
Nº Páginas: 151
Encadernação: Capa mole



Página deixada intencionalmente em branco!

ISO 50001 NORMA MUNDIAL PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

PORQUÊ UMA NORMA MUNDIAL?

1. Introdução

Nem sempre são fáceis os desafios ambientais associados ao consumo de energia. Sobretudo devido à forte dependência de combustíveis fósseis, torna-se cada vez mais evidente a inevitabilidade de agentes económicos, políticos, sociedade em geral, assumirem um compromisso focado na melhoria da eficiência energética e no uso racional da energia, decorrente das atividades económicas.

Esta preocupação assume-se também como nacional. A norma NP EN ISO 50001 apresenta-se como uma solução de método transversal e de harmonia internacional. Vetores como gestão eficiente de energia, consequente minimização no impacto ambiental e relevantes reduções dos custos de energia, são os pilares desta norma que certifica atividades desde o sector terciário ao industrial.

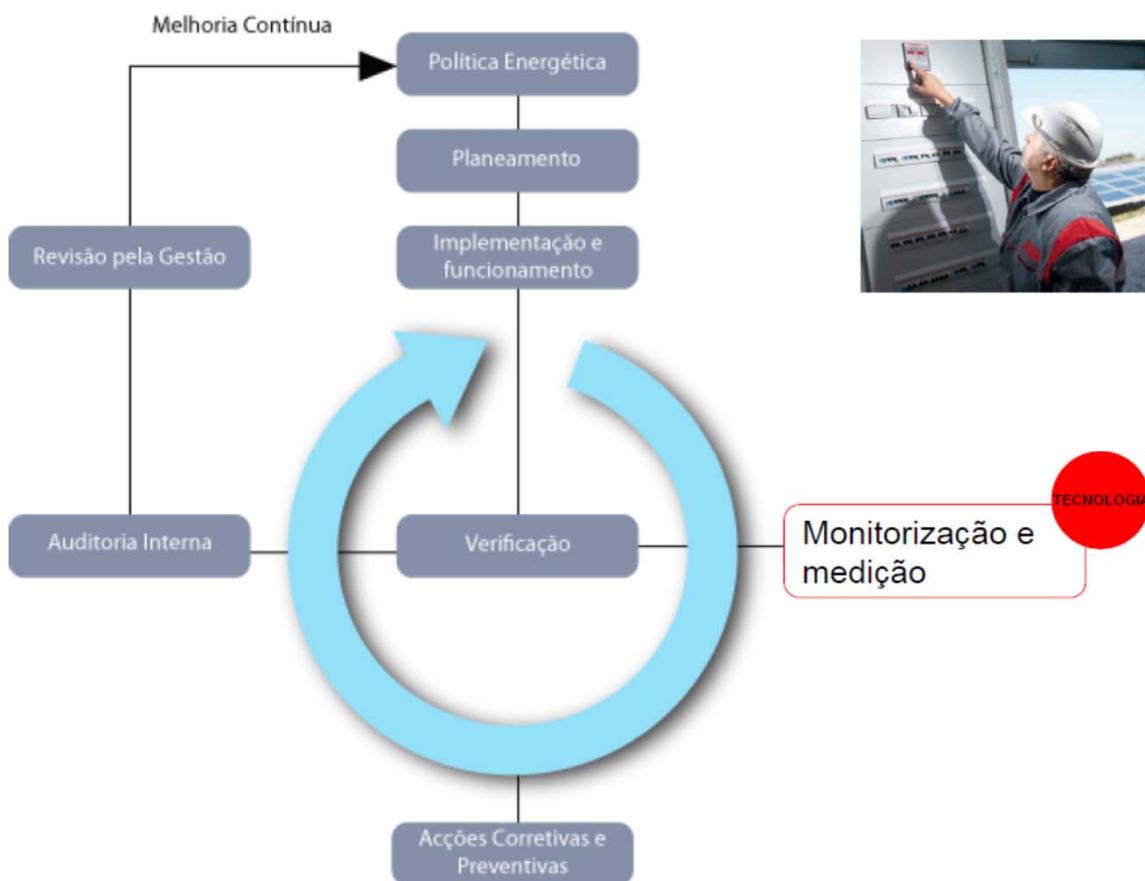
Portugal dispõe de regulamentação diversa neste âmbito, podendo a referida norma ser o “chapéu” que abraça os demais conteúdos relacionados com a energia. Desde normas do CENELEC, em concreto a EN 15232 (Eficiência Energética nos Edifícios – Impacto da Automatização de Edifícios, Controlos e Gestão dos Edifícios), diretivas europeias 2002/91/EC (Eficiência Energética da Diretiva de Edifícios EPBD - Energy Performance of Buildings (www.epbd-ca.eu)) transpostas para o direito nacional através do DL 79/2006, que nos levam à regulamentação RSECE (Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização nos Edifícios), até outras igualmente pertinentes, nomeadamente SCE (Sistema de Certificação de Edifícios (DL 78/2006)), RCCTE (Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (DL 80/2006)), SGCIE (Sistema de Gestão dos Consumos

**ABB**

Intensivos de Energia (DL 71/2008)), PNAEE (Plano Nacional de Ações para a Eficiência Energética (Resolução Conselho de Ministros 20/2013)) e PNAER (Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (Diretiva 2009/28/CE)).

Mais recentemente, a Portaria 349-D/2013, de 2 de Dezembro, que estabelece os requisitos de conceção para edifícios novos e intervenções no que diz respeito ao desempenho energético no terciário, reforçando, no capítulo 10, a importância da contagem de energia no tema climatização.

A ABB, para além de promover junto dos seus clientes, como valor acrescentado, a Eficiência Energética, disponibiliza um conjunto de ferramentas que contribuem para o cumprimento dos vários passos duma Certificação NP EN ISO 50001. Numa lógica “Plan-Do-Check-Act” (Jornada Técnica ISO 50001 - Norma Mundial para a Eficiência Energética , <http://pt.inside.abb.com>), apresenta-se como fornecedor de soluções, desde a monitorização e medida até à implementação das ações preventivas e corretivas, socorrendo-se de hardware de tecnologia de ponta e de softwares dedicados de algoritmos adaptados ao perfil do cliente.



ABB

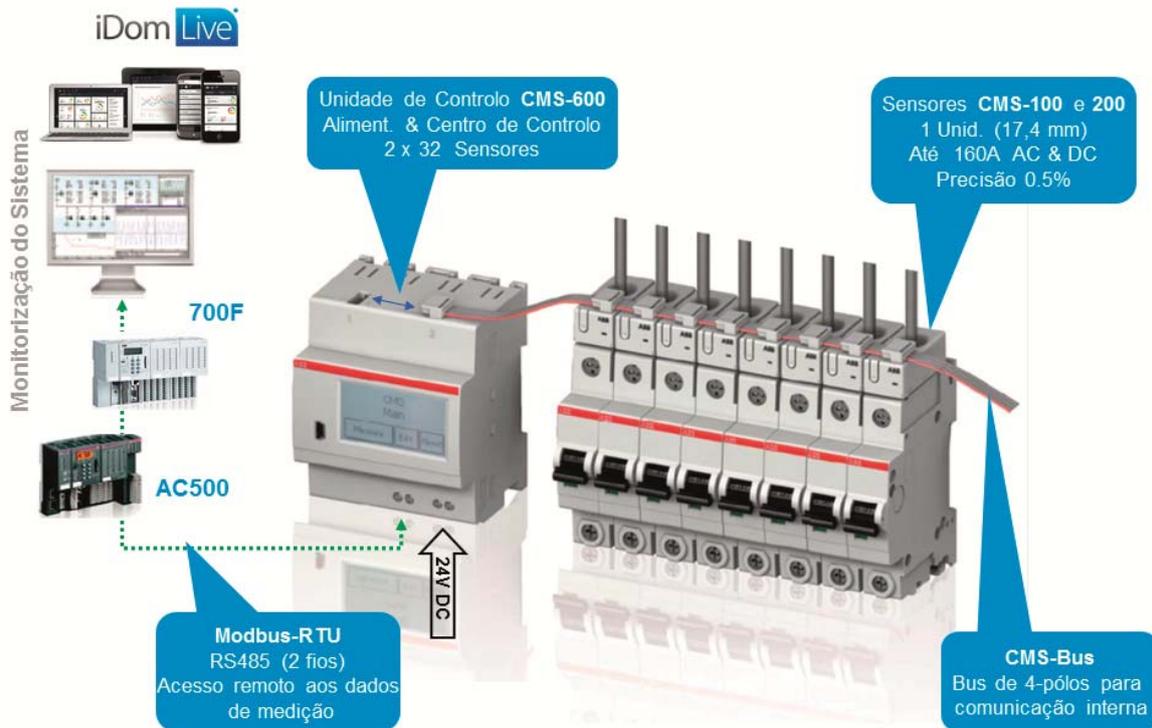
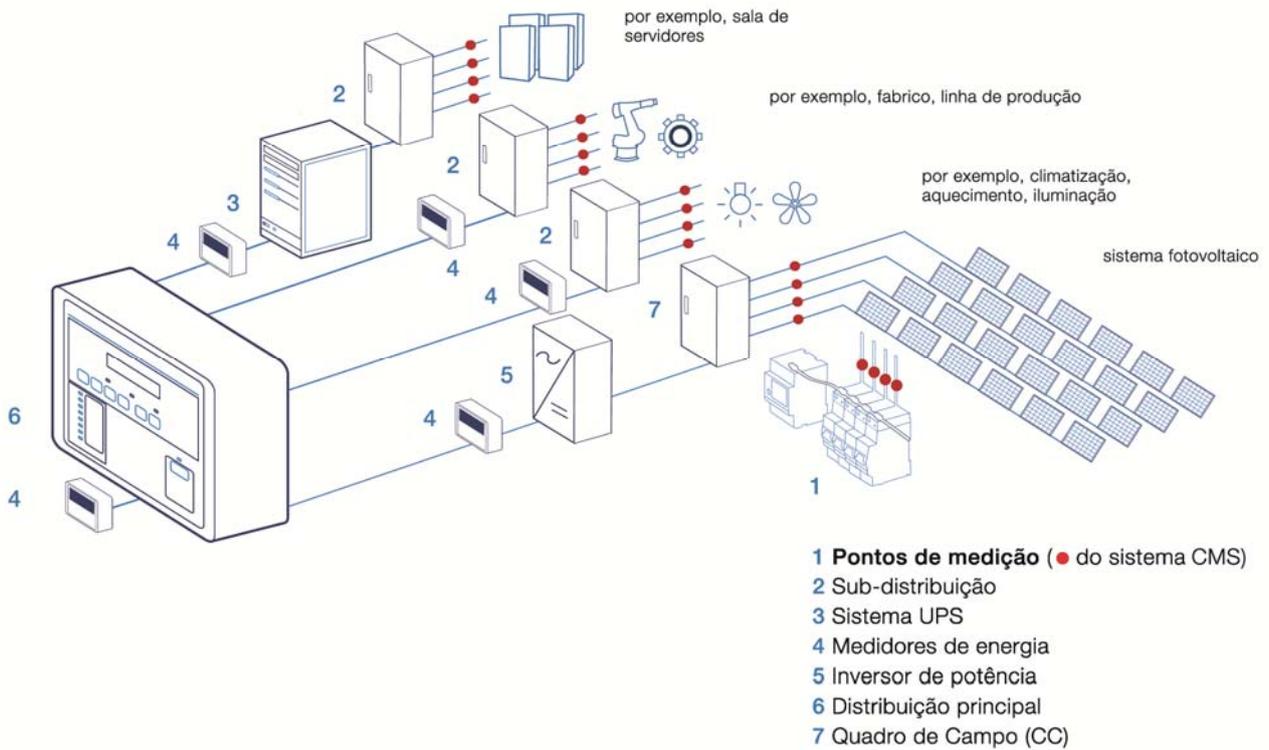
Na presente norma, no capítulo monitorização e medição, a ABB destaca a mais recente solução CMS – “*Current Measurement System*”.

O CMS é um sistema de medição de corrente multicanal para monitorização de secções de corrente AC e DC. Um sistema diferenciador e singular, as duas tensões numa só tecnologia. A medição de correntes em unidades de distribuição de potência (PDUs), muito próximo de cargas elétricas, aumenta a eficiência e a disponibilidade de todas as instalações.

A qualidade do sistema de medição de corrente é determinada pela interação perfeita e pela força de todas as suas partes individuais. É aqui que o sistema CMS da ABB se sobrepõe e se apresenta como uma solução eleita: devido ao seu tamanho compacto, tecnologia, resultados da medição,

facilidade de utilização e flexibilidade – todos os componentes e funcionalidades do CMS estão otimizados em perfeição para a aplicação e funcionamento práticos.





O sistema está estruturado com base numa unidade de controlo CMS-600 e sensores CMS-100 e 200, de calibres de 20, 40, 80 e 160^a, tanto em AC como DC (TRMS).

Os sensores estão conectados à unidade CMS-600 em Bus, garantido por “flat cable” CMS-Bus a 4 fios, dedicados à alimentação do sistema (9V) e comunicação entre as unidades de controlo CMS-600 e os sensores CMS-100 e 200.

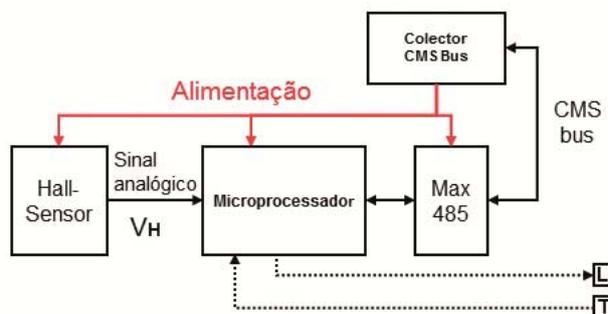
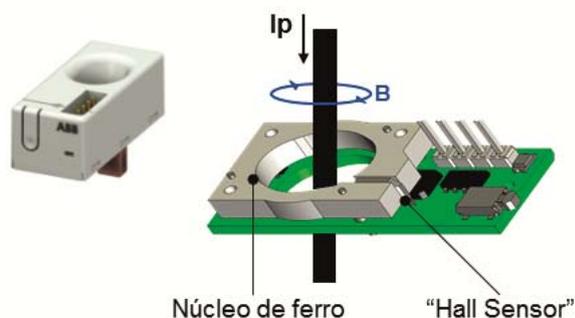
O sistema considera até 64 sensores por Unidade de Controlo, distribuídos 32+32 por 2x CMS-Bus.

A unidade CMS-600 recolhe o valor de corrente dos sensores associados à arquitetura do sistema definido para o projeto, isto é, o número de sensores versus cargas monofásicas e trifásicas. A informação é guardada na eletrónica do sistema. Através da saída RS485 Modbus, as medidas poderão ser disponibilizadas para uma qualquer gestão tipo “BMS - Building management system”(autómato AC500, DCS 700F entre outros hardwares e plataformas de automação ABB) ou ainda outras tecnologias e softwares dedicados conforme a solução iDomLive.



Os sensores CMS baseiam-se no efeito “open loop”, conseguido pela tecnologia oferecida pelo efeito “hall sensor”. Estes permitem medir corrente AC e DC, com a devida separação galvânica entre primário e secundário.

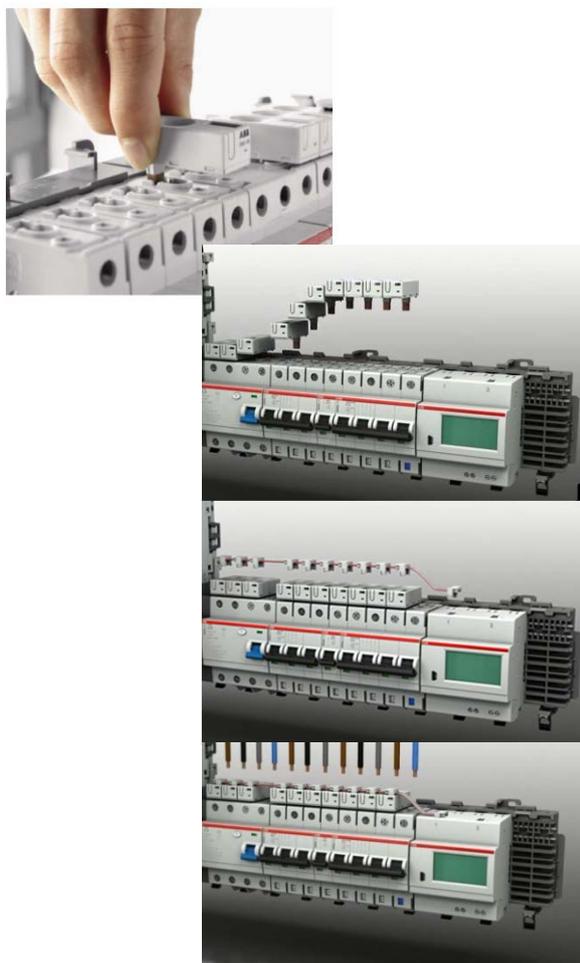
Com as componentes DC cada vez mais presentes nas instalações elétricas, fruto da eletrónica de potência nas cargas não lineares (VEV, UPS, inversores solares, carregamento de VE, etc.), a tecnologia que se apresenta é a resposta à necessidade de medidas reais para as tomadas de decisões coerentes.



A corrente primária (I_p) flui no núcleo do sensor criando um fluxo magnético (B). As lâminas de ferro macio por acoplamento são sensibilizadas pelo fluxo criado. O “hall sensor” colocado no espaço de ar do núcleo de ferro gera uma tensão (VH) proporcional a esse fluxo, que por sua vez é proporcional à corrente (I_p) a ser medida. O microcontrolador processa o sinal e disponibiliza-o em valor digital no CMS-bus. A Lei de Ampère ajuda-nos a justificar o princípio apresentado, uma vez que se verifica a relação entre uma corrente e o campo magnético que esta corrente produz.

Uso amigável

Da instalação à entrada em serviço, a solução CMS responde com rapidez, fiabilidade e flexibilidade. Medições em poucos minutos de forma local e intuitiva. Reforçada remotamente através *Modbus* RS485.

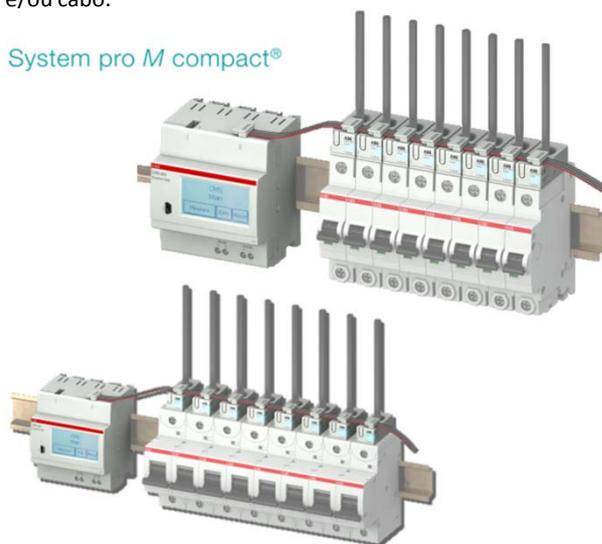


Smisline TP-Touch proof system

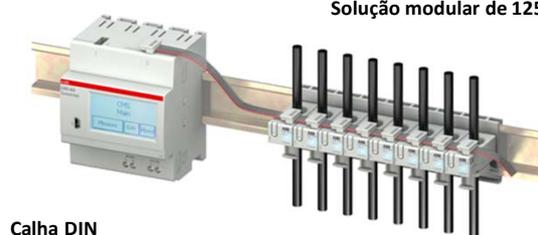
Em harmonia com a proteção de circuitos

Harmonia perfeita em instalações novas, face à compatibilidade de accessorização com as gamas modulares da ABB, *System pro M compact*®, até 63A, e *Smisline TP* (RTIEBT [I] 412 - Proteção contra contactos directos), ou resposta às oportunidades de renovação (DL 32/2012, Portaria 349-D/2013) optando pela solução em calha DIN e/ou cabo.

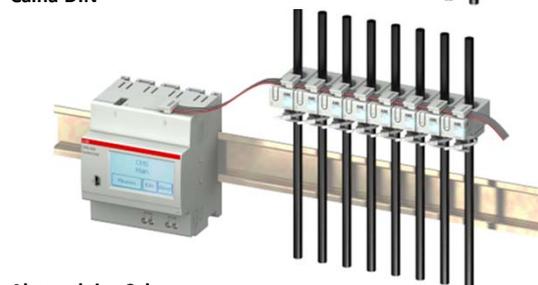
System pro M compact®



Solução modular de 125A, S800



Calha DIN



Abraçadeira Cabo



Aviso de Sobrecarga



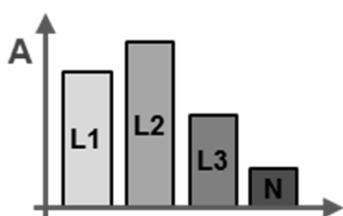
Ampliações ou renovação de instalações elétricas podem causar mudanças de carga nas linhas de alimentação. Uma linha em sobrecarga provoca a abertura da unidade funcional dedicada à proteção contra sobreintensidades. As perdas financeiras associadas podem ser evitadas pelo controlo permanente através do CMS.

Monitorização de carga



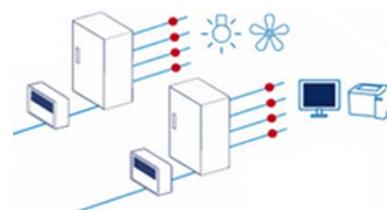
O controlo de circuitos individuais informa-nos se todas as cargas estão no modo de operação desejado. Desta forma, o utilizador pode atuar em conformidade com as exigências de exploração do projeto, prevenindo ou informando remotamente a manutenção, garantindo reação rápida ou preventiva a falhas, e evitando a paragem de produção ou de processos de trabalho.

Monitorização da fase



Fases desequilibradas causam correntes no neutro, que podem levar à rutura do condutor neutro, quando a sua corrente máxima (I_z) é ultrapassada. Cargas monofásicas não podem operar sem o neutro, podendo inclusivamente danificar equipamentos. Esta falha pode ser facilmente detetada pela monitorização constante do neutro e das correntes de fase por parte do CMS.

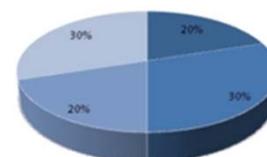
Poupança pela transparência



“Não é possível melhorar o que não se pode medir!”

Para utilizar a energia elétrica de forma eficiente e eficaz, primeiro deve ser claro onde e como deve ser usada. A monitorização da corrente de cada circuito de uma instalação dá-nos a máxima transparência para detetar os consumos de correntes inúteis e os dispositivos que necessitam de mais potência.

Divisão de custos



Se um edifício, um departamento, uma ala, é partilhada, muitas vezes utiliza-se a divisão dos custos da energia por metro quadrado. A soma das correntes dos respetivos circuitos representa um fator de divisão mais preciso e mais justo.

A solução CMS responde em conformidade e alinhamento com o foco na eficiência energética, ao apresentar-se como uma ferramenta de apoio à certificação NP EN ISO 50001. Pela sua flexibilidade, adapta-se quer ao projeto novo quer de ao de reabilitação, sobretudo pela sua dimensão e consequente uso em quadros elétricos com reservas já ocupadas ou no limite. Sensores de calibres até 160A em AC e DC respondem aos mais comuns requisitos do perfil de cargas de fim de linha, típicas no terciário e indústria. Leituras fáceis localmente e/ou remotamente, numa solução segura sem conexão direta, tirando partido da leitura por “campo gerado” com uma precisão interessante.



PRÉDIOS INTELIGENTES

GREEN BUILDINGS

Resumo - Este artigo apresenta alguns dos benefícios e a aplicabilidade da automação predial e residencial, cuja denominação atual é Domótica. Esta tecnologia permite a integração dos serviços e tecnologias, aplicados a residências, escritórios, flats, apartamentos e casas com o propósito de automatizá-los buscando sempre como resultado principal um maior conforto, economia de energia elétrica, redução no consumo de recursos hídricos, segurança dos usuários e um gerenciamento mais centralizado e efetivo, integrando todas as soluções de automação. Serão apresentadas as várias classes de aplicação para a criação dos chamados “prédios inteligentes”, assim como as diversas tecnologias desenvolvidas para esta finalidade.

Palavras Chave — Green building, sistemas automáticos de ambientes, supervisão remota.

1. Introdução

Este trabalho realiza uma revisão sobre os principais assuntos relacionados à automação residencial, mais especificamente aplicada a prédios inteligentes (Green Building). Serão vistas também, revisões sobre as principais tecnologias utilizadas na construção destes edifícios.

A “Domótica” é uma tecnologia recente que permite a gestão de todos os recursos habitacionais. O termo “Domótica” resulta da junção da palavra latina “Domus” (casa) com “Robótica” (controle / automação).

Quando a “Domótica” surgiu, nos anos 80, pretendia-se controlar a iluminação, climatização, a segurança e a interligação entre os 3 elementos [1].

Atualmente a automação residencial ainda é considerada de alto custo, principalmente para a classe média, onde soluções de automação residencial são consideradas artigos de luxo para a maioria das pessoas, diferente de classes mais privilegiadas, onde a automação anda sendo bem vista e

bastante utilizada em residências e edifícios com altos padrões de luxo, onde se aliam tecnologia, conforto e segurança[2].

A Automação, de uma forma geral, pode ser definida como a substituição do trabalho humano por uma máquina, ou seja, é o controle de uma máquina ou sistema de forma automática, com a mínima ou sem nenhuma intervenção do homem [1]. Automação também é um sinônimo de integração, ou seja, a junção de vários sistemas isolados de um ambiente (industrial, predial, residencial) em um único sistema. A definição de automação varia com esses ambientes, e desta forma, existem vários tipos de automação, entre os quais podemos citar: Automação Industrial, Automação Predial, Automação Residencial, Automação Comercial, Automação Bancária, entre outras [3].

Procurando aumentar a produtividade e qualidade de seus produtos, na década de 1960 o setor industrial começou a desenvolver máquinas para executar tarefas que até então eram executadas pela mão humana. Porém, tais máquinas eram dotadas de uma infinidade de relés e fios, que acabavam se tornando um grande problema, pois se tornavam sistemas altamente complexos e de difícil manutenção. A fim de eliminar essa infinidade de relés e fios, em 1968, *Richard Morley*, engenheiro da Indústria *General Motors*, cria um sistema capaz de resolver tal problema. Nasce então, o primeiro CLP da história, um sistema que tinha como especificação permitir a flexibilidade e facilidade de montagem em máquinas, manutenção facilitada, ser totalmente programável e uma total adaptação ao ambiente industrial [KOPELVSKI, 2010]. Segundo Paulo Henrique Pinto, consultor na área de automação industrial, o Controlador Lógico Programável – CLP – nasceu dentro da *General Motors*, em 1968, devido a grande dificuldade de mudar a lógica de controle dos painéis de comando a cada mudança na linha de montagem. Tais mudanças implicavam em altos gastos de tempo e dinheiro [PINTO, 2008].

Com o crescente avanço tecnológico e a consolidação da automação industrial, o comércio foi o próximo seguimento contemplado com as tecnologias de automação na década de 1980. Inicialmente, a automação começou a ser implantada em edifícios comerciais - edifícios dotados de sistemas automatizados destinados ao controle de ar condicionado, controle de acesso, segurança patrimonial e ao atendimento de serviços de comunicação. Estes edifícios começaram a ser chamados de Edifícios Inteligentes e consequentemente a automação passou a se denominar de Automação Predial [PINHEIRO, 2004].

2. Objetivos

A automação residencial está dividida em três graus ou classes de integração, que podem determinar o grau de automação de uma edificação:

- a) Classe 1 – Sistemas Autônomos;
- b) Classe 2 – Sistemas Integrados;
- c) Classe 3 – Sistemas Complexos.

Classe 1: São sistemas capazes de executar um controle liga e desliga de um dispositivo ou subsistema de forma autônoma, através de uma configuração pré-definida em seu controlador e não possuem a capacidade de comunicação com outros dispositivos ou subsistemas existentes na mesma instalação. Como esse sistema é independente, cada

equipamento tem seu controle próprio, não existindo assim a possibilidade de se inserir controles avançados como mudar canais de uma televisão ou faixas em um *CD-Player* [4].

Classe 2: São sistemas que possuem centrais de controle. Múltiplos subsistemas de automação são integrados a um único controlador, permitindo a comunicação entre dispositivos e assim o controle e gerenciamento de toda sua residência que, por exemplo, pode ser feito através de uma IHM em um ponto específico da casa. Este tipo de sistema permite a integração e uma ampla gama de benefícios aos usuários, garantindo máxima eficiência no aproveitamento dos recursos utilizados [4].

Classe 3: São sistemas capazes de executar funções que há pouco tempo pareciam ser futuristas, como por exemplo, controlar e gerenciar toda residência através de um computador ou telefone celular que tenha acesso a *Internet*. Nesse tipo de sistema, se torna possível a integração de todos os subsistemas de uma residência, como *Home Theater*, sinais de áudio e vídeo de vários ambientes, cenários de iluminação, condicionamento de ar e climatização, entre outros. Sendo assim, para que haja total integração, de uma forma simples e com o menor custo possível, é necessário prever todo o cabeamento da residência antes de sua construção, ou seja, ainda em fase de projeto [4].

Tabela 1. Tecnologias sem fio e características associadas.

Tecnologia	Serviços	Área de cobertura	Limitações/ Custo	Exemplo
Celular	Voz e dados através de telefones portáteis	Contínua	Largura de banda muito baixa	Telefones celulares, PAD's e Palm Pilots
WLAN	LAN tradicional com interface sem fio	Somente ambientes locais	Alcance limitado	NCR's Wave LAN e ALTAIR
GPS	Determina posição tridimensional e velocidade	Qualquer lugar do mundo	Custo elevado	GNSS, NAVSTAR e GLONASS
PC por Satélite	para mensagens	Quase todo o mundo	Custo elevado por caracter	Iridium e Teledesic
Redes Ad Hoc	Grupo de pessoas que compartilham dados	Similar a LAN	Alcance limitado	Bluetooth
Redes Sensores	Sensores pequenos sem fio	Pequena	Alcance limitado	Plantas de fábricas, robótica

Visando a automação predial, o foco de classe a se utilizar é a classe 3, contudo existem sistemas que podem utilizar a classe 2 e a classe 1. E existem alguns casos especiais onde podemos encontrar sistemas que foram construídos com suporte a mais de uma classe, aumentando a robustez do sistema.

Na computação móvel sem fio o usuário tem acesso contínuo às informações através de uma rede específica de comunicação. Sendo apropriado para situações onde não se podem ter conexões físicas com fios e se faz necessário o acesso imediato à informação.

Existem variadas tecnologias sem fio. As principais e suas características estão listadas na tabela 1. Esta tabela descreve a existência de diferentes tecnologias, e as variações de e desempenho [5].

3. Materiais e Métodos

A construção de um prédio inteligente envolve a automação da maior quantidade de sistemas possíveis. Portanto existem soluções para cada subsistema presente nestas edificações. Dentre as possibilidades destacam-se: gestão energética, controle da climatização, controle de consumo elétrico, gestão de tarefas, conforto, automatização do controle de luzes, automatização de sistemas/instalações/equipamentos, integração de diferentes equipamentos em um único, integração de dados, áudio, vídeo e voz, proteção patrimonial e pessoal, sistemas de segurança (câmeras, alarmes, etc), emergência médica e assistência à distância, abertura e fechamento de portas, janelas e cortinas, entre outras [6].

Este mercado vem crescendo desde a década de 90. Em 2007 foi feito um levantamento do panorama americano e uma estimativa mundial do potencial financeiro deste mercado. Como resultado foi concluído que existe um crescimento aproximado de 20% a cada ano, e que houve uma movimentação de aproximadamente 250 bilhões de dólares nos EUA e de 1 trilhão em todo o mundo. Com este volume financeiro grandes empresas entraram na disputa tecnologia.

Existem alguns padrões consolidados neste mercado, que desenvolvem soluções, como o home plug alliance, o x10 e diversos dispositivos que se utilizam de protocolos conhecidos como: RS232, RS485, CAN, FieldBus, Ethernet (Rede local), Wifi (Rede local), Bluetooth (Alguns hardwares) ... etc [7].

4. Metodologia

Ao contrário da crença popular os prédios inteligentes não são mais um item luxuoso e sim uma necessidade. Com o aumento da população mundial tem-se aproximadamente 80% das pessoas morando em grandes centros onde se encontra cada vez mais construções prediais de grande porte.

Um estudo feito em 2007 nos EUA aponta dados assustadores: Os prédios são responsáveis por 70% dos gastos de toda a energia produzida no país, consomem 40% de toda a matéria prima existente e são responsáveis por 32% da emissão de CO2 e outros gases poluentes.

Este panorama foi o impulsionador industrial para soluções de automação. Os *green buildings* como são conhecidos os prédios inteligentes, levam este nome não porque possuem soluções com relação ao meio ambiente e sim porque se utilizam de um vidro verde especialmente desenvolvido para melhor aproveitamento de luz externa e reflexão de calor, resultando em menor consumo energético em lâmpadas e ar condicionado. Este é o item principal para a automação predial e resulta em: passagem de 70% da luz externa e apenas 28% do calor. A figura 1 mostra um prédio com este vidro.



Figura 1. Vidro verde utilizado nos Green build.

Além deste item encontramos temos: Água: a água resultante do funcionamento de sistemas de ar-condicionado mais modernos é reaproveitada, assim como a água da chuva, para uso em irrigações e fontes. Energia: O gás natural, menos poluente que o diesel, move os geradores de energia que funcionam durante os blecautes. Ar: Computadores monitoram as variações de temperatura e ajustam o clima de cada ambiente de acordo com as previsões para diminuir o gasto de energia. Iluminação: Sistemas inteligentes preveem situações e controlam a intensidade da luz automaticamente. Quando um funcionário entra no prédio, o sistema o identifica e acende automaticamente as luzes das salas que serão utilizadas. Reciclagem: Além da coleta seletiva de lixo, prédios modernos utilizam compactadores para diminuir o volume produzido. Antichamas: Materiais antichamas são utilizados em janelas, pisos e móveis para diminuir as chances de acidentes. Rede: Câmaras instaladas nas entradas e nos acessos de cada andar formam o circuito integrado de TV, que grava a movimentação das pessoas e pode ser usado na investigação de crimes. Alarme: Alarmes de incêndio e sensores que detetam fumaça estão presentes e para garantir a segurança em caso de acidente. Espaço: As lajes entre cada andar ganham resistência para permitir a eliminação de colunas no ambiente de trabalho e o melhor aproveitamento de espaço. Adaptação: Pisos e forros modulares permitem que a configuração dos andares seja modificada de acordo com as necessidades, sem exigir reformas. Laser: O prédio é projetado para abrigar academias, restaurantes e áreas de lazer, reunindo diversos serviços em um mesmo lugar. Rede: A internet sem fio está presente não só nos ambientes corporativos, mas também em restaurantes e áreas de lazer. Conectividade: Elevadores mais modernos contam com telas de LCD que exibem vídeos e notícias, atualizadas em tempo real. Identidade: Cada usuário do prédio tem um registro no sistema que reconhece as áreas que a pessoa pode frequentar e programa ar-condicionado e iluminação de acordo com a rotina em questão.

5. Conclusão

Através da estrutura oferecida pelos prédios inteligentes é possível reduzir de forma muito significativa o consumo de energia elétrica de água, além de trazer benefício aos usuários destes prédios, benefícios estes relacionados a segurança e conforto.

O desenvolvimento da Domótica aplicada a construção de prédios inteligentes mostra-se como um processo irreversível e crescente, diante da demanda mundial para economia de energia elétrica e de recursos hídricos cada vez mais escassos.

REFERÊNCIAS

1. Ribeiro, M. A. "Automação Industrial". 4ª. Ed. SALVADOR, Tek Treinamento & Consultoria LTDA, 1999.
2. Silva, I. V. F., Carvalho, S. S. "Domótica: uma abordagem sobre redes, protocolos e soluções microprocessadas de baixo custo." Ciência da Computação, UFPE.
3. Pinheiro, J. M. S. "Automação Predial". 2004
4. NETO, A. D. L.; MENON, R. O. "Monitoramento e Controle Residencial via Software" 2004.
5. R. Malladi e D. P. Agrawal (2003) "Current and future applications of mobile and wireless networks", Communications of the ACM, vol. 45, n. 10, p. 144-146.
6. "Exposure in wireless sensor networks: theory and practical solutions", Wireless Networks, Kluwer Academic Publishers, vol. 8, n. 5, p. 443-454.
7. W.B. Heinzlmann, A.P. Chandrakasan, H. Balakrishnan (2002) "An Application-Specific Protocol Architecture for Wireless Microsensor Networks" In IEEE Transaction on Wireless Communications, vol. 1, n. 4, p. 660-670.

APLICAÇÃO DE AUTOMAÇÃO E MICROELETRÔNICA NA MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS

Resumo

Este artigo apresenta um estudo de consumo de energia elétrica no Brasil, levando-se em consideração o gasto público com este item. Atualmente é verificado um crescente aumento de demanda no setor elétrico brasileiro, o que acarreta em um investimento no setor de modo a atender os consumidores. Visto que a realidade do setor público, não diferindo dos outros consumidores, possui a energia elétrica como a fonte energética mais utilizada atualmente, correspondendo a 87,4% comparado a outros tipos de fontes energéticas, por exemplo combustíveis fósseis (BEN, 2012). Cada vez mais procura-se meios para que se obtenha um sistema mais eficiente o que implica diretamente na redução dos custos relativos ao investimento no setor elétrico, redução na manutenção das instalações elétricas e consumo de energia elétrica.

Palavras Chave — Eficiência Energética, domótica, prédios públicos.

I. INTRODUÇÃO

Este trabalho realiza estudo sobre o consumo de energia elétrica pelo serviço público brasileiro, e como algumas ações podem ser tomadas no sentido de diminuir esses gastos. De acordo com o Balanço Energético Nacional, realizado pelo Ministério de Minas e Energias, o setor público é responsável em 2014 por 8% de todo o consumo energético realizado no Brasil. Este estudo revela ainda que nos últimos 10 anos houve um crescimento de 36,6% no consumo energético deste setor.

A domótica, termo mais específico referido a edifícios inteligentes, tem se desenvolvido e vem evoluindo principalmente desde meados de 1980.

Essa tecnologia é o conjunto de funcionalidades disponíveis para os sistemas que possui instrumentos de acionamento

(relés, interruptores) e sensores tornando possível a sua monitoração e atuação continuada na instalação predial (Bolzani C. A., 2004).

Entende-se que a partir da domótica um sistema seja capaz de controlar e supervisionar instalações. Controlando e monitorando os sistemas da edificação é possível partilhar informações entre os diversos subsistemas (arrefecimento, iluminação, telefonia) para levar a um melhor aproveitamento de recursos (Reis, 2002).

Utilizando dos conhecimentos em automação predial, podem ser construídos sistemas de controle capazes de melhorar a eficiência elétrica. A melhora na eficiência está atrelada ao consumo de eletricidade, caso seja aumentada sua eficácia e diminuindo assim o desperdício de energia, o sistema poderá prover uma menor demanda energética.

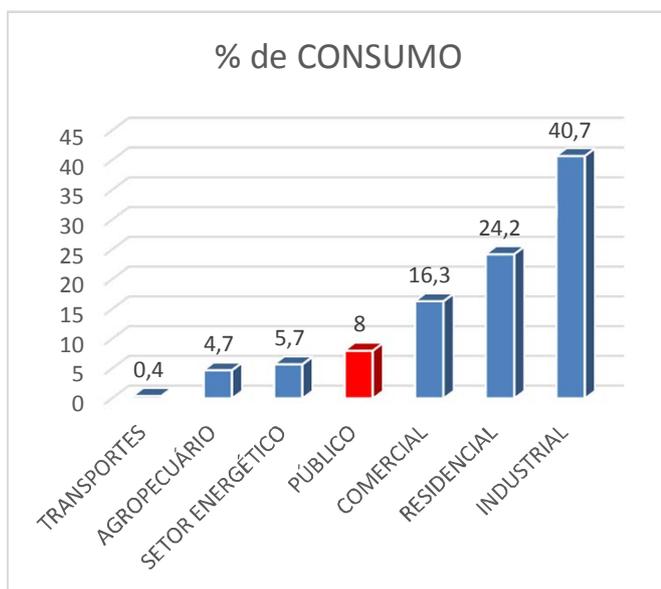
Um dos problemas relativos à eficiência elétrica no Brasil é dado por não existirem normas regulamentadoras, sendo o seu dimensionamento muitas das vezes exagerado, desconsiderando fatores como localização e ambiente (Lamberts & Westphal, 2000).

Nos Estados Unidos as normas de eficiência energética estão vigentes desde o começo da década de 70, dando resultados consideráveis na redução da sua demanda de eletricidade (Beraldo, 2006).

Para um edifício ser considerado eficiente o mesmo deve (Méier, 2002):

- conter equipamentos eficientes e materiais apropriados para a localização e condições;
- prover do conforto e serviço que fora designado;
- a construção deve operar com um uso elétrico menor que outras construções similares.

Tabela 1. Composição Setorial do Consumo de Eletricidade



II. OBJETIVOS

O objetivo principal apresentado neste trabalho é, a partir de sistemas de automação e da microeletrônica promover uma redução no gasto energético das instalações prediais públicas. Além de uma conscientização dos usuários destas repartições, no sentido de promover uma educação ambiental, algumas ações podem ser tomadas a fim de criar dispositivos capazes de gerenciar os recursos energéticos nestes ambientes.

Um protótipo deve ser desenvolvido como parte integrante de um projeto de automação predial, sendo este constituído por sistemas de acionamentos, condutores, sensores, dentre outros. O sistema proposto será instalado em um bloco da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Campo Mourão, visando à redução do consumo de energia elétrica neste setor.

Neste protótipo pretende-se utilizar de algumas tecnologias e protocolos como mostrados na figura 1: interconectividade com equipamentos *homeplug alliance*, *X10pro*, *RS232*, *RS485*, redes *Can*, *FieldBus*, *ethernet*, *wifi* e etc.

III. MATERIAIS E MÉTODOS

Mesmo que seja impossível definir um único indicador de eficiência de construção de energia, uma repartição pública realmente eficiente no que tange a economia de energia elétrica deveria conter algum elemento das categorias:

- O edifício deve conter tecnologias de eficiência energética que, quando funcionam conforme o projeto original, vão efetivamente reduzir o consumo de energia elétrica. Como exemplo, é impossível que um prédio seja eficiente se as isolações térmicas não forem adequadas.
- O edifício deve fornecer as instalações e recursos adequados para que sistemas de controle e automação possam controlar as variáveis energéticas.
- O edifício tem que ser administrado de tal modo que seja eficiente. Uma forte evidência de que o prédio analisado é eficiente é comparar o seu consumo energético com prédios similares.

Não necessariamente um prédio considerado como eficiente, deve se destacar nos pontos citados anteriormente, mas é necessário que em pelo menos um ponto os benefícios obtidos sejam os maiores possíveis.

Esta condição é suficiente para que se possa planejar de forma eficiente as medidas necessárias para se implantar ações que irão gerar economia energética.

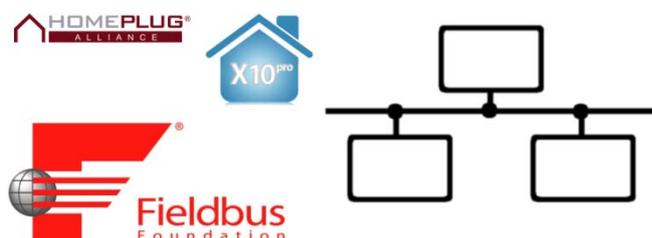


Figura 1. Logos das tecnologias de conexão de subsistemas

IV. METODOLOGIA

Essa pesquisa é de caráter experimental. Tendo como base a busca na literatura por soluções clássicas na área de automação predial serão traçados os dados necessários para o desenvolvimento do protótipo.

Para a automação do sistema de iluminação será desenvolvido um sistema capaz de receber dados de sensores e com esses calcular estatisticamente a necessidade e o período de acionamento do sistema com base no fluxo de pessoas.

Com relação aos ventiladores instalados no ambiente, o sistema de automação deverá ser capaz de desligá-los quando não houver a presença de pessoas no local.

Também será implementado um sistema capaz de verificar se as janelas do ambiente encontram-se abertas ou fechadas, sendo que este deverá enviar um sinal de alerta indicando a posição da janela.

Será utilizado o kit de desenvolvimento DE-115 figura 2 da empresa Altera® por apresentar uma maleabilidade considerável permitindo a simulação de programas na linguagem VHDL.

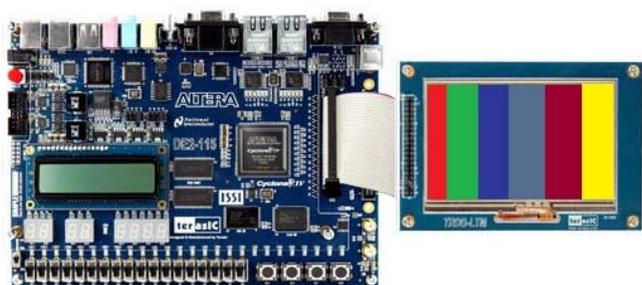


Figura 2. Kit DE-115

O algoritmo será implementado utilizando compiladores VHDL, pois além de facilitar a manipulação do código, permitem a observação dos resultados através de simulações computacionais, dando assim uma vantagem no quesito tempo.

Alguns módulos de controle serão utilizados para interconectar os elementos que irão sofrer automação no bloco. Dentre os diversos módulos destacam-se os de controle de potência de luz, controle de presença, controle de potência dos ventiladores, controle do ar condicionado e acionamento das chaves gerais que controlam a energia liberada para as bancadas de experimentos contidas no bloco. Alguns módulos podem ser visto na figura 3.



Figura 3. Módulos de controle

O protótipo depois de montado será aplicado no bloco B da Universidade Tecnológica Federal do Paraná campus Campo Mourão. O sistema proposto deverá ser concebido de forma a permitir que este seja implementado utilizando as instalações elétricas existentes, sendo um fator limitador para o projeto.

Como resultado final do trabalho será realizada uma comparação de dados de consumo de energia elétrica coletados antes e após a implementação.

V. CONCLUSÃO

Através dos estudos realizados, algumas ações podem ser tomadas no intuito de se reduzir o consumo energético em departamentos públicos, trazendo benefícios financeiros ao país bem como aos servidores públicos, benefícios estes relacionados a segurança e conforto.

O desenvolvimento da domótica aplicada a construção de prédios inteligentes mostra-se como uma das alternativas mais promissoras para a obtenção de resultados mais significativos para se obter grandes valores de economia energética, não só no setor público, como também em outros setores.

REFERENCIAS

- 1) INATOMI, T. A. H.; UDAETA, M. E. M.. Análise dos Impactos Ambientais na Produção de Energia dentro do Planejamento Integrado de Recursos. In: III Workshop Internacional Brasil - Japão: Implicações Regionais e Globais em Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, 2005, Campinas - Brasil. Anais do III Workshop Internacional Brasil - Japão: Implicações Regionais e Globais em Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, 2005.
- 2) BEN. (2014). Balanço Energético Nacional. Ministério das Minas e Energia. Rio de Janeiro.
- 3) Meier, A., Olofsson, T., & Lamberts, R. (2002). What is an Intelligent Building? IX Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAc.
- 4) Lamberts, R., & Westphal, F. (2000). Energy Efficiency in Buildings in Brazil.
- 5) Bolzani, C. A. (2004). Desenvolvimento de simulador de controle de dispositivos residenciais inteligentes: uma introdução ao sistemas domóticos. (Mestrado em Engenharia Elétrica) EPUSP. São Paulo, SP.
- 6) Beraldo, J. C. (2006). Eficiência energética em edifícios: avaliação de uma proposta de regulamento de desempenho térmico para a arquitetura do estado de São Paulo. (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) - Faculdade de Arquitetura e Urbanismo da Universidade de São Paulo. São Paulo.

Curiosidade



SCHNEIDER ELECTRIC

ESTRATÉGIA SCADA PARA OS PRÓXIMOS TRÊS ANOS

1. Introdução

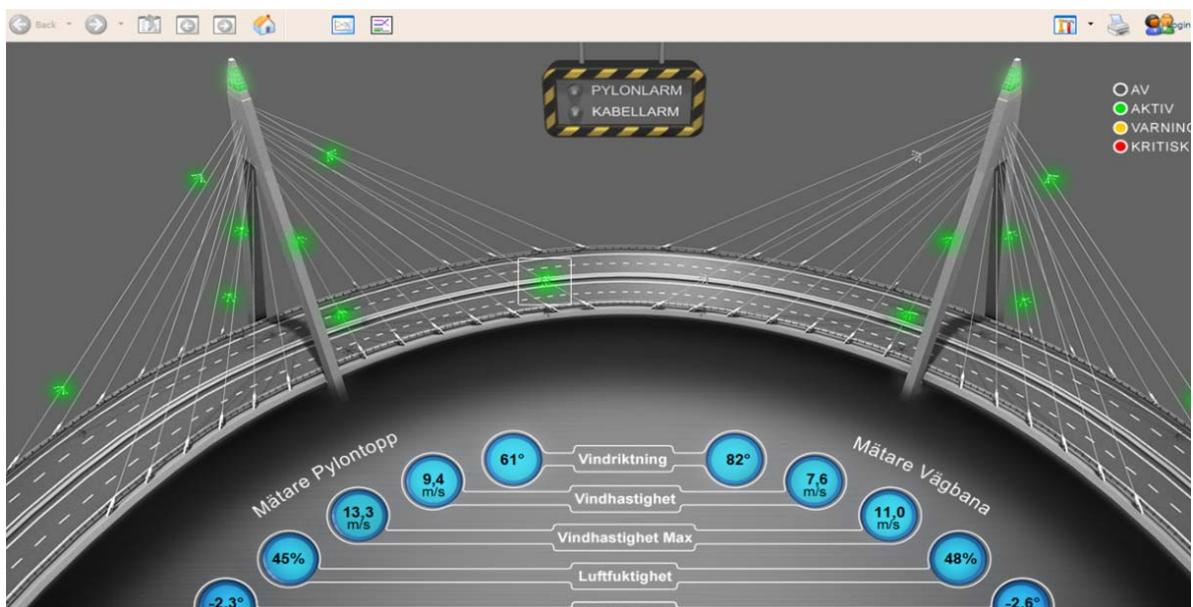
Software SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) continuará a ser uma prioridade e um dos eixos de crescimento da Schneider Electric.

- A aquisição da Citect, SCADAGroup, Telvent e 7T alteraram por completo o panorama da oferta SCADA da Schneider Electric, solidificando o seu portefólio de produtos
- Desde a aquisição da Citect, em 2006, a posição da Schneider no mercado das soluções SCADA cresceu significativamente. Receitas aumentaram cerca de 10,5% num mercado que apenas cresceu 7%
- A aposta na evolução e inovação do portefólio SCADA será feita segundo uma estratégia de convergência e verticalização deste tipo de solução
- O StruxureWare SCADA Expert será o produto central da oferta SCADA da Schneider Electric

A Schneider Electric, especialista global em gestão de energia, irá discutir a sua estratégia SCADA para os próximos três anos. Beneficiando de uma posição de mercado favorável, a Schneider Electric pretende apostar cada vez mais num nicho de mercado especializado, que tem demonstrado um crescimento sólido e cada vez mais exigente na procura, por parte do consumidor final.

O software SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) é uma oferta disponível há cerca de 30 anos. No seu âmago, inclui funcionalidades básicas, das quais são exemplo a aquisição de dados por parte de sistemas de controlo, bem como a apresentação destes mesmos dados aos operadores. Mas, aquele que foi outrora um simples sistema de monitorização de processos, é hoje uma solução transversal e aplicável a várias situações.

Hoje em dia, o consumidor final espera uma aplicação cada vez mais rápida e exigente do software SCADA; o que lhe permitirá, em última análise, operar uma melhor gestão de processos, através de um controlo mais rápido e eficaz dos dados.



Enquanto empresa líder de mercado, a Schneider Electric pretende dar resposta a todas estas necessidades, através da oferta dos mais variados produtos e continuar a investir na evolução e inovação do nosso portefólio SCADA.”

Os próximos três anos serão decisivos para a Schneider Electric, período temporal em que tentará consolidar uma posição de crescimento desta oferta.

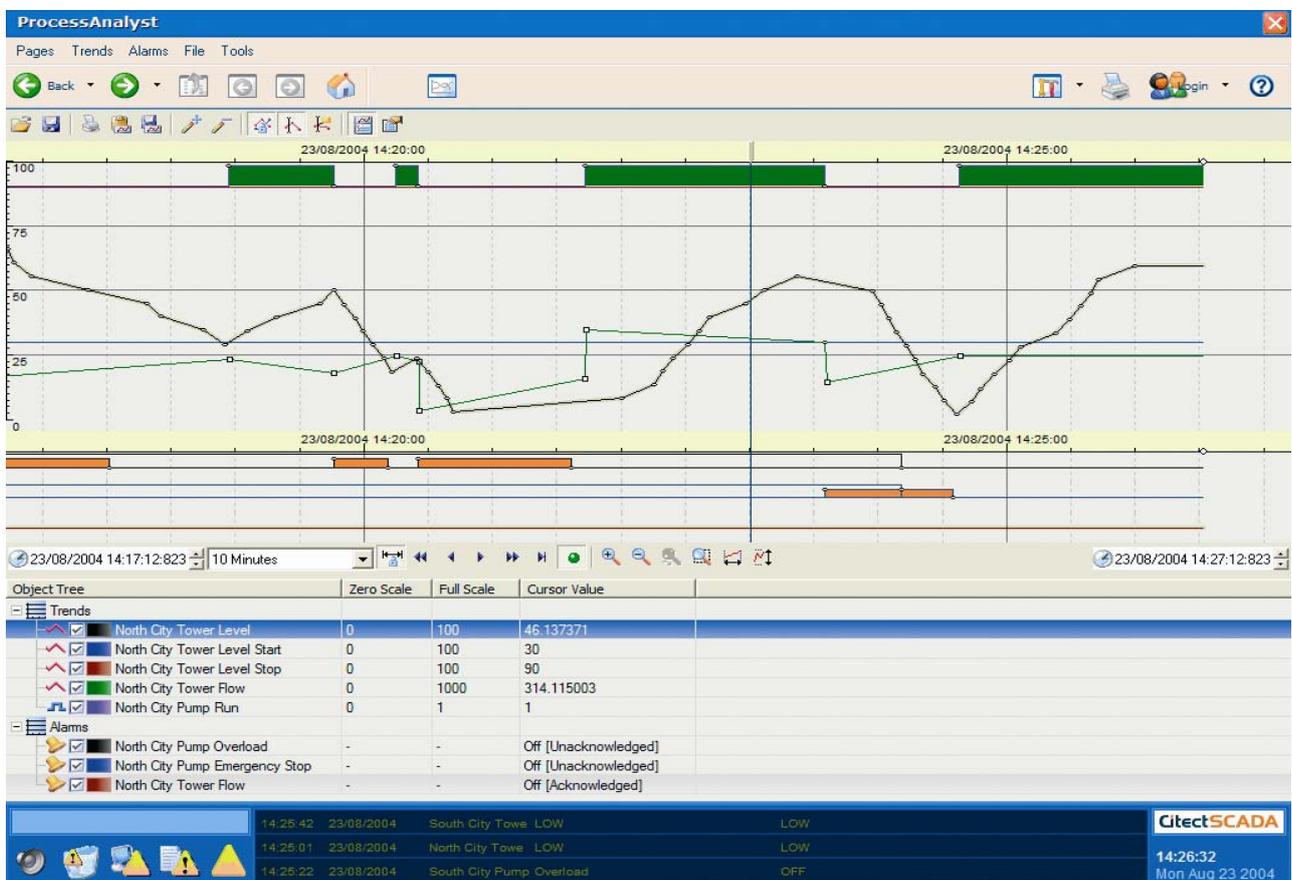
2. A evolução do mercado SCADA

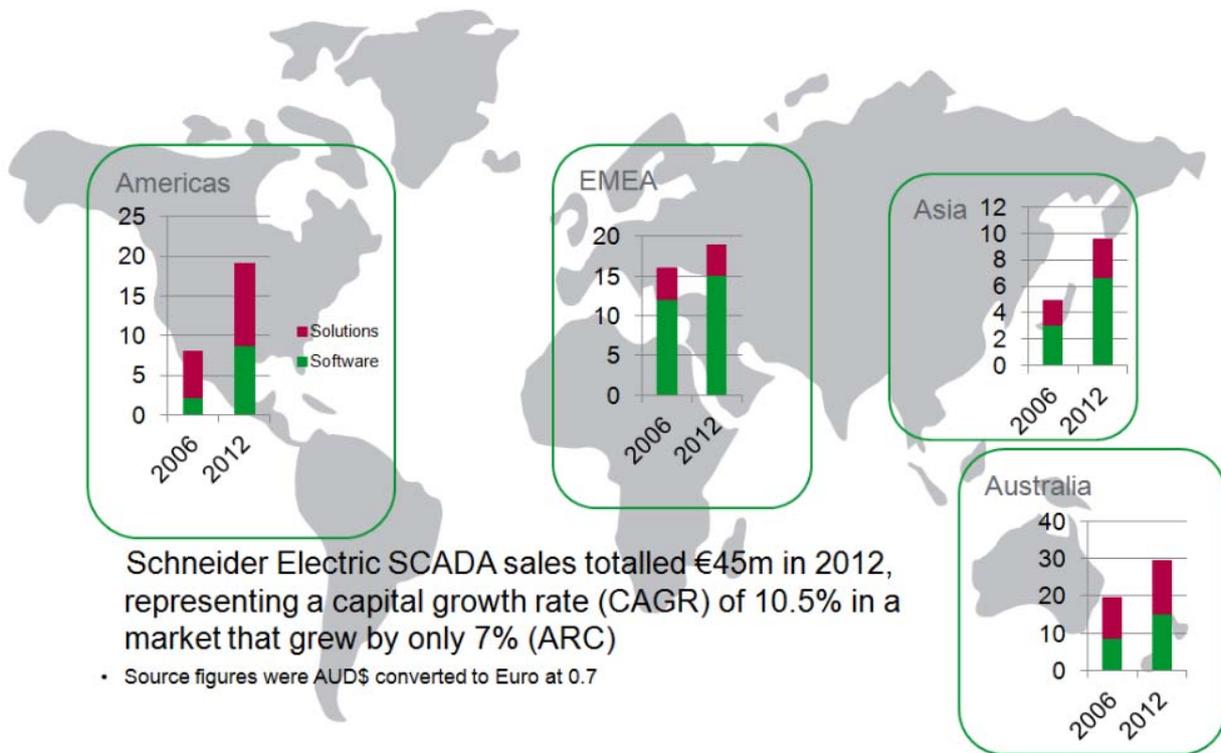
A evolução do mercado SCADA não tem sido linear. Houve tempo em que os produtos baseados em soluções SCADA eram praticamente indiferenciados, causando uma estagnação em termos de oferta e inovação. Contudo, este já não é o caso, e a Schneider Electric é um excelente exemplo disso, posicionando-se, hoje em dia, como uma das maiores empresas fornecedoras de produtos SCADA, através de uma diferenciação e qualidade de produtos acima da média.

A aquisição da Citect, SCADAgroup, Telvent e 7T alteraram por completo o panorama da oferta SCADA da Schneider Electric, solidificando o seu portefólio de produtos. A posição de mercado da empresa, após as operações em questão, torna este facto evidente.

Desde a aquisição da Citect, em 2006, a posição da Schneider Electric no mercado das soluções SCADA cresceu significativamente. As receitas aumentaram cerca de 10,5% num mercado que apenas cresceu 7%.

Atualmente, a Schneider Electric é capaz de oferecer a mais variada panóplia de produtos SCADA, que tenta integrar com outras soluções tecnológicas amplamente procuradas, tais como o *cloud computing*, *big-data*, *built-in analytics* e soluções de mobilidade.

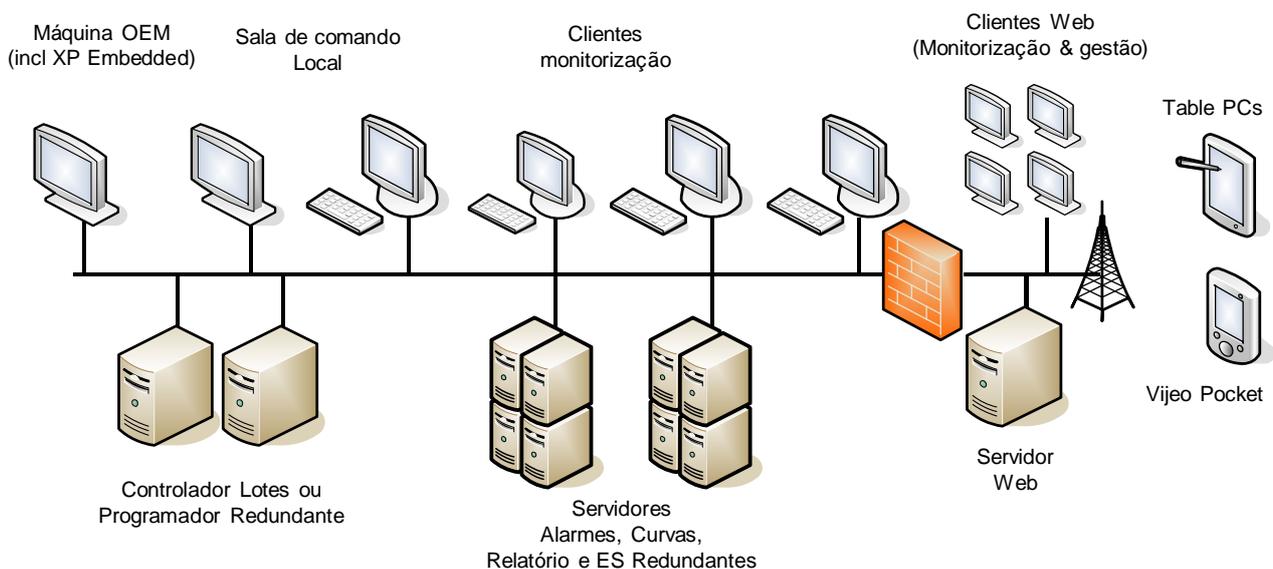




3. Convergência e verticalização: uma estratégia para o futuro

A Schneider Electric investirá, nos próximos três anos, os seus vastos recursos e experiência técnica na inovação de todo o portefólio SCADA. Esta inovação será feita segundo uma lógica de convergência e verticalização da oferta existente.

“Tendo por base que a evolução é o curso natural das coisas, estamos neste momento numa posição privilegiada com todas estas soluções SCADA,” destaca Eric Schwantler, Director de Gestão de Ofertas da SCADA, MES & Historian.

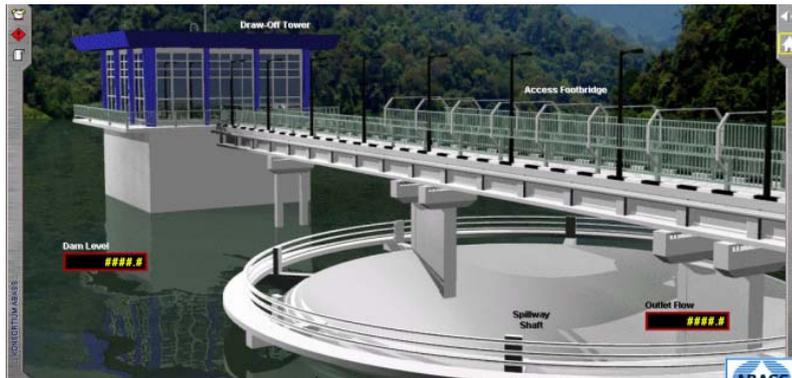


“Temos uma oportunidade única para consolidar e proporcionar valor acrescentado aos nossos clientes de forma mais rápida, ao tirarmos proveito das melhores componentes dos produtos que integram o nosso portfolio. O próximo passo é integrar todos estes produtos SCADA numa oferta de núcleo SCADA ao convergir as tecnologias destes produtos. Para os nossos clientes, esta simplificação significará que terão mais valor mais rapidamente através de uma adoção agressiva da tecnologia.”

O StruxureWare SCADA Expert será o produto central da oferta SCADA da Schneider Electric, que representa o melhor que pode ser feito em termos de convergência com outras soluções. Este produto combinará a simplicidade e consistência do StruxureWare com o melhor da monitorização de dados, o que permitirá ao operador uma confortável e familiar utilização desta mesma solução.

Sobre a Schneider Electric

Especialista global em gestão de energia, presente em mais de 100 países, a Schneider Electric oferece soluções integradas para vários segmentos de mercado. O grupo beneficia de uma posição de líder em energia e infraestruturas, processos industriais, automatismos, centros de dados e redes, bem como, de uma forte presença em aplicações residenciais. Mobilizados para tornar a energia segura, fiável, eficaz, produtiva e ecológica, os seus 140,000 colaboradores realizaram 24 mil milhões de euros de volume de negócios em 2012, comprometendo-se junto dos indivíduos e das organizações com o objetivo de os ajudar a fazer o máximo com a sua energia.



SMART CITY.**O FUTURO JÁ ACONTECE****I. INTRODUÇÃO**

Águeda recebeu formalmente no passado mês de Março o Selo de SMART CITY assim como o prémio de inovação no que ao apoio á internacionalização das suas empresas diz respeito e ao empreendedorismo que sempre demonstrou neste processo de desenvolvimento sustentável que já decorre no concelho á alguns anos.

Mais do que uma SMART CITY, Águeda quer ser uma HUMAN SMART CITY onde a tecnologia é utilizada para servir as pessoas. Os pilares principais deste projeto assentam:

- Governação
- Mobilidade / Acessibilidades
- Desenvolvimento Económico
- Imagem de Marca
- Ambiente / Sustentabilidade
- Inovação

II. PLANO DIRETOR DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A definição e especificação de aplicação de soluções energeticamente eficientes para a iluminação pública em municípios, que se pretendem inovadores, eficazes e energeticamente eficientes começa por um Bom Plano.

Tudo começa por um bom cadastro georreferenciado, traçar as medidas a aplicar no sentido de obter um serviço diferenciado seja por locais, horas ou fatores exteriores ao regular funcionamento da Iluminação Pública.

Neste Plano podemos definir os critérios mais importantes para cada Município sendo que alguns serão provavelmente comuns, tais como:

- Hierarquia Viária
- Tipos de Iluminação Existente
- Morfologia Urbana
- População

- Sinistralidade Rodoviária
- Níveis / Classes de Iluminação
- Modelos de Luminárias
- Temperatura de Cor
- Perfis de Funcionamento
- Aplicações de Sensores

A Soneres empresa de capitais 100% nacionais, presente no mercado desde 1959, apresenta uma família completa de produtos pensados para este tipo de aplicações. Estas soluções asseguram níveis de desempenho global sem precedentes, sem comprometer as questões económicas, uma vertente importante no âmbito deste projeto com um retorno de investimento muito atrativo.

É pois na exigência técnica que a Soneres tem a sua vantagem competitiva. A parceria de I&D com fornecedores de excelência na área dos LEDs e lentes óticas (líderes mundiais) permite colocar no mercado soluções de eficiência sem precedentes para a iluminação pública – o que aconteceu em Abril de 2009 pela primeira vez – na primeira Rua LED em Portugal (Pombal).

III. LUMINÁRIAS E TECNOLOGIAS PROPOSTAS

A Soneres apresenta diversos modelos de luminárias com tecnologia LED e VSAP com balastros eletrónicos de duplo-nível e multinível, bem como sistemas de telegestão, com vista ao cumprimento de medidas de eficiência energética.

Tecnologia LED

Luminária LUSA

para utilização em zonas com perfil preponderantemente viário, urbano ou rural, dotada de diferentes curvas de distribuição fotométrica e potências.

Recomendável para instalações com apoios de 4 a 10 metros de altura.

Luminária Fosteri

Para a substituição direta de luminárias existentes tipicamente em praças e jardins, apresentam-se os mesmos conceitos de iluminação Radial ou Axial, neste caso a LED.

Recomendável para instalações de 4 a 6 metros de altura.

Luminária Village

Finalmente, com o intuito de permitir a substituição de luminárias utilizadas em centros históricos (lanternas), apresenta-se o modelo Village. Este modelo procura manter o traço original, ao mesmo tempo que assegura níveis elevados de eficiência energética e fotométrica.

Recomendável para instalações de 4 a 6 metros de altura.

As luminárias LED, podem ser equipadas com driver de alimentação com “dimming” para incorporação em sistemas de Telegestão, ou para sistemas “Stand- Alone”

Todos os modelos apresentados encontram-se homologados na EDP para uso corrente nas redes de iluminação pública nacional.

Sistema Telegestão

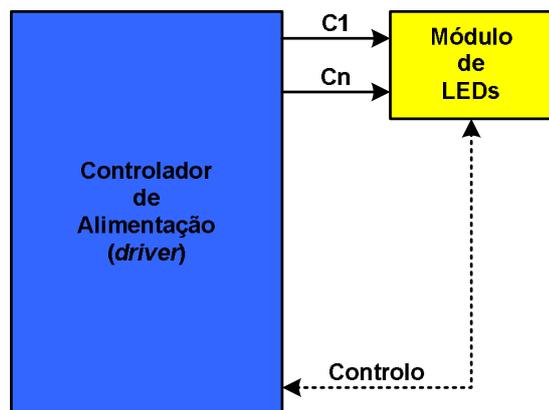
Os avanços tecnológicos na iluminação pública com tecnologia LED e os balastros eletrónicos trouxeram-nos para uma nova realidade, permitindo estas tecnologias com unidades eletrónicas, a possibilidade de gerir e controlar a iluminação, possibilitando reduções significativas nos custos operacionais.

O controlador é uma unidade eletrónica que utiliza rádio frequência (RF) como tecnologia de comunicação, para integração em luminárias LED ou luminárias com lâmpadas de descarga e balastros eletrónicos dimáveis. Este dispositivo permite uma regulação inteligente do fluxo, assim como a monitorização e controlo dos equipamentos.

Com este sistema pretende-se responder às principais necessidades da iluminação com soluções que apresentem uma poupança energética cerca de 50% face ao cenário base sem comprometer a qualidade de serviço prestada.

**IV. DESCRIÇÃO GERAL**

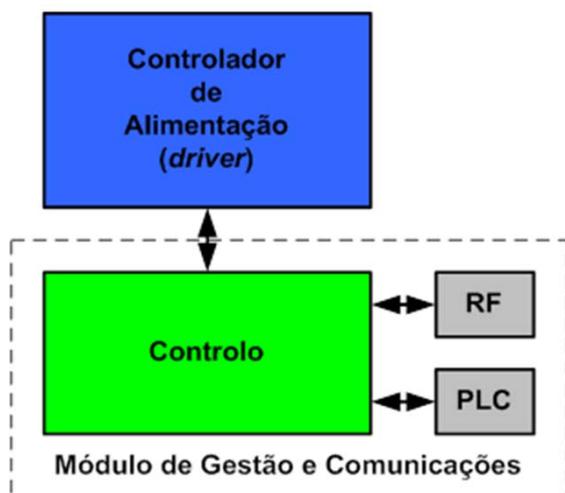
O driver de alimentação e o módulo controlador encontram-se separados fisicamente do compartimento do módulo de LEDs. Estes foram desenhados e concebidos para assegurarem a correta dissipação de calor gerado em funcionamento. A imagem seguinte ilustra o esquema do controlador de alimentação simplificado previsto.



Múltiplos canais de alimentação

Em relação ao módulo de gestão e comunicações, este poderá estar dotado de interface RF.

A imagem seguinte ilustra o esquema simplificado previsto.



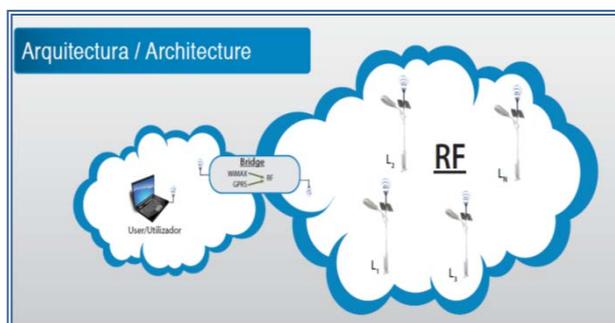
Estes módulos foram concebidos de acordo com as normas EN62384 (que regulamenta os equipamentos de controlo eletrónico para alimentação AC ou DC dos módulos de LED) e EN61347-2-13 (que regulamenta os requisitos particulares aplicáveis a equipamentos de controlo eletrónico para alimentação AC ou DC dos módulos de LED). Estão igualmente de acordo com o disposto nas normas ISO/IEC 14908, ANSI/CEA-709.1 e normas relacionadas para o desenvolvimento, fabrico e utilização de interoperabilidade aberta multifornecedor/multimarca de sistemas de gestão, utilização e controlo.

Benefícios

- Regulação de fluxo de 0 a 100% em passos de 1%;
- Comunicações sem fios do tipo RF (868 MHz), com capacidade de integração de luminárias em rede (evita a utilização de condutores adicionais);
- Interface para os protocolos DALI e DMX;
- Possibilidade de receção de comandos por infravermelhos;
- Calendário com programação de perfis horários;
- Entradas para sensores de presença e luminosidade;
- Entrada para interligação de periférico GSM/GPRS para interação remota;
- Medição do consumo e temperatura;

Em termos funcionais, o controlador de alimentação encontra-se equipado com correção ativa do fator de potência, assegurando, nas condições nominais de funcionamento (carga máxima) um fator de potência superior a 0,95. Para uma regulação de fluxo da ordem de 50% do mesmo, o valor do fator de potência não irá baixar dos 0,80. De modo a garantir a necessária resiliência a avarias, o controlador tem saídas para múltiplas séries de LEDs.

Arquitetura



Página deixada intencionalmente em branco!

SMART PANEL

MEDIÇÃO, CONTROLO E MONITORIZAÇÃO NUM CLIQUE

Resumo

Na sociedade atual, a preocupação com o ambiente, por um lado, e com o conforto e a segurança, por outro, faz com que a sustentabilidade energética se assuma como uma forma de intervenção adequada às exigências de qualidade de vida e à eficiência no âmbito da economia. Nesta conformidade, é incontornável a mais-valia do Smart Panel, um quadro elétrico inteligente criado pela Schneider-Electric com vista à consecução daqueles desideratos.

Iremos abordar, neste artigo, a gama de produtos que perfazem esta tecnologia, fazendo uma breve descrição de cada um deles, expondo de seguida um exemplo de aplicação desta tecnologia. Numa fase posterior apresentaremos as vantagens do Smart Panel face à tecnologia tradicional (até hoje a mais comum) no que respeita ao controlo de um quadro elétrico, Sistema de Gestão Técnica Centralizada.

I. Smart Panel

Smart Panel, um novo conceito de quadro elétrico desenvolvido pela Schneider-Electric, visa a otimização da sua funcionalidade na gestão dinâmica e pragmática das instalações elétricas, nomeadamente no que respeita ao controlo, monitorização e atuação sobre os dispositivos, quer in loco quer, sobretudo, à distância através de protocolos de comunicação. É passível de ser aplicada a qualquer tipo de edifício, seja ele de habitação, comércio, serviços ou indústria. Dado o potencial desta tecnologia e das funções que os seus componentes incorporam, é mais usual a instalação do *Smart Panel* em edifícios destinados a atividades industriais e comerciais, uma vez que estes contêm espaços de grandes dimensões, máquinas em permanente laboração, grandes sistemas de climatização e de iluminação. O elevado consumo de energia associado a estas situações impõe a necessidade de monitorização e

controlo constantes. O objetivo é, portanto, a consecução de maior eficiência no consumo energético.

Para a introdução desta tecnologia numa instalação, há que perceber se já existe um quadro elétrico (QE) dado que é possível a aplicação desta tecnologia em QE's tradicionais, permitindo-lhes melhorar exponencialmente a sua "performance", ou se se pretende projetar um novo, de raiz, uma vez que são usados diferentes componentes para cada tipo de situação, em função dos objetivos a que se destinam. Para tanto, devem ser entendidos os requisitos do cliente, e ter em consideração o usufruto pretendido para esta tecnologia: o cliente pode querer acompanhar o estado da instalação, obter os consumos dos diversos equipamentos, atuar sobre os dispositivos de proteção, controlar a iluminação, fazer a gestão de alarmes. Todas estas ações podem ser efetuadas quer no local da instalação quer remotamente, de acordo com a conveniência do utilizador, através de diferentes dispositivos (*tablets, smartphones*).

A figura 1 mostra o aspeto geral de um *Smart Panel*.



Figura 1. Aspeto geral de um *Smart Panel*

Os componentes que perfazem a tecnologia *Smart Panel* abrangem duas gamas de dispositivos, a seguir descritas: Gama *Enerlin'X* e *Acti9*.

II. Gama Enerlin'X

A gama *Enerlin'X* está associada aos dispositivos de potência (disjuntores de entrada) bem como à comunicação entre estes e o responsável pela gestão da instalação que pode ser o próprio cliente ou um encarregado pela manutenção.

Os diversos componentes que, quando devidamente configurados e interligados permitem o controlo da instalação e a troca de informação, são: módulo Interface *Modbus* (IFM), módulo Interface Ethernet (IFE), módulo E/S, ecrã FDM 128, ecrã FDM 121, *Data Logger Com'x 200*.

a) Módulo Interface *Modbus*

O IFM tem como função atribuir o endereço *Internet Protocol* (IP), através de dois seletores, ao disjuntor de baixa tensão (*Masterpact*, *Compact NSX*) a ele conetado e interligá-lo a uma rede *modbus*.

Este dispositivo é composto por 2 portas *Universal Logic Plug* (ULP), (protocolo de comunicação da Schneider-Electric usado para conetar o disjuntor ao IFM) e por uma porta *modbus*.

A figura 2 mostra o dispositivo em questão.



Figura 2. Módulo Interface *Modbus*

b) Módulo Interface Ethernet (IFE)

Este dispositivo tem como função ligar disjuntores de baixa tensão (*Masterpact*, *Compact NSX*) a uma rede *ethernet*.

O componente IFE existe em dois modelos: IFE para permitir a ligação do disjuntor à rede *ethernet*; *IFE+Gateway* que contém páginas integradas web de configuração, monitorização e controlo. Ambos os componentes incluem duas portas ULP, duas portas *ethernet* e são alimentados por uma tensão de 24V corrente contínua.

Através das páginas web torna-se possível a configuração e atuação imediata de toda a instalação a jusante do IFE.

A figura 3 ilustra o componente em questão.



Figura 3. Módulo Interface Ethernet

c) Módulo E/S

O módulo E/S, para disjuntores de baixa tensão (*Masterpact* e *Compact NSX*), é dotado de funcionalidades e aplicações integradas. Contém seis entradas lógicas com alimentação própria quer para o contacto seco NA (normalmente aberto) e NF (normalmente fechado) quer para o contador de impulsos, de três saídas lógicas que são um relé biestável. É composto, ainda, por uma entrada analógica para sensor de temperatura, Pt 100. A principal função deste dispositivo é dar informação ao utilizador da posição do disjuntor no chassi (aplicação integrada). A figura 4 mostra o componente em questão.



Figura 4. Dispositivo E/S

d) Ecrã FDM 128

O ecrã FDM 128 é um painel de visualização que comunica em rede *ethernet*. Este componente encontra-se na porta do invólucro e permite gerir até oito dispositivos e atuar sobre os mesmos, nomeadamente disjuntores *Masterpact* ou *Compact*, através de IFE ou *gateway*, disjuntores modulares, atuadores, contadores de energia, desde que estejam agrupados e ligados a uma interface do Acti9, *Smartlink IP*.

O painel de visualização FDM 128 é alimentado por uma tensão de 24V corrente contínua e dotado de uma porta *ethernet*. A figura 5 mostra o componente em questão.



Figura 5. Painel de visualização FDM 128

e) Ecrã FDM 121

O painel de visualização FDM 121 é um ecrã onde se pode visualizar os parâmetros elétricos obtidos a partir dos disjuntores *Compact* NSX, NS e *Masterpact* NW e NT.

Este dispositivo comunica em ULP e pode ser ligado diretamente ao disjuntor quando este é dotado de uma unidade de controlo *Micrologic*. Através do FDM 121 é possível visualizar os eventos e alarmes (disparos, valores de corrente cortada por defeito), e os estados dos disjuntores. Este componente é dotado de duas portas ULP e alimentado por 24V corrente contínua. A figura 6 ilustra o painel de visualização em questão.



Figura 6. Painel de visualização FDM 121

f) Data Logger Com'X 200

A *Data Logger Com'X 200* é um dispositivo que tem como função recolher toda a informação sobre a rede e transmiti-la para um servidor via *ethernet*, *wi-fi* ou via *General Packet Radio Service (GPRS)*. Da informação recolhida fazem parte: os consumos a partir de medidores de impulso; o estado dos contactores e relés de impulsos; os dados dos aparelhos ligados diretamente com a *Com'X*, via *modbus*. Este dispositivo é o único com capacidade para armazenar os dados e gerar um histórico dos consumos da instalação.

É dotada de um porta RS485 *modbus*, duas portas *ethernet* e duas portas Universal Serial Bus (USB). A alimentação é feita de três modos distintos a fim de oferecer redundância, ou seja, o primeiro recurso é a alimentação por corrente alternada (AC) o segundo é a alimentação por corrente contínua (DC) e, como último recurso *Power Over Ethernet (PoE)*.

A figura 7 mostra o dispositivo em questão.

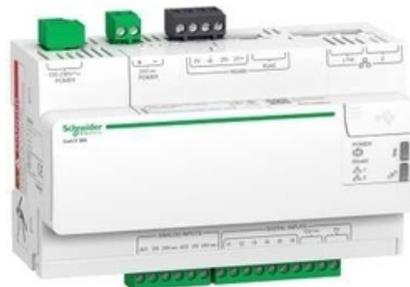


Figura 7. Data Logger Com'X 200

III. Gama Acti9

A gama Acti9 está associada à aparelhagem modular e é entendida como sendo a aparelhagem dotada de controlar os circuitos de uma instalação (por exemplo, tomadas, iluminação, estores) e de efetuar a leitura e recolha de valores de energia. Os protocolos de comunicação usados são *ethernet* e *modbus*.

Os diversos componentes que integram esta gama são: *Smartlink Modbus*, *Smartlink Ethernet*, *iOF+SD24*, *iEM2000T*, *iEM3110*, *iATL24*, *iACT24*, *Reflex iC60* e *RCA iC60*.

a) *Smartlink Modbus e Ethernet*

O *Smartlink* é um componente usado para transferir dados dos aparelhos da gama Acti9 para um sistema de monitorização através dos dispositivos de comunicação *Smartlink Modbus* (protocolo de comunicação *modbus*) e *Smartlink Ethernet* (protocolo de comunicação *ethernet*).

Conetada às régua *Smartlink* está toda a aparelhagem que faz a proteção aos diferentes circuitos. Relativamente aos disjuntores diferenciais e relés diferenciais, as régua têm a capacidade de comunicar o estado aberto/fechado, estado de disparado, número de ciclos de abertura/fecho, número de ações de disparo. Relativamente aos contactores e relés de impulsos, as régua são capazes de fazer o controlo de abertura, o controlo de fecho, de comunicar o estado aberto/fechado, de fazer e comunicar a contagem do número de ciclos.

Quanto aos disjuntores/*Reflex* iC60, estes podem ser controlados remotamente através das régua que fazem o controlo de abertura e fecho, e comunicam o estado dos mesmos. Relativamente aos contadores de energia, o *Smartlink* está dotado da capacidade de recolher as leituras feitas pelos diferentes dispositivos.

Apenas a régua *Smartlink* IP contém páginas web para poder gerir e configurar a instalação a jusante. As diferenças entre as régua *Smartlink* IP e *Modbus* centram-se no número de canais, no tipo de protocolo de comunicação usado e na integração de páginas web. A conexão de todos os componentes à régua é feita através de uma ligação própria, usando conetores Ti24.

A figura 8 ilustra uma régua *Smartlink* Ethernet.



Figura 8. Régua *Smartlink* IP

b) Dispositivo auxiliar iOF+SD24

Este componente é um auxiliar que, quando acoplado a um disjuntor, permite sinalizar o estado de aberto/fechado do disjuntor associado bem como verificar se o estado de “aberto” se deve à existência de algum defeito na instalação. Este módulo comunica com o *Smartlink*.

A figura 9 representa um auxiliar iOF+SD24.



Figura 9. Auxiliar iOF+SD24

c) Dispositivos auxiliares do Telerrutor iATL24 e Contator iACT24

Estes componentes são uns auxiliares que quando acoplados a um telerrutor e a um contator, respetivamente, permitem controlar e saber qual o estado do telerrutor e do contator, respetivamente.

A figura 10 ilustra um auxiliar do telerrutor iATL24 (esquerda) e um auxiliar do contator iACT24 (direita).



Figura 10. Auxiliar do telerrutor (esq); Auxiliar do contator (dir)

d) Disjuntor com telecomando (*Reflex iC60*)

O *Reflex iC60* é um disjuntor com telecomando. Tem como funções indicar o estado de aberto/fechado e assinalar a presença de defeito; oferece ainda a hipótese de ser comandado à distância.



Figura 11. *Reflex iC60*

e) Telecomando para disjuntores RCA iC60

Este telecomando, que se acopla aos disjuntores iC60, permite a abertura e fecho dos mesmos à distância, o rearme após o disparo, e o comando local pelo manípulo. A figura 12 ilustra o dispositivo em questão.



Figura 12. Telecomando para disjuntores RCA iC60

f) Software de configuração e gestão

Após a implementação da rede com os diferentes componentes acima descritos, a configuração e gestão da instalação é feita através de diferentes softwares. De seguida são elencados os softwares para o efeito:

- Páginas *Web* integradas nos diferentes dispositivos: IFE, *Com'X 200*, *Smartlink IP*;
- *Smartlink Test*;
- *StruxureWare Power Monitoring*;
- *Electrical Asset Manager*.

IV. Exemplo de aplicação desta tecnologia

O proprietário de uma empresa necessita de acompanhar e reduzir o consumo energético de todas as suas agências. Para isso, pretende efetuar o controlo diário da instalação, pelo que precisará de ecrãs de visualização nas agências, e ainda de ter a informação disponível na sede, em PC.

Requisitos do cliente:

- Medição diária do consumo de energia por agência e divisão dos consumos por tipo de carga, iluminação, AVAC.
- Visualização local para monitorização de estados/comandos dos disjuntores de proteção dos circuitos de tomadas bem como do circuito de alimentação da UPS.
- Centralização, registos, salvaguarda de dados.
- Fornecimento de ecrãs personalizáveis, diariamente, ao responsável do serviço de Eficiência Energética situado na sede e aos responsáveis locais (agências).

Solução adotada:

Iluminação: 2 zonas (escritório e comercial). Para fazer o controlo do circuito de iluminação e fazer a medição de consumos vão ser instalados relés com comando manual, monitorizados e controlados pelo auxiliar iACT24, um contador de impulsos iEM2000 por zona.

UPS: um auxiliar iOF+SD24 acoplado ao disjuntor permite saber o estado do disjuntor (aberto/fechado) e o estado deste (aberto/fechado) em caso de defeito.

AVAC: a proteção do circuito é feita por um disjuntor *Reflex iC60*. Para fazer a leitura de energia é usado um contador iEM3250 que transmite os dados por protocolo *modbus*.

Consumo de energia total: de forma a obter a leitura do consumo total de energia da agência é utilizado um iEM3250 trifásico.

Smartlink Ethernet: garante a monitorização do estado da iluminação, a monitorização dos disjuntores críticos, o controlo das zonas de iluminação e de AVAC, a contagem de impulsos de energia, e a comunicação com a *Com'X 200*.

Com'X 200: garante a aquisição de dados de sensores de temperatura, a gravação de dados, a geração de páginas web, e a comunicação GPRS com a web.

A figura 13 representa a solução adotada a fim de dar resposta aos requisitos do cliente.

V. Conclusão

A tecnologia Smart Panel (SP), enquanto conceito inovador e emergente no mercado, poderá afigurar-se uma tecnologia de custos elevados face a um sistema de gestão técnica centralizada (SGTC). Porém, devemos ter em conta a poupança em cablagem que um quadro elétrico tradicional exige para monitorização a partir de um SGTC, uma vez que a

reduzida cablagem existente no SP se centra no interior do quadro elétrico.

No SGTC, a cada circuito monitorizado corresponde um ponto de controlo, exigindo acrescido trabalho de engenharia no que respeita à elaboração de software específico, adaptado a cada instalação, o que se traduz num custo elevado. Na tecnologia SP, o trabalho de engenharia centra-se na conceção de cada componente, passível de replicação em todas as instalações. Confrontadas estas duas tecnologias, é manifesto o equilíbrio de custos de trabalho de engenharia.

É de realçar, ainda, a versatilidade do *Smart Panel* no que respeita à capacidade de expansão: os custos inerentes à inserção de requisitos incidem na aquisição dos componentes mais do que na sua configuração. Por outro lado, a poupança energética expectável, a médio prazo, permite concluir que a aposta nesta nova tecnologia constitui uma mais-valia a nível económico.

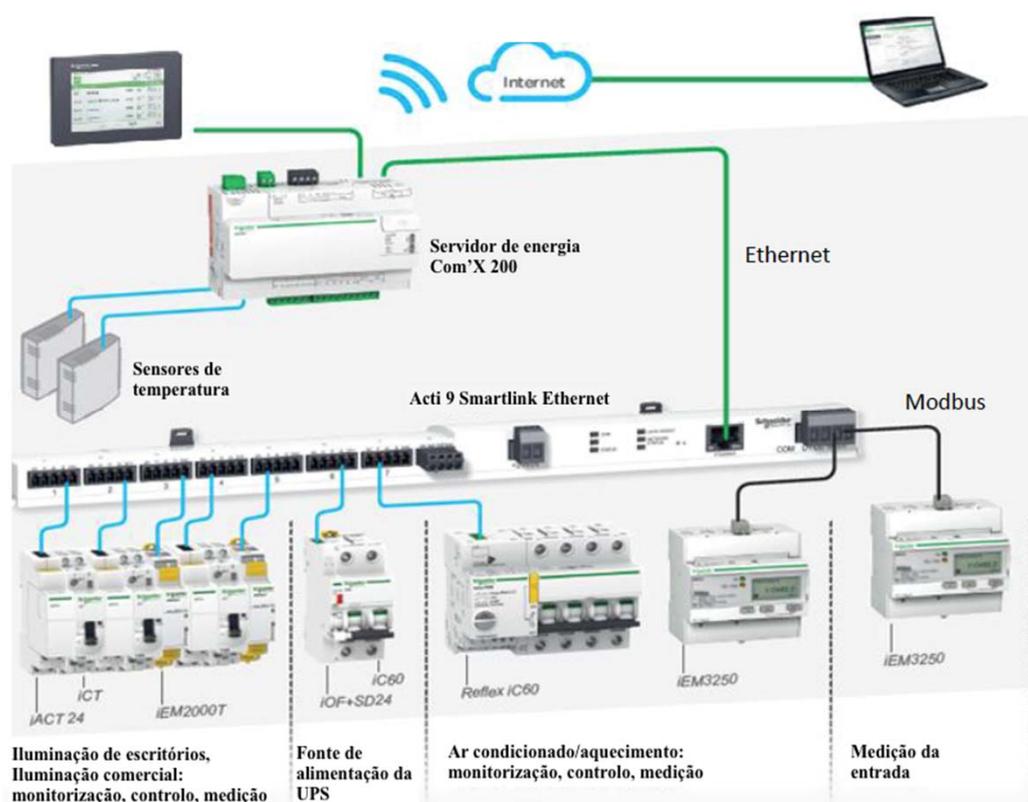


Figura 13. Arquitetura *Smart Panel*

KNX**STANDARD INTERNACIONAL PARA O CONTROLO DA HABITAÇÃO E EDIFÍCIOS**

Na fase de conceção de qualquer edifício, os termos conforto e poupança energética assumem uma relevância crescente. Para além dos aspetos puramente arquitetónicos (orientação do edifício, isolamento térmico e acústico, as fachadas em vidro etc), a introdução de elementos tecnológicos como é o caso da domótica ou imótica, contribuem simultaneamente para controlar as despesas energéticas e proporcionam mais conforto aos utilizadores.

A análise global da distribuição dos consumos energéticos em termos de energia final, revela que 50% dos consumos incidem nos sectores que agregam a iluminação, eletrodomésticos, aquecimento e arrefecimento.

No que diz respeito a climatização que representa 25% desse consumo, a taxa tende a aumentar em resultado da cada vez maior exigência em termos de conforto térmico, razão pela qual a intervenção com sistemas de controlo inteligente revela poupanças energéticas significativas.

O KNX, standard internacional para o controlo de habitações e edifícios, cumpre com os requisitos dos standards europeus, CENELEC 5009 e CEN EN 13321-1. Sendo vários os fabricantes que desenvolvem soluções em KNX, os diversos intervenientes num projeto (arquiteto, instalador, projetista

e utilizador) sentem confiança acrescida neste tipo de solução.

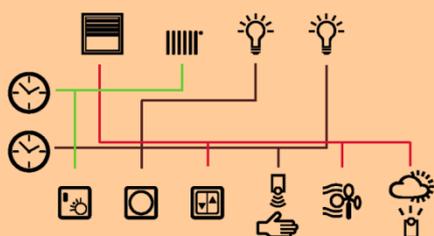
O KNX combina especialidades que eram habitualmente controladas separadamente:

- Iluminação
- Estores
- Aquecimento/Ar Condicionado/Ventilação
- Centro meteorológico
- Controlo temporizado
- Monitorização e sistema de alarme
- Gestão do edifício



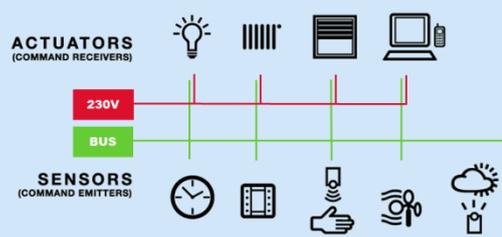
Numa solução convencional, a flexibilidade é reduzida, uma vez que existem muitas linhas separadas. Observando o esquema elétrico abaixo, é possível compreender a flexibilidade associada a tecnologia KNX.

A solução convencional: muitas linhas separadas, pouca flexibilidade.



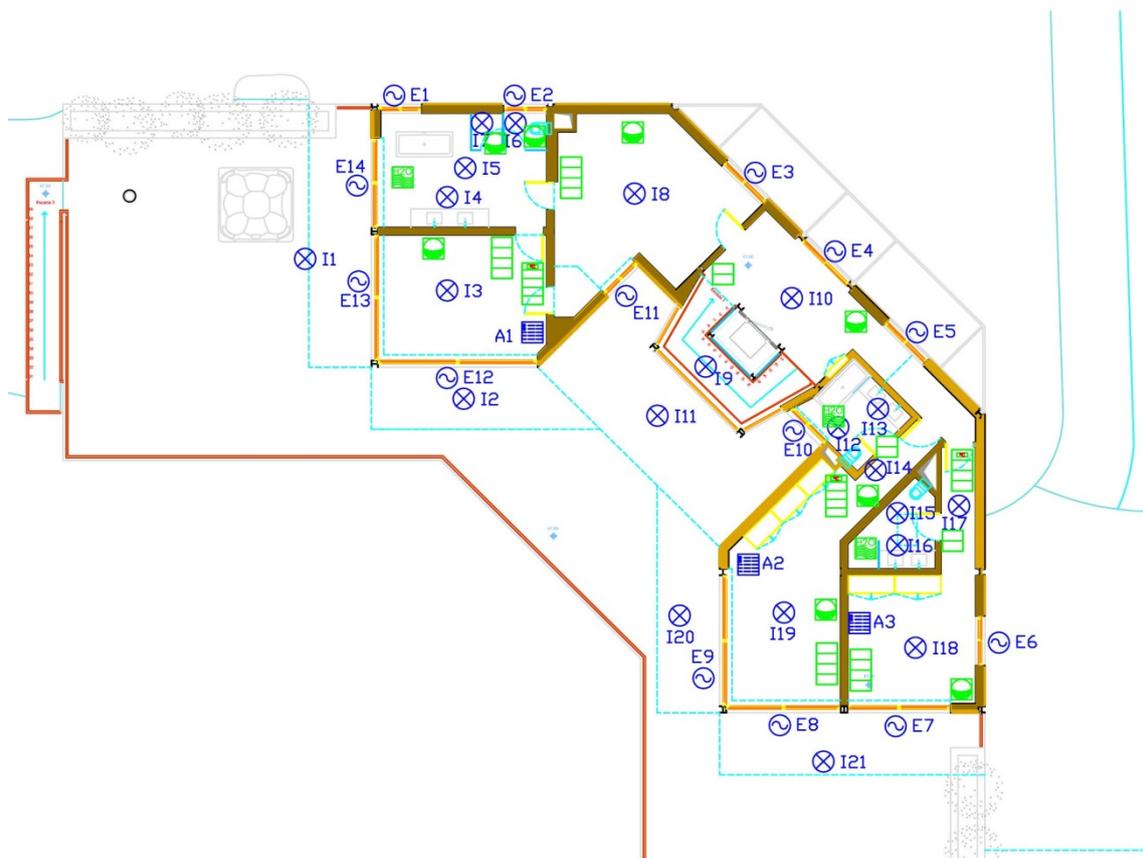
→ As soluções convencionais são facilmente dominadas pelas suas limitações.

A solução inteligente: INSTABUS KNX EIB.



→ O KNX EIB abre um leque de possibilidades quase ilimitado.

Case study - Projeto moradia



⊗	Circuito de Iluminação On/Off	▬▬▬	Pulsor de 2 Teclas	▬▬▬▬	Pulsor de 5 Teclas + Termóstato	SPAG	Detector de ÁGUA
⊗*	Circuito de Iluminação Dimmerizado	▬▬▬▬	Pulsor de 4 Teclas	▬▬▬▬▬	Painel Táctil	SPAG	Detector de FUMO
⊗~	Circuito Estores	▬▬▬▬▬	Pulsor de 3 Teclas	▬▬▬▬▬▬	Detector de Movimento 180° 2.20m	SPAG	Detector de GÁS
▬▬▬	Aquecimento	▬▬▬▬▬▬	Pulsor de 3 Teclas + Termóstato	▬▬▬▬▬▬▬	EVA Electro-válvula de ÁGUA		
▬	Pulsor de 1 Tecla	▬▬▬▬▬▬▬	Pulsor de 4 Teclas + Termóstato	▬▬▬▬▬▬▬▬	EVG Electro-válvula de GÁS		

No projeto da moradia aqui retratado, o sistema KNX permite o controlo da iluminação (on/off), o controlo dos estores, o controlo da temperatura, a segurança (intrusão, inundação, incêndio e monóxido de carbono), local e central através de um painel táctil (com servidor IP KNX).

Através dos pulsosres KNX é possível controlar cada um dos estores, pontos de iluminação, a temperatura de forma manual e independente, ou comandar esses equipamentos utilizando o conceito de cenários (conjunto de ações pré-definidas acionadas a determinadas teclas).

Deste modo, e a título de exemplo, será possível definir uma tecla para desligar toda a iluminação da habitação (ou parte dela), e outra tecla para abrir/fechar todos os estores.

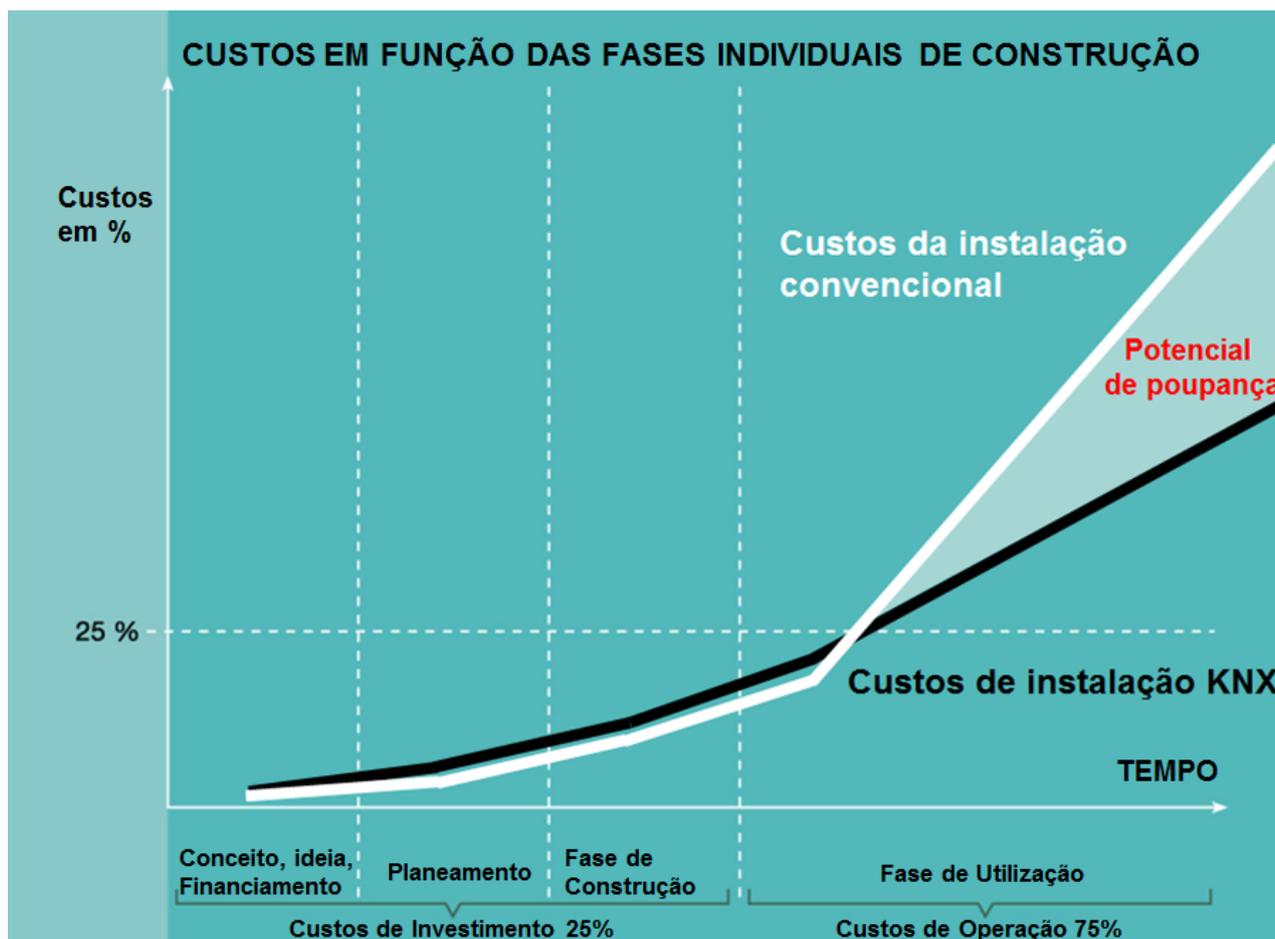
É possível combinar numa única unidade quatro funções instabus KNX: termóstato com visor informativo, botão de pressão e temporizador. Os cenários de iluminação e outras aplicações podem ser facilmente definidos à medida das suas necessidades, com um software tão simples que qualquer pessoa o poderá fazer.

O sistema de segurança foi concebido para proporcionar a máxima segurança com o mínimo de intervenção humana e uma integração total com o sistema KNX, contemplando:

- Segurança contra intrusão e segurança 24 horas (fumo, água, e gás);
- Comunicação telefónica de ocorrência de eventos através de mensagens de voz;
- Comando remoto por telefone através de comandos tonais (DTMF) tanto de segurança como da domótica;
- Integração funcional total com o sistema KNX, permitindo obter informação de estados num painel táctil.
- Utilização de detetores de movimento KNX nas zonas de circulação para a função alarme (quando ativo);

Neste projeto considerou-se a central de segurança KNX, comunicador telefónico, sirene exterior e interior, intrusão (detetores de movimento), inundação (sondas), e incêndio (detetores de fumo).

O controlo de todos os componentes proporciona um excelente nível de conforto e uma poupança energética que, decerto favorecerá a amortização da instalação num curto período de tempo, para além de contribuir para que a moradia seja energeticamente ecológica.



AUTORES**Alberto Van Zeller**

Curso de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto. Últimos 25 anos dedicados à especialização em iluminação, frequentando cursos e seminários promovidos pela IESNA e Lighting Research Center nos USA, últimos dos quais em Fevereiro deste ano em Sta Clara/California sobre tecnologia LED. Membro da Comissão Técnica Europeia de Normalização para Luminárias, Balastros, Lâmpadas e Condensadores (CTE34A,B,C e D), entre 1989 e 1994. Vice-Presidente para a área técnica do Centro Português de Iluminação (CPI). Membro da Illuminating Engineering Society of North America(IESNA). Membro do Comité Espanhol de Iluminação (CEI). Membro do Grupo de Trabalho que elaborou o Documento de Referência de Eficiência Energética para Iluminação pública (DREEIP), sob coordenação do Ministério de Economia e Inovação (MEI). Consultor para a área de iluminação pública da Agência para a Energia (ADENE). Country manager do Grupo Indal em Portugal, entre 2000 e 2012.. Country manager da Aura Light em Portugal, desde 2012.

**Alexandre Miguel Marques da Silveira****(asi@isep.ipp.pt)**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Sistemas Elétricos de Energia, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto no ano de 2000. Mestre (pré-Bolonha) em Gestão de Ciência, Tecnologia e Inovação, pela Universidade de Aveiro, em 2007. Doutorando do Programa Doutoral em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Docente no Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 2001.

**Alfredo Verónico da Silva****alfredo@sgotf.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto
Aluno de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica -Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto
Responsável pedagógico na entidade formadora SGO-Tecnologia e Formação, Lda.

**Américo Manuel Marques Alves Viana**

Licenciatura em Engenharia e Gestão Industrial pela Universidade Lusíada. Pós – Graduação em Proteção Contra Incêndio em Edifícios, pela Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade de Coimbra. Especialista de SCIE para a elaboração de projetos e planos de 3ª e 4ª Categoria de Risco pela ANPC. De Janeiro de1996 até á atualidade, Diretor Comercial / Técnico da empresa Vianas, SA,

**Ana Paula de Freitas Assis Antunes****paula.assis@topinformatica.pt**

Licenciada em Engenharia Civil - Ramo Produção e mestre em Engenharia Civil - Opção de Estruturas, Geotecnia e Fundações pela Universidade do Minho. Docente na Universidade do Minho nas disciplinas de Materiais de Construção, Geotecnia, Hidráulica Geral, Obras Marítimas e Fluviais, entre 1988 e 1990 e nas disciplinas de Estruturas de Betão I e II, desde 2005. Sócia da empresa Top - Informática, Lda., exerce funções de direção técnica (desde 1991) e direção geral (desde 2001). Foi sócia fundadora da empresa TDP - Projeto e Fiscalização, Lda., em 1991, exerceu funções de direção técnica e execução de projetos de engenharia civil entre 1991 e 1994.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

**André Filipe Pereira Ponte****1110433@isep.ipp.pt**

Frequenta o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), tendo completado o grau de licenciatura em Engenharia de Sistemas (LES) no ISEP em 2013/1014. As suas áreas de interesse estão vocacionadas para sistemas inteligente aplicados a redes elétricas de energia (Smat Grids).

**António Augusto Araújo Gomes****aag@isep.ipp.pt**

Mestre (pré-bolonha) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
Professor do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999. Coordenador de Obras na CERBERUS - Engenharia de Segurança, entre 1997 e 1999. Prestação, para diversas empresas, de serviços de projeto de instalações elétricas, telecomunicações e segurança, formação, assessoria e consultadoria técnica.

**António Carvalho de Andrade****ata@isep.ipp.pt**

Licenciatura. Mestrado e Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
Colaborador da EDP – Energias de Portugal (22 anos)
Professor ajunto do departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto

**António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**

Natural do Porto (1950), é licenciado (1973) e doutorado (1984) em Engenharia Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).
Desenvolveu trabalho de investigação na *Direction des Études et Recherches* da *Electricité de France* (EDF), para a preparação do grau de Doutor (1979-82).
Professor Catedrático da FEUP desde Novembro de 1991. É membro eleito do Conselho de Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores e do Conselho Científico da FEUP.
Promoveu a criação, instalação e montagem do Laboratório de Alta Tensão (LAT) da FEUP.
Tem dedicado particular atenção aos problemas relativos à produção de energia elétrica por recurso a fontes renováveis, em especial a energia hidroelétrica.
Membro efetivo da Ordem dos Engenheiros, assume as funções de Presidente do Colégio Nacional de Engenharia Eletrotécnica para o mandato de 2013-2016.
Colabora com a Agência de Avaliação e Acreditação do Ensino Superior (A3ES) na área da Engenharia Eletrotécnica e Computadores, tendo participado em diversas Comissões de Avaliação Externa (CAE).

**António Manuel Luzano de Quadros Flores****(aqf@isep.ipp.pt)**

Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Especialidade de Sistemas de Energia pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (2013);
Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto; "M.B.A." em Gestão na Escola de Gestão do Porto da Universidade do Porto (1999);
Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Produção, Transporte e Distribuição de Energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (1982);
Docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1993;
Desenvolveu atividade na SOLIDAL no controlo de qualidade e manutenção, na EFACEC na área comercial de exportação de máquinas elétricas, na British United Shoe Machinery na área de manutenção, na ALCATEL-Austrália na área de manutenção, na ELECTROEXPRESS, em Sidney, na área de manutenção e instalações elétricas.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

António Silva

antonio.silva@efapel.pt

Engenheiro Eletrotécnico licenciado pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.
Responsável pelo Serviço de Apoio Técnico da EFAPEL- Empresa Fabril de Produtos Eléctricos, S.A."

Benilde Magalhães



Carlos Alberto Gomes Resende

1120937@isep.ipp.pt

Licenciado em Engenharia Eletrónica e Automação, pelo Instituto Superior Politécnico Gaya (ISPGaya).
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

Carlos Eduardo G. Martins

WEG Equipamentos Eléctricos S.A.



Carlos Valbom Neves

c.neves@tecnisis.pt

Com formação em Engenharia Eletrotécnica, pelo Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, e licenciatura em Gestão de Empresas, tendo colaborado com a FESTO, PHILIPS, ABB – Asea Brown Boveri, Endress&Hauser e TECNISIS. É especialista em Instrumentação, Controle de Processos Industriais e em Sistemas de Aquecimento e Traçagem Eléctrica. Tem cerca de 25 anos de experiência adquirida em centenas de projetos executados nestas áreas. Vive no Estoril, em Portugal.

Carlos Silva



Daniel Filipe da Silva Paiva

danielfspaiva@gmail.com

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), 2011.
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).
Bolseiro de Investigação em Eficiência Energética, GECAD, ISEP.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:



Diogo Maximino Ribeiro da Silva

1120105@isep.ipp.pt

Aluno de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Diogo Soares

Ewelina Szwal

ee.szwal@gmail.com

Aluna ERASMUS do curso de Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto.



Fábio Joel Gouveia Pereira

1100343@isep.ipp.pt

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Porto, Portugal, 2013.

Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Porto, Portugal.



Fábio Emanuel dos Santos Nogueira

1130258@isep.ipp.pt

Aluno do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Colaborador no Instituto Politécnico do Porto (IPP) e no GILT.ISEP.

Fernando Barrias

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:



Fernando Jorge Pita

fjafp2014@gmail.com

Formado pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto em Engenharia Electrotécnica. Engenharia de Manutenção da Industria Electrónica – Texas Instruments (8 anos). Supervisão de Serviços Técnicos de Manutenção (18 anos). Supervisor de assistência técnica da M. Simões Jr. Supervisor de assistência técnica da Superex – Maquinas e Sistemas, Lda.. Diretor Técnico da MCI – Maquinas de Costura Industriais S.A. 30 anos na Formação, desenvolvendo, coordenando e apoiando tecnicamente diversos projetos de formação, em Centros de Formação e Empresas de Formação Profissional.

Fernando Maurício Dias



Frederico Miguel Cardoso Rosa

frederico.rosa@siemens.com

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Politécnico de Leiria em 2005, formação em RCCTE pelo Instituto da Soldadura e Qualidade, em 2008, Pós Graduação em Gestão e Eficiência Energética pelo Instituto da Soldadura e Qualidade em 2009, *Executive Education Program: Silicon Valley Immersion pela University of San Francisco*, em 2012, MBA - *Master of Business Administration* pelo Instituto Superior de Economia e Gestão, em 2013.

Como experiência profissional de 2004 a 2008 na Siemens, Automation and Drives, como responsável de promoção na zona centro do país. De 2008 a 2010 na Honeywell Portugal, Honeywell Building Solutions, como responsável em Portugal pelo desenvolvimento de Soluções em Edifícios. Desde 2010, na Siemens SA, Building Technologies, como responsável pela rede de parceiros e gestor do canal de produto de deteção de incêndio e sistemas de gestão técnica, em Portugal.



Hélder Nelson Moreira Martins

helmar@televes.com

Síntese Curricular: Licenciatura em Engenharia Electrónica e Telecomunicações na Universidade de Aveiro, participou num projeto sobre Televisão Digital Interativa no Instituto de Telecomunicações em Aveiro e possui uma Pós-Graduação em Infraestruturas de Telecomunicações, Segurança e Domótica realizada no Instituto Superior de Engenharia do Porto. Curso Avançado de Marketing Relacional e Fidelização de Clientes na Escola de Negócios Caixa Nova em Vigo. Desempenha funções no Departamento Técnico da Televés Electrónica Portuguesa, S.A. desde 2003 e colabora com diversas entidades na área da Formação ITED e ITUR exercendo esta atividade desde 2006.

Henrique Nuno Baptista Gonçalves

ngoncalves@gmail.com

Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Desde 2015 até à data: Engenheiro – Pesquisa, Desenvolvimento e Certificação, WEGeuro - Indústria Eléctrica, S.A.. De 2009 a 2014, Investigador Auxiliar no Grupo de Electrónica de Potência e Energia – Centro Agoritmi – Universidade do Minho. De 2006 a 2009, Professor de Informática, Ministério da Educação - Direção Regional de Educação do Norte. De 1999 a 2006, Docente no Instituto Politécnico de Bragança - Departamento de Eletrotécnica. De 1998 a 1999, Investigador na EFACEC Universal Motors S.A. - Departamento de Estudos Estratégicos.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

**Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva****(hjs@isep.ipp.pt)**

Licenciado em Engenharia Electrotécnica, em 1979, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, opção de Produção, Transporte e Distribuição de Energia.
Diploma de Estudos Avançados em Informática e Electrónica Industrial pela Universidade do Minho.
Mestre em Ciências na área da Electrónica Industrial.
Professor Adjunto Equiparado do ISEP, leccionando na área da Teoria da Electricidade e Instalações Eléctricas.

**Horst Huldreish Ardila Hamada Marques****ho_huldreish@hotmail.com**

Brasileiro, ingressou entre os 5 primeiros alunos no curso técnico de mecatrônica em 2008, na Escola Técnica Estadual Prof. Basilides de Godoy. Formado com bolsa de estudos integral em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência, Energia e Automação pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, UPM, ganhou prêmios pela 3ª melhor média geral do curso e 3º melhor Trabalho de Conclusão de Curso dos formandos daquele semestre. Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos De Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto, ISEP, foi o 1º aluno deste curso a concluir o acordo bilateral de Dupla Titulação celebrado entre UPM e ISEP, fazendo uma dissertação conjunta com orientadores brasileiro e português.
Atualmente, trabalha como Engenheiro de Compras na Siemens LTDA."

**Hugo Ricardo dos Santos Tavares****hugtavares13@hotmail.com**

Aluno do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto.
2012 a 2016 - Sisint: Engenheiro de controlo e comando/proteções em subestações.
Desde 2016 – Kathrein Automotive: Departamento de qualidade

João Alexandre**jalexandre@brand-rex.com**

Brand-Rex - Network Infrastructure Cabling Systems

www.brand-rex.com

**João Emilio Almeida****jesca.msc@gmail.com**

Engenheiro Informático Industrial pelo ISEP, Mestre em Segurança Contra Incêndios Urbanos pela Universidade de Coimbra e Doutorando na FEUP em Informática. Membro da Ordem dos Engenheiros e da NFPA. Membro efetivo da Ordem dos Engenheiros e da NFPA.
Consultor e projetista de Segurança Contra Incêndio; responsável por projetos de grande dimensão em Portugal e no estrangeiro, centros comerciais e hospitais. Formador em cursos para Projetistas da 3ª e 4ª categoria de risco em SCI. Presentemente é doutorando em Engenharia Informática na FEUP e investigador no LIACC (Laboratório de Inteligência Artificial e Ciência dos Computadores) da Universidade do Porto sendo a sua área de investigação a Modelação e Simulação do Comportamento Humano em Situações de Emergência utilizando Jogos Sérios.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:



João Miguel Leite Magalhães

joomagalhaes23@gmail.com

Mestre em Energias Sustentáveis e Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Desde novembro de 2011 presta serviços na área da Gestão de Contratos e Consumos de Energia e de Eficiência Energética.



João Paulo Pinto

jpp@skk.pt

Licenciado em Eng. Mecânica na FEUP, tem um DES pelo Institut Français du Pétrole, um MBA pelo então Instituto Superior de Estudos Empresariais da Universidade do Porto tendo realizado várias formações executivas em diversas escolas, em particular, em Harvard, MIT e Insead.

Depois de ter sido consultor na Accenture, esteve 18 anos no Grupo Sonae onde foi administrador de várias empresas, em vários setores de atividade e vários países.

Em Março de 2014 fundou a SKK, Lda empresa da qual é o CEO



Jorge Manuel Botelho Moreira

jorgemoreira6870@hotmail.com

Frequência do mestrado em Engenharia Electrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto.



Jorge Manuel Teixeira Tavares

jtv@isep.ipp.pt

Jorge Tavares é Eng.º Eletrotécnico pela FEUP, tem o Mestrado em Informática Industrial pela Université de Technologie de Compiègne (França) e o título de Especialista em Engª Eletrotécnica pelo ISEP/IPP. É Professor Adjunto no DEE do ISEP desde 1991, onde tem lecionado na área científica da Teoria dos Sistemas e da Automação e Controlo. Tem uma grande experiência profissional no desenvolvimento e implementação de projetos de Automação e de Informática Industrial.



José António Beleza Carvalho

jbc@isep.ipp.pt

Nasceu no Porto em 1959. Obteve o grau de B.Sc em engenharia eletrotécnica no Instituto Superior de Engenharia do Porto, em 1986, e o grau de M.Sc e Ph.D. em engenharia eletrotécnica na especialidade de sistemas de energia na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, em 1993 e 1999, respetivamente.

Atualmente, é Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando as funções de Diretor do Departamento.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

José Caçote**jose.cacote@qenergia.pt**

Licenciado em Engenharia Física pela Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Membro da Ordem dos Engenheiros. Colaborador da QEnergia desde a sua fundação (Outubro de 2001), especializando-se na Medida Elétrica. Mestre na área da Segurança. Especialista Certificado em Termografia pelo SGS. Desempenha funções de coordenação na área das auditorias a instalações elétricas e na implementação de sistemas de gestão e qualidade da energia. Realizou vários seminários com a temática da qualidade da energia, termografia e segurança nas instalações elétricas. Atualmente é o Diretor-Geral da QEnergia.

**José Caldeirinha****jose.caldeirinha@certiel.pt**

Licenciado em engenharia eletrotécnica pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, mestre em engenharia eletrotécnica na área das energias renováveis, pela mesma Faculdade e especializado em Gestão pelo ISEG. Desde há 12 anos que é analista técnico do quadro da CERTIEL - Associação Certificadora de Instalações Elétricas, afeto ao Gabinete Técnico."

**José Carlos P. Cerqueira****1140189@isep.ipp.pt**

Frequenta o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), tendo completado o grau de licenciatura em Engenharia Eletrotécnica na Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro (UTAD) em 2013/2014. As suas áreas de interesse estão vocacionadas para as energias renováveis sistemas inteligentes aplicados à gestão de equipamentos de redes elétricas de energia.

**José Eduardo Mendes Saavedra De Pinho****1060398@isep.ipp.pt**

Frequentou a Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (LEE-SEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), tendo completado o grau em 2014/2015. As suas áreas de interesse estão vocacionadas para as telecomunicações, bem como energias renováveis.

**José Luís Almeida Marques de Faria****(jlamfaria@gmail.com)**

Mestre em Engenharia Electrónica e de Computadores, na área de Sistemas e Planeamento Industrial (Plano de estudos Bolonha - 120ECTS), Instituto Superior de Engenharia do Porto).

Director técnico na empresa Touchdomo.

Fornece serviços à Industria Azevedos, com a função de integrador KNX e EnOcean.

Formador na área da domótica e engenharia electrónica/eléctrica.

Funcionário da empresa Intelbus, Soluções para edifícios, Lda, com a função de integrador KNX e LonWorks, desde Agosto de 2008 até Junho de 2010.

**José Rodrigo Pereira****rodrigo.pereira@sapo.pt**

José Rodrigo de Oliveira Pereira, aluno da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto, tendo conclusão prevista no ano letivo de 2013/2014. Desde abril de 2004 é trabalhador independente, sendo a área de intervenção principal a instalação, manutenção preventiva e corretiva de armazéns automáticos, também representando em Portugal o serviço técnico da aplicação informática WMS (*Warehouse Management System*) - PULises da empresa Catalã - SEIDOR SA.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:**José Ricardo Teixeira Puga****jtp@isep.ipp.pt**

Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.
Professor da unidade curricular de Eletromagnetismo, no Instituto Superior de Engenharia do Porto. Detém ainda responsabilidades de vice-diretor da Licenciatura de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia e de Vice-Diretor do Centro de Prestação de Serviços – TID.

**Maria Judite Madureira Da Silva Ferreira****mju@isep.ipp.pt**

Diretora e docente na licenciatura de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (LEE-SEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP). As suas áreas de investigação são relacionadas com Redes Elétricas.

**Luis Ricardo Matos Cunha Viana de Carvalho****luiscunhacarvalho@gmail.com**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, e Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Desde Outubro de 2015 que desempenha funções na Schneider-Electric Portugal, como Field Sales Specialist Engineer.

**Luís
lcc@isep.ipp.pt****Filipe****Caeiro****Castanheira**

Licenciado e Mestre em Engenharia Eletrotécnica.
Docente do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

**Luís Miguel Pereira da Costa Rodrigues****1100356@isep.ipp.pt**

Frequenta o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP). As suas atividades de pesquisa atuais estão focadas em Wireless Power.

**Manuel Maria Pereira de Azevedo****mpa@isep.ipp.pt**

Doutorado em Física, na área da Física do Estado Sólido pela Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Licenciado (Diplom-Physiker) em Física Aplicada pela Universidade de Duisburg-Essen na Alemanha, Professor Coordenador no Instituto Superior de Engenharia do Porto no Departamento de Física. Foi Professor Auxiliar Convidado na Universidade de Aveiro, Assistente Convidado na Escola Superior de Biotecnologia da Universidade Católica do Porto, Bolseiro de Doutoramento da FCT (programa PRAXIS XXI), Diretor Geral da empresa Goosun, Lda, produtora de painéis fotovoltaicos em Santa Maria da feira e Diretor Técnico na empresa EARTHLIFE, SA, promotora de parques fotovoltaicos.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

**Manuel Bolotinha****manuelbolotinha@gmail.com**

Licenciou-se em 1974 em Engenharia Eletrotécnica no Instituto Superior Técnico, onde foi Professor Assistente. Tem desenvolvido a sua atividade profissional nas áreas do projeto, fiscalização de obras e gestão de contratos de empreitadas de instalações elétricas, não só em Portugal, mas também em África, na Ásia e na América do Sul. Membro Sénior da Ordem dos Engenheiros e Membro da Cigré, é também Formador Profissional, credenciado pelo IEPF, conduzindo cursos de formação, de cujos manuais é autor, em Portugal, África e Médio Oriente.

**Manuel Bravo de Faria Cruz****mbc@isep.ipp.pt**

Manuel Cruz licenciou-se em Matemática Aplicada pela Faculdade de Ciências da Universidade do Porto em 1998 e obteve o grau de Mestre em Estatística Aplicada e Modelação pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 2003. Concluiu em 2011 o Doutoramento em Matemática Aplicada pela Universidade do Porto. Trabalha no Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999, primeiro como Assistente e desde 2009 como Professor Adjunto.

**Manuel João Dias Gonçalves****mdg@isep.ipp.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Exerce funções docentes no Instituto Superior de Engenharia, na categoria de Professor Adjunto, no Departamento de Engenharia Eletrotécnica.

**Marco Aurélio Rios da Silva****masi@isep.ipp.pt**

Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP). Desde outubro de 2007 que desempenha funções no GECAD, como investigador. As suas áreas de investigação são relacionadas com gestão dos recursos energéticos distribuídos.

**Maria Teresa Do Valle Moura Costa****mco@isep.ipp.pt**

Licenciada em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, recebeu o grau de Mestre em Investigação Operacional e Engenharia de Sistemas, pelo Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa e o grau de Doutor em Ciências de Engenharia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Exerce funções docentes no Instituto Superior de Engenharia, na categoria de Professor Adjunto, no Departamento de Matemática. Ocupa o cargo de Diretor de Curso de Licenciatura em Engenharia de Sistemas.

**Mário André da Silva Fonseca****1140191@isep.ipp.pt**

Frequenta o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEESEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP), tendo completado o grau de licenciatura em Engenharia Eletrotécnica na Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro (UTAD) em 2013/2014. As suas áreas de interesse estão vocacionadas para as energias renováveis e sistemas inteligentes aplicados à gestão de equipamentos de redes elétricas de energia.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:**Mário Fernando Soares de Almeida****marioalmeida06@gmail.com**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto. Finalista de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Ramo de Energia e especialização em Instalações Eléctricas. Inscrito na Ordem dos Engenheiros. Certificado pela EIBA em sistemas de domótica KNX (siemens - instabus).

Sócio fundador da empresa TECNITRACE LDA, onde exerce funções de direção técnica e comercial desde 1991. Dirigiu diversos trabalhos técnicos de instalações de traçagem, instalações eléctricas, de aquecimento e domótica, e de instrumentação e controlo de sistemas. Representante especialista em sistemas de Traçagem Eléctrica da empresa FLEXELEC. Especializado em material de corte comando, proteção automação e domótica da SIEMENS, como técnico vendedor. Colaborou na empresa Alemã BARTEC, fabricante de material eléctrico ATEX. Colaborou na empresa INAPAL, fornecedora de Armários de distribuição para a rede de BT da EDP. Trabalhou no gabinete de Projetos e Fiscalização de Obras na empresa PIBETA.

**Mário Pombeiro****andrepomb@gmail.com**

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Pós-Graduação em Qualidade pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto/Instituto Eletrotécnico Português. Inspetor na área das instalações eléctricas para a Certiel. Inspetor de ascensores, escadas e tapetes rolantes reconhecido pela D.G.E.G.. Analista de projetos eléctricos para a Certiel. Formador dos Cursos: Eletricistas Principais centro de condução Porto – EDP Valor/IEP; Medidas Eléctricas – EDP Valor/IEP; Tecnologia de Transformadores – EDP Valor/IEP; Prevenção de Riscos Eléctricos – Efacec/IEP; Manobras em PT's e PS's com equipamentos isolados a SF6 – REPOWER/IEP. Executa vistorias técnicas à execução de chegadas e Ordens de Serviço (contadores) para a EDP. Técnico de Gás. Técnico de manuseamento e recuperação de SF6. Professor Assistente convidado pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto (ano letivo 2009/2010).

**Miguel Leichsenring Franco****(m.franco@schmitt-elevadores.com)**

Licenciado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Master in Business Administration (MBA) com especialização em Marketing pela Universidade Católica Portuguesa – Lisboa.

Licenciado em Administração e Gestão de Empresas pela Universidade Católica Portuguesa – Porto. Administrador da Schmitt-Elevadores, Lda.

**Nelson José Domingues Machado Gonçalves****negoncalves@autosueco.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Engenharia, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Desde agosto de 2009 que desempenha funções na Auto Sueco, na Direção de Equipamentos Industriais, no apoio técnico e comercial à representação de grupos eletrogéneos.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

**Nuno António Fraga Juliano Cota**

Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL) na área de telecomunicações. Detentor do Título de Especialista em Engenharia de Telecomunicações pelo Instituto Politécnico de Lisboa.

Mestre em Engenharia Eletrotécnica e Computadores pelo Instituto Superior Técnico.

Presidente do Colégio de Eletrónica e Telecomunicações da Ordem dos Engenheiros Técnicos.

Consultor Externo da ANACOM para a elaboração das regras técnicas ITED3 e ITUR2.

Paulo Alexandre Caldeira Branco**paulo.branco@pt.abb.com**

Formação superior em engenharia eletrotécnica, na área de energia e sistemas de potência. Quadro superior da ABB, SA, no departamento de Marketing da Baixa Tensão. Responsável pelo suporte técnico e legislativo junto da área de projeto e consultoria.

**Paulo Denis Garcez da Luz****garcez@utfpr.edu.br**

Graduação em Engenharia Industrial Elétrica - Eletrônica / Telec pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2001) e mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2008). Atualmente é professor titular da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Tem experiência na área de Engenharia Biomédica, com ênfase em Engenharia Biomédica, atuando principalmente nos seguintes temas: ambiente hospitalar, redes de sensores, monitoramento remoto e sistema de monitoramento em tempo real.

**Paulo Dinis****paulo.diniz@infocontrol.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Especialista em Sistemas de Gestão Técnica Centralizada, Gestão de Energia e Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas. Chefe de Vendas da Infocontrol – Delegação Norte.

**Paulo Gonçalves****paulo.goncalves@exporlux.pt**

Bacharelato e Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Pós-Graduação em Gestão de Vendas, Escola de Gestão do Porto.

De 1985 a 1988, Empregado de Armazém / Atendimento ao Público, DIODO, LDA. De 1988 a 1997, Técnico Comercial / Gestor de Produto, CASA DAS LAMPADAS, LDA. De 1997 a 2011, Técnico Comercial / Gestor de Negócio, SCHRÉDER – Iluminação, SA. Desde 2011, Diretor Coordenador Comercial, EXPORLUX – Iluminação, SA.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:



Paulo Martins Vaz

paulo.vaz@schneider-electric.com

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Eletrónica, Instrumentação e Computação pela Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real.

Key Account PanelBuiders na Schneider Electric - Acompanhamento Técnico-Comercial Rede de Fabricantes de Quadros Elétricos, aconselhamento de produtos e soluções à escala das necessidades do mercado.



Pedro Miguel Azevedo de Sousa Melo

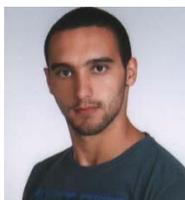
pma@isep.ipp.pt

Mestre em Automação, Instrumentação e Controlo pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Aluno do Programa Doutoral em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 2001.

Desenvolveu atividade de projetista de instalações elétricas de BT na DHV-TECNOFOR.



Pedro Miguel Soares Caçote

1130264@isep.ipp.pt

Mestre em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto



Pedro Manuel Pereira Costa

1070173@isep.ipp.pt

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto

Aluno de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica -Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto

Formador Profissional na área de Eletrónica e Energia na SGO-Tecnologia e Formação, Lda



Pedro Miguel Lopes Pereira

1100367@isep.ipp.pt

Frequenta o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia (MEE-SEE) no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP). As suas áreas de investigação são relacionadas com Smart Grids



Roberto Ribeiro Neli

neli@utfpr.edu.br

Doutor em Engenharia Elétrica pela UNICAMP (2012) e mestre em Engenharia Elétrica pela UNICAMP (2002). Possui graduação em Engenharia Eletrônica e atualmente é professor de microeletrônica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Circuitos Elétricos, Magnéticos e Eletrônicos, atuando principalmente nos seguintes temas: sensor, bolômetro sem resfriamento, infravermelho e microeletrônica. Tem experiência na área de refrigeração e controle de sistemas refrigerados.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

**Roque Filipe Mesquita Brandão****rfb@isep.ipp.pt**

Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Área Científica de Sistemas Elétricos de Energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
Professor Adjunto no Instituto Superior de Engenharia do Porto, departamento de Engenharia Eletrotécnica.
Consultor técnico de alguns organismos públicos na área da eletrotecnia.

**Rui Paulo Ramos De Castro****rrc@isep.ipp.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto e Mestre em Gestão de Ciência, Tecnologia e Inovação pela Universidade de Aveiro. Atualmente, frequenta o Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e Computadores na Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro.
Docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto na área de Sistemas de Elétricos de Energia e Especialista em Eletricidade e Energia do Departamento de Engenharia Eletrotécnica. Desenvolve o seu trabalho na área de projetos de instalações elétricas de média e baixa tensão bem como em infraestruturas de telecomunicações, tendo uma atividade regular no âmbito de projetos, de consultoria técnica e cooperação com empresas do sector.
Investigador do Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão.

**Rui Manuel de Morais Sarmiento****rms@isep.ipp.pt**

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica, pela FEUP. Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pela FEUP.
Diretor de planeamento e produção na empresa FERSEQU, entre 1982 e 1987
Diretor e coordenador de Cursos de Ação de Formação em Controlo da Qualidade, ISEP entre 1989 e 2001
Assistente das disciplinas Física Atómica e Termodinâmica dos Cursos de Eng^a Química e Eng^a Civil, da FEUP em 1975.
Professor Adjunto do Quadro do Instituto Superior de Engenharia do Porto, em 1993

**Rui Miguel Barbosa Neto****rui.barbosa_net@siemens.com**

Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Engenharia, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto.
Desde de Fevereiro de 2014 que desempenha funções na Siemens SA no departamento de Fire Safety and Security no apoio à gestão e execução de projetos de segurança.

**Rute Rafaela Silva Moreira****1100375@isep.ipp.pt**

Licenciada em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Atualmente a frequentar o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. Sólida formação nas áreas propedéuticas da Engenharia Eletrotécnica, com especial relevância para os assuntos relacionados com o Sector Energético, os Sistemas Elétricos de Energia e as Máquinas e Instalações Elétricas. Desenvolveu um estudo de medidas de redução de consumos num estabelecimento comercial, com avaliação em unidade curricular de Projeto/Estágio para o grau de Licenciatura.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:**Sebastião Lauro Nau**

WEG Equipamentos Elétricos S.A.

**Sérgio Cunha de Freitas Queirós****engenharia.schumal@gmail.com**

Engenheiro Electrotécnico – Sistemas Eléctricos de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Formador do curso de Técnico Responsáveis de Equipamentos de SCIE – Formação Específica | SADI, na Schumal – Engenharia e Serviços. Formador do curso de Técnico Responsáveis de Equipamentos de SCIE – Formação Geral, na Schumal – Engenharia e Serviços. No ano de 2011, exerceu funções como formador de ITED/ITUR, na Schumal – Engenharia e Serviços, num total de 199h, sendo Responsável Técnico pela formação ITED / ITUR desta entidade formadora. Projetista de Electricidade, ITED, Gás e Segurança Contra Incêndios.

**Sérgio Emanuel Carvalho Moreira****1980256@isep.ipp.pt**

Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). Licenciatura bietápica em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia pelo ISEP. Pós-Graduação em Infraestruturas de Telecomunicações, Segurança e Domótica pelo ISEP. Desempenhou funções de Engenheiro Eletrotécnico na Sousa Marques Engenharia Unipessoal, Lda. Projetista de Instalações Eléctricas, Telecomunicações (ITED e ITUR) e Segurança Contra Risco de Incêndio.

**Sérgio Filipe Carvalho Ramos****scr@isep.ipp.pt**

Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Área Científica de Sistemas Eléctricos de Energia, pelo Instituto Superior Técnico de Lisboa. Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores no Instituto Superior Técnico de Lisboa. Docente do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do curso de Sistemas Eléctricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 2001. Prestação, para diversas empresas, de serviços de projeto de instalações eléctricas, telecomunicações e segurança, formação, assessoria e consultadoria técnica. Investigador do GECAD (Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão), do ISEP, desde 2002.

**Sérgio Manuel Correia Vieira****1110096@isep.ipp.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no ISEP (2015). Estágio curricular no GECAD onde desenvolveu uma aplicação de auxílio ao dimensionamento de redes de cabo coaxial nas ITUR Privadas (2015). Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia no ISEP. Curso Profissional de Técnico de Instalações Eléctricas na Escola Secundária Carlos Amarante em Braga (2011). Estágio na empresa OTIS Elevadores, delegação de Braga, na área de manutenção e reparações de elevadores (2011).

**Silvana Mafalda da Silva Rocha****1131360@isep.ipp.pt**

Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto – Instituto Politécnico do Porto (ISEP/IPP). E licenciada em Ciências de Engenharia – Perfil de Engenharia Eletrotécnica na Faculdade de Ciências da Universidade do Porto (FCUP). As suas áreas de interesse estão vocacionadas para as energias renováveis e sistemas eléctricos de energia.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira

(tan@isep.ipp.pt)

Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e uma experiência de 20 anos de docência no ISEP. Desde 2010 é diretora do curso de mestrado em Eng.ª Eletrotécnica-Sistemas Elétricos de Energia. Áreas de trabalho: mercados de eletricidade, energias renováveis, eficiência energética e qualidade de serviço elétrico. Trabalhou 5 anos como projetista de máquinas elétricas: transformadores e aparelhagem elétrica.



Tiago António de Sousa Almeida

1980259@isep.ipp.pt

Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. Licenciado pré-Bolonha na mesma área científica, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Atualmente responsável do departamento de infraestruturas da OCP Portugal (multinacional Alemã de distribuição farmacêutica). Outras experiências profissionais: Responsável de Operações de uma unidade de triagem e tratamento de Resíduos Hospitalares do SUCH (Serviço de Utilização Comum dos Hospitais), projetista de instalações elétricas / ITED, Docente e Formador das áreas científicas da energia e Informática.



Vera Lúcia Paiva da Silva

Licenciatura e Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e Eletrónica no Imperial College London.

Ocupa atualmente a posição de "Expert Research Engineer" no Departamento de Funcionamento e Economia dos Sistemas de Energia na Unidade de Investigação e Desenvolvimento (EDF R&D) da Eletricidade de França (EDF SA) tendo exercido anteriormente (2009-2011) o cargo de Gestora de Projetos na mesma empresa.

EMPRESAS:



ABB, S.A.

Quinta da Fonte, Edifício Plaza I, 2774-002 Paço de Arcos,
Tel. +351 214 256 000 Fax. +351 214 256 247
contactos.clientes@pt.abb.com
<http://www.abb.pt/>



A Aura Light foi fundada em 1930 na Suécia e desenvolve e fornece, soluções de iluminação sustentáveis para clientes profissionais, permitindo-lhes reduzir os custos, o consumo de energia e o impacto ambiental.



Auto Sueco

Empresa do grupo NORS, é responsável pela representação em Portugal de veículos pesados da marca Volvo, motores industriais e marítimos da Volvo Penta e soluções de energia da SDMO.



CERTIEL – Associação Certificadora de Instalações Eléctricas



Infocontrol – Eletrónica e Automatismo, Lda

www.infocontrol.pt

O Grupo Infocontrol é formado por um conjunto de empresas comerciais especializadas em engenharia, que operam nas áreas da Indústria, Edifícios e Segurança. A sua atividade baseia-se na inovação, precisão técnica e no apoio que presta a todos os clientes. As empresas do Grupo (Infocontrol, QEnergia e Novalec) cooperam particularmente com projetistas e empresas de engenharia nas seguintes áreas: Medida, Gestão, Informação, Segurança.



Schneider Electric

Delegação Norte
Edifício Vianorte
Rua do Espido, nº164 C, sala 506
4471-904 Maia
Tel.: 229 471 100 Fax: 229 471 137
<http://www.schneiderelectric.pt/>



Tecnisis é especialista em Sistemas de extinção automática de incêndios, em instrumentação industrial, em sistemas para zonas perigosas ATEX e em medição de visibilidade e deteção de incêndios em tuneis rodoviários. A Tecnisis tem 25 anos de atividade em Portugal com milhares de aplicações em todos os segmentos da industria.
www.tecnisis.pt

Top Informática, Lda.



Empresa fundada em 1988, é responsável pela conceção, adaptação e comercialização dos programas da CYPE para Portugal desde 1991. Dedicar grande parte dos seus recursos à identificação de requisitos regulamentares, da escola e práticas portuguesas, disponibilizando versões do software para a engenharia do projeto de construção. Encontra-se atualmente em fase de expansão para Angola, Moçambique e Cabo Verde.

