

Voltamos à vossa presença com mais uma publicação da revista “Neutro-à-Terra”. Ao fim de 17 anos, continuamos a missão de intervir na área científica da Engenharia Eletrotécnica, prestando um serviço à nossa escola, o Instituto Superior de Engenharia do Porto, aos nossos professores e alunos dos cursos de Engenharia Eletrotécnica e, de uma forma geral, a todos os profissionais desta área da engenharia.

José Beleza Carvalho, Professor Doutor



Máquinas e Veículos Elétricos



Produção, Transporte e Distribuição Energia



Instalações Elétricas



Telecomunicações



Segurança



Gestão de Energia e Eficiência Energética



Automação, Gestão Técnica e Domótica

ÍNDICE

- Editorial	3
- O Transformador Elétrico. Máquina Fundamental nos Sistemas Elétricos de Energia.	5
José António Beleza Carvalho, Alexandre Miguel Marques Silveira	
- Dimensionamento de um Relé Buchholz para Transformadores de Potência com Isolamento a Óleo.	21
Filipe Azevedo	
- Análise Completa dos Motores Trifásicos Ligados em Triângulo sob Condições de Defeito.	25
Filipe Azevedo	
- Dimensionamento de Descarregadores de Sobretensões (DSTs) para Redes de Média, Alta e Muito Alta Tensão: Metodologia, Normas e Aplicações.	33
Filipe Azevedo	
- O Módulos Fotovoltaicos Bifaciais. Análise Tecnológica.	39
Lucas Manuel Dias Evangelista Verde, Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	
- Use of Hydrogen Fuel Cells to Optimize Data Center Operations.	47
Bruno Miguel Teixeira Pinto , Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	
- Tecnologias Emergentes de Energia Renovável Offshore.	53
Mafalda Francisca Fonseca Dias de Jesus , Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	
- Tecnologias Emergentes de Energia Renovável Offshore.	61
Leonardo Brand Ventura , Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	
- Análise dos Esforços Térmicos do Barramento Geral em Quadros de Média Tensão.	67
Eduardo Rodrigues Figueiredo , Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	
- Lista de Autores	73

Os artigos não substituem a legislação, regulamentos, normas ou outros documentos, nem exclui a sua consulta, ou a consulta das entidades neles mencionadas, uma vez que apesar de todo o esforço dos autores na sua elaboração, são suscetíveis de conter imprecisões e omissões, além de poder não abranger todos os aspetos relevantes das temáticas tratadas.

FICHA TÉCNICA

DIRETOR:	José António Beleza Carvalho, Doutor
SUBDIRETORES:	António Augusto Araújo Gomes, Eng. 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

Estimados leitores

Voltamos à vossa presença com mais uma publicação da revista “Neutro-à-Terra”. Ao fim de 17 anos, continuamos a missão de intervir na área científica da Engenharia Eletrotécnica, prestando um serviço à nossa escola, o Instituto Superior de Engenharia do Porto, aos nossos professores e alunos dos cursos de Engenharia Eletrotécnica e, de uma forma geral, a todos os profissionais desta área da engenharia.

O mundo em que vivemos atualmente é cada vez mais instável e imprevisível. A esta situação de insegurança e receio pelo futuro, crescem os problemas climáticos e ambientais, que nos deixam a todos preocupados sobre o que será a vida neste planeta. Os problemas ambientais, a sustentabilidade e a eficiência cuidada e racional na utilização das diferentes formas de energia, em particular da energia elétrica, tomam uma importância acrescida e determinante para o nosso futuro. Neste âmbito, vamos continuar a promover a discussão destes assuntos, através da publicação de vários artigos técnicos e científicos, que procuraram ser uma contribuição na mitigação destes problemas e contribuir para uma utilização mais eficiente e responsável da energia elétrica.

Nesta edição da nossa revista publicam-se artigos muito interessantes sobre as tecnologias emergentes de energia renovável offshore, sobre a utilização do hidrogénio através de *fuelcells* e a utilização de módulos fotovoltaicos bifaciais. Também se publicam alguns artigos mais técnicos, destacando-se um artigo sobre o transformador elétrico, uma máquina fundamental na estrutura, organização e funcionamento dos atuais sistemas elétricos de energia, um artigo sobre o dimensionamento de descarregadores de sobretensões em redes de alta e muito alta tensão, e um artigo sobre a análise do funcionamento do motor assíncrono de indução em situação de defeito, assunto fundamental para o dimensionamento das proteções desta máquina. Publica-se ainda um artigo sobre o dimensionamento do relé Buchholz, equipamento determinante na proteção de transformadores de potência com isolamento a óleo e, mais no âmbito das instalações elétricas, um artigo sobre análise dos esforços térmicos em barramentos de quadros elétricos de média tensão.

Desejando que esta edição da revista “Neutro à Terra” satisfaça as habituais expectativas dos nossos estimados leitores, apresento os meus cordiais cumprimentos.

Porto, 30 de junho de 2025

José António Beleza Carvalho

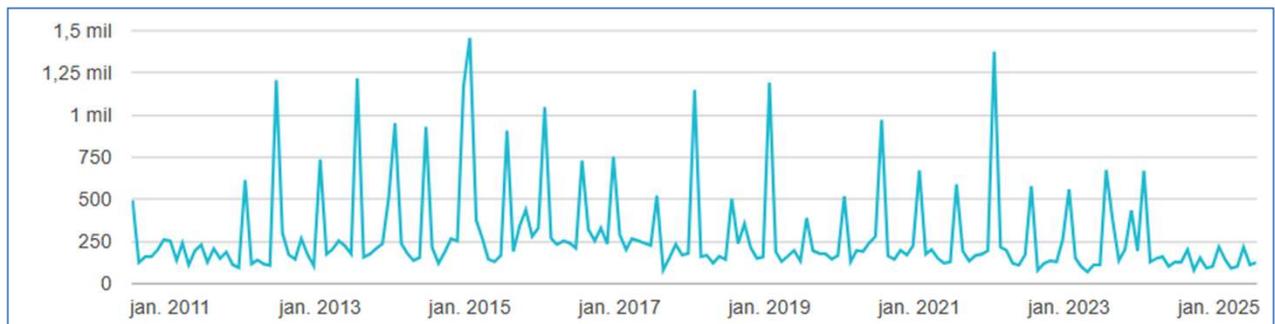
www.neutroaterra.blogspot.com



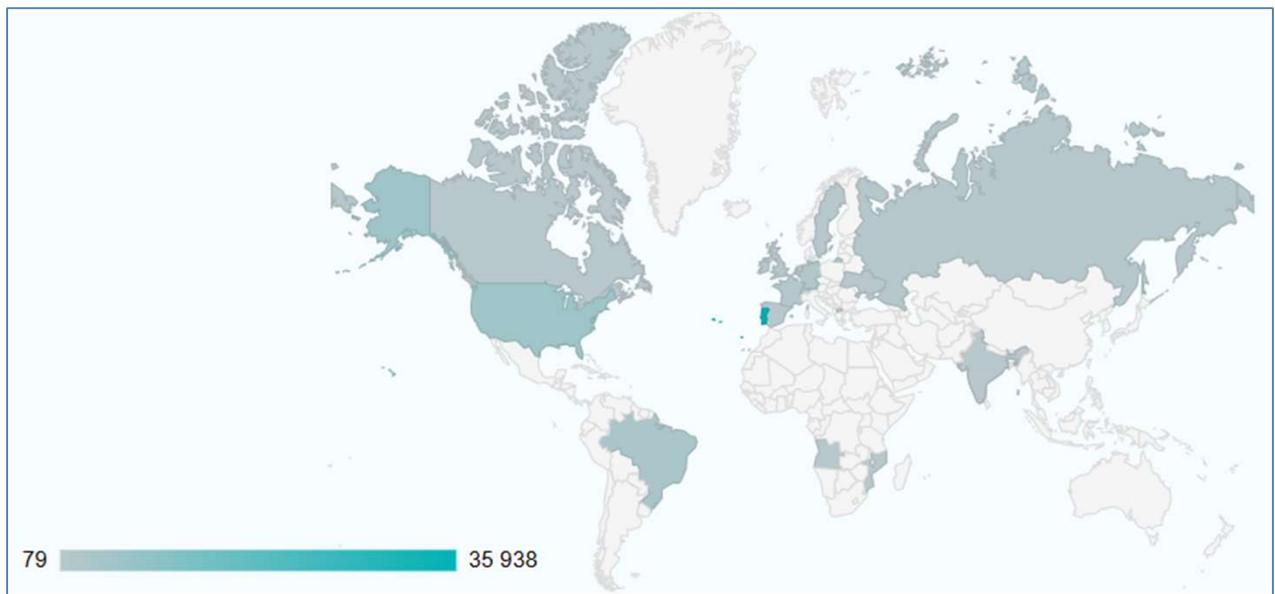
www.neutroaterra.blogspot.com



Histórico de visualizações: 51 643



Localizações principais de visualizações



O TRANSFORMADOR ELÉTRICO.

MÁQUINA FUNDAMENTAL NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA.

1. Introdução

O transformador é uma das máquinas elétricas mais importantes na área da eletrotécnica. Ao contrário dos motores e geradores elétricos, não é um conversor eletromecânico. É também um conversor, mas apenas dentro da mesma forma de energia, a energia elétrica. Na realidade é uma máquina estática, que altera as características da energia elétrica em que é alimentado para as adaptar à carga elétrica que vai alimentar.

Esta máquina foi desenvolvida por Michael Faraday, sendo assim o seu princípio de funcionamento justificado pelas leis da indução eletromagnética, leis de Faraday e de Lenz. Estas leis dizem, de uma forma sucinta, que havendo um movimento relativo entre um condutor elétrico e um campo magnético, manifesta-se no condutor uma força eletromotriz induzida (lei de Faraday), cujo sentido se opõe à causa que lhe dá origem (lei de Lenz). Estas leis traduzem-se matematicamente na seguinte equação:

$$e = - \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (1)$$

em que:

e: força eletromotriz em Volt (V)

ϕ : fluxo magnético em Weber (Wb)

t: tempo em segundos (s)

Como a máquina é estática, o movimento relativo entre condutores e campo magnético só pode ser obtido pela variação do fluxo magnético no tempo, ou seja, a máquina só pode ser excitada magneticamente em corrente alternada. É por esta razão que o transformador é uma máquina elétrica que apenas funciona em corrente alternada.

O transformador é então uma máquina elétrica estática, com duas ou mais bobinagens que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternada num outro sistema de tensão e corrente alternada com valores normalmente diferentes, mas com a mesma frequência da fonte que o alimenta.

A figura 1 mostra um transformador de potência que equipa uma subestação da rede nacional de transporte (RNT):



Figura 1. Transformador de Potência da RNT

A utilização desta máquina, que apenas funciona em corrente alternada, determinou que a energia elétrica seja produzida e utilizada em corrente alternada, sendo os atuais Sistemas Elétricos de Energia (SEE) em todo o mundo organizados e estruturados em quatro subsistemas, o subsistema de produção da energia, o subsistema de transmissão da energia, o subsistema de distribuição da energia e o subsistema de utilização da energia elétrica.

No entanto, a importância desta máquina é transversal a todo o setor eletrotécnico. Ela é importante na eletrônica, em sistemas de telecomunicações, eletrônica de potência, em sistemas de medições de tensões e correntes

(transformadores de medida) normalmente muito elevadas, em sistemas de isolamento de instalações elétricas e proteção de pessoas contra o perigo de eletrocussão, nos SEE e, de uma forma geral, sempre que são necessários diferentes níveis de tensões e correntes alternadas.

Em termos de dimensões e potências, dependendo da utilização, existem pequenos transformadores monofásicos, com potências da ordem das unidades ou dezenas de Volt-Ampère (VA), normalmente utilizados em equipamentos eletrônicos, transformadores de média potência, monofásicos e trifásicos, com potências da ordem das centenas ou milhares de kVA, normalmente utilizados no setor industrial e em postos de transformação, e os transformadores monofásicos, habitualmente trifásicos, utilizados nas subestações das redes de transporte e distribuição de energia elétrica, com potências da ordem das dezenas e centenas de MVA.

O transformador convencional é constituído por um núcleo de ferro e duas bobinagens separadas fisicamente, uma do lado da tensão mais elevada e outra do lado da tensão mais baixa. Primário, será a bobinagem que é ligada à rede que alimenta o transformador. Secundário, será a bobinagem que alimenta a carga aos terminais do transformador.

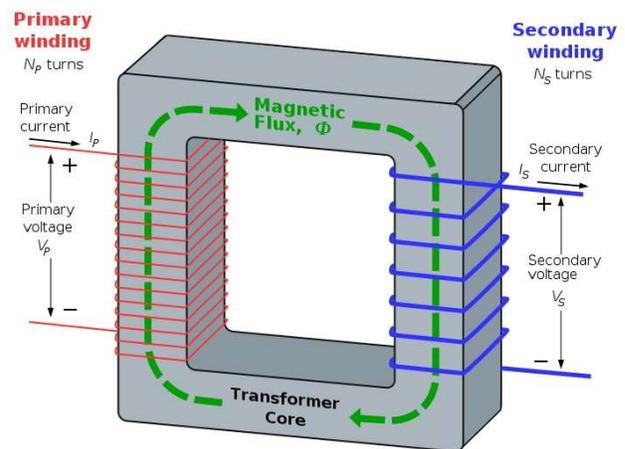


Figura 3. Transformador abaixador, monofásico

[Fonte: Wikipedia]

Há um transformador especial, denominado autotransformador, que além do núcleo de ferro tem apenas uma bobinagem, comum ao lado do primário e secundário do transformador.

Sendo uma máquina mais simples e mais barata que o transformador convencional, tem uma forte utilização nos SEE, especialmente quando é necessário fazer regulação para estabilizar o nível da tensão.



Figura 2. Subestação da RNT equipada com Transformador de Potência Efacec

2. Estrutura dos Sistemas Elétricos de Energia

Os atuais sistemas elétricos de energia (SEE) consistem em unidades de produção, onde a energia primária é convertida em energia elétrica, nas redes de transmissão e distribuição, que transportam a energia elétrica até aos locais de consumo, e nos equipamentos dos consumidores (também chamados de "cargas"), onde a energia é utilizada.

Embora inicialmente a produção, transporte e consumo de energia elétrica, se destinasse apenas alimentar pequenas regiões geográficas com sistemas de pequenas dimensões, atualmente esses sistemas regionais são interligados por linhas de transmissão de alta e muito alta tensão, formando sistemas complexos com redes fortemente interligadas que abrangem amplas áreas geográficas.

A interligação das redes permite economias de escala, com uma utilização mais eficiente dos geradores, maior fiabilidade e um fator de carga mais elevado, ou seja, a relação entre a carga média e carga máxima devido à diversidade da carga, aumentando assim a capacidade de utilização das redes de energia.

A interligação das redes também leva a um aumento da complexidade dos sistemas, e uma qualquer perturbação em uma parte do sistema pode ter um impacto muito negativo no sistema global interligado.

A Figura 4 ilustra a estrutura básica dos sistemas elétricos de energia.

Este modelo organizativo dos atuais SEE, baseado em grandes centrais de produção de energia elétrica, afastados dos centros de consumo, por razões ambientais e de existência do recurso energético primário que será convertido em energia elétrica, fundamentalmente a água, impõe a necessidade de diferentes níveis de tensão.

Na realidade, por razões económicas relacionadas com a minimização das perdas elétricas no transporte de energia até aos grandes centros de consumo, impõe-se a necessidade de fazer essa transmissão em valores muito elevados de tensão, tipicamente 400, 220 e 150 kV. Depois, junto aos centros de consumo, é necessário distribuir esta energia, agora num nível de tensão mais reduzido, tipicamente, 30, 24 e 15 kV.

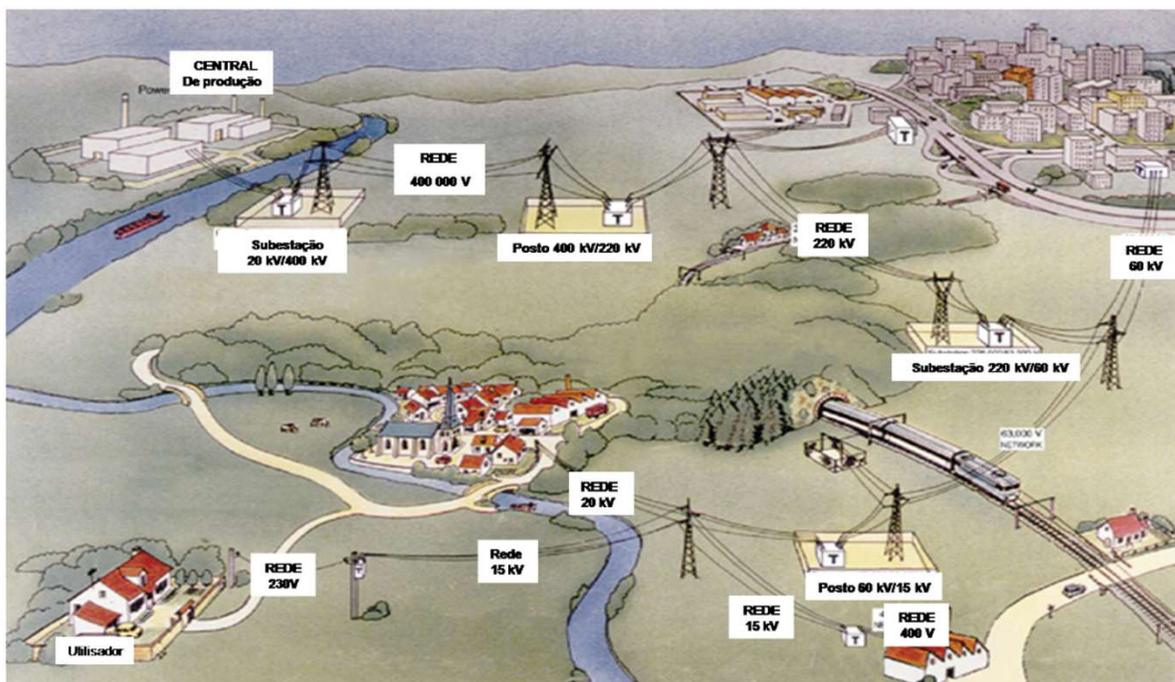


Figura 4. Estrutura dos sistemas elétricos de energia

A interligação da rede de transporte à rede de distribuição é tipicamente efetuada a 60 kV. Depois, é necessário alimentar os consumidores, sendo estes maioritariamente alimentados em baixa tensão, 230 V (alimentação monofásica), ou 400 V (alimentação trifásica), através dos postos de transformação.

O transformador é a única máquina que permite obter todos estes níveis de tensão. Como apenas funciona em corrente alternada, esta é a razão dos SEE serem atualmente organizados e estruturados da forma que foi apresentada e apenas funcionarem em corrente alternada. Confirma-se assim a importância desta máquina na estrutura e organização dos atuais SEE.

Este modelo organizativo dos SEE, produção centralizada em grande escala, afastada dos centros de consumo, remonta aos finais do século XIX e foi defendida por Nicolai Tesla, em oposição a Thomas Edison, que defendia a produção de energia no próprio local em que era consumida, semelhante ao que atualmente é considerado a produção distribuída.

3. Transformadores de Potência

A importância do transformador é transversal a todo o setor da eletrotécnica, havendo vários tipos de transformadores consoante o fim a que se destinam. No entanto, pelas razões anteriormente referidas, ele toma uma importância acrescida na sua utilização nos SEE como transformador de potência, monofásico ou trifásico, habitualmente trifásico, destinado ao transporte e distribuição de energia, em gamas de potência situadas entre as dezenas de kVA e as centenas de MVA.

Os transformadores de potência utilizados nos SEE devem ser projetados e construídos para que, além de se conseguir um custo aceitável, também se consiga:

- 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;

- Elevados rendimentos: implica obtenção de baixas perdas de energia, tanto na bobinagem de cobre como no núcleo de ferro. 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 com ferro de elevada permeabilidade magnética. Menores perdas em vazio significam, fundamentalmente, menores perdas no ferro.

Como habitualmente se tratam de sistemas trifásicos, os transformadores utilizados também o são (também 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 do lado da tensão mais elevada e a letra minúscula ao enrolamento do lado da tensão mais baixa).

A partir daqui, neste documento, considera-se que o transformador vai funcionar como abaixador. Assim, o enrolamento de mais alta tensão será o primário e o enrolamento de mais baixa tensão será o secundário do transformador.

Desta forma, de acordo com a ligação de ambos os enrolamentos, pode-se ter diferentes configurações para um transformador. O esquema de ligação Yy é normalmente usado 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 subterrâneos.

4. Circuito equivalente do transformador

O funcionamento do transformador pode ser modelizado através do seu circuito equivalente, que está ilustrado na figura 5. 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 e que depreciam o transformador ideal: 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.

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.

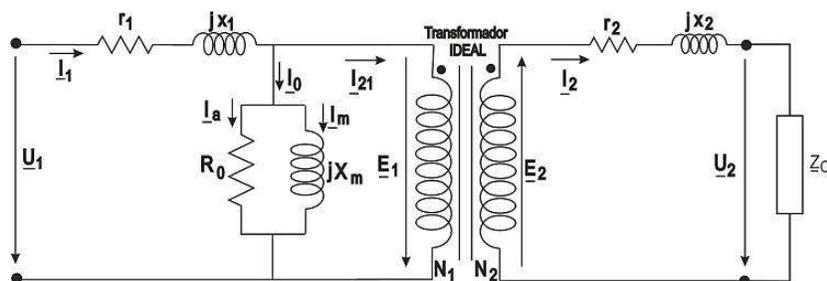


Figura 5. Circuito equivalente do transformador

O transformador ideal 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 na bobinagem de cobre por efeito de Joule (R_2) traduzem-se no aquecimento dos enrolamentos do primário e secundário devido à passagem da corrente. No modelo estão consideradas na potência dissipada em r_1 e r_2 que representam a resistência do enrolamento primário e secundário, respetivamente.

As perdas no ferro devido à histerese e às correntes de Foucault traduzem-se no aquecimento do núcleo de ferro 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 na potência dissipada 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 reactância de magnetização X_m .

As equações de funcionamento do transformador são apresentadas a seguir (as letras sublinhadas indicam fasores), em que os índices 1 referem-se a grandezas do lado da tensão mais elevada, e os índices 2 referem-se a

grandezas do lado da tensão mais baixa:

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{Z}_1 \underline{I}_1 \quad (2)$$

$$\underline{E}_2 = \underline{U}_2 + \underline{Z}_2 \underline{I}_2 \quad (3)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}_{21} \quad (4)$$

$$\underline{I}_{21} = -\frac{N_2}{N_1} \underline{I}_2 \quad (5)$$

$$\underline{E}_1 = -j\omega N_1 \frac{\Phi_M}{\sqrt{2}} \quad (6)$$

$$\underline{E}_2 = -j\omega N_2 \frac{\Phi_M}{\sqrt{2}} \quad (7)$$

em que:

$$\underline{Z}_1 = r_1 + jx_1;$$

$$\underline{Z}_2 = r_2 + jx_2;$$

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.

Sendo o transformador uma máquina que está ligada em conjunto com outras máquinas nas redes de energia elétrica, será mais adequada 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 5, verifica-se que uma simples associação de impedâncias se torna impossível devido à presença dos dois enrolamentos do transformador ideal.

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 do lado da alta referidas ao lado da baixa tensão.

No esquema da figura 6 mostra-se o circuito equivalente referido ao lado da tensão mais baixa, com uma carga ligada aos terminais do secundário (transformador abaixador).

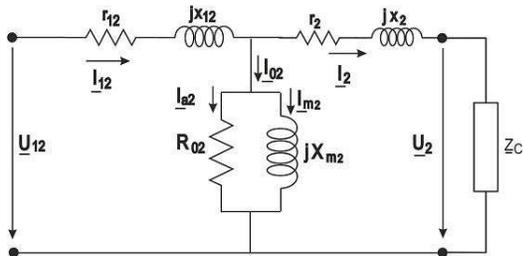


Figura 6. Circuito equivalente referido ao secundário

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

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (8)$$

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:

$$Z_{12} = \frac{Z_1}{a^2} \quad (9)$$

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

$$U_{12} = -\frac{U_1}{a} \quad (10)$$

O valor da corrente no primário será igual a:

$$I_1 = -\frac{I_{12}}{a} \quad (11)$$

Se o transformador tem baixas fugas magnéticas e o valor da corrente absorvida em vazio não é elevado, 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 7:

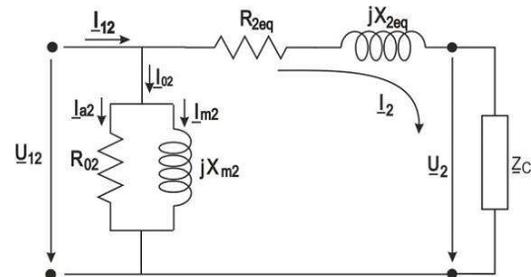


Figura 7. Circuito equivalente simplificado

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:

$$Z_{21} = a^2 Z_2 \quad (12)$$

Quando se trata de transformadores trifásicos deve utilizar-se circuito equivalente por fase, com os valores das tensões e das correntes por bobinação de fase. 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:

$$m = \frac{U_{1N}}{U_{20}} \quad (13)$$

em que U_{1N} é a tensão nominal do lado da tensão mais elevada, sendo U_{20} a tensão do lado da baixa com o transformador em vazio.

Para a análise do paralelo de transformadores vai considerar-se este esquema equivalente simplificado, cujo diagrama fasorial está representado na figura 8, para uma carga indutiva:

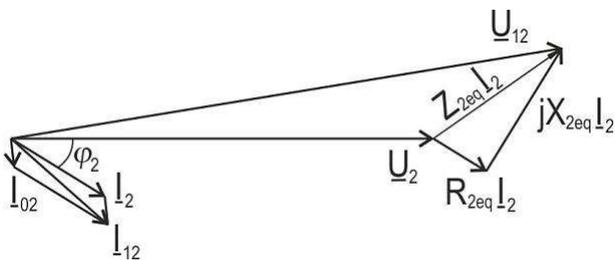


Figura 8. Diagrama fasorial correspondente ao circuito simplificado referido ao lado da tensão mais baixa

5. Funcionamento de transformadores em paralelo

Como referido anteriormente, 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:

- 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 pretende 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.

5.1. 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:

- 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.

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.

A figura 9 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.

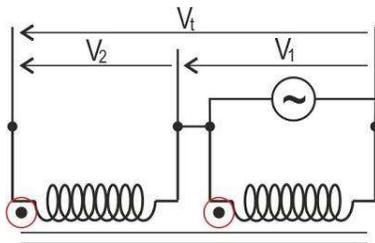


Figura 9. Identificação de terminais com mesma polaridade

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

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 desfasamentos 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.

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 .

Uma forma simples de verificar se os dois transformadores têm as mesmas tensões em valor eficaz, frequência e fase, está ilustrada na figura 10 (para dois transformadores monofásicos):

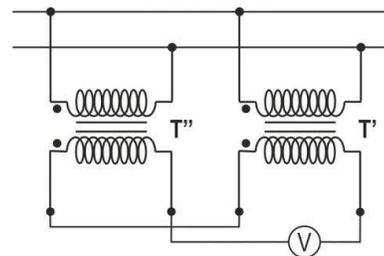


Figura 10. Paralelo de dois transformadores monofásicos

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.

Valores das impedâncias equivalentes

A análise que se segue aplica-se aos dois transformadores monofásicos da figura 9, 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. 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.

Dado que esta análise vai referir-se 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 11.

Considera-se ainda que:

$$\underline{U}'_{1N} = \underline{U}''_{1N} \text{ e } \underline{U}'_{20} = \underline{U}''_{20} = \underline{U}_{20}$$

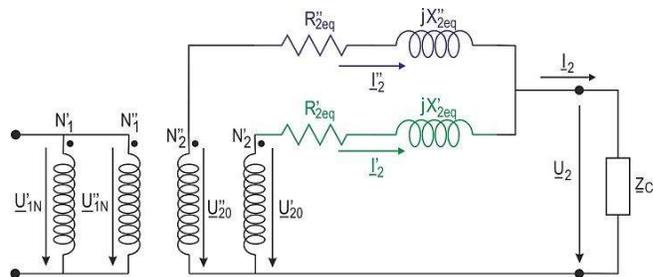


Figura 11. Circuito equivalente de dois transformadores em paralelo

As equações de funcionamento do lado secundário do transformador são:

$$\underline{U}_{20} - \underline{U}_2 = \underline{Z}'_{2e} I'_2 = \underline{Z}''_{2eq} I''_2 \tag{14}$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}'_2 + \underline{I}''_2 \tag{15}$$

Deste sistema pode obter-se:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{Z''_{2e}}{Z'_{2e}} \tag{16}$$

$$I'_2 = \frac{Z''_{2e}}{Z'_{2e} + Z''_{2eq}} I_2 \tag{17}$$

$$I''_2 = \frac{Z'_{2e}}{Z'_{2e} + Z''_{2eq}} I_2 \tag{18}$$

As equações (17) e (18) determinam as correntes de cada transformador enquanto (16) mostra que estas se distribuem na razão inversa das impedâncias equivalentes.

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:

$$\frac{I'_2}{I''_2} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} \tag{19}$$

Como, de acordo com (16) obtém-se:

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

Agrupando estas duas equações, obtém-se:

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

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

Se os dois transformadores tiverem também iguais quedas ôhmicas e indutivas nominais:

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

então:

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

Substituindo em (20) e (21) obtém-se:

$$\frac{I'_{2e}}{I''_{2e}} = \frac{Z''_{2e}}{Z'_{2eq}} = \frac{R''_{2eq}}{R'_{2e}} = \frac{X''_{2e}}{X'_{2eq}} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} \quad (24)$$

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

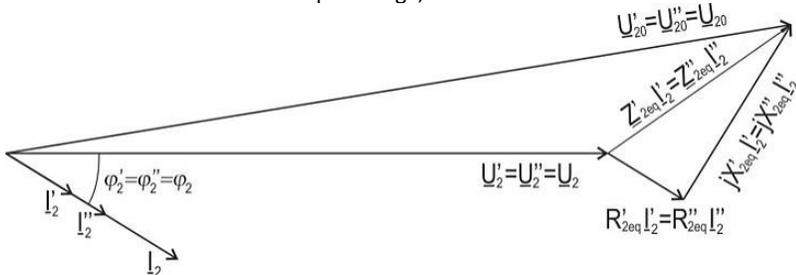


Figura 12. Diagrama fasorial para o paralelo de dois transformadores com iguais quedas ôhmicas e indutivas

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

$$\frac{S'}{S''} = \frac{U'_{20} I'_{2e}}{U''_{20} I''_{2e}} = \frac{U'_{20} I'_{2N}}{U''_{20} I''_{2N}} = \frac{S'_{2N}}{S''_{2N}} \quad (25)$$

$$\frac{P'}{P''} = \frac{U'_{20} I'_{2e} \cos \varphi'_{2e}}{U''_{20} I''_{2e} \cos \varphi_{2e}} = \frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} = \frac{S'_{2N}}{S''_{2N}} \quad (26)$$

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.

Impedâncias iguais apenas em módulo

Supor 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:

$$Z'_{2e} I'_{2N} = Z''_{2eq} I''_{2N}$$

$$R'_{2eq} I'_{2N} \neq R''_{2eq} I''_{2N}$$

$$X'_{2e} I'_{2N} \neq X''_{2e} I''_{2N} \quad (27)$$

As equações (19), (20) e (21) mantêm-se, por isso há uma distribuição proporcional das correntes. Há ainda uma distribuição proporcional das potências aparentes (25).

Assim, os dois diagramas de tensões vão ter triângulos de quedas apenas com as hipotenusas coincidentes, como ilustrado na figura 13, para uma carga indutiva. Verifica-se facilmente que as fases das correntes são diferentes, não sendo proporcional a distribuição das potências ativas.

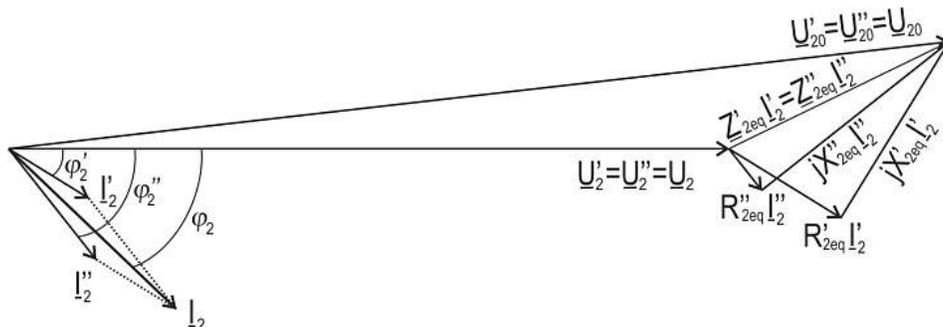


Figura 13. Diagrama fasorial para o paralelo de dois transformadores com diferentes quedas ôhmicas e indutivas

Daqui se pode concluir que os dois transformadores podem funcionar em paralelo, simultaneamente à plena carga mas, como se tem $\varphi'_2 \neq \varphi''_2$, há diferença de fase nas correntes e $|I_2| < |I'_2 + I''_2|$.

Impedâncias diferentes em módulo e fase

Se também não for possível igualar os módulos das tensões de curto-circuito, obtém-se:

$$Z'_{2eq} I'_{2N} = \alpha Z''_{2eq} I''_{2N} \quad (\alpha > 1) \quad (28)$$

Como (20) se mantém, combinando com esta última expressão, fica:

$$\frac{I'_{2N}}{I''_{2N}} = \frac{I'_{2N}}{\alpha I''_{2N}} \quad (29)$$

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, $I'_2 = I'_{2N}$, $I''_2 = \alpha I'_{2N}$, 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 $\frac{I'_{2N}}{\alpha}$, 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.

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.

5.2. 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 zigue-zague), ou seja, depende do desvio angular dos transformadores.

Segundo a norma CEI 60076, 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 desfaseamento, em atraso, entre as tensões simples dos enrolamentos do primário (mais alta tensão) e do secundário (reais ou fictícias), da mesma fase. Este desfaseamento 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 desfaseamento entre os fasores indicados.

Para o conceito ficar mais claro, suponhamos o transformador ilustrado na figura 14. O enrolamento do primário (mais alta tensão) está ligado em triângulo e o secundário em estrela.

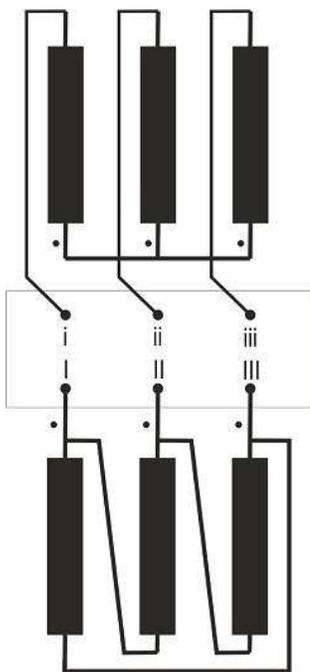


Figura 14. Transformador trifásico com primário ligado em triângulo e secundário em estrela

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 15:

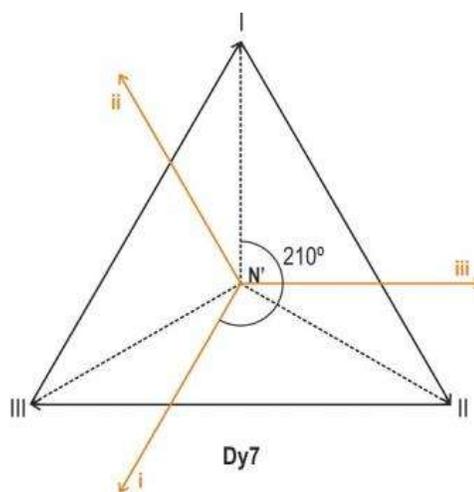
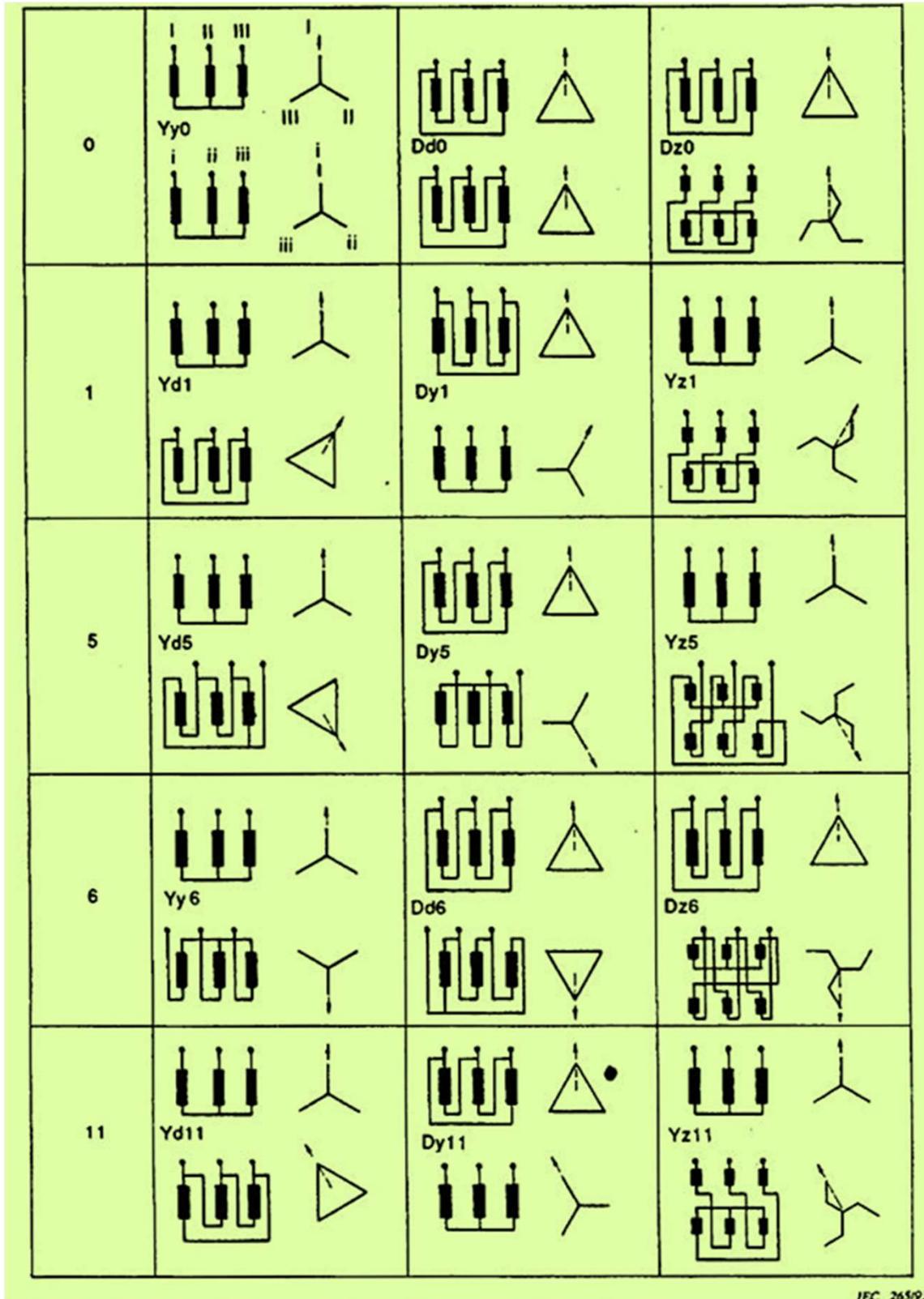


Figura 15. Determinação do desvio angular do transformador trifásico

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 figura16.



IEC 26593

Figura 16. Esquemas de ligação mais usuais em transformadores trifásicos

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.

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 17.

Há, porém, a possibilidade de efetuar o paralelo de transformadores de grupos diferentes (III e IV), de acordo com o seguinte:

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 18.

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

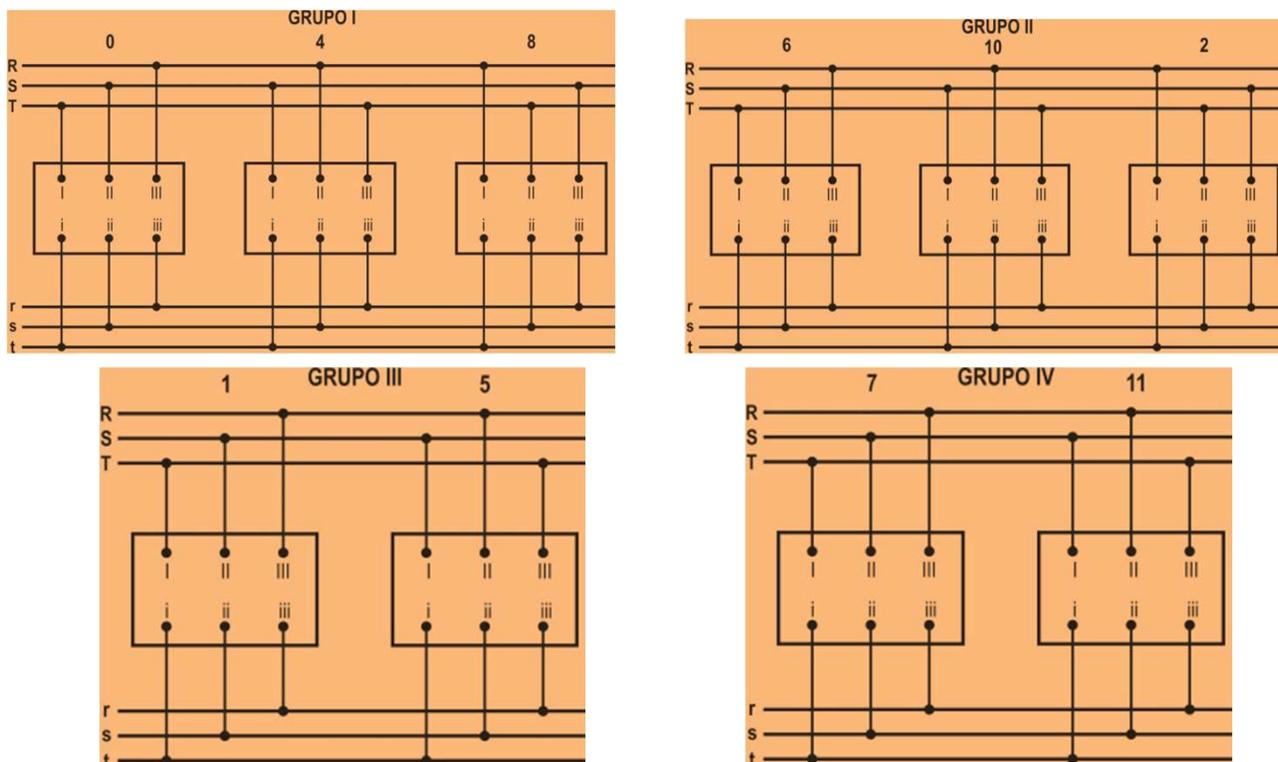


Figura 17. Ligações para o paralelo de transformadores trifásicos pertencentes ao mesmo grupo horário

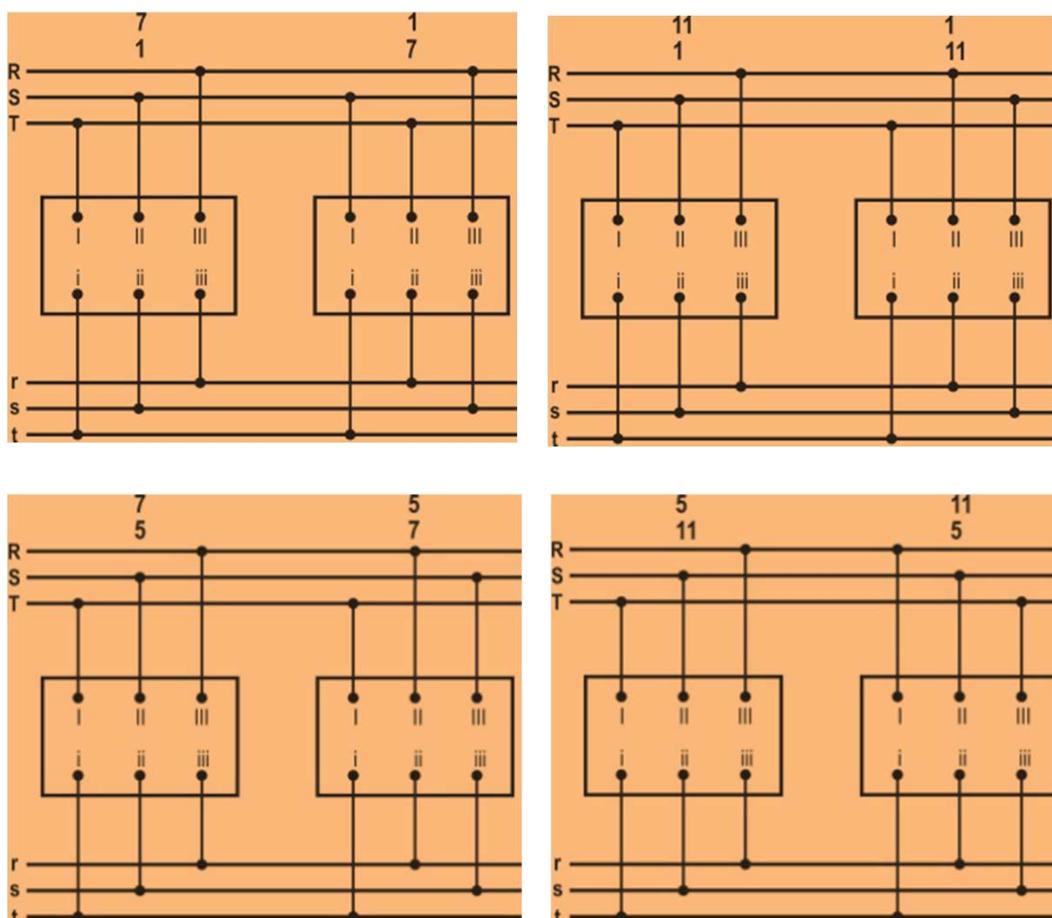


Figura 18. Ligações para o paralelo de transformadores trifásicos pertencentes a grupos horários diferentes (III e IV)

6. Conclusões

O Transformador Elétrico é das máquinas elétricas mais importantes, sendo a sua utilização transversal em todo o setor eletrotécnico.

É responsável por a energia elétrica disponível para utilização ser em corrente alternada, e por o modelo organizativo e estrutura dos atuais SEE basear-se nos subsistemas de produção, transporte, distribuição e utilização da energia elétrica. Neste âmbito, ele é fundamentalmente utilizado em sistemas de potência, habitualmente na versão de máquina trifásica, com gamas de potência entre as dezenas de kVA e as centenas de MVA.

Nas subestações das redes de transporte e distribuição de energia, ele pode aparecer como uma unidade trifásica ou em banco trifásico, que consiste na associação de três transformadores monofásicos interligados para formarem um sistema trifásico.

Há também um transformador especial denominado autotransformador, mais simples e mais barato que o transformador convencional, que tem apenas uma bobinagem que é comum ao primário e ao secundário do transformador. Esta máquina tem uma elevada utilização pela capacidade de variar de forma contínua o valor da tensão em corrente alternada, mas é fundamentalmente importante como estabilizador do nível da tensão nas subestações da rede de transporte e distribuição de energia elétrica.

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 das quedas de tensão 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 subaproveitado.

Referências bibliográficas:

- I. E. Commission, "IEC 60076-1: Power Transformers," in General, ed, 1999.
- José Beleza Carvalho, Estrutura, Organização e Funcionamento dos Sistemas Elétricos de Energia; Revista Neutro-à-Terra, Edição nº 28, Dezembro de 2021.
- Alexandre Marques da Silveira, Transformadores: Funcionamento em paralelo na rede elétrica; Revista Neutro-à-Terra, Edição nº 27, Junho de 2021.
- S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals, Fourth ed.: McGraw Hill, 2005.
- R. G. Jordão, Transformadores, 1ª edição ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2002.
- C. C. Carvalho, "Transformadores," Sebenta ed. Porto: FEUP, 1983, p. 249.
- M. A. R. Pozueta. (2008, Dezembro). Transformadores en Paralelo. Available: http://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trafos_Paralelo.pdf
- A. Martignoni, Transformadores, 8ª ed.: Editora Globo, 1969.

DIMENSIONAMENTO DE UM RELÉ BUCHHOLZ PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA COM ISOLAMENTO A ÓLEO.

Resumo

Este artigo apresenta um estudo detalhado sobre o dimensionamento de relés Buchholz para transformadores de potência com isolamento a óleo. São abordados os princípios de funcionamento, os critérios de seleção, a instalação e os procedimentos de testes e manutenção. O objetivo é fornecer uma orientação prática e rigorosa que contribua para a segurança e fiabilidade dos sistemas de proteção.

Lista de Símbolos e Siglas

V_g	Volume de gás libertado (L)
k	Fator de correção (obtido através de ensaios experimentais ou normas técnicas)
P_n	Potência nominal do transformador (kVA)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
VDIS	<i>Voltage Detecting and Indicating System</i>

1 Introdução

O relé Buchholz é um componente de proteção indispensável em transformadores de potência com isolamento a óleo. A sua função consiste em detetar defeitos internos – como descargas elétricas e sobreaquecimento – que podem provocar a decomposição do óleo e a formação de gases no interior da cuba. A deteção precoce destas anomalias permite a ativação de alarmes ou o desligamento do equipamento, evitando danos maiores e assegurando a continuidade do serviço. Este artigo visa apresentar, de forma clara e didática, os passos necessários para o dimensionamento, seleção, instalação e manutenção deste dispositivo, em conformidade com as normas internacionais [1, 2, 3].

2 Princípio de Funcionamento

O relé Buchholz opera com base na acumulação de gases na parte superior da cuba do transformador. Em situações de defeito interno, a decomposição do óleo origina a libertação de gases que, ao se acumularem, provocam um deslocamento mecânico do dispositivo. Assim, o relé desempenha duas funções fundamentais:

- **Alarme:** Aciona um sinal de alerta para quantidades moderadas de gás, indicando um defeito incipiente.
- **Disparo:** Intervém automaticamente quando se deteta uma grande libertação de gás, sinal de um defeito crítico [4].

3 Dimensionamento do Relé Buchholz

3.1 Determinação do Volume de Gás

O primeiro passo para o dimensionamento consiste na determinação do volume de gás que poderá ser libertado em caso de defeito. Este volume depende, fundamentalmente, da potência nominal do transformador e da natureza do defeito. A relação utilizada para o cálculo é:

$$V_g = k \times P_n \quad (1)$$

onde:

- V_g Volume de gás libertado, em litros (L);
- k Fator de correção que depende da gravidade do defeito (típico entre 0,05 e 0,1 para defeitos graves) [1];
- P_n Potência nominal do transformador, em kVA.

Exemplo: Num transformador de 1000 kVA, adotando $k=0,07$, o volume de gás estimado é: $V_g = 0,07 \times 1000 = 70 L$

Nota: O valor de k é obtido através de ensaios experimentais ou mediante consulta às normas técnicas e especificações dos fabricantes. Geralmente, para defeitos graves, adotam-se valores compreendidos entre 0,05 e 0,1.

3.2 Seleção do Relé Buchholz

Após a determinação do volume de gás, procede-se à seleção de um relé Buchholz cuja capacidade seja compatível com o valor calculado. Os fabricantes disponibilizam tabelas técnicas que indicam o volume máximo de gás que cada modelo é capaz de detetar. É imperativo que a escolha esteja em conformidade com a norma IEC 60599 [1].

3.3 Escolha do Fabricante

A seleção do fabricante deve basear-se em vários critérios:

- Reputação e Experiência: Preferir fabricantes com um histórico comprovado e reconhecimento no mercado [4].
- Certificações: Confirmar o cumprimento das normas internacionais, em particular a IEC 60599 [1].
- Suporte Técnico: Garantir a disponibilidade de assistência técnica e serviços de manutenção.
- Compatibilidade: Verificar se o relé é compatível com o sistema de proteção já instalado.
- Custo-benefício: Comparar os custos e as vantagens dos diferentes fornecedores.
- Feedback dos Utilizadores: Consultar referências e opiniões de outros clientes para avaliar a fiabilidade do produto.
- Garantia e Prazos de Entrega: Analisar as condições de garantia e os prazos propostos.
- Documentação Técnica: Assegurar a existência de documentação e manuais detalhados para instalação e manutenção [4].

3.4 Instalação do Relé Buchholz

A instalação deve seguir rigorosamente as recomendações do fabricante para assegurar um desempenho ótimo. As principais orientações incluem:

- Posicionar o relé na vertical, garantindo a correta captação dos gases.
- Assegurar um fluxo desimpedido do óleo através do dispositivo.

- Instalar a tubulação de ligação com uma inclinação apropriada para a completa drenagem do óleo.
- Ajustar a altura de instalação de forma a manter o relé dentro da faixa de temperatura operacional recomendada.
- Utilizar materiais compatíveis com o óleo isolante, prevenindo a corrosão.
- Seguir meticolosamente as instruções do fabricante para montagem e fixação [4].
- Verificar a integridade das ligações elétricas e pneumáticas.

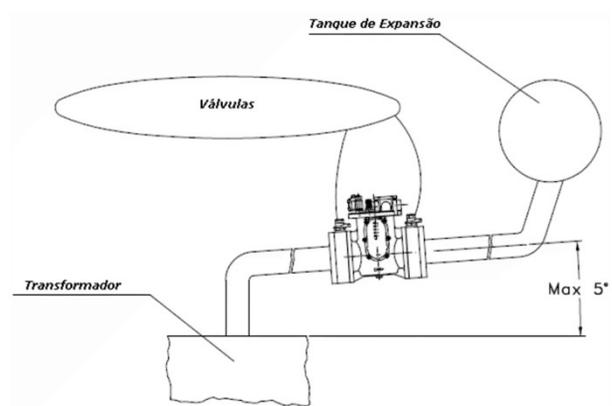


Figura 1: Esquema de instalação de um relé Buchholz
[Fonte: <https://awstrom.com.br/rele-de-gas-buchholz-transformadores-qual-o-proposito/>
(Acedido a 11 de fevereiro de 2025)]

3.5 Considerações de Projeto

Além do dimensionamento básico, devem ser tidos em conta outros fatores críticos:

- Temperatura de Operação: A temperatura do óleo influencia a densidade e o comportamento dos gases, sendo necessário ajustar o volume de gás calculado conforme as condições térmicas esperadas [5].
- Pressão Interna: A pressão dentro da cuba pode afetar a detecção dos gases, exigindo uma calibragem precisa do relé [4].
- Compatibilidade com o Óleo: Verificar que o relé é compatível com o tipo específico de óleo utilizado no transformador.

- Ambiente de Operação: Considerar as condições ambientais, como humidade e presença de poeira, que podem influenciar o desempenho do dispositivo.
- Segurança: Assegurar o cumprimento de todas as normas de segurança nacionais e internacionais, incluindo as normas IEC 62271-213 e IEC 62271-215 [2, 3].
- Redundância: Em alguns casos, a implementação de sistemas de proteção redundantes pode ser uma solução para aumentar a fiabilidade.

3.6 Testes e Comissionamento

Antes de colocar o transformador em operação, é fundamental proceder a uma série de testes no relé Buchholz:

- Teste de Fuga: Confirmar a inexistência de fugas na instalação.
- Teste de Funcionamento: Simular a libertação de gás para validar o acionamento dos alarmes e do mecanismo de desligamento.
- Calibração: Ajustar o relé segundo as especificações do fabricante para garantir uma deteção precisa [4].
- Documentação: Registar detalhadamente todos os testes e os ajustes realizados para futuras consultas.
- Simulação de Defeitos: Realizar simulações de diferentes cenários de defeitos para confirmar a eficácia do sistema [5].

3.7 Manutenção e Testes Periódicos

A manutenção regular é essencial para preservar o desempenho do relé Buchholz. Entre as práticas recomendadas encontram-se:

- Verificação periódica da vedação e das ligações elétricas.
- Realização de testes de injeção de gás para simular condições de defeito.
- Inspeção visual para identificar sinais de corrosão ou desgaste.

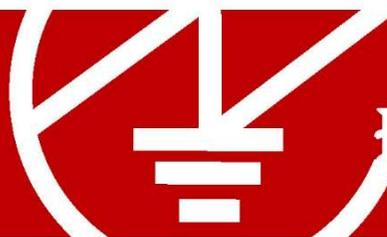
- Calibração periódica de acordo com as recomendações do fabricante [4].
- Implementação de um plano de manutenção preventiva para prolongar a vida útil do dispositivo.
- Formação contínua dos técnicos responsáveis para garantir uma resposta rápida e eficaz em caso de alarme.
- Revisão regular da documentação técnica e dos manuais de operação [5].

4 Conclusão

O dimensionamento adequado de um relé Buchholz é fundamental para assegurar a proteção eficiente de transformadores de potência com isolamento a óleo. Ao seguir os procedimentos e recomendações aqui expostos, torna-se possível selecionar, instalar e manter um dispositivo que permite a deteção precoce de defeitos internos, contribuindo para a segurança e fiabilidade dos sistemas elétricos. A conformidade com as normas internacionais e a implementação de um rigoroso plano de manutenção são determinantes para o sucesso da aplicação.

Referências

- [1] Mineral oil-filled electrical equipment in service - guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis, 2022. Norma IEC 60599.
- [2] High-voltage switchgear and controlgear - part 213: Voltage detecting and indicating system, 2021. Norma IEC 62271-213.
- [3] High-voltage switchgear and controlgear - part 215: Phase comparator used with vdis, 2021. Norma IEC 62271-215.
- [4] Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH (EMB). Operating Instructions Buchholz Relay, 04 2020. Versão em português: Operating Instructions_Buchholz_Relay_PT.pdf.
- [5] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde. Transformer Engineering: Design and Practice. CRC Press, 2004.



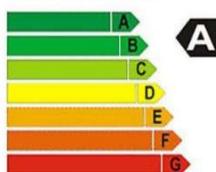
NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica | Nº1 | Abril 2008

“É com grande satisfação que se inicia com esta revista, a que sugestivamente se chama “Neutro à Terra”, a publicação de um conjunto de documentos de carácter técnico-científico relacionados com as Instalações Eléctricas.” Prof^o Beleza Carvalho



MAIS EFICIENTE



MENOS EFICIENTE

Eficiência Energética
Pág. 2



Domótica
Pág. 4



Segurança
Pág. 7



Instalações Eléctricas
Pág. 14



Telecomunicações
Pág. 18

ANÁLISE COMPLETA DOS MOTORES TRIFÁSICOS LIGADOS EM TRIÂNGULO SOB CONDIÇÕES DE DEFEITO.

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise detalhada do comportamento de motores trifásicos com enrolamentos em configuração triângulo (Δ) sob diferentes condições de defeito. São estudados dois cenários específicos: a saída de serviço de um enrolamento do motor e a abertura de uma das linhas de alimentação (perda da fase B). Desenvolvemos o estudo comparando o regime equilibrado normal com os regimes desequilibrados resultantes de cada tipo de defeito. Todas as correntes e tensões são derivadas rigorosamente com demonstrações passo-a-passo, complementadas por diagramas fasoriais explicativos. São incluídos exemplos numéricos e uma análise comparativa dos diferentes regimes de funcionamento, destacando as implicações práticas de cada defeito no desempenho do motor, incluindo efeitos térmicos, mecânicos e a redistribuição das correntes no sistema. Este estudo é essencial para a compreensão dos efeitos dos desequilíbrios em motores trifásicos, possibilitando o correto dimensionamento de sistemas de proteção e diagnóstico de defeitos em instalações industriais.

1. Introdução

Os sistemas trifásicos são a base da distribuição e utilização de energia elétrica em aplicações industriais. A configuração em triângulo (Δ) é particularmente relevante para o acionamento de motores de indução, oferecendo vantagens específicas em determinadas condições operacionais.

Neste estudo, analisamos o comportamento de um motor trifásico em configuração triângulo quando sujeito a diferentes condições de defeito:

- Saída de serviço de um dos enrolamentos do motor;
- Perda de uma das fases de alimentação (abertura da linha B).

Este tipo de análise é essencial para:

- Projeto de sistemas de proteção adequados;
- Compreensão dos efeitos dos desequilíbrios no desempenho do motor;
- Diagnóstico de defeitos em sistemas industriais;
- Previsão dos efeitos térmicos e mecânicos resultantes de operação em condições anormais.

2 Fundamentos Teóricos

2.1 Configuração Triângulo em Regime Equilibrado

Definição 2.1: Configuração Triângulo

Na ligação triângulo, os enrolamentos do motor são conectados em série, formando um laço fechado, com as linhas de alimentação conectadas nos vértices deste triângulo.

As tensões de fase coincidem com as tensões de linha.

2.2 Relações Fundamentais

Para um sistema trifásico equilibrado, valem as seguintes relações:

$$\text{Tensões de linha: } \underline{V}_{AB}, \underline{V}_{BC}, \underline{V}_{CA}$$

$$\text{Correntes de fase: } \underline{I}_{AB}, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_{CA}$$

$$\text{Correntes de linha: } \underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$$

Teorema 2.1: Relação entre Correntes de Linha e Fase

Em um sistema equilibrado em triângulo, as correntes de linha têm um desfasamento de 30° em relação às correntes de fase e possuem magnitude $\sqrt{3}$ vezes maior:

$$I_L = \sqrt{3} \times I_\phi$$

3 Regime Equilibrado (Operação Normal)

3.1 Fasores de Tensão

Considerando a sequência de fases positiva (ABC), as tensões de linha são:

$$\underline{V}_{AB} = V_{LL} \angle 0^\circ$$

$$\underline{V}_{BC} = V_{LL} \angle -120^\circ$$

$$\underline{V}_{CA} = V_{LL} \angle +120^\circ$$

3.2 Correntes de fase

Para uma impedância $Z = R + jX = |Z| \angle \theta$ por enrolamento:

$$\underline{I}_{AB} = \frac{\underline{V}_{AB}}{Z} = \frac{V_{LL}}{|Z|} \angle (0^\circ - \theta)$$

$$\underline{I}_{BC} = \frac{\underline{V}_{BC}}{Z} = \frac{V_{LL}}{|Z|} \angle (-120^\circ - \theta)$$

$$\underline{I}_{CA} = \frac{\underline{V}_{CA}}{Z} = \frac{V_{LL}}{|Z|} \angle (+120^\circ - \theta)$$

3.3 Correntes de linha

Aplicando a Lei de *Kirchhoff* nos nós:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{AB} - \underline{I}_{CA}$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_{BC} - \underline{I}_{AB}$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{CA} - \underline{I}_{BC}$$

Observação Importante

No regime equilibrado, as correntes de linha formam um sistema trifásico equilibrado com magnitude $\sqrt{3}$ vezes maior que as correntes de fase e apresentam um desfasamento de 30° em relação às correntes de fase correspondentes.

3.4 Diagrama fasorial em regime equilibrado

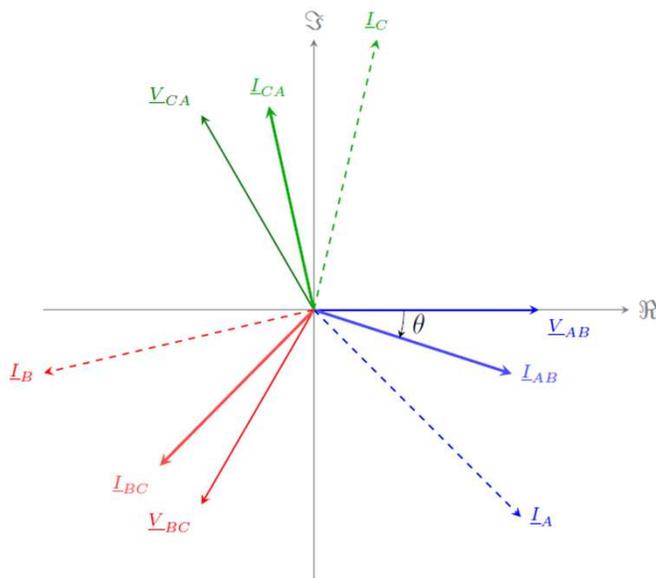


Figura 1: Diagrama fasorial completo mostrando tensões compostas (sólidas), correntes nos enrolamentos (sólidas espessas) e correntes nas linhas (tracejadas).

As correntes nos enrolamentos estão atrasadas um ângulo θ em relação às tensões compostas devido à natureza indutiva da carga. As correntes nas linhas formam um sistema trifásico equilibrado com desfasamento de 120° entre si.

4 Saída de Serviço de um Enrolamento do Motor

4.1 Configuração do Sistema após o Defeito

Quando um dos enrolamentos sai de serviço (por exemplo, o enrolamento entre as fases B e C é aberto), o circuito fica modificado como na figura 2.

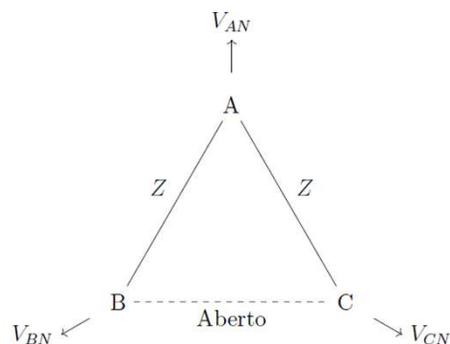


Figura 2: Triângulo com enrolamento BC aberto

Como o enrolamento BC está aberto, a corrente $I_{BC} = 0$. As correntes nos enrolamentos restantes são:

$$I_{AB} = \frac{V_{AB}}{Z} = \frac{V_L \angle 0^\circ}{Z}$$

$$I_{CA} = \frac{V_{CA}}{Z} = \frac{V_L \angle +120^\circ}{Z}$$

4.2 Correntes de Linha

As correntes de linha são determinadas pelas diferenças das correntes nos enrolamentos conectados a cada fase:

$$\begin{aligned} I_A &= I_{AB} - I_{CA} \\ I_B &= I_{BC} - I_{AB} = -I_{AB} \\ I_C &= I_{CA} - I_{BC} = I_{CA} \end{aligned}$$

4.3 Cálculo da Corrente na Linha A

Calculando I_A :

$$\begin{aligned} I_A &= I_{AB} - I_{CA} \\ &= \frac{V_L}{Z} (e^{j0^\circ} - e^{j120^\circ}) \\ &= \frac{V_L}{Z} \left(1 - \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right) \\ &= \frac{V_L}{Z} \left(1 + \frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \\ &= \frac{V_L}{Z} \left(\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \end{aligned}$$

O módulo de I_A é:

$$\begin{aligned} |I_A| &= \frac{V_L}{Z} \sqrt{\left(\frac{3}{2}\right)^2 + \left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} \\ &= \frac{V_L}{Z} \sqrt{\frac{9}{4} + \frac{3}{4}} = \frac{V_L}{Z} \sqrt{3} \end{aligned}$$

Portanto:

$$|I_A| = \frac{V_L \sqrt{3}}{Z}$$

As correntes de linha I_B e I_C são:

$$\begin{aligned} I_B &= -I_{AB} = -\frac{V_L}{Z} \angle 0^\circ \\ I_C &= I_{CA} = \frac{V_L}{Z} \angle +120^\circ \end{aligned}$$

Os módulos de I_B e I_C são iguais:

$$|I_B| = |I_C| = \frac{V_L}{Z}$$

4.4 Representação Vetorial das Correntes nas Linhas e nas Fases

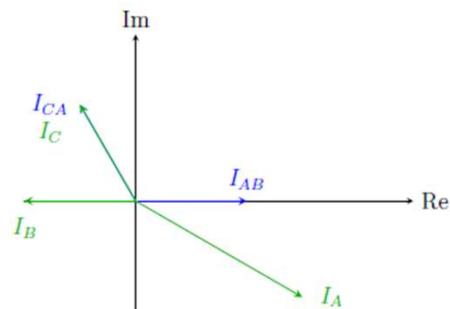


Figura 3: Diagrama fasorial das correntes nas linhas e nas fases com enrolamento BC aberto

4.5 Notas sobre o Diagrama

- Definição das componentes x e y das correntes de fase:

• Para I_{AB} :

$$\begin{aligned} I_{AB_x} &= |I_{AB}| \cos(0^\circ) = 1 \\ I_{AB_y} &= |I_{AB}| \sin(0^\circ) = 0 \end{aligned}$$

• Para I_{CA} :

$$\begin{aligned} I_{CA_x} &= |I_{CA}| \cos(120^\circ) = -0.5 \\ I_{CA_y} &= |I_{CA}| \sin(120^\circ) = 0.866 \end{aligned}$$

- Cálculo das componentes de I_A :

$$\begin{aligned} I_{A_x} &= I_{AB_x} - I_{CA_x} = 1 - (-0.5) = 1 + 0.5 = 1.5 \\ I_{A_y} &= I_{AB_y} - I_{CA_y} = 0 - 0.866 = -0.866 \end{aligned}$$

- Verificação do módulo de I_A :

$$\begin{aligned} |I_A| &= \sqrt{(I_{A_x})^2 + (I_{A_y})^2} = \sqrt{(1.5)^2 + (-0.866)^2} \\ &= \sqrt{2.25 + 0.75} = \sqrt{3} \approx 1.732 \end{aligned}$$

5 Perda da Linha B (Regime Desequilibrado)

5.1 Configuração do Sistema após o Defeito

Com a abertura da linha B, o sistema deixa de ser equilibrado.

A topologia resultante pode ser analisada como:

- Os pontos A e C permanecem conectados à fonte
- O ponto B fica desconectado
- A impedância entre A e C torna-se a associação paralela de Z (ramo CA) com a série de Z+Z (ramos AB e BC)

5.2 Impedância equivalente entre A e C

Calculamos a impedância equivalente considerando:

- Um caminho direto: $Z_{CA} = Z$
- Um caminho através dos dois enrolamentos: $Z_{AB} + Z_{BC} = 2Z$

A impedância equivalente é a associação paralela:

$$Z_{\text{eq}} = \frac{Z \times 2Z}{Z + 2Z} = \frac{2Z^2}{3Z} = \frac{2}{3}Z$$

5.3 Tensão Aplicada

A tensão entre os pontos A e C é a tensão de linha do sistema:

$$\underline{V}_{AC} = -\underline{V}_{CA} = V_{LL} \angle -60^\circ$$

5.4 Correntes de fase

$$\underline{I}_{CA} = \frac{\underline{V}_{AC}}{Z} = \frac{V_{LL}}{|Z|} \angle (-60^\circ - \theta)$$

$$\underline{I}_{AB} = \underline{I}_{BC} = \frac{\underline{V}_{AC}}{2Z} = \frac{V_{LL}}{2|Z|} \angle (-60^\circ - \theta)$$

5.5 Correntes de linha

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{AB} + \underline{I}_{CA} = \frac{V_{LL}}{2|Z|} \angle (-60^\circ - \theta) + \frac{V_{LL}}{|Z|} \angle (-60^\circ - \theta)$$

$$= \frac{3V_{LL}}{2|Z|} \angle (-60^\circ - \theta)$$

$$\underline{I}_B = 0 \quad (\text{linha aberta})$$

$$\underline{I}_C = -\underline{I}_A \quad (\text{conservação de corrente})$$

Análise Física da Situação

A abertura da linha B causa uma redistribuição das correntes:

- A corrente na fase CA aumenta em relação ao regime equilibrado
- As fases AB e BC passam a partilhar a mesma corrente, com magnitude reduzida
- A linha B fica sem corrente (condição de aberto)
- As linhas A e C passam a conduzir correntes iguais em magnitude mas opostas em fase

5.6 Diagrama fasorial pós-defeito

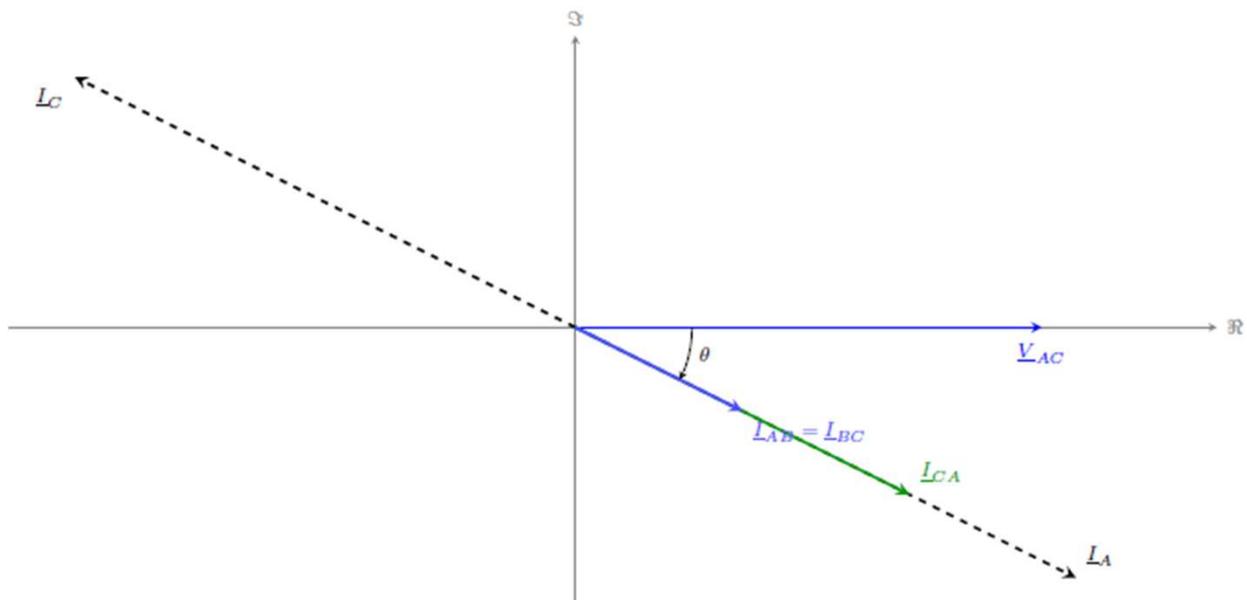


Figura 4: Diagrama fasorial após abertura da linha B, mostrando o desfasamento θ entre \underline{V}_{AC} e \underline{I}_A .

6 Exemplo Numérico

Considere um sistema com os seguintes parâmetros:

- Tensão linha-linha: $V_{LL} = 400 \text{ V}$
- Impedância por fase: $Z = 10 + j5 \Omega$ ($|Z| = 11.18 \Omega$, $\theta = 26.57^\circ$)

6.1 Regime Equilibrado

$$|I_\phi| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_L| = \sqrt{3} \times 35.8 = 62.0 \text{ A}$$

6.2 Regime com Enrolamento BC Aberto

$$|I_{AB}| = |I_{CA}| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_{BC}| = 0 \text{ A} \quad (\text{enrolamento aberto})$$

$$|I_A| = |I_{AB} - I_{CA}| = \frac{V_{LL}\sqrt{3}}{|Z|} = \frac{400 \times 1.732}{11.18} = 62.0 \text{ A}$$

$$|I_B| = |I_C| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = 35.8 \text{ A}$$

6.3 Regime com Linha B Aberta

$$|I_{CA}| = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_{AB}| = |I_{BC}| = \frac{400}{2 \times 11.18} = 17.9 \text{ A}$$

$$|I_A| = |I_C| = \frac{3}{2} \times \frac{400}{11.18} = 53.7 \text{ A}$$

$$|I_B| = 0 \text{ A}$$

Comparação dos Regimes

Comparando os três regimes:

- No regime equilibrado normal: correntes de linha equilibradas de 62,0 A e correntes de fase de 35,8 A
- Com enrolamento BC aberto: a corrente na linha A permanece 62,0 A, enquanto as correntes nas linhas B e C reduzem para 35,8 A
- Com linha B aberta: as correntes nas linhas A e C reduzem para 53,7 A (13,4 % de redução em relação ao normal), e a linha B fica sem corrente

7 Análise Comparativa

7.1 Relação entre Correntes nos Diferentes Regimes de Defeito

Podemos estabelecer relações matemáticas entre as correntes nos diferentes regimes:

7.1.1 Regime com Enrolamento BC Aberto

Definindo a corrente de linha original (equilibrada) como:

$$|L_{L0}| = \sqrt{3} \frac{V_{LL}}{|Z|}$$

Após a saída de serviço do enrolamento BC:

$$|L_A| = |L_{L0}| = \sqrt{3} \frac{V_{LL}}{|Z|}$$

$$|L_B| = |L_C| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{|L_{L0}|}{\sqrt{3}}$$

7.1.2 Regime com Linha B Aberta

Após a abertura da linha B:

$$|L_A| = |L_C| = \frac{3}{2} \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{3}{2\sqrt{3}} |L_{L0}| = \frac{\sqrt{3}}{2} |L_{L0}| \approx 0.866 |L_{L0}|$$

$$|L_B| = 0$$

7.2 Consequências Operacionais

Efeitos no Motor

- Enrolamento BC aberto:
 - Corrente desequilibrada nas linhas
 - Possível sobrecorrente na linha A
 - Aquecimento desigual nos enrolamentos restantes
 - Aumento das vibrações devido ao desequilíbrio
- Linha B aberta:
 - Redução do binário para aproximadamente 75 % do valor original
 - Operação em regime monofásico entre as fases A e C
 - Aumento das perdas por efeito Joule
 - Surgimento de componentes de sequência negativa

6 Exemplo Numérico

Considere um sistema com os seguintes parâmetros:

- Tensão linha-linha: $V_{LL} = 400 \text{ V}$
- Impedância por fase: $Z = 10 + j5 \Omega$ ($|Z| = 11.18 \Omega$, $\theta = 26.57^\circ$)

6.1 Regime Equilibrado

$$|I_\phi| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_L| = \sqrt{3} \times 35.8 = 62.0 \text{ A}$$

6.2 Regime com Enrolamento BC Aberto

$$|I_{AB}| = |I_{CA}| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_{BC}| = 0 \text{ A} \quad (\text{enrolamento aberto})$$

$$|I_A| = |I_{AB} - I_{CA}| = \frac{V_{LL}\sqrt{3}}{|Z|} = \frac{400 \times 1.732}{11.18} = 62.0 \text{ A}$$

$$|I_B| = |I_C| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = 35.8 \text{ A}$$

6.3 Regime com Linha B Aberta

$$|I_{CA}| = \frac{400}{11.18} = 35.8 \text{ A}$$

$$|I_{AB}| = |I_{BC}| = \frac{400}{2 \times 11.18} = 17.9 \text{ A}$$

$$|I_A| = |I_C| = \frac{3}{2} \times \frac{400}{11.18} = 53.7 \text{ A}$$

$$|I_B| = 0 \text{ A}$$

Comparação dos Regimes

Comparando os três regimes:

- No regime equilibrado normal: correntes de linha equilibradas de 62,0 A e correntes de fase de 35,8 A
- Com enrolamento BC aberto: a corrente na linha A permanece 62,0 A, enquanto as correntes nas linhas B e C reduzem para 35,8 A
- Com linha B aberta: as correntes nas linhas A e C reduzem para 53,7 A (13,4 % de redução em relação ao normal), e a linha B fica sem corrente

7 Análise Comparativa

7.1 Relação entre Correntes nos Diferentes Regimes de Defeito

Podemos estabelecer relações matemáticas entre as correntes nos diferentes regimes:

7.1.1 Regime com Enrolamento BC Aberto

Definindo a corrente de linha original (equilibrada) como:

$$|L_{L0}| = \sqrt{3} \frac{V_{LL}}{|Z|}$$

Após a saída de serviço do enrolamento BC:

$$|L_A| = |L_{L0}| = \sqrt{3} \frac{V_{LL}}{|Z|}$$

$$|L_B| = |L_C| = \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{|L_{L0}|}{\sqrt{3}}$$

7.1.2 Regime com Linha B Aberta

Após a abertura da linha B:

$$|L_A| = |L_C| = \frac{3}{2} \frac{V_{LL}}{|Z|} = \frac{3}{2\sqrt{3}} |L_{L0}| = \frac{\sqrt{3}}{2} |L_{L0}| \approx 0.866 |L_{L0}|$$

$$|L_B| = 0$$

7.2 Consequências Operacionais

Efeitos no Motor

- Enrolamento BC aberto:
 - Corrente desequilibrada nas linhas
 - Possível sobrecorrente na linha A
 - Aquecimento desigual nos enrolamentos restantes
 - Aumento das vibrações devido ao desequilíbrio
- Linha B aberta:
 - Redução do binário para aproximadamente 75 % do valor original
 - Operação em regime monofásico entre as fases A e C
 - Aumento das perdas por efeito Joule
 - Surgimento de componentes de sequência negativa

Apêndice A: Demonstrações Matemáticas Detalhadas

A.1. Cálculo da Corrente na Linha A com Enrolamento BC Aberto

A corrente I_A é calculada como:

$$\begin{aligned} I_A &= I_{AB} - I_{CA} \\ &= \frac{V_L}{Z} e^{j0^\circ} - \frac{V_L}{Z} e^{j120^\circ} \\ &= \frac{V_L}{Z} \left(1 - \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right) \\ &= \frac{V_L}{Z} \left(\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \end{aligned}$$

O módulo de I_A é:

$$\begin{aligned} |I_A| &= \frac{V_L}{Z} \sqrt{\left(\frac{3}{2}\right)^2 + \left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} \\ &= \frac{V_L}{Z} \sqrt{\frac{9}{4} + \frac{3}{4}} \\ &= \frac{V_L}{Z} \sqrt{3} \end{aligned}$$

A.2. Cálculo da Impedância Equivalente com Linha B Aberta

A impedância equivalente entre os pontos A e C após a abertura da linha B é derivada como:

$$\begin{aligned} Z_{eq} &= \left(\frac{1}{Z} + \frac{1}{Z+Z} \right)^{-1} \\ &= \left(\frac{1}{Z} + \frac{1}{2Z} \right)^{-1} \\ &= \left(\frac{2+1}{2Z} \right)^{-1} \\ &= \frac{2Z}{3} = \frac{2}{3}Z \end{aligned}$$

8 Conclusões

Este estudo detalhado dos motores trifásicos em triângulo sob diferentes condições de defeito permitiu estabelecer as seguintes conclusões:

- Operação Normal: Em regime equilibrado, as correntes de linha são $\sqrt{3}$ vezes maiores que as correntes de fase e apresentam um desfasamento de 30° , com todas as fases contribuindo igualmente para a produção de binário.
- Enrolamento BC Aberto:
 - A corrente na linha A mantém-se no mesmo valor do regime equilibrado ($\sqrt{3}$ vezes a corrente de fase)
 - As correntes nas linhas B e C reduzem para um valor igual à corrente de fase
 - O desequilíbrio nas correntes pode causar aquecimento desigual e aumento de vibrações
- Linha B Aberta:
 - A operação transforma-se num regime monofásico, com correntes iguais em magnitude e opostas em fase nas linhas A e C
 - A magnitude das correntes nas linhas ativas reduz para 86,6 % do valor original
 - Há uma redução significativa do binário disponível (cerca de 75 % do valor original)
 - Surgem componentes de sequência negativa que causam aquecimento adicional
- Implicações Práticas:
 - É essencial implementar proteções contra operação em condição de defeito
 - A monitorização das correntes de linha pode ser usada como método de diagnóstico
 - O tempo de permanência sob condições de defeito deve ser limitado para prevenir danos térmicos e mecânicos.

Recomendação Importante

É recomendável que, ao detetar defeitos como os analisados neste estudo, o motor seja desligado o mais rápido possível para evitar danos permanentes, especialmente em aplicações de alta potência onde os efeitos térmicos e mecânicos podem ser mais severos.

Referências

- [1] Austin Hughes and Bill Drury, *Electric Motors and Drives: Fundamentals, Types and Applications*, 5th ed., Elsevier, 2019.
- [2] A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr., Stephen D. Umans, *Electric Machinery*, 7th ed., McGraw-Hill Education, 2013.
- [3] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 3rd ed., Wiley-IEEE Press, 2013.
- [4] A. S. Langsdorf, *Theory of Alternating Current Machinery*, 2nd ed., McGraw-Hill, 1955.
- [5] S. A. Nasar and M. E. Unnewehr, *Electric Machines and Transformers*, 3rd ed., Macmillan, 1991.
- [6] Stephen J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th ed., McGraw-Hill, 2012.
- [7] P. C. Sen, *Principles of Electric Machines and Power Electronics*, 3rd ed., Wiley, 2013.
- [8] Stevenson Jr., W. D., *Elementos de Teoria de Circuitos*, McGraw-Hill, 1982.

CURIOSIDADE

DIMENSIONAMENTO DE DESCARREGADORES DE SOBRETENSÕES (DSTs) PARA REDES DE MÉDIA, ALTA E MUITO ALTA TENSÃO: METODOLOGIA, NORMAS E APLICAÇÕES.

Resumo

Este documento fornece uma metodologia completa para o dimensionamento de Descarregadores de Sobretensões (DSTs) em redes de Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT).

Abordam-se as normas aplicáveis (portuguesas, europeias, internacionais e E-Redes), critérios técnicos, seleção de fabricantes e um estudo de caso prático. O objetivo é capacitar o leitor a dimensionar DSTs com elevado profissionalismo, garantindo a proteção eficaz de redes elétricas contra sobretensões transitórias.

Lista de Siglas e Símbolos

Tabela 1: Lista de Siglas e Símbolos utilizados no artigo

Símbolo/Abreviatura	Significado
DST	Descarregador de Sobretensões
MT	Média Tensão
AT	Alta Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
BIL	Nível Básico de Isolamento ao Impulso (Basic Impulse Level)
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
E-Redes	Operador da Rede de Distribuição em Portugal
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
NP	Norma Portuguesa
EN	Norma Europeia
U_n	Tensão nominal do sistema (kV)
U_r	Tensão nominal do DST (kV)
U_{res}	Tensão residual do DST (kV)
E_c	Capacidade de absorção de energia (kJ)
I_d	Corrente de descarga (kA)
k	Fator de proporcionalidade para cálculo da tensão residual
Z_s	Impedância do sistema (Ω)
t	Duração da sobretensão (μs)

1. Introdução

Os Descarregadores de Sobretensões (DSTs) são dispositivos críticos para a proteção de redes elétricas contra sobretensões transitórias, causadas por descargas atmosféricas, manobras ou defeitos no sistema.

Em Portugal, as redes de MT (10 kV – 30 kV), AT (60 kV – 150 kV) e MAT (220 kV – 400 kV) exigem um dimensionamento rigoroso, considerando fatores como:

- Tensão residual (U_{res}) e coordenação de isolamento;
- Capacidade de absorção de energia (E_c) para sobretensões múltiplas;
- Condições ambientais (ex.: corrosão costeira, alta densidade de descargas atmosféricas).

Este documento cobre todas as etapas do dimensionamento, desde a seleção de normas até a escolha do fabricante, com exemplos práticos e referências atualizadas.

2. Considerações Metodológicas e Limitações

Este método de dimensionamento adota diversos pressupostos que simplificam a análise, mas que podem limitar a precisão em condições reais. Destacamos os seguintes pontos:

- Assunção de Linearidade: A abordagem assume que a resposta do DST à sobretensão é linear, o que facilita os cálculos de U_{res} e E_c . Em situações reais, entretanto, o comportamento pode apresentar não-linearidades – especialmente quando o equipamento opera próximo de seus limites – o que pode levar a diferenças entre os valores teóricos e os medidos.

- Fator de Proporcionalidade k : O valor de k é extraído de dados técnicos fornecidos pelos fabricantes e ensaios laboratoriais. Apesar de os intervalos de k serem semelhantes entre diferentes modelos, pequenas variações podem influenciar significativamente o cálculo de U_{res} . Uma análise comparativa mostra que a escolha do fabricante e as condições de teste podem ter impacto na fiabilidade dos resultados.
- Comparação de Abordagens: Além do método simplificado apresentado, alternativas como simulações numéricas avançadas e medições *in loco* com instrumentação de alta precisão podem oferecer uma modelação mais detalhada. Embora essas abordagens sejam mais precisas, elas também exigem investimentos maiores em tempo e recursos, além de apresentarem desafios na calibração e na integração dos dados.

2.1 Desafios na Implementação Prática

Na prática, a implementação deste dimensionamento enfrenta desafios adicionais, tais como:

- Variabilidade Ambiental: Fatores como corrosão, variações climáticas e interferências eletromagnéticas podem alterar o desempenho do DST ao longo do tempo.
- Discrepâncias entre Ensaios e Condições Reais: Ensaios laboratoriais são realizados em condições controladas, enquanto a operação real envolve variabilidade nas tensões e correntes, podem ter impacto na resposta efetiva do equipamento.
- Integração com Sistemas de Monitorização: A implantação de monitorização contínuo é essencial para ajustar os parâmetros teóricos e acompanhar o desgaste e envelhecimento dos equipamentos.

3 Fluxograma do Processo de Dimensionamento

A Figura 1 apresenta um diagrama ilustrativo dos passos para o dimensionamento dos DSTs.

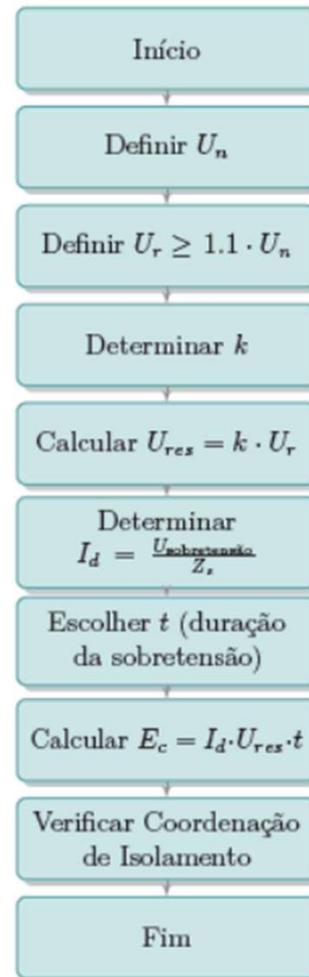


Figura 1: Fluxograma do processo de dimensionamento dos DSTs.

4 Normas Aplicáveis

4.1 Normas Portuguesas

- NP EN 60099-4: Norma portuguesa que adapta as diretrizes da IEC 60099-4 para DSTs de óxido metálico sem disruptor, definindo requisitos de desempenho, ensaios e dimensionamento para proteção de sistemas de corrente alternada contra sobretensões transitórias [1].
- NP EN 50522: Estabelece requisitos para o projeto, execução e verificação de sistemas de terra em instalações elétricas AC com tensão superior a 1 kV, garantindo a segurança de pessoas e equipamentos [2].

4.2 Normas Europeias

- EN 60099-4: Norma europeia que define requisitos para DSTs em sistemas AC, com foco em desempenho e ensaios [3].
- EN 50522: Especifica requisitos para instalações elétricas, incluindo coordenação de isolamento e proteção contra sobretensões [4].

4.3 Normas Internacionais

- IEC 60099-4: Norma internacional da IEC que define os requisitos, métodos de ensaio e critérios de dimensionamento para DSTs de óxido metálico, destinados a proteger sistemas de corrente alternada contra sobretensões transitórias. A norma visa assegurar a eficácia e fiabilidade dos dispositivos de proteção, contribuindo para a integridade dos equipamentos elétricos [5].
- IEC 60071: Define princípios, critérios e métodos para a coordenação de isolamento em sistemas elétricos de alta tensão [6].
- IEEE C62.11: Norma IEEE para DSTs de óxido metálico, com foco em aplicações em sistemas de energia [7].

4.4 Regulamentos da E-Redes

- DRE-C10-001/N: Documento interno da E-Redes que define critérios de isolamento em redes de MT e AT, seguindo normas IEC [8].

5 Dimensionamento de DSTs

5.1 Passo a Passo para MT, AT e MAT

- Definir a Tensão Nominal do Sistema (U_n):

A tensão nominal do sistema (U_n) é a tensão de operação normal da rede.

Para redes de MT, AT e MAT em Portugal, os valores típicos são:

- MT: 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV.
- AT: 60 kV, 150 kV.
- MAT: 220 kV, 400 kV.

Observação: Considera-se que a tensão máxima de operação (U_m) é aproximadamente $1,1 \times U_n$.

- Definir a Tensão Nominal do DST (U_r):

A tensão nominal do DST (U_r) deve ser escolhida de forma que cubra a tensão máxima do sistema, ou seja:

$$U_r \geq 1,1 \times U_n$$

Exemplo: Para $U_n=150$ kV, adota-se $U_r=170$ kV.

- Determinar o Fator k:

O fator k depende do modelo do DST e é obtido a partir de dados técnicos dos fabricantes ou ensaios laboratoriais e pode ser consultado na Tabela 2.

Tabela 2: Valores Típicos do Fator k para DSTs

Tipo de DST	k
Óxido Metálico (Siemens 3EL)	2.3–2.6
Óxido Metálico (ABB POLIM-D)	2.4–2.7
Óxido Metálico (Eaton X-GAP)	2.5–2.8
Nota: Valores obtidos de catálogos técnicos.	

- Calcular a Tensão Residual (U_{res}):

A tensão residual (U_{res}) é a tensão que aparece nos terminais do DST durante uma descarga, calculada por:

$$U_{res} = k \times U_r$$

Nota: Essa expressão baseia-se na hipótese de linearidade, cuja validade deve ser confirmada por testes práticos.

v. Determinar a Corrente de Descarga (I_d):

A corrente de descarga (I_d) é obtida pela Lei de Ohm:

$$I_d = \frac{U_{sobretensão}}{Z_s}$$

onde:

- $U_{sobretensão}$: Valor máximo da sobretensão no sistema (kV).
- Z_s : Impedância equivalente do sistema (em Ω).

Exemplo: Para $U_{sobretensão}=170$ kV e $Z_s=17$ Ω , obtém-se $I_d=10$ kA.

vi. Escolher a Duração da Sobretensão (t):

A duração do sobretensão (t) depende do tipo de evento:

- Descargas Atmosféricas: Típica de 20 μ s a 50 μ s.
- Manobras: Varia entre 100 μ s e 1 ms.

Para redes sujeitas a descargas atmosféricas, recomenda-se $t=20$ μ s.

vii. Calcular a Capacidade de Absorção de Energia (E_c):

A capacidade de absorção de energia (E_c) é a energia máxima que o DST pode dissipar, calculada por:

$$E_c = I_d \times U_{res} \times t$$

Nota: Esta aproximação pressupõe que o sinal de sobretensão possui um perfil retangular, o que pode não refletir exatamente a sua forma real.

viii. Verificar a Coordenação de Isolamento:

A tensão residual U_{res} deve ser inferior à tensão de sobretensão suportável (BIL) dos equipamentos protegidos, normalmente com uma margem de segurança de 15%:

$$U_r < 0,85 \times BIL$$

Exemplo: Para BIL=750 kV, $U_{res}=442$ kV < 638 kV.

6 Fabricantes de DSTs

6.1 Principais Fabricantes

- Siemens: Série 3EL, reconhecida por sua alta capacidade de absorção de energia e conformidade com normas internacionais [9].
- ABB: Série POLIM-D, voltada para redes de AT e MAT [10].
- Eaton: Série X-GAP, destacando-se pela resistência a condições ambientais extremas [11].

6.2 Critérios de Seleção

- Conformidade com normas IEC e IEEE.
- Capacidade de absorção de energia (E_c) adequada à aplicação.
- Resistência a condições ambientais (ex.: corrosão, temperaturas extremas).
- Custo do ciclo de vida (LCC), incluindo manutenção e substituição.

7 Estudo de Caso: Subestação de 150 kV

7.1 Contexto

- Localização: Região costeira com alta densidade de descargas atmosféricas (15 descargas/km²/ano).
- Equipamentos: Transformadores de 250 MVA, BIL=750kV.
- Tensão nominal: $U_n=150$ kV.

7.2 Dimensionamento

- $U_r=170$ kV (Siemens 3EL).
- $U_{res}=442$ kV < 638 kV (considerando $0,85 \times BIL$).
- $E_c=88,4$ kJ (atende aos requisitos para sobretensões múltiplas).

7.3 Resultados

Tabela 3: Comparação de Modelos de DST para 150 kV

Modelo	U_{res} (kV)	E_c (kJ)	Custo (k€) ^a
Siemens 3EL	442	88.4	120
ABB POLIM-D	435	85.0	115
Eaton X-GAP	450	90.0	130

^a Valores estimados para fins didáticos. Para valores reais, consulte diretamente os fabricantes.

7.4 Análise Crítica da Escolha do DST

A seleção do modelo Siemens 3EL para a subestação de 150 kV baseia-se em:

- Desempenho Técnico: $U_{res}=442$ kV está dentro dos limites seguros em relação ao BIL dos equipamentos.
- Capacidade de Absorção de Energia: $E_c=88.4$ kJ é suficiente para suportar sobretensões múltiplas sem comprometer a integridade do sistema.
- Custo-Benefício: O custo de 120 k€ apresenta uma boa relação entre desempenho e investimento, quando comparado aos modelos concorrentes.
- Conformidade e Robustez: O modelo cumpre rigorosamente as normas IEC e IEEE, bem como os regulamentos internos do Operador da Rede, e é adequado para operar em ambientes adversos.

8 Conclusão

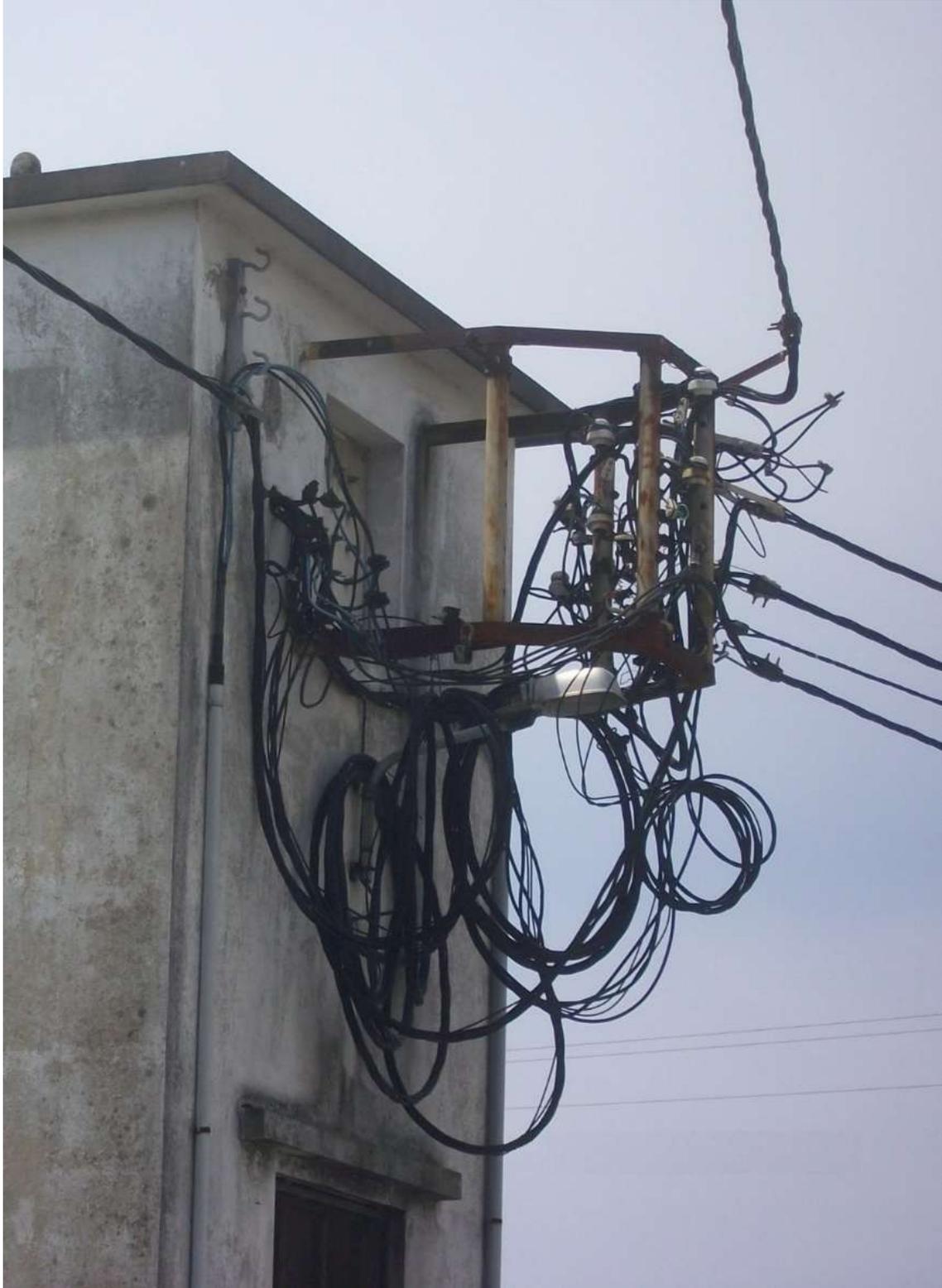
O dimensionamento de DSTs é um processo complexo que vai além da simples aplicação de fórmulas teóricas. Embora a metodologia apresentada permita um dimensionamento inicial fundamentado, é crucial:

- Realizar medições experimentais para validar as hipóteses de linearidade e os valores de k.
- Considerar a variabilidade das condições operacionais e ambientais para ajustar os parâmetros de projeto.
- Integrar sistemas de monitorização contínuo para acompanhar o envelhecimento e desgaste dos equipamentos.

Considerações Finais: Esta metodologia oferece uma base sólida para o dimensionamento de DSTs, mas recomenda-se uma abordagem multidisciplinar que combine modelação teórica, simulações avançadas e validação no campo para assegurar a máxima eficácia na proteção de redes elétricas.

Referências

- [1] IPQ. NP EN 60099-4: Pára-raios de óxido de metal sem disruptor para redes de corrente alternada. Lisboa: IPQ, 2014.
- [2] IPQ. NP EN 50522: Ligação à terra das instalações elétricas em corrente alternada de potência superior a 1 kV. Lisboa: IPQ, 2022.
- [3] CENELEC. EN 60099-4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Bruxelas: CENELEC, 2014.
- [4] CENELEC. EN 50522: Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c. Bruxelas: CENELEC, 2022.
- [5] IEC. IEC 60099-4: Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Genebra: IEC, 2014.
- [6] IEC. IEC 60071-2: Insulation co-ordination – ALL PARTS. Genebra: IEC, 2022.
- [7] IEEE. IEEE C62.11: IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV). USA: IEEE, 2020.
- [8] E-Redes. DRE-C10-001/N: Guia de coordenação de isolamento (GCI). Lisboa: EDP. 2023.
- [9] Siemens AG. 3EL Series Surge Arresters. Munique: Siemens. 2023.
- [10] ABB Ltd. POLIM-D Surge Arresters. Zurique: ABB. 2023.
- [11] Eaton Corporation. X-GAP Surge Arresters. Dublin: Eaton. 2023.



O MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS. ANÁLISE TECNOLÓGICA.

Resumo

A tecnologia fotovoltaica bifacial (BPV) apresenta-se como uma alternativa inovadora para aumentar a eficiência na geração de energia, ao aproveitar o albedo do ambiente como fonte adicional de irradiação. Esta abordagem técnica emergente permite uma maior produção de energia em comparação com os módulos fotovoltaicos convencionais. No entanto, a aplicação prática do BPV enfrenta desafios relevantes, entre eles, a sensibilidade a variáveis ambientais e exigências rigorosas no processo de instalação.

Estudos recentes e modelos de mercado demonstram um cenário promissor para a expansão dessa tecnologia, sobretudo quando integrada com sistemas complementares, como o rastreamento solar, que potencializam o aproveitamento de recursos naturais. A análise apresentada neste artigo aborda os parâmetros críticos de instalação e a otimização do ganho bifacial sob condições variadas, evidenciando a superioridade técnica dos módulos bifaciais quanto à eficiência energética.

Palavras-chave: Fotovoltaico Bifacial (BPV); Fotovoltaico Monofacial (MPV); Ganho Bifacial; Albedo; Aplicações; Otimização

1. Introdução

A tecnologia fotovoltaica bifacial representa uma inovação notável na captação de energia solar ao utilizar ambos os lados dos módulos para converter a radiação em eletricidade. Ao contrário dos sistemas monofaciais (MPV), os módulos bifaciais (BPV) aproveitam não apenas a luz direta que incide na face frontal, mas também a luz refletida - o chamado albedo - que incide na parte traseira, aumentando o potencial de produção energética.

Esta tecnologia possibilita um melhor aproveitamento da energia disponível, elevando a eficiência dos sistemas fotovoltaicos sem a necessidade de ampliar significativamente a área de painel instalada. No entanto, o desempenho dos módulos bifaciais depende de fatores ambientais favoráveis e de condições específicas de instalação, o que impõe desafios técnicos para sua ampla implementação. A integração com tecnologias complementares, como o rastreamento solar, são uma mais-valia para estes sistemas, consolidando o seu papel relevante no cenário atual das energias renováveis.

A tecnologia solar fotovoltaica passou por um crescimento exponencial, tornando-se hoje numa das principais fontes de energia renovável, com registros de uma capacidade global instalada de 1047 GW. [1] Fatih Birol, diretor executivo da agência internacional de energia (IEA) afirma que a tecnologia solar "é o novo rei dos mercados de energia" [2].

A implementação de módulos fotovoltaicos bifaciais enfrenta desafios diversos que se estendem desde os aspectos técnicos quanto às condições ambientais. Estes módulos BPV dependem fortemente do albedo do solo: a eficiência adicional obtida pela face traseira só se concretiza em locais com superfícies altamente refletivas. Em ambientes desérticos, por exemplo, a alta refletividade do solo potencializa a captação de luz pela face traseira dos módulos, gerando incrementos de até 30% na eficiência em comparação aos sistemas monofaciais tradicionais [3].

Assim, a variabilidade das condições do terreno e a necessidade de configurações precisas de instalação, incluindo ângulos ideais e suportes especializados, constituem barreiras significativas.

2. A Tecnologia BPV

Vimos anteriormente que os módulos fotovoltaicos bifaciais podem apresentar ganhos em rendimento até 30% em estruturas fotovoltaicas fixas, quando comparando com a tecnologia tradicional MPV, em igualdade de condições atmosféricas. A combinação de módulos fotovoltaicos bifaciais com sistemas de rastreamento solar (*solar tracking*) de eixo único, podem conduzir a ganhos até os 40% [4]. No entanto, estes rendimentos energéticos maiores implicam um maior investimento, tornando-se necessário o seu desenvolvimento e maturidade tecnológica. Estima-se que a tecnologia BPV terá uma predominância no mercado no futuro, prevendo-se quotas de mercado de 70% até 2030, uma rápida evolução desde 20% em 2019, Figura 1.

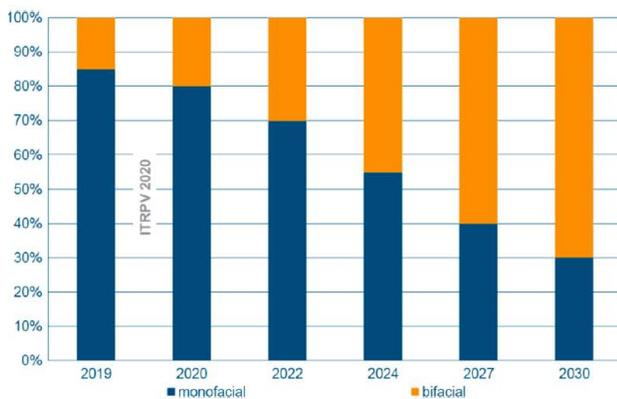


Figura 1 – Quota de mercado de BPV com previsão até 2030

[9]

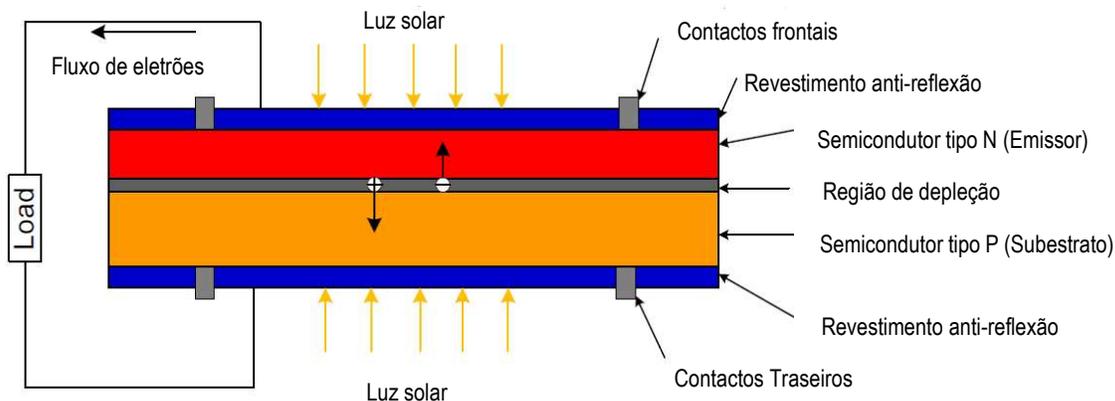


Figura 2 – Constituição de uma célula fotovoltaica bifacial [4]

A tecnologia fotovoltaica bifacial possui o mesmo princípio de funcionamento do que a monofacial, assentando no efeito fotoelétrico. Os módulos bifaciais adicionam uma camada de revestimento anti-reflexão com contactos traseiros, permitindo ao módulo absorver luz solar de ambas as faces. Quanto as células solares são expostas à luz solar, a luz é transmitida através do revestimento anti-reflexão [5]. Os fótons com energias superiores à energia *band-gap* libertam os eletrões das suas posições criando lacunas, gerando assim o fluxo de eletrões, ilustrado na Figura 2.

O mercado dos módulos fotovoltaicos bifaciais utiliza nomeadamente dois tipos de revestimento traseiro, vidro e material orgânico transparente. Para além da facilidade acrescida de instalação, estes também proporcionam um aumento na estabilidade e na durabilidade do painel, reduzindo o risco de danos causados por fatores ambientais, prolongando a vida útil do sistema [4] [5]. Existem, no entanto, limitações associadas ao uso destes módulos fotovoltaicos, sendo uma das preocupações principais o local de instalação e respetivas condições meteorológicas. Estes módulos são geralmente encapsulados em vidro em ambas as faces, permitindo absorver energia solar na face traseira, refletida através do solo. O conceito chave associado a esta tecnologia é o albedo.

O albedo de uma superfície é definido como o rácio entre a irradiância solar refletida numa superfície e irradiância solar total incidente na mesma [6]. Noutras palavras, quantifica a capacidade que uma superfície tem para refletir irradiação solar difusa refletida numa superfície, dependendo assim da localização (podendo variar normalmente entre 0.1 e 0.8). Estudos comprovam maiores ganhos bifaciais com superfícies de maior albedo. [7] Para avaliar a vantagem de um módulo BPV em comparação com um módulo MPV, o ganho bifacial, aumento relativo da produção de energia elétrica, é definido como a Eq. (1)

$$\text{Ganho bifacial (\%)} = (Y_{bi} - Y_{mono}) / Y_{mono} \times 100 \quad (1)$$

Onde, Y_{bi} e Y_{mono} são ganhos de energia elétrica BPV e MVP, respetivamente, em kWh. [8]

Para além do albedo, o rendimento dos módulos fotovoltaicos bifaciais dependerá fortemente das condições de instalação tais como a orientação do módulo, chamado de ângulo *tilt* (β), elevação do módulo em relação ao solo, e o ângulo de azimute (γ), ou seja, a orientação horizontal do módulo em relação ao norte geográfico). Para além disso, vários parâmetros meteorológicos do local tais como a irradiação global horizontal (GHI), irradiação difusa horizontal (DHI), temperatura ambiente e velocidade do vento [7] [4]. O próprio módulo fotovoltaico terá também associado um fator de bifacialidade (ϕ_{bi}) que corresponde ao rácio entre a potência gerada pela parte frontal e a parte traseira do módulo, em condições normais de utilização (STC), e os resultados apresentados serão na base do ganho bifacial, a medida utilizada para comparar os módulos bifaciais e os módulos fotovoltaicos convencionais.

3. Aplicações para BPV

3.1 Instalações em estruturas fixas

Verifica-se que sistemas fotovoltaicos bifaciais poderão obter ganhos consideráveis quando instalados nas condições ótimas. Um estudo apresentado em [9] comparou produções

de sistemas bifaciais em comparação com sistemas monofaciais, usando 3 configurações diferentes, ajustando o ângulo de inclinação e elevação relativamente ao solo. Visto que o albedo se torna um dos principais fatores de influência, efetuaram-se, nesse mesmo estudo, trabalhos de otimização de albedo. Para isto, os painéis foram colocados sobre uma superfície de cimento pintada de branco para aumentar o seu grau de reflexão, com painéis orientados para este e oeste. Para além disso, aumentou-se a distância mínima ao solo (de 5 cm para 40 cm) para melhorar perdas devido ao sombreamento mútuo e melhorar o albedo. Comparou-se o ganho devido às células bifaciais, com diferentes coeficientes de bifacialidade, isto é, diferentes eficiências nominais da face traseira em relação à face frontal. Resultados deste estudo concluíram que os ganhos gerais de tecnologia BPV são 17 % para módulos orientados para este, 15 % para módulos orientados para oeste, comparando com módulos monofaciais com a mesma orientação. Porém, estes ganhos estariam reduzidos a 7 % e 5 %, respetivamente, depois de 1 ano de utilização, concluindo que a razão principal seria devido ao crescimento de musgo na superfície e consequentemente uma diminuição no albedo.

De facto, reforça-se que a tecnologia bifacial requer cuidados mais delicados para otimizar a sua produção, exigindo cuidados adicionais no seu meio ambiente para viabilizar a sua utilização comparativamente a módulos convencionais [2] [9]. Também foi efetuado um estudo do desempenho da tecnologia BPV pelos Laboratórios Nacionais Sandia, onde foram instalados lado a lado 2 pares de módulos monofaciais e bifaciais, orientados horizontalmente com um ângulo de inclinação de 35°. Os ganhos bifaciais para este sistema durante o período de ensaio variam geralmente entre cerca de 7 % e 16 % [10].

3.2 Instalações com *Solar tracking*

A coexistência de módulos bifaciais e dos sistemas de *solar tracking* oferece vantagens notáveis. De acordo com [5], os sistemas bifaciais de com rastreamento de eixo único

apresentam um aumento até 35 % no rendimento. O mesmo estudo confirma que os sistemas de rastreamento bifacial dominam atualmente o mercado fotovoltaica à escala dos serviços públicos, com mais de 60 % da quota de mercado dos sistemas fotovoltaicos que utilizam rastreamento de eixo único. Os sistemas de *solar tracking* de 2 eixos são capazes de seguir o sol durante o dia e requerem um investimento um custo mais elevado. Sistemas de 1 eixo serão capazes de seguir o sol de Este para Oeste (*EW-tracking*), numa posição fixa de Norte a Sul, sendo estes mais baratos relativamente a um sistema de 2 eixos, serão também os mais utilizados entre os dois.

Existem dois tipos de algoritmos de *tracking*: algoritmos de rastreamento solar (*sun-tracking*) que visam orientar os módulos para maximizar a luz solar direta, e algoritmos de rastreamento de potência (*power-tracking*), que orienta os módulos para maximizar a potência e energia produzida [11]. Atualmente existem várias medições publicadas de sistemas fotovoltaicos bifaciais para permitir tirar conclusões fiáveis, baseadas em provas sobre o desempenho no mundo real desta tecnologia.

O estudo apresentado em [12] conclui que os sistemas com *sun tracking* (monofaciais e bifaciais) têm um desempenho superior aos seus equivalentes sem seguidores, através de uma simulação em PVsyst, na localização de Tambuwal, no

Nordeste na Nigéria, onde a biblioteca meteorológica Meteororm indicava uma irradiação horizontal difusa/global de 47,8 %. O sistema fotovoltaico monofacial com um seguidor solar obteve um ganho médio de 16,5% em relação ao sistema fotovoltaico monofacial com inclinação fixa, enquanto o sistema fotovoltaico bifacial com um seguidor obteve um ganho médio de 13,2%.

3.3 Sistemas Verticais

As instalações verticais são comparáveis à inclinação fixa monofacial e, nas regiões de grande exposição solar, podem ser inferiores às do sistema de referência monofacial. Em países da UE, como a Alemanha, a Next2sun mediu um ganho bifacial de 12 % [2]. Nesta configuração, os módulos beneficiam de irradiação acrescida durante a manhã e ao fim do dia, fazendo com que a curva de produção se torne numa curva de dois picos, com uma depressão no meio-dia, ilustrado na Figura 4. Estes sistemas possuem vantagens devido à sua configuração vertical visto que sua estrutura permite uma integração versátil com o seu meio ambiente, principalmente em aplicações agrícolas [1]. Devido à necessidade de um espaçamento maior entre fileiras, para evitar sombreamento entre painéis, é possível aproveitar esse espaço para agricultura. Para além disso, também se torna possível a passagem de máquinas agrícolas e há espaço para o gado.

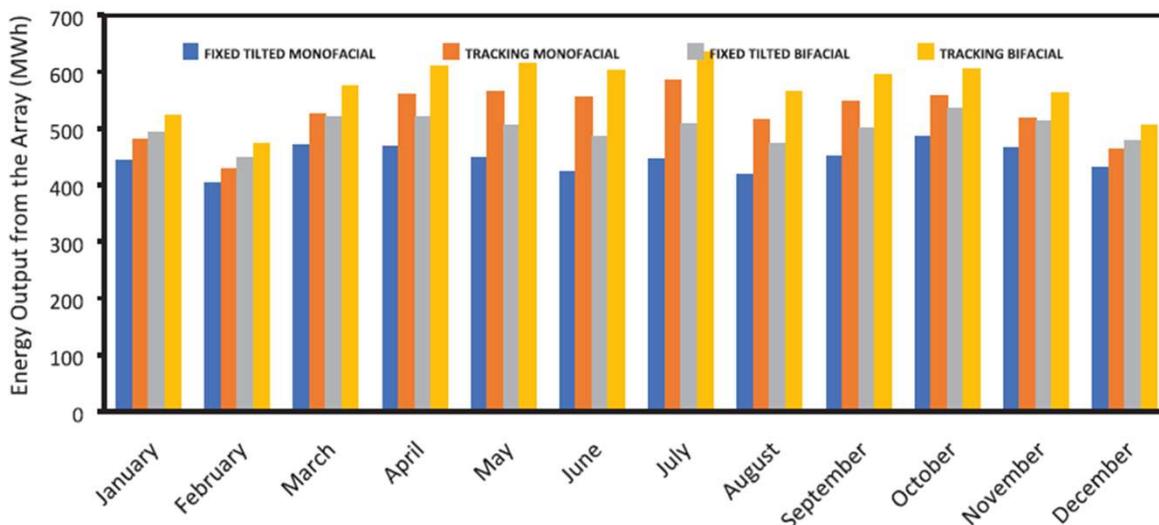


Figura 3 – Ganhos bifaciais com diferentes configurações – MPV e BPV [12]

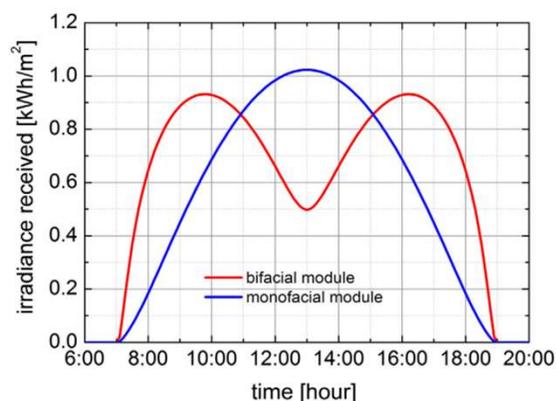


Figura 4 - Curva da irradiação captada por um sistema vertical BPV [18]

Nesse sentido, a eficiência no uso do espaço é maior, os painéis poderão proteger as plantas do excesso de radiação solar se necessário, e os agricultores poderão gerar a sua própria energia para alimentar equipamento agrícolas, sistemas de irrigação e outras infraestruturas. Esta aplicação servirá tanto para campos agrícolas como para edifícios, demonstrado na Figura 5 em telhados (*greenroofs*). Importante mencionar também a existência de edifícios integrados com BPV em fachadas, sombreamentos e vedações, funcionando como material de construção e simultaneamente permitindo a geração de energia elétrica [4]. Existem também estudos a comprovar a viabilidade da instalação de BPV em sistemas verticais aplicado a estradas. Esta aplicação oferece vantagens ambientais e energéticas e permite um uso eficiente do espaço, oferecendo simultaneamente uma barreira acústica de ruído proveniente das estradas.

O estudo apresentado em [13] propôs uma solução de uma instalação BPV, consistindo numa estrada no Bangladesh pintada de branco numa das margens, acompanhada por uma estrutura com módulos bifaciais verticalmente montados numa extensão de 200m. Utilizando as ferramentas de software PVsyst, PVSOL e SAM, foi registado um ganho bifacial de 12,26 %, com um albedo de 0,65.

3.4 BPV para sistemas flutuantes

Projetos fotovoltaicos flutuantes têm crescido em número e em escala. Desde 2015, mais de 100 centrais entraram em funcionamento em todo o mundo como reservatórios de energia hidroelétrica de topo, instalações de água industrial, lagos de aquacultura e outras massas de água. [14] [15] As vantagens que instalações fotovoltaicas flutuantes incluem o aumento do rendimento económico por unidade de terreno, um aumento de rendimento e produção de energia (devido ao arrefecimento natural da água nos painéis solares) e a redução da evaporação da água. Para além disso, podem ser integradas em centrais hidroelétricas. Existem soluções propostas na literatura que exploram a convivência entre água, alimentação e energia, consistindo na implementação de um sistema híbrido fotovoltaico-hidroelétrico, onde existe a possibilidade da criação de piscicultura [16]. O efeito da bifacialidade dos módulos pode ser explorado em instalações flutuantes, apesar do albedo de uma massa de água é muito baixo (0,1 o que é muito mais baixo do que o valor normal de 0,2 para o solo). No entanto, é possível otimizar o albedo do meio ambiente utilizando estruturas refletoras na base flutuante dos módulos bifaciais, solução estudada em [17].



Figura 5 - Aplicações para sistemas BPV verticais:

a) Aplicações em agricultura [2]; b) Aplicações em *greenroofs* [18]; c) Aplicações para barreiras acústicas [3]

Para verificar a sua viabilidade, estudos simularam a instalação flutuante com MVP e BPV, retirando o ganho bifacial. Utilizando os softwares de simulação PVsyst e SAM, foi demonstrado que é possível obter ganhos bifaciais até 13,5 % nas configurações ideais. A energia produzida no sistema bifacial aumenta proporcionalmente com o aumento da distância entre fileiras (*pitch*), representado na Tabela 1 como d_r (*distance rows*). O mesmo se verificou relativamente à altura de instalação dos módulos (considerou-se 0,9m para este estudo). Para o mesmo *pitch*, o sistema bifacial otimizado requer uma inclinação superior à do sistema monofacial, representado como $\gamma_{Mm/b}$, indo até 25°. O mesmo se verificou relativamente à altura de instalação dos módulos [14] [15].

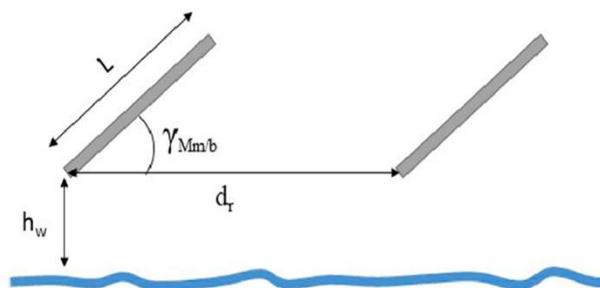


Figura 6 - Variáveis geométricas para instalações flutuantes BPV [14]



Figura 7 - Estrutura de base refletora em instalações flutuantes BPV [17]

Tabela 1 - Ganhos bifaciais obtidos em função das variáveis geométricas e albedo [14]

d_r/L	γ_{Mb}	γ_{Mm}	a (%)		
			20 BF_{fl}	10	5
1.25	10	10	9.0	6.3	5.0
1.4	15	15	10.2	7.1	5.6
1.55	20	20	11.3	7.9	6.2
1.7	25	20	12.1	8.3	6.4
1.85	25	20	12.8	8.8	6.9
2	25	20	13.5	9.3	7.2

4. Perspetivas Futuras e Conclusões

A influência da tecnologia BPV tem-se expandido de maneira significativa, com uma projeção de predominância expressiva até 2030. A viabilidade desta tecnologia foi comprovada, destacando os ganhos energéticos em diversas aplicações. Contudo, é essencial realizar mais avanços para consolidar a tecnologia BPV como uma alternativa competitiva face à MPV. Um dos desafios fundamentais é a I&D para a tecnologia BPV, para aumentar a viabilidade económica do BPV de modo a compensar os seus custos adicionais devido às condições específicas de instalação em cada aplicação, e avaliando a sua relação custo-benefício. Além disso, a avaliação do desempenho dos módulos BPV em condições reais de operação é imprescindível, considerando variáveis como flutuações na irradiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento.

A aplicação do BPV em sistemas de *tracking* em parques fotovoltaicos apresenta um grande potencial, pois essas instalações oferecem maior flexibilidade para otimização das condições, como o aumento da distância entre as fileiras e a elevação dos módulos. Para áreas mais industrializadas, as instalações verticais BPV mostram-se promissoras devido à sua alta versatilidade e capacidade de integração no ambiente urbano.

No entanto, destaca-se que, embora as perspetivas futuras para a aplicação do BPV sejam altamente positivas, ainda é necessário estudos mais aprofundados para garantir a consolidação da tecnologia e a sua promoção de implantação eficiente e sustentável.

5. Referências bibliográficas

- [1] M. Baricchio, M. Korevaar, P. Babal, and H. Ziar, "Modelling of bifacial photovoltaic farms to evaluate the profitability of East/West vertical configuration," *Solar Energy*, vol. 272, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112457.
- [2] R. Kopecek and J. Libal, "Bifacial photovoltaics 2021: Status, opportunities and challenges," Apr. 02, 2021, MDPI AG. doi: 10.3390/en14082076.
- [3] SunPal, "Módulos bifaciais em várias condições climáticas: Análise de desempenho." Accessed: May 03, 2025. [Online]. Available: <https://www.sunpalsolar.com/pt/analise-do-desempenho-dos-modulos-bifaciais-em-diferentes-condicoes-climaticas/>
- [4] W. Gu, T. Ma, S. Ahmed, Y. Zhang, and J. Peng, "A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology," Nov. 01, 2020, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.enconman.2020.113283.
- [5] J. Stein, PVPS Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021 Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems. [Online]. Available: www.iea-pvps.org
- [6] X. Zhang et al., "Review of Land Surface Albedo: Variance Characteristics, Climate Effect and Management Strategy," Mar. 01, 2022, MDPI. doi: 10.3390/rs14061382.
- [7] G. Raina, R. Vijay, and S. Sinha, "Study on the optimum orientation of bifacial photovoltaic module," *Int J Energy Res*, vol. 46, no. 4, pp. 4247–4266, Mar. 2022, doi: 10.1002/er.7423.
- [8] W. Gu, T. Ma, M. Li, L. Shen, and Y. Zhang, "A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module," *Appl Energy*, vol. 258, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114075.
- [9] A. Garrod and A. Ghosh, "A review of bifacial solar photovoltaic applications," Dec. 01, 2023, Higher Education Press Limited Company. doi: 10.1007/s11708-023-0903-7.
- [10] Sandia National Laboratories, "Field Example of Bifacial Gain at Sandia," 2023, Accessed: Dec. 11, 2024. [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/pv-research/bifacial-pv-project/outdoor-bifacial-pv-performance-data/field-example-of-bifacial-gain-at-sandia/>
- [11] M. T. Patel, M. S. Ahmed, H. Imran, N. Z. Butt, M. R. Khan, and M. A. Alam, "Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial solar farms," *Appl Energy*, vol. 290, May 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116478.
- [12] R. O. Yakubu, L. D. Mensah, D. A. Quansah, and M. S. Adaramola, "Improving solar photovoltaic installation energy yield using bifacial modules and tracking systems: An analytical approach," *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 14, no. 12, Dec. 2022, doi: 10.1177/16878132221139714.
- [13] A. Al Mehadi, M. M. Nishat, F. Faisal, A. R. H. Bhuiyan, M. Hussain, and M. A. Hoque, "Design, Simulation and Feasibility Analysis of Bifacial Solar PV System in Marine Drive Road, Cox's Bazar," in 2021 International Conference on Science and Contemporary Technologies, ICST 2021, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/ICST53883.2021.9642526.
- [14] G. M. Tina, F. Bontempo Scavo, L. Merlo, and F. Bizzarri, "Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants," *Appl Energy*, vol. 281, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116084.
- [15] A. Ghigo, E. Faraggiana, M. Sirigu, G. Mattiazzo, and G. Bracco, "Design and Analysis of a Floating Photovoltaic System for Offshore Installation: The Case Study of Lampedusa," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 23, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15238804.
- [16] Y. Zhou et al., "An advanced complementary scheme of floating photovoltaic and hydropower generation flourishing water-food-energy nexus synergies," *Appl Energy*, vol. 275, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115389.
- [17] H. Ziar et al., "Innovative floating bifacial photovoltaic solutions for inland water areas," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, no. 7, pp. 725–743, Jul. 2021, doi: 10.1002/pip.3367.
- [18] S. Guo, T. M. Walsh, and M. Peters, "Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis," *Energy*, vol. 61, pp. 447–454, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.08.040.



USE OF HYDROGEN FUEL CELLS TO OPTIMIZE DATA CENTER OPERATIONS.

Abstract

The rapid growth of data centers, driven by increasing demand for processing capacity, has led to a significant rise in energy consumption and its environmental impact. This article explores using hydrogen fuel cells as a clean and efficient energy solution to meet the power needs of large-scale data centers, known as hyperscale data centers.

Hydrogen fuel cells produce clean electricity with minimal emissions and generate by-products such as heat and water, which can be repurposed to enhance the system's overall efficiency. Solutions like combined heat and power (CHP), waste heat recovery (WHR), absorption chillers, and closed-loop water cooling systems aim to establish a circular economy model within data center operations.

Despite challenges related to hydrogen production emissions, infrastructure requirements, and costs, ongoing technological advancements are promising. This paper concludes that implementing hydrogen fuel cells in data centers and optimizing this technology can significantly reduce carbon footprints, lower operational costs, and address energy inefficiencies, ensuring a sustainable future for large-scale data centers.

Keywords: Data centers, Hydrogen Fuel Cells, Absorption Chillers, Waste Heat Recovery, Circular Economy

1. Introduction

The demand for data centers is continuously increasing. By 2022, it was estimated that global data centers energy consumption would range between 240 to 340 terawatt-hours (TWh), which accounts for about 1–1,3 % of the total global electricity demand [1].

With the development of artificial intelligence (AI), power demand is expected to grow by 160 % by 2030 [2]. This surge contributes to higher greenhouse gas emissions and operational costs.

To address these challenges, alternative energy sources that are clean, reliable, and cost-effective must be explored. Hydrogen fuel cells present a promising solution—hydrogen is a highly abundant element, and the chemical process that generates energy from it is clean and remarkably efficient compared to other energy sources [3]. The by-products of this chemical reaction, such as water and heat, can be harnessed to create a self-sustaining energy cycle, potentially enhancing the overall system's efficiency while reducing costs.

In the following sections, we will explore the concept of using hydrogen fuel cells to meet the power consumption needs of data centers and strategies for optimizing energy production by repurposing these by-products.

2. Hyperscale Data Centers

In simple terms, a data center is a building or a group of buildings that stores computer systems and that organizations use to house their applications and data [4]. Different data centers can vary in size, energy consumption, and overall structure.

Generally, data centers can be categorized into four types: onsite data centers, colocation facilities, hyperscale data centers, and edge data centers [5]. For the subsequent thought experiments, the hyperscale data centers will be used as samples.

2.1 Power consumption

A hyperscale data center is a large facility specifically designed to offer extreme scalability and is built to handle substantial workloads [6]. To operate effectively, these data centers require a significant amount of electrical power. The International Data Corporation (IDC) defines a hyperscale data center as needing at least 5,000 servers and occupying a minimum of 10,000 square feet of floor space [7]. As a result, many of these data centers can draw power loads that exceed 100 megawatts. This energy is essential for powering the computing equipment, cooling systems, backup systems, lighting, and other auxiliary systems.

2.2 Energy Efficiency

Although the energy consumption values may seem excessive, hyperscale data centers demonstrate high efficiency in terms of Power Usage Effectiveness (PUE). PUE is defined as the ratio of the total energy a data center uses to the energy used specifically by its Information Technology (IT) equipment. A perfect PUE value would be 1, whereas the industry average is projected to be 1.56 by 2024 [8]. Many of these extensive facilities are relatively new and equipped with the latest technology, often resulting in a lower PUE, as illustrated in Figure 1 [9].

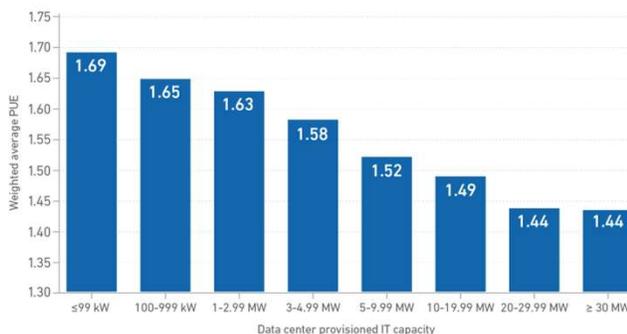


Figure 1 - Weighted average PUE by data center IT capacity

2.3 Challenges to Match Energy Needs

Plans are in place to construct larger data centers exceeding 1 gigawatt (GW) of power [10]. However, several challenges

remain, including a heavy dependence on traditional power grids and environmental concerns, as increased energy consumption leads to higher greenhouse gas emissions.

Several innovative solutions can be implemented to address these issues. The next section will focus on using hydrogen fuel cells to meet energy demands while minimizing the environmental impact associated with rising power consumption.

3. Hydrogen Fuel Cells

As global demand for digital services increases, data centers become vital infrastructure. However, their rising energy consumption raises sustainability concerns. Data centers have traditionally relied on electricity from carbon-intensive grids or backup power from diesel generators, intensifying the pressure to minimize their environmental impact. One promising solution is the integration of hydrogen fuel cells as a clean and dependable energy source.

A fuel cell is an electrochemical device that generates electricity by supplying hydrogen fuel to the anode and air to the cathode. A catalyst in the fuel cell separates the hydrogen atoms into protons and electrons, creating an electric current when the electrons flow through an external circuit [11].

There are different types of hydrogen fuel cells, notably Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC) and Solid Oxide Fuel Cells (SOFC). PEMFCs are a great option because they operate efficiently, have quick start-up times, and possess a high power density [12]. On the other hand, SOFCs are also excellent choices due to their high efficiency and stability [13].

Fuel cells can serve as primary energy sources or provide backup power during high demand or emergencies. In this section, we will explore the use of fuel cells as a primary power source.

3.1 Advantages of Using Hydrogen Fuel Cells

Since the use of hydrogen fuel cells don't involve the burning of fuel, and since the only byproduct are heat and water, one clear advantage is the fact that this technology provides clean energy, by having near to zero carbon emissions [14]. Apart from that, these fuel cells are also extremely efficient, generally between 40% to 60%, which does not seem a great value, until it's compared with other mechanisms, such as the internal combustion engine of a car, which is only around 25% energy efficient [15]. Finally, as previously mentioned, the byproducts of the energy production are heat and water. Both products can be used, by means of Combined Heat and Power (CHP) [16] and Waste Heat Recovery (WHR) [17] to further increase the operational efficiency of the system, by providing heating and cooling to the infrastructure, that can be repurposed for both the computing necessities of the data centers, as well as the building needs in which the data center is stationed at.

3.2 Challenges of Using Hydrogen Fuel Cells

Even though in the previous section it was explained that hydrogen fuel cells are a clean energy source, there are some setbacks to that affirmation. The fuel cells process is undeniably clean, but the hydrogen production isn't. While it is expected that, by 2030, over half of the hydrogen production comes from electrolysis of water [18], that is, from renewable sources (also known as green hydrogen), the truth is that nearly all of the world's current supply of hydrogen is created using fossil gas and coal with no carbon abatement and, since it is energy intensive to produce hydrogen, it results in more emissions than the fuel it is made from [19]. To solve this issue, and as previously noted, it's mandatory to increase the production of green hydrogen in favor of other methods to ensure that there's a reduction of carbon emissions. Since it is a developing technology, the costs are still considerable.

Even though the price, per kW of power output, of the fuel cells has had a steep decline [20], it still requires a high initial investment to cover the need of a

data center, especially ones as sizeable as the hyperscale data centers. The cost is also related to the infrastructure needs that the hydrogen fuel cells require. There's the need to store the hydrogen, to transport it and to process it, which means that, for large data centers such as the ones considered, further space is required to support the technology.

3.3 Case Studies and Further Developments

By now, there are already some companies that are trying to implement this technology to their data centers, albeit in a smaller scale, to use as backup power when the main provider is disabled or inoperative. For example, Microsoft has already experimented, in a Wyoming site, the use of large-format hydrogen fuel cells to supply backup power to the data center. In that demonstration, it was simulated a forty-eight-hour backup power event, and the fuel cell was integrated to the electric system to support critical load [21]. Meanwhile, other companies, such as Google and Equinix are exploring the use of the hydrogen fuel cells to power their data centers with the aim to reduce their carbon emissions and meet the ever-increasing energy demands of the data centers [22-23]. While smaller in scale, these experiments and plans allow for additional funding and technology developments that, eventually, will assure the sustainability, both economical and practical, of implementing hydrogen fuel cells on a larger scale.

With that considered, in the next section, it will be explored the idea of having hydrogen fuel cells being used as the primary energy source to the data centers, and how we can optimize the operation to guarantee higher efficiency and lower waste.

4. Waste Optimization

The needs of data centers and the characteristics of hydrogen fuel cells have been discussed. As mentioned, there are ways to integrate these fuel cells within data centers to optimize the energy and resource cycle.

By minimizing waste generated during operations, we can create a production and consumption model that extends the product lifecycle, ultimately contributing to a circular economy [24]. This text will demonstrate various methods to utilize the waste produced by fuel cells—specifically heat and water—in a productive manner.

4.1 Reusing Heat

The most straightforward way to utilize the heat generated from energy production is for space heating. The buildings housing data centers have specific ambient requirements, which are typically addressed using heating, ventilation, and air conditioning (HVAC) systems. However, it is not ideal to completely replace these existing systems; instead, the waste heat can be used to preheat the air, thereby reducing the energy demands on the HVAC systems [25].

Another effective method for utilizing this heat is through the implementation of absorption chillers. These machines, which use heat as their primary power source, produce chilled water [26]. Since most data centers rely on water to cool their servers, the chilled water generated by absorption chillers can be directed to the servers, reducing the need for conventional air conditioning systems to keep the water cool.

4.2 Reusing Water

As mentioned in the previous section, water is commonly used to cool the servers and other computing systems in data centers. By maintaining a closed-loop cooling system, it becomes easier to regulate the water temperature, reducing the need for additional energy consumption to cool the water and minimizing overall water usage. This approach also helps protect electronic devices by keeping impurities that typically need to be filtered out from entering the system [27].

According to the American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) guidelines for data

centers, it is important to maintain proper temperature and humidity levels to prevent static discharge or condensation [28]. Typically, HVAC systems are responsible for ensuring that air humidity complies with these guidelines. However, to further reduce energy consumption, some of the wastewater can be repurposed by introducing it into the air until the desired humidity levels are achieved.

5. Conclusion

The introduction of hydrogen fuel cells to meet the energy needs of large data centers has been considered a viable option for enhancing both sustainability and efficiency. As the demand for greater computing power continues to grow, alternative energy sources present new opportunities, especially since the byproducts of energy production can be reused, contributing to a circular economy. Although challenges still hinder the adoption of these energy sources, anticipated technological advancements, along with new policies encouraging hydrogen-fueled technologies, are expected to address these issues. Such developments will support efforts to reduce carbon emissions and ensure the long-term sustainability of digital infrastructure.

References

- [1] International Energy Agency, “Data centres & networks,” IEA, Jul. 11, 2023. <https://www.iea.org/energy-system/buildings/data-centres-and-data-transmission-networks>
- [2] Goldman Sachs, “AI is poised to drive 160% increase in data center power demand,” www.goldmansachs.com, May 14, 2024. <https://www.goldmansachs.com/insights/articles/AI-poised-to-drive-160-increase-in-power-demand>
- [3] TWI, “What are the Pros and Cons of Hydrogen Fuel Cells?,” TWI Global, 2021. <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/what-are-the-pros-and-cons-of-hydrogen-fuel-cells>
- [4] “What Is a Data Center?,” Cisco, 2019. <https://www.cisco.com/c/en/us/solutions/data-center-virtualization/what-is-a-data-center.html>
- [5] “Types of Data Centers | How do you Choose the Right Data Center? | Maysteel Industries,” Maysteel Industries, LLC, 2019. <https://www.maysteel.com/blog/types-of-data-centers-how-do-you-choose-the-right-data-center>

- [6] "What is a hyperscale data center? | IBM," [www.ibm.com](https://www.ibm.com/topics/hyperscale-data-center), Mar. 22, 2024.
- [7] "What is a Hyperscale Data Center? | VIAVI Solutions Inc.," VIAVI Solutions Inc., 2024. www.viavisolutions.com/en-us/resources/learning-center/what-hyperscale-data-center (accessed Dec. 7, 2024).
- [8] Uptime Institute, 2024 Global Data Center Survey. Available: <https://datacenter.uptimeinstitute.com/rs/711-RIA-145/images/2024.GlobalDataCenterSurvey.Report.pdf?version=0>
- [9] J. D. jdavis @uptimeinstitute.com Research Analyst, Uptime Institute, "Large data centers are mostly more efficient, analysis confirms," Uptime Institute Blog, Feb. 07, 2024. journal.uptimeinstitute.com/large-data-centers-are-mostly-more-efficient-analysis-confirms/
- [10] N. Gerrard, "Oracle plans to build 1GW data centre powered by nuclear SMRs," Construction Briefing, Sep. 13, 2024. www.constructionbriefing.com/news/oracle-plans-to-build-1gw-data-centre-powered-by-nuclear-smrs/8039153.article (accessed Dec. 9, 2024).
- [11] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "Fuel Cell Basics," [Energy.gov](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics), 2024.
- [12] "PEMFC - FuelCellsWorks," [Fuelcellworks.com](https://fuelcellworks.com/knowledge/technologies/pemfc), 2018.
- [13] A. Ballantine, "Everything You Need to Know about Solid Oxide Fuel Cells," [Bloomenergy.com](https://www.bloomenergy.com/blog/everything-you-need-to-know-about-solid-oxide-fuel-cells/), Mar. 13, 2019.
- [14] B. Energy, "What are the Advantages of Hydrogen Fuel Cells?," [Bloom Energy](https://www.bloomenergy.com/blog/what-are-the-advantages-of-hydrogen-fuel-cells/), Apr. 26, 2024.
- [15] Plug Power, "Hydrogen Fuel Cell Benefits & Advantages," [Plug Power](https://www.plugpower.com/fuel-cell-power/fuel-cell-benefits/), 2023.
- [16] "Combined Heat and Power Basics," [Energy.gov](https://www.energy.gov/eere/iedo/combined-heat-and-power-basics), 2022.
- [17] "Maximize Efficiency with Waste Heat Recovery - Bloom Energy," [Bloom Energy](https://www.bloomenergy.com/waste-heat-recovery-for-chp/), Sep. 10, 2024. (accessed Dec. 4, 2024).
- [18] emincer2, "Hydrogen Supply Outlook 2024: A Reality Check," [BloombergNEF](https://about.bnef.com/blog/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/), May 14, 2024.
- [19] J. Rosenow, "Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review," *Joule*, vol. 6, no. 10, Sep. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.015>.
- [20] V. A. s.r.o, "Hydrogen Guide: Are Fuel Cell Stacks Really Worth It?," www.horizoneducational.com/hydrogen-guide-are-fuel-cell-stacks-really-worth-it/t1429?currency=usd
- [21] D. Proctor, "Hydrogen Fuel Cell Provides Backup Power for Microsoft Data Center," *POWER Magazine*, Jan. 21, 2024. <https://www.powermag.com/hydrogen-fuel-cell-provides-backup-power-for-microsoft-data-center/> (accessed Dec. 10, 2024).
- [22] "Equinix and NUS Centre for Energy Research & Technology Partner to Advance Hydrogen Technologies for Data Centers," *US English*, Sep. 21, 2022. www.equinix.com/newsroom/press-releases/2022/09/equinix-and-nus-centre-for-energy-research-technology-partner-to-advance-hydrogen-technologies-for-data-centers (accessed Dec. 10, 2024).
- [23] "T-EACs show promise for helping decarbonize the grid," *Google Cloud Blog*. <https://cloud.google.com/blog/topics/sustainability/t-eacs-show-promise-for-helping-decarbonize-the-grid>
- [24] European Parliament, "Circular Economy: Definition, Importance and Benefits," *European Parliament*, May 24, 2023. www.europarl.europa.eu/topics/en/article/20151201STO05603/circular-economy-definition-importance-and-benefits
- [25] "What is Heat Recovery?" Available: www.shareddocs.com/hvac/docs/1001/Public/0B/ENG_NEWS_2_1.pdf
- [26] "A user-friendly guide to absorption chillers," *Heinen & Hopman*, Jul. 22, 2022. www.heinenhopman.com/20201009-a-user-friendly-guide-to-absorption-chillers/
- [27] "An Introduction to Closed Loop Cooling | Kooltronic," [www.kooltronic.com](https://www.kooltronic.com/closed-loop-cooling).
- [28] C. Fire, "ASHRAE Data Center Temperature & Humidity Guidelines - TSG," *The Severn Group*, Feb. 08, 2023. www.theseverngroup.com/understanding-ashrae-data-center-temperature-humidity-guidelines/



TECNOLOGIAS EMERGENTES DE ENERGIA RENOVÁVEL OFFSHORE.

Resumo

Este artigo apresenta uma análise técnica e crítica das tecnologias marítimas emergentes no setor da energia renovável offshore, com foco nas fontes provenientes das ondas e marés. Através de uma abordagem estruturada via análise SWOT, são exploradas as oportunidades, limitações e potencial de evolução destas tecnologias, oferecendo uma visão comparativa e fundamentada do panorama atual. Apesar dos avanços registados, conclui-se que ambas as tecnologias se encontram ainda em fase de desenvolvimento, sendo prematuro afirmar qual apresenta maior vantagem competitiva. A escolha da solução tecnológica mais adequada está intrinsecamente ligada a fatores geográficos e ambientais, como a profundidade e a morfologia da costa, a intensidade e regularidade das ondas e marés, bem como as características das correntes, salinidade e ecossistemas locais. A energia das ondas revela maior viabilidade em regiões com forte agitação marítima, como as costas ocidentais da Europa e dos Estados Unidos. Já a energia das marés demonstra maior eficácia em zonas costeiras com grande amplitude de maré, como estuários e baías. Este estudo reforça a importância de uma análise contextualizada para a adoção estratégica de soluções energéticas sustentáveis em ambiente marítimo.

Palavras-chave: Análise SWOT, Energia Renovável Offshore, Produção, Tecnologias.

1. Introdução

A energia renovável marítima (offshore) refere-se à produção de energia a partir de recursos naturais disponíveis no ambiente marinho, como o vento, as ondas, as marés, as correntes oceânicas e a diferença de temperatura entre camadas de água. Estas fontes são inesgotáveis à escala humana e oferecem um elevado potencial de contribuição para a transição energética e a descarbonização da economia.

A produção offshore apresenta vantagens significativas, como maior disponibilidade de espaço, recursos energéticos mais intensos e redução do impacto visual e sonoro em comparação com instalações em terra. No entanto, também implica desafios técnicos, ambientais e económicos que requerem investigação contínua e soluções tecnológicas inovadoras.

O aumento da construção de parques renováveis offshore em várias zonas do planeta deve-se à cada vez mais escassa área disponível em terra. A energia offshore é inesgotável, não poluente e as perdas de transmissão e distribuição são relativamente baixas. Como a área disponível no mar é vasta e desimpedida, permite a construção de instalações e equipamentos de elevada capacidade instalada. O vento no mar é estável, logo gera potências mais constantes e produz maior energia elétrica [1].

Apesar dos desafios que a energia renovável offshore enfrenta, esta apresenta vantagens fortes, como produção de energia verde, redução da dependência de combustíveis fósseis e consequente diminuição dos preços da eletricidade aos consumidores. À vista disso, desempenha um papel promissor para atender os objetivos da transição energética e neutralidade climática até 2050 [2].

A União Europeia (UE), com recurso das suas políticas e investimentos proporcionou o desenvolvimento da energia renovável offshore, sendo o cerne para a concretização do Pacto Ecológico Europeu [3].

Para a estratégia ser cumprida, a UE pretende atingir a instalação de cerca de 111 GW até 2030 [4], entre 215 e 248 GW até 2040 [5] e 317 GW até 2050. Estas metas são essenciais para garantir os objetivos energéticos e climáticos e, ao mesmo tempo, reduzir as importações de energia, aumentar a competitividade e acessibilidade de eletricidade [6].

A Europa enfrenta um desafio urgente sobre a transição energética, por isso o oceano começa a ser a resolução para o problema. Para além do vento, também as ondas e marés serão a revolução do futuro energético a contribuir para o aumento da produção de energia *offshore* [7].

O foco deste artigo é caracterizar as tecnologias emergentes da energia das ondas e marés, com o intuito de dar a conhecer qual a tecnologia mais vantajosa para o futuro. Este estudo tem como base uma análise SWOT realizada para as tecnologias emergentes *offshore*. Estas energias não pretendem competir com a energia eólica *offshore*, mas sim assumirem-se como alternativas *offshore* emergentes.

2. Caraterização da Indústria *Offshore*

2.1 Evolução das Instalações de Produção

A Europa tem 278 GW de capacidade de energia eólica, dos quais 243 GW são em terra (*onshore*) e 35 GW no mar (*offshore*). A UE prevê que sejam construídos anualmente parques eólicos, entre 2024 e 2030 com 22 GW em média. Assim, é necessário que a UE instale 350 GW até 2030, sendo que a meta é de 425 GW [8].

A Figura 1 [9] ilustra a evolução da energia eólica *offshore* que, não sendo objeto de estudo deste trabalho, apenas é

apresentada pois é a mais avançada comparativamente às tecnologias emergentes, não existindo estatísticas concretas sobre as mesmas. Esta demonstra que a capacidade instalada tem aumentado significativamente, no entanto ainda é preciso realizar um trabalho árduo, até atingir os objetivos.

2.2 Tecnologias de Produção de Energias Renováveis *Offshore*

A evolução da produção da energia *offshore* depende da inovação técnica e comercial dos sistemas de desenvolvimento tecnológicos da energia das ondas e marés [10].

2.2.1 Energia das ondas

A energia das ondas é uma forma de energia renovável gerada pelo movimento das ondas no oceano. Esse movimento é resultado da ação do vento sobre a superfície da água, que cria ondulações que podem ser captadas e convertidas em eletricidade.

Esse tipo de energia é considerado uma das formas mais promissoras de energia oceânica devido ao seu alto potencial de produção e previsibilidade.

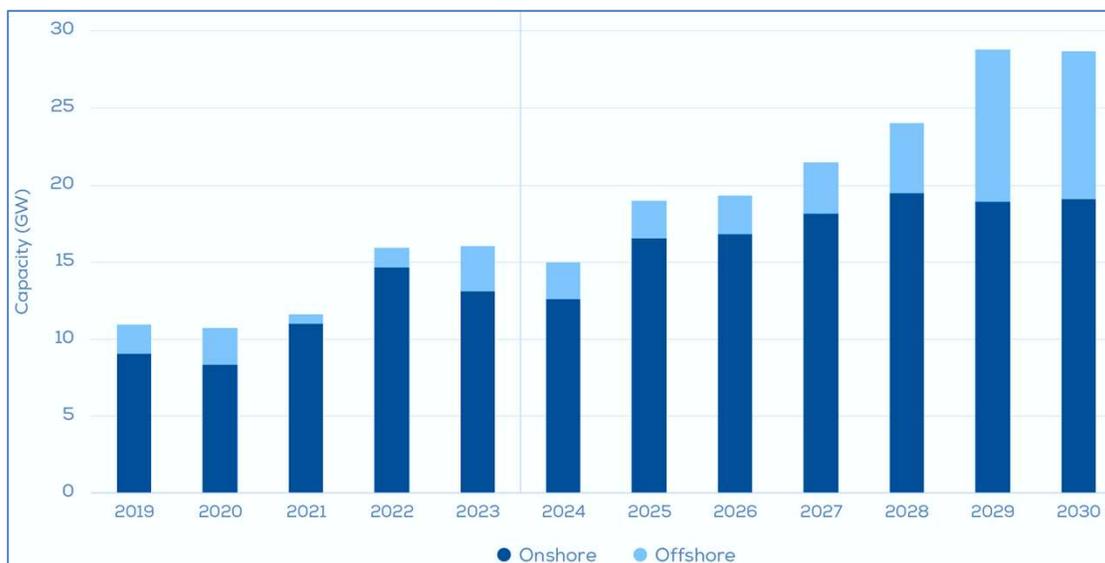


Figura 1. Instalações anuais de energia eólica 2024-2030 na UE

As ondas são caracterizadas principalmente pela sua altura, comprimento e frequência. A altura das ondas indica a distância vertical entre o ponto mais baixo e o mais alto da onda. O comprimento das ondas refere-se à distância horizontal entre dois picos consecutivos, e a frequência está relacionada à quantidade de ondas que passam por um ponto em um determinado período.

A energia das ondas é a energia cinética dos movimentos verticais e horizontais das ondas ou a energia potencial gravítica das colunas de água, sendo captada a partir dos absorventes flutuantes, atenuadores, colunas de água oscilantes, dispositivos overtopping ou diferenciais de pressão submersos [11].

O absorvente pontual, Figura 2 [12], capta a energia das ondas e absorve o movimento das ondas em várias direções. Consiste em boias ou flutuadores que se movem verticalmente com as ondas, ligados a uma placa de reação submersa ou estrutura fixa. O movimento entre a boia e o componente submerso liga um sistema de tomada de força (PTO), que converte a energia mecânica em eletricidade.



Figura 2. Absorvente pontual

O atenuador flutua paralelamente à direção das ondas e aciona bombas hidráulicas ou outros PTO, para converter a energia das ondas em energia elétrica [13]. O atenuador Pelamis é um exemplo desta tecnologia, como apresenta a Figura 3 [14].



Figura 3. Atenuador Pelamis

A coluna de água oscilante da Figura 4 [15], comprime e descomprime o ar dentro da câmara através do movimento ascendente e descendente das ondas. À medida que as ondas entram na câmara, elas forçam o ar através de uma turbina, gerando eletricidade [16].



Figura 4. Coluna de água

O dispositivo *overtopping* da Figura 5 [17], conduz as ondas para um reservatório de captura de energia. Quando o reservatório está repleto, a energia potencial da água armazenada transforma-se em energia cinética e, no momento que é libertada pelas turbinas gera eletricidade [18].



Figura 5. *Overtopping*

O dispositivo diferencial de pressão submerso, Figura 6 [19], utiliza a diferença de pressão entre a coluna de água induzida pelas ondas oscilantes e a coluna de água estática para acionar um sistema PTO para produzir eletricidade. Um exemplo disto é o *WaveRoller* [20].



Figura 6. WaveRoller

2.2.2 Energia das marés

A energia das marés advém das subidas e descidas do nível da água, originadas pela força gravitacional realizada pela Lua e pelo Sol sobre a Terra. Este recurso natural contém dois tipos de energia: a cinética, por causa das correntes marítimas e a potencial, devido à diferença de alturas entre as marés altas e baixas [21].

A energia das marés é captada a partir de barragens, eclusas e unidades de energia em zonas costeiras, na qual o nível da água altera significativamente com as marés, como se verifica na Figura 7 [22]. É um sistema idêntico ao das centrais hidrelétricas. As barragens são construídas próximas do mar e os diques captam e armazenam a água durante a maré alta. Quando a maré está baixa, a água é devolvida ao mar e passa por uma turbina que produz energia elétrica [23].



Figura 7. Barragem marítima

No caso das correntes marítimas, estas aproveitam o movimento horizontal das massas de água, através das turbinas localizadas no fundo do mar, como é visível na Figura 8 [24], de modo a transformar a força das correntes em eletricidade através de um gerador [25].



Figura 8. Turbina marítima

3. Análise SWOT

As fontes de energia renovável *offshore* emergentes têm ambas um grande potencial, no entanto, tanto a energia das ondas como a das marés enfrentam consideráveis desafios tecnológicos, económicos e ambientais. A escolha entre elas (ou a combinação de ambas) depende de fatores como localização, viabilidade económica e os objetivos de sustentabilidade de cada projeto.

A análise SWOT (Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças) é uma ferramenta estratégica útil para avaliar as vantagens e desafios de uma tecnologia ou setor. Nesta secção aplicamos a análise SWOT para as duas tecnologias *offshore* emergentes, estabelecendo uma relação entre os fatores externos e internos.

Com isto, é possível identificar os aspetos a melhorar, as oportunidades de crescimento, os aspetos positivos e os problemas que podem causar [26].

3.1 Energia das Ondas

A Tabela 1 demonstra a análise SWOT relativamente à tecnologia da energia das ondas.

Tabela 1. Análise SWOT: Energia das ondas

Forças	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> Potencial energético Introduzir eletricidade em sistemas isolados ao largo (<i>offshore</i>) ou na costa 	<ul style="list-style-type: none"> Fornecimento contínuo de energia Utilização em áreas remotas e ilhas Incentivos governamentais
Fraquezas	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> Tempestades reduzem o desempenho Irregularidade das ondas Equipamentos em desenvolvimento 	<ul style="list-style-type: none"> Condições climáticas extremas Desafios técnicos Impacto na vida marinha e na dinâmica costeira Financiamento e investimentos limitados

3.2 Energia das Marés

A Tabela 2 indica as oportunidades e desafios da energia das marés referentes à análise SWOT.

Tabela 2. Análise SWOT: Energia das marés

Forças	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> Movimento periódico das marés Elevada densidade energética Potencial de armazenamento 	<ul style="list-style-type: none"> Integração em sistemas de armazenamento Parcerias público-privadas
Fraquezas	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> Custos competitivos Reduzida diferença entre o nível entre a maré cheia e baixa-mar Limitação geográfica 	<ul style="list-style-type: none"> Afeta a navegação e a vida marinha em estuários Volatilidade de investimentos e subsídios Exige condições específicas de profundidade

3.3 Análise e Interpretação

Ao interpretar a análise SWOT verifica-se que ambas as tecnologias proporcionam a transição para um futuro energético sustentável, porque são fontes renováveis, sem emissões diretas de gases de efeito de estufa. Contudo, apresentam desvantagens e desafios. O custo, a manutenção e o desgaste de equipamentos são fraquezas abrangentes às duas tecnologias. Para além disto, são uma ameaça para a vida marinha e por vezes, para as navegações. Os financiamentos e investimentos são um incentivo para a realização dos projetos, mas são limitados, tornando-se

assim numa ameaça para as duas tecnologias. A superação dos desafios mencionados depende dos avanços tecnológicos, políticas públicas adequadas e investimentos contínuos no desenvolvimento.

A energia das ondas introduz eletricidade em sistemas isolados ao largo (*offshore*) ou na costa. Ao largo, a geração de energia possibilita fornecer energia, sem custos de transporte para atividades, nomeadamente de aquacultura ou produção de hidrogénio. Na costa, as centrais de ondas geram eletricidade que permitem apoiar as redes locais das zonas portuárias, climatização de edifícios ou dessalinização.

Relativamente à energia das marés, tem como força o movimento periódico das marés, pois estão relacionadas com a força gravitacional exercida pela Lua e pelo Sol sobre a Terra.

Tendo tudo em consideração, atualmente, ainda não é possível afirmar globalmente qual é a melhor tecnologia, sendo apenas possível ditar a melhor com base na localização geográfica. A tecnologia da energia das ondas é promissora em locais com ondas fortes e consistentes, por exemplo na costa oeste da Europa e costa oeste dos Estados Unidos. Já a tecnologia da energia das marés deve ser aplicada em mares com grande amplitude, como estuários e baías.

4. Conclusões

A energia renovável *offshore* tem experimentado um avanço significativo ao longo dos anos, refletindo o crescente compromisso do setor elétrico em desenvolver tecnologias que contribuam para os objetivos da transição energética e a neutralidade climática até 2050. No contexto das energias marinhas, a análise SWOT das tecnologias de energia das ondas e das marés revela que ambas ainda se encontram em fase de pesquisa e desenvolvimento, o que implica na ausência de uma solução única aplicável a todas as regiões. Em vez disso, a escolha da tecnologia ideal deve ser ajustada às características específicas de cada local.

A tecnologia de energia das ondas é mais adequada para regiões com ondas fortes e consistentes, como a costa oeste da Europa e dos Estados Unidos. Já a energia das marés é indicada para locais com grandes variações de amplitude, como estuários e baías, onde o movimento das marés é mais pronunciado.

Ao avaliar as oportunidades e desafios apresentados por essas tecnologias, observa-se que a energia eólica *offshore* provavelmente superará as limitações das tecnologias emergentes, devido ao seu maior grau de maturidade e

capacidade de produção. Contudo, a escolha da melhor tecnologia para cada projeto depende de uma análise detalhada das condições locais, incluindo profundidade, frequência das ondas e marés, correntes marítimas, salinidade, presença de vida marinha e viabilidade econômica.

Além disso, a dimensão do projeto, seja em pequena ou grande escala, tem um impacto significativo na escolha da tecnologia, pois ela influencia as necessidades de produção de energia e a capacidade de armazenamento. A obtenção das licenças ambientais e o apoio da comunidade portuária também são fatores cruciais para o sucesso de qualquer empreendimento *offshore*.

A médio e longo prazo, a combinação das tecnologias de ondas e marés pode emergir como uma solução altamente eficiente, aproveitando ao máximo o potencial energético dos oceanos. Essa integração representa não apenas uma expansão da economia azul, mas também uma contribuição significativa para a descarbonização do sistema energético global.

Em última análise, a energia marinha possui um grande potencial para a produção de energia renovável. No entanto, para se tornar uma alternativa competitiva e sustentável, é fundamental o investimento em I&D, de modo a garantir a maturidade tecnológica para o setor renovável *offshore*.

Referências Bibliográficas

- [1] Repsol, “Energia eólica *offshore*: como é produzida e as suas vantagens,” 2024. [Online]. Available: www.repsol.pt/particulares/assessoramento/energia-eolica-offshore-vantagens/.
- [2] Parlamento Europeu, “De que forma a UE impulsiona as energias renováveis?,” 12 junho 2024. [Online]. Available: www.europarl.europa.eu/topics/pt/article/20221128STO58001/como-esta-a-ue-a-impulsionar-as-energias-renovaveis.
- [3] Tribunal de Contas Europeu, “Energia marítima renovável na União Europeia,” 2023. [Online]. Available: www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-22/SR-2023-22_PT.pdf

- [4] NOCTULA, "APREN organiza conferência dedicada às energias renováveis offshore em Portugal," 2024. [Online]. Available: <https://noctula.pt/energias-renovaveis-offshore-em-portugal/>.
- [5] Menon Economics, "Scaling Floating Offshore Wind," 2024. [Online]. Available: www.menon.no/wp-content/uploads/Menon-Economics_Floating-offshore-wind_why-scale-matters_6.2.24.pdf.
- [6] Parlamento Europeu, "Energia renovável," 29 janeiro 2024. [Online]. Available: www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/70/renewable-energy.
- [7] Denis Loctier, "UE ambiciona aumentar produção de energia offshore até 2030," Euronews, 1 janeiro 2024. [Online]. Available: <https://pt.euronews.com/green/2024/01/30/ue-ambiciona-aumentar-producao-de-energia-offshore-ate-2030>.
- [8] EDP, "Revolucionar a Energia Eólica Offshore," 20 março 2024. [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/revolucionar-a-energia-eolica-offshore>
- [9] WindEurope, "Latest wind energy data for Europe: Autumn 2024," 12 setembro 2024. [Online]. Available: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/latest-wind-energy-data-for-europe-autumn-2024/>.
- [10] D. Loctier, "Progresso das tecnologias de produção de energia a partir das ondas suscita cada vez mais interesse," euronews, 30 janeiro 2024. [Online]. Available: <https://pt.euronews.com/green/2024/01/30/progresso-das-tecnologias-de-producao-de-energia-a-partir-das-ondas-suscita-cada-vez-mais->.
- [11] CorPower Ocean, "An overview of wave energy - Section 5/12," 2024. [Online]. Available: <https://corpowerocean.com/a-short-history-of-wave-energy/>.
- [12] Environment Go, "8 Types of Wave Energy Converters and How Each Operates," 12 julho 2023. [Online]. Available: <https://environmentgo.com/types-of-wave-energy-converters/>.
- [13] ENP -Estaleiros Navais de Peniche, "Pelamis," 2017, [Online]. Available: <https://enp.pt/servicos/outros-projectos/pelamis/>.
- [14] P. Reis, "Vantagens e desvantagens da Energia das ondas e marés," Portal Energia, 2024. [Online]. Available: www.portal-energia.com/energia-ondas-e-mares-vantagens-e-desvantagens/.
- [15] ScienceDirect, "Wave Energy," 2023. [Online]. Available: www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/wave-energy.
- [16] Aquanet Power, "Technology," 2023. [Online]. Available: www.aquanetpower.com/how-it-works.
- [17] M. Prado, "Após sobreviver a vagas de 18 metros em Portugal, CorPower procura mais €30 milhões para a energia das ondas," Expresso, 14 março 2024. [Online]. Available: https://expresso.pt/economia/economia_energia/2024-03-14-Apos-sobreviver-a-vagas-de-18-metros-em-Portugal-CorPower-procura-mais-30-milhoes-para-a-energia-das-ondas-909a6bf8.
- [18] A. Falcão, "Overtopping devices," Ocean Energy Systems, 2024. [Online]. Available: www.ocean-energy-systems.org/what-is-ocean-energy/waves/overtopping-devices/.
- [19] AWAY, "Energia das ondas pode impulsionar hidrogénio verde em África," 18 maio 2023. [Online]. Available: <https://away.iol.pt/hidrogenio/renovaveis/energia-das-ondas-pode-impulsionar-hidrogenio-verde-em-africa/20230518/6466172dd34ef47b8753fdab>.
- [20] AW-Energy, "WaveRoller," 2023. [Online]. Available: <https://aw-energy.com/waveroller/>.
- [21] N. Freire, "Energia das marés ou como aproveitar o potencial ilimitado do mar," National Geographic, 30 junho 2024. [Online]. Available: www.nationalgeographic.pt/meio-ambiente/energia-mares-ou-como-aproveitar-potencial-ilimitado-mar_5157.
- [22] J. P. Malar, "Entenda como ondas e marés podem gerar energia no Brasil," CNN Brasil, 11 setembro 2021. [Online]. Available: www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/entenda-como-ondas-e-mares-podem-gerar-energia-no-brasil/.
- [23] Gold Energy, "Energia das Marés," 2024. [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/energia-das-mares/>.
- [24] offshoreWIND.biz, "Scottish Hydro Electric Transmission Delays Northern Isles Grid Connection Upgrade," 25 dezembro 2012. [Online]. Available: www.offshorewind.biz/2012/12/25/scottish-hydro-electric-transmission-delays-northern-isles-grid-connection-upgrade/.
- [25] T. Bigordà, "Energia marinha: tipos, tecnologias e seu potencial renovável," Renovables Verdes, 12 outubro 2024. [Online]. Available: <https://pt.renovablesverdes.com/energia-marinha-tamb%C3%A9m-gera-energia-renov%C3%A1vel/>.
- [26] Midori Nediger, "Venngage," 30 janeiro 2024. [Online]. Available: <https://pt.venngage.com/blog/analise-swot-exemplo/>.



TECNOLOGIAS EMERGENTES DE ENERGIA RENOVÁVEL OFFSHORE.

Resumo

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes, instalados em reservatórios de centrais hidroelétricas, representam uma inovação estratégica na transição energética. Esta tecnologia combina a geração de energia solar com a infraestrutura hidroelétrica existente, maximizando o uso do espaço e otimizando a eficiência energética.

Os módulos fotovoltaicos flutuantes proporcionam vantagens significativas, como a redução da temperatura operacional dos painéis, melhorando consideravelmente o seu desempenho e eficiência energética. Por outro lado, minimiza a evaporação dos reservatórios e reduz custos de aquisição de terrenos. Estes sistemas permitem uma abordagem sinérgica para ampliar a produção de energia renovável sem comprometer áreas terrestres. Contudo, apresenta desafios técnicos que necessitam ser superados, como a sua resistência a condições climáticas adversas.

Este artigo caracteriza os sistemas fotovoltaicos flutuantes, uma tecnologia que se tem consolidado como uma alternativa promissora para a descarbonização do setor elétrico, aumentando a contribuição da produção renovável e otimizando o aproveitamento simultâneo de recursos hídricos e solares de forma eficiente e sustentável.

Palavras-chave: Neutralidade Carbónica, Energias Renováveis, Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes, Descarbonização, Irradiação Solar

1. Introdução

Os painéis fotovoltaicos flutuantes (*Floating Photovoltaics* – FPV) representam uma solução promissora para a produção de energia renovável, especialmente quando instalados em albufeiras de centrais hidroelétricas. Esta tecnologia combina a instalação de painéis fotovoltaicos sobre a água

dos reservatórios artificiais das albufeiras, otimizando o uso do espaço e aproveitando sinergias técnicas e operacionais. Em países como Portugal, onde o solo disponível para grandes centrais solares é limitado, a utilização de superfícies aquáticas das albufeiras oferece uma alternativa eficiente e sustentável.

A tecnologia FPV flutuante baseia-se em plataformas ancoradas de forma segura e ligadas ao sistema elétrico da central, podendo partilhar a infraestrutura elétrica existente, como linhas de transmissão e subestações. Além da geração conjunta de energia hidroelétrica e solar (hibridização), o sistema FPV pode trazer benefícios adicionais, como a redução da evaporação da água e a melhoria da eficiência dos painéis, graças ao efeito de arrefecimento natural proporcionado pela proximidade da água [1].

A união dos dois sistemas de produção na mesma subestação, diminui a volatilidade da geração de um sistema fotovoltaico simples. Tal coordenação é garantida pela proximidade física entre as duas fontes, garantida pela infraestrutura do reservatório da barragem da hidroelétrica [2].

A produção fotovoltaica não sendo uma fonte despachável, traz intrinsecamente a dependência das condições climáticas, porém quando combinado ao reservatório de uma central hidrelétrica, durante o período de alta irradiação, é preferível a utilização da energia fotovoltaica como fonte para a injeção no sistema elétrico, tornando o reservatório uma espécie de “bateria virtual” acumulando água, e consequentemente energia na forma de energia potencial gravitacional [1].

Esta sinergia entre tecnologias renováveis posiciona-se como uma estratégia prioritária para países com recursos hídricos e solares abundantes, embora exija ajustes normativos e investimentos em pesquisa operacional.

A hibridização enfrenta obstáculos regulatórios que, no curto prazo, limitam a sua aplicabilidade. A Tabela 1 apresenta alguns aspetos e desafios desta hibridização.

2. Visão Geral dos Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes na Neutralidade Carbónica em Portugal

Portugal sendo um estado membro da União Europeia, firmou um acordo de neutralidade carbónica até 2050, em que garante uma redução de 99% nas emissões, em relação a 2005. Conforme se pode verificar na Tabela 2, são ilustradas as metas para de redução na quantidade de carbono emitido de alguns setores. Conforme previsto no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), será necessária substituição de combustíveis fósseis por eletricidade, e há a perspetiva da entrada do hidrogénio verde como um importante vetor energético produzido essencialmente por eletrólise através de fontes renováveis [3].

Segundo a RNC2050, até o fim do acordo, toda a produção de energia elétrica será proveniente de fontes renováveis, com uma significativa expansão da tecnologia solar fotovoltaica, para a qual é prevista uma potência instalada de 13 GW centralizados e 13 GW descentralizados.

A utilização de grandes áreas em que ocorre o subaproveitamento do espaço como no caso de reservatórios de centrais hidrelétricas, pode ser uma boa alternativa de inserção de centrais fotovoltaicas flutuantes [3].

Portugal possui um dos mais altos níveis de irradiação solar anual quando comparado aos demais países da Europa, o que o torna vantajoso para a instalação de sistemas fotovoltaicos, podendo ter um custo de energia mais baixo que os demais países. A irradiação no país aumenta de norte em direção sul, devido a influência da latitude [4]. As centrais fotovoltaicas flutuantes, são constituídas principalmente por quatro componentes, definidos como, os módulos fotovoltaicos, a estrutura flutuante, a amarração ou ancoragem e a ligação à rede [5], [6].

Os módulos fotovoltaicos podem variar sua tecnologia, sendo rígidos ou flexíveis (tecnologia filme fino), porém devido aos custos envolvidos na utilização da solução com filme fino e sua menor eficiência, não há implementação em larga escala. Dessa maneira a maior utilização segue sendo com painéis rígidos de silício, podendo ser policristalino ou monocristalino, variando sua implementação de acordo com

Tabela 1. Hibridização e seus desafios

Aspeto	Hidroelétrica	FV Flutuante
Capacidade de ajuste	Rápida resposta à procura	Variável com irradiação
Eficiência sazonal	Maior no inverno	Maior no verão
Infraestrutura	Requer grandes investimentos	Aproveita estruturas existentes

Tabela 2. Metas de redução da emissão de carbono até 2050

Total Sistema Energético	2005	2015	2020	2030	2040	2050	$\Delta 2050/2005$
	71,44	52,94	49,73	28,24 28,15	14,15	7,11	-90%
Eletroprodutor	23,04	16,01	12,94	1,18 2,2	0,36	0,17	-99%
Refinação	2,47	2,37	2,22	1,87 1,33	0,76 0,8	0,18 0,19	-93% -92%
Indústria	18,34	12,73	12,45	9,48 8,72	7,34 7,6	4,99 5,11	-73% -72%
Transportes	19,59	16,19	16,27	10,61 11,18	3,19 2,91	0,47 0,42	-98%
Residencial	2,72	2,08	2,43	2 2,01	0,73 0,71	0,09 0,11	-97% -96%
Serviços	3,17	1,14	1,18	1,07 0,89	0,32 0,3	0,00	-100%
Agricultura	1,45	1,14	1,16	1,12 1,15	1,09 1,08	1,08 0,97	-26% -33%
Emissões Fugitivas	0,66	1,27	1,08	0,91 0,65	0,37 0,39	0,13 0,14	-81% -79%

Fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)

sua viabilidade econômica. As estruturas que sustentam os painéis flutuantes são geralmente produzidos em materiais plásticos resistentes, visando suportar as condições que estão imersos [5], [6].

O sistema de amarração é organizado para que a instalação fique imóvel, variando de acordo com as características do ambiente em que será implantado. Em áreas rasas normalmente o sistema é ancorado nas margens do reservatório, enquanto em locais com grande variação do nível de água, é ancorado no fundo.

3. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

3.1 Tecnologias e estruturas

Os módulos fotovoltaicos flutuantes são compostos por materiais cuidadosamente selecionados para garantir eficiência, durabilidade e segurança em ambientes aquáticos. Os próprios painéis solares, geralmente semelhantes aos utilizados em instalações terrestres, costumam ser fabricados com tecnologia de vidro duplo (dual glass) e células de silício, proporcionando maior resistência à humidade, à corrosão e aos efeitos prolongados da exposição solar. Em muitos casos, opta-se por módulos bifaciais, capazes de captar a luz refletida pela superfície da água, o que aumenta a produção de energia e exige ainda mais robustez no encapsulamento dos componentes elétricos.

A sustentação dos painéis é feita por estruturas flutuantes, cuja matéria-prima mais comum é o polietileno de alta densidade (HDPE). Este polímero apresenta excelente resistência à água, aos raios ultravioleta e ao envelhecimento, além de ser leve e suficientemente forte para suportar múltiplas vezes o seu próprio peso. O HDPE é preferido por sua durabilidade e pelo baixo custo de manutenção, sendo submetido a rigorosos testes de absorção de água e resistência ao desgaste. Em alguns projetos, especialmente aqueles que buscam maior robustez e estabilidade, são utilizadas ligas metálicas, como o aço ou o

magnésio, principalmente nas estruturas de suporte que conectam os flutuadores aos painéis. Essas ligas são tratadas para resistir à corrosão, já que o ambiente aquático pode ser agressivo para metais convencionais.

Recentemente, há também uma tendência de incorporar materiais mais sustentáveis e inovadores, como a cortiça, especialmente em projetos-piloto em Portugal. A cortiça, além de ser um recurso renovável, apresenta excelente fluabilidade natural e reduz o impacto ambiental da instalação. Em alguns casos, são empregadas membranas sintéticas resistentes ao estresse mecânico e à radiação solar, como base para os painéis, agregando flexibilidade ao sistema.

A fixação dos sistemas flutuantes é realizada por meio de ancoragens com cabos, blocos de cimento ou estacas, projetadas para acomodar as variações do nível da água e resistir às forças do vento e das ondas. Todos esses materiais e soluções são escolhidos para garantir que o sistema fotovoltaico flutuante opere com segurança e eficiência por pelo menos 25 anos, mesmo sob condições ambientais adversas. Assim, a seleção criteriosa dos materiais é fundamental para o sucesso e a longevidade dessas instalações de produção de energia inovadoras.

Um dos pontos chave para manter uma central fotovoltaica flutuante, é a maneira como se mantém todos os módulos flutuando. Existem diversas tecnologias de flutuadores, a Figura 1 ilustra os principais elementos estruturais, sendo eles citados a seguir [7]:

- Plataforma Flutuante: garante a flutuação e estabilidade, sendo fabricado normalmente em Polietileno de Alta Densidade, devido a sua resistência a radiação ultravioleta;
- Estrutura de Suporte do Módulo Fotovoltaico: estrutura metálica que deve ser capaz de suportar o peso dos módulos e resistir a força dos ventos, transmitindo a força aerodinâmica a qual o sistema está submetido para o sistema de ancoragem;
- Acoplamentos metálicos que mantêm as plataformas flutuantes unidas;

- Acoplamento flexível: dispositivos de borracha que permitem o movimento entre as plataformas flutuante, fazendo que exista a possibilidade de adaptação a diferentes níveis de água;
- Cordas: material o qual é utilizado para amarrar os flutuadores mais externos, tanto nas bordas quanto ao fundo do reservatório e;
- Sistema de ancoragem rígido: constituídos de estacas de concreto armado, que ancora a central flutuante e transmite as forças horizontais para as laterais do reservatório.

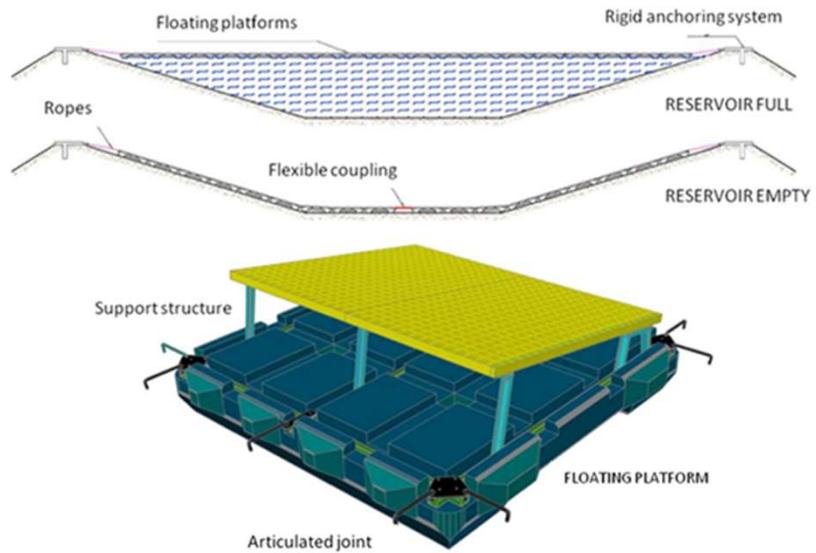


Figura 1 - Componentes de uma estrutura flutuante [7]

Em sistemas FV flutuantes, os flutuadores são ligados em série, fornecendo suporte estrutural aos módulos e cobrindo a superfície da água. A instalação destes sistemas deve considerar fatores como a variação do nível da água, o layout do reservatório, a estrutura da plataforma flutuante e o trabalho no local para construção e operação. Uma das principais dificuldades em projetar uma estrutura flutuante padrão universal, é devido a imensa variedade na geometria interna dos reservatórios [8].

Os três mais utilizados e principais tipos de estruturas flutuantes, são as seguintes:

1. Tubos flutuantes de polietileno de alta densidade (HDPE), combinado com balsas de aço ou alumínio
2. Estrutura de flutuadores integralmente em HDPE
3. Plataformas flutuantes conectadas formando uma grande plataforma, sustentando os módulos.

Estes três tipos possuem algumas semelhanças que serão descritas a seguir. Os métodos de avaliação dos benefícios se dão referente aos seguintes aspectos: custo, menor impacto ambiental, simplicidade na instalação, ancoragem e robustez [8].

A estrutura flutuante do tipo 1, é muito difundida entre os desenvolvedores de sistemas fotovoltaicos flutuantes, sendo um exemplo dessa tecnologia, a central de 200 kWp instalada na Itália em 2011, que mesmo após anos de operação, demonstra grande estabilidade. A estrutura, que pode ser verificada na Figura 2, possui uma simples instalação, oferecendo alta flutuabilidade, transitabilidade sendo que sua parte metálica mantém os módulos fotovoltaicos em uma inclinação vantajosa para o aproveitamento da radiação. A cobertura dessa estrutura em relação a superfície da água não apresenta grandes benefícios na redução da evaporação, pois ela cobre apenas 20% de toda a central fotovoltaica [8].



Figura 2. Estrutura Flutuante (Tipo 1)

A estrutura flutuante do tipo 2, conforme ilustrado na Figura 3, é projetada para instalar diretamente os módulos fotovoltaicos, sendo constituídas inteiramente em HDPE. O sistema é composto por dois flutuadores, sendo o primário para instalação do painel e secundário para aumentar a flutuabilidade e servir como caminho para a operação. O benefício principal dessa tecnologia está em seu baixo custo, porém está mais suscetível a influências dos ventos devido a seu baixo peso [8].



Figura 3. Estrutura Flutuante (Tipo 2)

A estrutura tipo 3 baseia-se na tecnologia utilizada em plataformas de petróleo, como pode ser visto na Figura 4, em que são criadas plataformas de grandes dimensões robustas o suficiente para suportar vários módulos fotovoltaicos. Devido a sua robustez, são indicadas para instalação em locais que possuem condições adversas [8].



Figura 4. Estrutura Flutuante (Tipo 3)

3.2 Rendimento

O rendimento de sistemas FV flutuantes supera os sistemas terrestres em condições climáticas idênticas, segundo uma abrangente revisão entre os anos de 2013 a 2022. A combinação do arrefecimento dos módulos através da água,

complementada com os ventos, traz um ótimo resultado de arrefecimento da água. Foi constatado através de simulações que a eficiência das células possui um aumento de 0,24% e uma diferença de temperatura de operação na célula de 3,5 °C, considerando todos os fatores, a eficiência de geração de um sistema fotovoltaico flutuante pode superar de 1,5 a 2,0% a geração de centrais fotovoltaicas terrestres em condições semelhantes [9]. A inclinação dos módulos fotovoltaicos a 0° otimiza a dissipação de calor de forma mais uniforme em todo o módulo. Contudo, isso impacta negativamente a geração de energia, já que, para uma geração ideal, o sistema deve estar direcionado e inclinado para absorver o máximo de radiação solar, sendo a inclinação ideal próxima à latitude do local [10].

4. Discussão: Vantagens e Desafios

A utilização de locais aquáticos para a instalação de centrais fotovoltaicas, pode ser considerado como uma tecnologia recente que segue em estudos para validação de todos seus benefícios e limitações quanto ao tipo de instalação.

Há algumas razões que podem ser listadas, que diferenciam essa tecnologia do convencional, conforme pode ser visto:

1. Tratando-se de um local aquático, as interferências na exposição solar são mínimas [11];
2. Os painéis fotovoltaicos são arrefecidos pela água do reservatório, trazendo com isso um aumento na produção de energia;
3. A radiação difusa pode ser aumentada devido a refletividade da água;
4. Menor taxa de evaporação da água, devido a obstrução através dos módulos [11];
5. Economia de água do reservatório quando operado em conjunto com uma central hidrelétrica, otimizando a geração durante o dia;
6. Menores custos com aquisição do local de instalação da central fotovoltaica [12]
7. Menor sujidade de poeira sobre os módulos, mantendo a radiação que chega nas células de silício [13].

Apesar dos benefícios citados acima, também há desvantagens, podendo ser citado como exemplo a alta humidade que tanto os módulos quanto todo o sistema de flutuadores e amarração estarão expostos, podendo afetar em sua vida útil. A instalação flutuante é altamente exposta a condições climáticas adversas, como fortes ventos e cheias nos reservatórios das hidroelétricas [5].

5. Conclusões

A aceleração da transição energética em Portugal é uma oportunidade estratégica para posicionar o país na vanguarda das energias renováveis na Europa, respondendo de forma eficaz ao desafio da neutralidade carbónica. Num território de dimensão limitada, a aposta em soluções inovadoras e integradas, como os sistemas fotovoltaicos flutuantes em albufeiras hidroelétricas, revela-se não apenas viável, mas determinante para maximizar o aproveitamento dos recursos disponíveis. A hibridização das centrais hidroelétricas com tecnologia solar flutuante permite potenciar a infraestrutura já existente, aumentar a produção de energia limpa e reduzir perdas associadas à evaporação da água, ao mesmo tempo que se elevam os índices de eficiência energética e se minimizam custos operacionais.

O impacto positivo desta solução é amplificado pela complementaridade entre a produção hidroelétrica e solar, garantindo maior estabilidade ao sistema elétrico nacional e contribuindo para a segurança do abastecimento. Apesar de persistirem desafios técnicos, como a necessidade de materiais mais robustos para resistir à exposição prolongada à humidade e às condições climáticas adversas, a rápida evolução tecnológica e o dinamismo do setor apontam para uma superação progressiva destes obstáculos.

Num contexto europeu em que a liderança na transição energética se traduz em competitividade, criação de emprego e sustentabilidade, Portugal tem aqui uma oportunidade de afirmar-se como referência, impulsionando o crescimento económico e a coesão social através da aposta em energias limpas.

A implementação alargada de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios hidroelétricos não é apenas uma resposta às metas climáticas, mas uma estratégia previsível e de elevado impacto para garantir um futuro energético mais seguro, resiliente e sustentável para o país.

Referências Bibliográficas

- [1] J. Farfan e C. Breyer, "Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Global Potential," *Energy Procedia*, pp. 403-411, November 2018.
- [2] H. M. Pouran, M. P. C. Lopes, T. Nogueira, D. A. C. Branco e Y. Sheng, "Environmental and technical impacts of floating photovoltaic plants as an emerging clean energy technology," *iScience*, 18 Nov. 2022.
- [3] República Portuguesa, "Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)," Portugal, 2019.
- [4] J. Baptista, P. Vargas e J. R. Ferreira, "A techno-economic analysis of floating photovoltaic systems, for " *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, July 2021.
- [5] S. G. e. Costa, "Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes," Lisboa, 2017.
- [6] M. R. R. Sobral, "Avaliação do potencial fotovoltaico flutuante em Portugal," Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Dep. de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Lisboa, 2018.
- [7] M. R. Santafé, J. B. T. Soler, F. J. S. Romero, P. S. F. Gisbert, J. J. F. Gozálviz e C. M. F. Gisbert, "Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs," *nergy*, pp. 246-255, 1 April 2014.
- [8] M. Kumar, H. M. Niyaz e R. Gupta, "Challenges and opportunities towards the development of floating," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 29 September 2021.
- [9] L. Liua, Q. Wanga, H. Lina, H. Lib, Q. Suna e R. wennifersten, "Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems," *Energy Procedia*, 2017.
- [10] R. C.J., K. H. L. J. C. Kurniaa, S. Roya, B. J. Borad e B. J. Medhie, "Towards sustainable power generation: Recent advancements in floating photovoltaic technologies," *RenewableandSustainableEnergyReviews*, 14 February 2024.
- [11] J. Baptista e P. Vargas, "Portuguese national potential for floating," em *International Conference on Environment and Electrical Engineering and Industrial and Commercial Power Systems Europe*, Madrid, Spain, 2020.
- [12] B. U. T. F. Valadares, *Uma metodologia sobre estratégias de gestão de energia para usinas fotovoltaicas flutuantes instaladas sobre reservatórios de usinas hidrelétricas*, Belo Horizonte, MG, 2017.
- [13] R. A. R. Rebelo, "Estudo do Potencial de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Massas de Água Doce e Marinhas," Évora, 2021.

ANÁLISE DOS ESFORÇOS TÉRMICOS DO BARRAMENTO GERAL EM QUADROS DE MÉDIA TENSÃO.

RESUMO

Este artigo apresenta uma análise dos esforços térmicos enfrentados pelos barramentos gerais em quadros de média tensão (MT) de subestações de distribuição primária – um tema crucial para a segurança e eficiência das redes elétricas atuais. Através do estudo de dois projetos de quadros de MT, o trabalho detalha o cálculo da corrente máxima admissível e a temperatura final atingida pelos barramentos, tanto em condições normais de operação quanto em cenários de curto-circuito. Os resultados comprovam que ambas as soluções avaliadas atendem aos requisitos de segurança, ao mesmo tempo em que oferecem alto desempenho operacional. O artigo apresenta recomendações práticas para o dimensionamento eficiente de barramentos. Ao fornecer diretrizes claras e aplicáveis, o estudo contribui para o desenvolvimento de sistemas de distribuição mais seguros, confiáveis e sustentáveis, consolidando-se como uma ferramenta valiosa para quem busca excelência técnica em projetos de energia elétrica.

Palavras-chave: Barramento Geral, Corrente Máxima Admissível, Esforços Térmicos, Quadro de MT.

1. Introdução

A análise dos esforços térmicos no barramento geral de quadros de média tensão (MT) é essencial para garantir a segurança das subestações de distribuição elétrica. Os barramentos ficam sujeitos a elevados valores de correntes elétricas, especialmente em situações de defeitos e curto-circuitos. Nestas situações, o aquecimento resultante do efeito de joule pode comprometer a integridade dos materiais condutores e do isolamento.

O correto dimensionamento dos barramentos deve considerar não apenas a corrente de serviço em regime

permanente, mas também a capacidade de suportar as correntes de defeito. A avaliação criteriosa dos esforços térmicos evita danos nos equipamentos e prolonga a vida útil dos quadros, ao mesmo tempo, assegurando a continuidade do fornecimento de energia elétrica pelos quadros de MT (QMT) das instalações.

Cada quadro é composto por inúmeras celas interligadas, capazes de isolar o circuito, reconfigurar a rede e controlar os dispositivos que lhe estão associados [1]. Esta interligação é efetuada através de um condutor metálico, normalmente feito de cobre, denominado por barramento geral (BG). Este condutor representa o ponto central na distribuição de energia do QMT, assegurando uma ligação eficiente e segura entre os diferentes circuitos, permitindo a distribuição uniforme de energia elétrica e facilitando a manutenção e a expansão do sistema [2]. O dimensionamento adequado deste componente é essencial para garantir a fiabilidade e segurança do sistema, especialmente em condições de sobrecarga ou de curto-circuito.

No dimensionamento do barramento geral, os esforços térmicos surgem como um fator crítico, uma vez que influenciam diretamente o desempenho e a segurança do sistema. O calor proveniente do efeito de joule deve ser dissipado de forma eficiente para evitar sobreaquecimentos que possam comprometer a integridade do barramento ou reduzir a sua vida útil [3]. O cálculo da dissipação térmica envolve a análise do equilíbrio entre o calor gerado internamente e aquele transferido para o ambiente, considerando fatores como o material do condutor, as condições de ventilação, o isolamento e o ambiente circundante [4].

Este artigo apresenta uma metodologia prática, simples e eficaz para uma análise completa aos esforços térmicos do BG em quadros de média tensão.

2. Cálculos dos Esforços Térmicos do Barramento Geral

2.1 Coeficiente das Condições (K)

Inicialmente, é necessário definir o coeficiente das condições do barramento geral, K. Para realizar este cálculo, é necessário determinar os coeficientes específicos: K_1 , K_2 , K_3 , K_4 , K_5 e K_6 .

Coeficiente K_1 – Representa a função do número de barras pela relação $\frac{e}{a}$, onde “e” é a espessura da barra e “a” é a distância entre as mesmas.

A partir da Figura 1, extraem-se os dados “e” e “a”.

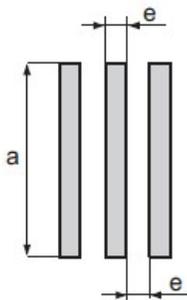


Figura 1. Espessura e Distância entre Barras do Barramento Geral, por fase [5]

De seguida, é possível determinar a seguinte relação (1):

$$\text{Relação entre a Espessura e a Distância Interbarra} = \frac{e}{a} \quad (1)$$

Com os valores obtidos e, através da Tabela 1 é possível determinar o valor de K_1 .

Tabela 1 – Definição de K_1

Nº Barras por Fase	e/a								
	0,05	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20
1	1								
2	1,63	1,73	1,76	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91
3	2,40	2,45	2,50	2,55	2,60	2,63	2,65	2,68	2,70

Coeficiente K_2 – Representa a função da condição de superfície das barras, conforme a Tabela 2.

Tabela 2. Definição de K_2

Condição de Superfície	Valor de K_2
Nu	1
Pintado	1,15

Coeficiente K_3 – Representa a função da posição das barras, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3. Definição de K_3

Posição das Barras	Valor de K_3
Barras Montadas nas Extremidades	1
1 Barra Montada na Base	1,15
Várias Barras Montadas na Base	0,75

Coeficiente K_4 – Representa a função do local de instalação das barras, conforme a Tabela 4.

Tabela 4. Definição de K_4

Local de Instalação das Barras	Valor de K_4
Atmosfera Interna Calma	1
Atmosfera Externa Calma	1,15
Barras em Conduas Não Ventiladas	0,8

Coeficiente K_5 – Representa a função da ventilação artificial, através da Tabela 5.

Tabela 5. Definição de K_5

Ventilação Artificial	Valor de K_4
Sem Ventilação Forçada	1

Coefficiente K_6 – Representa a função do tipo de corrente.

Para uma $f \leq 60$ Hz, o K_6 é determinado a partir do número de “n” barras por fase e o espaçamento entre elas. Na Tabela 6 encontram-se os valores de K_6 para um espaçamento igual à grossura das suas barras [5].

Tabela 6 – Definição de K_6

Número de Barras por Fase	Valor de K_6
1	1
2	1
3	0,98

Por fim, com os coeficientes definidos, é possível calcular o coeficiente de condições (K), pela equação (2):

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5 \times K_6 \quad (2)$$

2.2 Corrente Máxima Admissível

Após a definição do coeficiente de condições e o estabelecimento dos dados de entrada, procede-se ao cálculo da corrente máxima admissível pelo barramento através da equação de *Melsom & Booth* (3), adaptada de [5]. Para que o barramento fique bem dimensionado, este valor precisa de ser superior à corrente nominal do barramento, sendo que a secção da barra é representada por S, em cm²; o coeficiente de temperatura para uma resistividade de cobre é dado por α , com um valor de 0.00393 e, a subida de temperatura máxima admissível, é representada por $(\theta - \theta_n)$, em Kelvin.

$$I = K \times \frac{24.9 \times (\theta - \theta_n)^{0.61} \times S^{0.5} \times p^{0.39}}{\sqrt{p_{20} \times [1 + \alpha \times (\theta - \theta_n)]}} [A] \quad (3)$$

2.3 Aumento Máximo de Temperatura durante um Curto-Circuito

De seguida, é necessário calcular o aumento de temperatura máximo durante um CC ($\Delta\theta_{sc}$) através da equação (4).

Para isso, assume-se que, durante um tk, todo o calor gerado durante o curto-circuito, por um barramento com “n” barras por fase, é convertido no aumento de temperatura do barramento, desconsiderando-se os efeitos da radiação. Considera-se que o calor específico e densidade do cobre são 0.091 kcal/kg °C e 8.9 g/cm³, respetivamente.

$$\Delta\theta_{sc} = \frac{0.24 \times p_{20} \times 10^{-6} \times I_{th}^2 \times t_k}{(n \times S)^2 \times c \times \delta} [^{\circ}C] \quad (4)$$

2.4 Temperatura Final do Barramento após um Curto-Circuito

Após a obtenção dos resultados relativos ao aumento máximo de temperatura durante o curto-circuito, é necessário determinar o $\Delta\theta$. Para tal, com I e I_N calculados e, a partir da equação de *Melsom & Booth* [5], é possível deduzir as seguintes equações (5) e (6):

$$I = \text{Constante} \times (\theta - \theta_n)^{0.61} [A] \quad (5)$$

$$I_N = \text{Constante} \times (\Delta\theta)^{0.61} [A] \quad (6)$$

Relacionando as duas expressões, obtém-se a equação (7):

$$\frac{I}{I_N} = \left(\frac{\theta - \theta_n}{\Delta\theta} \right)^{0.61} \Rightarrow \Delta\theta = \left(\frac{\theta - \theta_n}{\left(\frac{I}{I_N} \right)^{\frac{1}{0.61}}} \right) [K] \quad (7)$$

Finalmente, com o respetivo $\Delta\theta$ calculado, resta apenas determinar a temperatura final (θ_t) do barramento após um curto-circuito. Neste cálculo, considera-se a corrente nominal (I_N) do QMT. Assim, a temperatura final será obtida somando as variações de temperatura calculadas anteriormente, conforme a equação (8).

Para que o barramento geral esteja bem dimensionado, este valor precisa de ser inferior à temperatura máxima que as partes conectadas ao barramento podem suportar ($\theta_{max} = 100^{\circ}C$).

$$\theta_t = (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{sc} + \Delta\theta [^{\circ}C] \quad (8)$$

3. Casos de Estudo

Nesta secção é apresentada a análise de dois casos de estudo baseados em QMTs da gama Normacel®, da *Efacec Power Solutions*. Os quadros desta gama foram selecionados devido à sua representatividade em aplicações reais e à relevância no setor de distribuição de energia elétrica em Portugal.

3.1 Quadros de Média Tensão Normacel®

Os quadros desta gama são modulares, extensíveis, blindados, compartimentados com isolamento a ar (AIS) e equipados com disjuntores a vácuo. Esta gama permite suportar correntes de até 4000 A e correntes de CC de até 50 kA, dependendo da categoria escolhida [6].

Na Figura 2, podemos observar uma cela de média tensão deste tipo de QMT de 17,5 kV.



Figura 2 – Cela de Média Tensão de um QMT da Gama Normacel® 17,5 kV [7]

Os QMTs escolhidos são o Normacel® 12 kV / 50 kA e o Normacel® 17,5 kV / 25 kA, ambos de distribuição primária. Estas duas categorias permitem verificar o impacto que as características elétricas do equipamento podem exercer sobre os cálculos efetuados, bem como na solução final do BG.

3.2 Características Elétricas e Mecânicas

Na gama Normacel® utilizam-se barramentos simples, de secção retangular, compostos por barras de cobre (¼ duro), dispostas na horizontal. Como soluções iniciais, opta-se por utilizar uma configuração de 3x100x10 mm no Normacel® 12 kV e de 2x80x10 mm no Normacel® 17,5 kV. É importante realçar que estas soluções iniciais foram atribuídas empiricamente, podendo sofrer alterações dependendo dos resultados dos cálculos efetuados.

Na Tabela 7, encontram-se as especificações técnicas de ambos os quadros estudados.

Tabela 7. Especificações Técnicas dos QMTs Normacel® 12kV e 17,5 kV

	12 kV e 50 kA	17,5 kV e 25 kA
Tensão Nominal (U_n)	12 kV	17,5 kV
Corrente Nominal (I_n)	4000 A	2500 A
Corrente de Curta Duração Admissível (I_{th})	50 kA	25 kA
Duração da Corrente de Curta Duração Admissível (t_k)	3 s	
Subida de Temperatura Máxima Admissível ($\theta - \theta_n$)	57 K	75 K
Temperatura Ambiente (θ_n)	20 °C	
Nº de Barras por fase	3	2
Secção da Barra	Retangular	
Condição de Superfície das Barras	Barra Nua	
Dimensões das Barras (mm)	3x100x10	2x80x10

Relativamente ao cálculo do coeficiente de condições (K), assumem-se os seguintes valores para os coeficientes K1, K2, K3, K4, K5 e K6, devidamente representativos das condições de instalação dos respetivos barramentos gerais, conforme se pode observar pela Tabela 8.

Tabela 8 – Coeficientes de Condição, K

	12 kV e 50kA	17,5 kV e 25 kA
K_1	2,55	1,84
K_2	1	1
K_3	1	1
K_4	0,8	0,8
K_5	1	1
K_6	0,98	1

4. Resultados Obtidos

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos com base nas equações (1) a (8) e nos dados de entrada previamente referidos. A análise térmica foi realizada para os dois QMTs da gama Normacel®, para os seus valores principais, que permitem retirar ilações sobre o comportamento térmico do BG, evidenciados na Tabela 9.

Tabela 9. Resultados do Dimensionamento dos Esforços Térmicos

	12 kV e 50 kA	17,5 kV e 25 kA
Corrente Máxima Admissível (A)	4135,862	2887,324
Aumento Máximo de Temperatura durante um Curto-Circuito (K)	4,519	3,972
Temperatura Final (°C)	81,519	98,972

Conforme observado na Tabela 9, a corrente máxima admissível para os quadros analisados (4135,862 A e 2887,324 A) é ligeiramente superior às respetivas correntes nominais especificadas (4000 A e 2500 A). Estes resultados indicam que os barramentos gerais são capazes de suportar, com segurança, as correntes nominais, proporcionando ainda uma margem adicional para situações de sobrecarga ou em caso de CC.

Relativamente à temperatura final, ambos os BGs cumprem as condições de segurança térmica, uma vez que as temperaturas finais obtidas (81,519 °C e 98,972 °C) permanecem inferiores ao valor máximo admissível ($\Theta_{max} = 100$ °C).

A Tabela 10, reúne a verificação final das condições de segurança aplicadas às configurações de BG utilizadas nos dois QMTs.

Tabela 10. Verificação das Condições de Segurança

	12 kV e 50 kA	17,5 kV e 25 kA
Configuração de Barramento Utilizada	3x100x10 (mm)	2x80x10 (mm)
$I_N < I$	Sim	Sim
$\Theta_t < \Theta_{max}$	Sim	Sim

Com base nos resultados apresentados na Tabela 10, verifica-se que as soluções 3x100x10 e 2x80x10 mm satisfazem os critérios de segurança estabelecidos. Nomeadamente, são respeitadas as condições " $I_N < I$ " e " $\Theta_t < \Theta_{max}$ " confirmando assim a adequação térmica das soluções apresentadas.

Por fim, ficou evidenciado o impacto das características elétricas e mecânicas no comportamento térmico dos barramentos. No caso do Normacel® 12 kV, devido à operação a correntes superiores ($I_N = 4000$ A e $I_{th} = 50$ kA), é necessária uma configuração de barramento mais robusta (3x100x10 mm) em comparação com a utilizada no de 17,5 kV (2x80x10 mm). Como resultado, a temperatura total do BG de 17,5 kV, embora dentro dos limites admissíveis, está mais próxima do valor máximo permitido ($\Theta_{max} = 100$ °C).

5. Conclusões

O presente estudo propôs e validou uma metodologia quantitativa para análise dos esforços térmicos em barramentos gerais (BG) de quadros de média tensão (QMT), com aplicação prática em duas configurações distintas da gama Normacel®. Os resultados obtidos através dos cálculos fundamentados nas equações clássicas de dimensionamento térmico demonstraram que ambas as soluções analisadas - 3x100x10 mm para o QMT de 12 kV/50 kA e 2x80x10 mm para o QMT de 17,5 kV/25 kA - garantem margens de segurança adequadas face às correntes nominais de operação, bem como à elevação térmica durante eventos de curto-circuito.

A análise evidenciou que as correntes máximas admissíveis dos BGs (4135,9 A e 2887,3 A) superam as respetivas correntes nominais (4000 A e 2500 A), assegurando robustez operacional mesmo em cenários de sobrecarga ou perturbações transitórias. Adicionalmente, as temperaturas finais dos barramentos, após simulação de curto-circuito, mantêm-se inferiores ao limite máximo de 100 °C, validando a conformidade com os requisitos normativos de segurança térmica e operacional.

O correto dimensionamento dos barramentos é determinante para a fiabilidade e longevidade dos sistemas de distribuição, reduzindo a incidência de falhas térmicas, otimizando custos de manutenção e prolongando a vida útil dos equipamentos.

A metodologia de cálculo apresentada garante uma abordagem sistemática e replicável, facilitando a tomada de decisão técnica no processo de seleção e especificação de barramentos para diferentes topologias de QMT, adaptando-se às particularidades de cada projeto.

Do ponto de vista prático, a aplicação desta metodologia contribui para uma maior robustez e eficiência dos sistemas elétricos, promovendo a adoção de soluções sustentáveis e alinhadas com as melhores práticas de engenharia.

Embora existam ferramentas computacionais para automatização destes cálculos, o domínio dos fundamentos físicos e matemáticos por parte dos engenheiros é essencial para a validação crítica dos resultados e para a adaptação das soluções às condições reais de operação.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, a realização de estudos complementares que integrem cenários operacionais dinâmicos e não estacionários, bem como a utilização de simulações numéricas avançadas e validação experimental em ambiente industrial. Estas iniciativas permitirão refinar a precisão dos modelos de previsão térmica e ampliar a aplicabilidade da metodologia a um espectro mais vasto de configurações e condições de serviço.

Referências Bibliográficas

- [1] T. Paiva, "Aparelhagem de Média Tensão: Definição e Aplicação Prática," Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2020.
- [2] E. Figueiredo and S. Ramos, "Gestão Técnica de um Projeto de Quadro de Média Tensão," 2024.
- [3] J. Aupiais and F. Chartier, "Capillary Electrophoresis," in Sample Introduction Systems in ICPMS and ICPOES, 1st ed., D. Beauchemin, Ed., Elsevier, 2020, ch. 6.
- [4] J. Quirino, R. Sobral, and E. Correa, "Modelagem de Dissipação de Calor por Interação entre Aletas e Condutividade Térmica Variável," Rio de Janeiro, 2020.
- [5] Schneider Electric, "Guia Técnico de Média Tensão," Mar. 2022.
- [6] Efacec Power Solutions, "Normacel - Barramento Simples." Accessed: Dec. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/produtos/normacel-barramento-simples/>
- [7] R. Leite, "Manual do Produto: Normacel 17.5kV," 2024.



LISTA DE AUTORES:

Alexandre Miguel Marques Silveira	asi@isep.ipp.pt
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Bruno Miguel Teixeira Pinto	1161151@isep.ipp.pt
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Eduardo Rodrigues Figueiredo	1211083@isep.ipp.pt
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Filipe Azevedo	fta@isep.ipp.pt
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
José António Beleza Carvalho	jbc@isep.ipp.pt
Professor Coordenador, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Leonardo Brand Ventura	1240274@isep.ipp.pt
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Lucas Manuel Dias Evangelista Verde	1201447@isep.ipp.pt
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Mafalda Francisca Fonseca Dias de Jesus	1211213@isep.ipp.pt
Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto	
Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira	tan@isep.ipp.pt
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto	

