

NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica

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

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista "Neutro à Terra", que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

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
- Estimação de Estado nos Sistemas Eléctricos de Energia José António Beleza Carvalho	5
- A review on aggregation approaches of distributed energy resources Inês Vieira Tavares	15
- Motores de Indução Monofásicos Alexandre Miguel Marques Da Silveira	25
- Correntes de Curto-Circuito em Sistemas Trifásicos. Cálculo de correntes de acordo com a norma CEI 60909 Filipe Miguel Tavares de Azevedo	41
- ITUR 3 – Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios Sérgio Filipe Carvalho Ramos	55
- Smart Living ABB – Smart Home Solutions ABB-free@home® Paulo Alexandre Caldeira Branco	59
- Autores	63

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 Eléctricas Departamento de Engenharia Electrotécnica Instituto Superior de Engenharia do Porto
CONTATOS:	jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt

Estimados leitores

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista “Neutro à Terra”, que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as tensões, as correntes e o trânsito de energia em todas as linhas do sistema de transmissão estão continuamente a ser monitorizadas pelos operadores do sistema. Estes dados são usados em modelos do sistema elétrico que incluem as linhas, transformadores, geradores e cargas. Estes modelos são conhecidos como estimadores de estado, e os seus resultados são o estado estimado do sistema. O Estado de um sistema elétrico de energia é uma “amostragem” das tensões e correntes do sistema, que, de uma só vez, os operadores usam para avaliar a condição do sistema e, se necessário, tomarem ações e intervir no seu funcionamento. Nesta edição da revista apresenta-se um artigo que aborda o problema da estimação de estado dos SEE, uma das mais importantes ações de gestão, monitorização e condução em segurança, efetuada nos centros de controlo dos atuais SEE.

O aumento crescente da penetração nas redes de energia elétrica com origem em produção distribuída de natureza renovável, principalmente fotovoltaica e, a existência de um novo tipo de carga relacionada com os veículos elétricos, leva a que os atuais SEE tenham que sofrer algumas alterações de forma a serem mais flexíveis, sustentáveis e económicos. Surgem novas entidades, como agregadores, que atuam como mediadores entre os consumidores finais e os operadores das redes, de forma a facilitar a gestão e o controlo do sistema elétrico de energia. Nesta edição da revista publica-se um interessante artigo em Inglês, que faz uma revisão das diferentes abordagens de agregação que podem ser aplicadas para a integração de produção distribuída nos sistemas elétricos de energia. O artigo analisa também a função dos agregadores de produção distribuída, agregadores de carga e agregadores de armazenamento de energia.

No âmbito das instalações elétricas, publica-se nesta edição da revista um importante artigo técnico que faz uma análise geral sobre os procedimentos do cálculo da corrente de curto-circuito de acordo com a norma CEI 60909-3. Esta parte da norma debruça-se sobre o cálculo de correntes de curto-circuito no caso de curto-circuitos equilibrados e desequilibrados. Neste artigo, são também analisados os defeitos monofásicos com contato à terra que são alvo de estudo na norma CEI 60909-3.

Nesta edição da revista “Neutro-à-Terra” pode-se ainda encontrar outros assuntos reconhecidamente importantes e atuais, como, no âmbito das máquinas elétricas, um artigo bem desenvolvido sobre os Motores de Indução Monofásicos, um interessante artigo no âmbito das infraestruturas de telecomunicações, que analisa as principais alterações e as novas abordagens introduzidas pela nova edição do Manual ITUR3 e, da responsabilidade da ABB, um interessante artigo sobre soluções de Domótica para edifícios “inteligentes”.

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

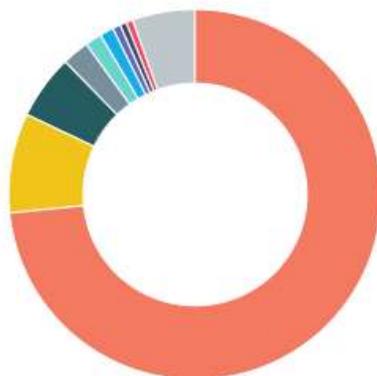
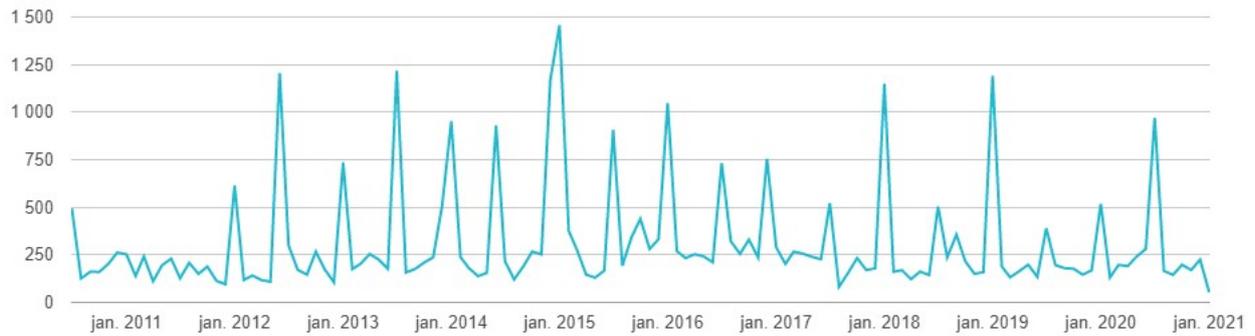
Porto, 30 de dezembro de 2020
José António Belezinha Carvalho

Blog:

www.neuroaterra.blogspot.com

Histórico de visualizações

39 037



Portugal	28 653
Estados Unidos	3 395
Brasil	2 198
Alemanha	916
Rússia	563
França	469
Angola	267
Reino Unido	225
Ucrânia	223
Outros	2 128

ESTIMAÇÃO DE ESTADO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Resumo

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as tensões, as correntes e o trânsito de energia em todas as linhas do sistema de transmissão estão continuamente a ser monitorizadas pelos operadores do sistema. Estes dados são usados em modelos do sistema elétrico que incluem as linhas, transformadores, geradores e cargas. Estes modelos são conhecidos como estimadores de estado, e os seus resultados são o estado estimado do sistema. O Estado de um sistema elétrico de energia é uma “amostragem” das tensões e correntes do sistema, que de uma só vez os operadores usam para avaliar a condição do sistema e, se necessário, tomarem ações e intervir no seu funcionamento. Por exemplo, os operadores podem usar os resultados do modelo para identificar anomalias nas condições de funcionamento do sistema, no despacho da produção e para evitar que os limites de estabilidade e limites térmicos sejam violados.

Como acontece com qualquer modelo, o resultado do estimador de estado é apenas uma aproximação do verdadeiro e real estado do sistema. Uma razão é que as medições obtidas no sistema, e que chegam aos centros de controlo através do sistema de Supervisão Controlo e Aquisição de Dados (SCADA), não são enviadas no mesmo instante; os dados enviados podem-se prolongar por um período de vários segundos e, portanto, os valores do ângulo de fase das tensões não podem ser observados. Outra situação, é que esses dados nem sempre são precisos. Os estimadores de estado contornam esta situação recorrendo à redundância de medições efetuadas em todo o sistema.

Os estimadores de estado usam um algoritmo iterativo, e o estado estimado do sistema é obtido após várias iterações até convergir para uma solução. O algoritmo não é perfeito, e os estimadores de estado apresentam problemas para estimar um estado do sistema durante situações anómalas ou de emergência, infelizmente quando são mais necessários.



Figura 1: Centros de controlo dos sistemas elétricos de energia

1. Introdução

Um estimador de estado pode ser definido como um programa de cálculo executado em tempo real, cujo objetivo é fornecer uma base de dados completa, coerente e fiável, que descreva o estado elétrico da rede. Para satisfazer este objetivo, o estimador processa um conjunto redundante de medidas, assim como outras informações recolhidas da rede num dado instante e obtém uma estimativa para o vetor de estado (vetor das fases e módulos das tensões nos diferentes barramentos). O enorme crescimento das redes elétricas de energia e a sua conseqüente complexidade, obriga a recorrer com maior frequência à utilização da estimação de estado, impondo um encurtamento do intervalo de tempo entre estimações consecutivas, de maneira a permitir com precisão uma monitorização da evolução do sistema, em particular nas situações de emergência, na qual o estado do sistema varia com elevada rapidez.

Os métodos convencionais centralizados de estimação de estado atingiram um elevado grau de desenvolvimento, no qual dificilmente se conseguirá melhorias substanciais na velocidade e robustez numérica dos algoritmos utilizados.

Estes factos, aliados ao elevado desenvolvimento a que se assiste na tecnologia das redes de comunicação, abre a possibilidade de implementações de novas tecnologias, principalmente as baseadas em PMUs (unidades de medições fasoriais), que permitem obter de uma forma muito precisa e em muito pequenos intervalos de tempo, medidas das principais grandezas elétricas das subestações das redes de uma forma simultânea e instantânea.

A conjugação das medidas obtidas pelo tradicional sistema SCADA com as medidas obtidas por PMUs, otimiza a gestão das redes e as tomadas de decisão em situações de contingência, eliminando as incertezas dos tradicionais modelos adotados nos sistemas elétricos de energia.

2. Formulação matemática do problema

O modelo da informação utilizada na estimação de estado dos SEE é representado pela equação:

$$z = h(x) + e \quad (1)$$

onde z é o vetor ($m \times 1$) das medidas, x é o ($n \times 1$) verdadeiro vetor de estado do sistema, $h(\cdot)$ é o ($m \times n$) vetor de funções não lineares, e o ($m \times 1$) vetor do erro das medidas, m é o número de medidas e n o número de variáveis de estado.

Como se referiu, as variáveis de estado são os módulos e argumentos das tensões, enquanto que as medidas são as potências ativas e reativas transitadas nas linhas e injetadas nos barramentos, assim como a própria magnitude da tensão nos barramentos.

A formulação do problema da estimação de estado estática pelo método dos mínimos quadrados ponderados (WLS), para um sistema de N barramentos, é um problema de otimização do tipo:

$$\min J(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0$$

$$\text{em que } J(x) = \sum_{i=1}^m w_i (z_i - h_i(x))^2 = [z - h(x)]^T W [z - h(x)]$$

O fator w_i representa o peso associado á medida z_i .

Os pesos são escolhidos como fatores de ponderação da precisão das medidas, ou seja, a medida de maior precisão terá o fator de ponderação mais elevado.

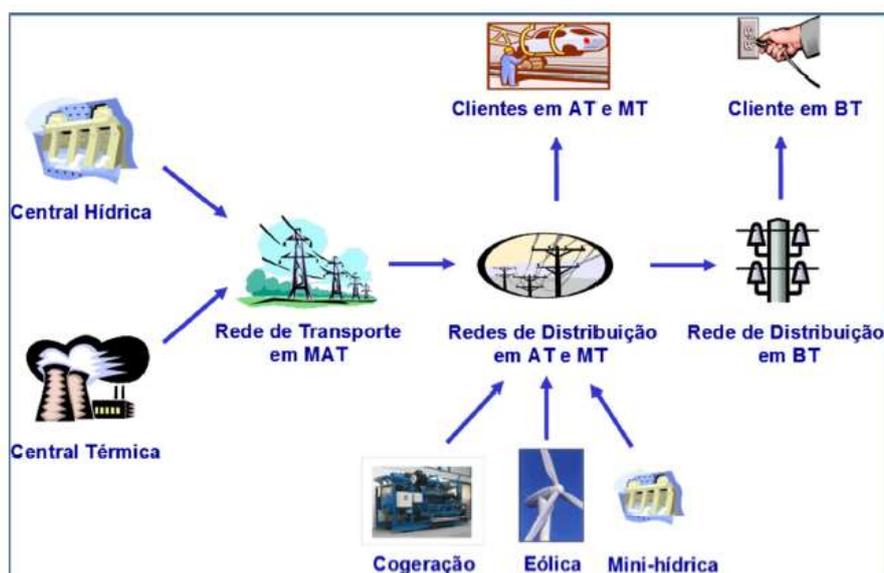


Figura 2: Estrutura dos sistemas elétricos de energia

(Fonte: Sucena Paiva, Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica, IST Press)

A solução deste problema de otimização dará o estado estimado \hat{x} , que deve satisfazer as seguintes condições de otimalidade:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \Rightarrow H^T(\hat{x})W[z - h(\hat{x})] = 0 \quad (2)$$

Onde: $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$

é a matriz Jacobiano das equações das medidas $h(x)$. A solução da equação não linear (2) é obtida por um método iterativo, no qual a seguinte equação linear é resolvida em cada iteração para calcular a correção $x^{t+1} = x^t + \Delta x^t$: A solução para o problema é obtida pela equação seguinte:

$$[G(x^t)] \Delta x^t = H^T(x^t)W[z - h(x^t)]$$

onde $G(x)$ é a matriz ganho, que normalmente é obtida da seguinte maneira:

$$G(x) = H^T(x)WH(x)$$

Tal como no cálculo dos trânsitos de potências nas linhas de transmissão, os algoritmos de estimação de estado na sua versão desacoplada, comportam-se adequadamente nas redes elétricas com as dimensões usuais.

O modelo desacoplado usualmente adotado é o seguinte:

$$zp = hp(\theta, v) + ep \quad zq = hq(\theta, v) + eq$$

onde θ ($n\theta*1$) e v ($nv*1$) são, respetivamente, os vetores das fases e dos módulos das tensões, p e q representam os vetores e matrizes correspondentes às medidas ativas e reativas respetivamente, com as dimensões $n\theta = N-1$ e $nv = N$, sendo N o número de barramentos da rede em análise.

3. Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

Em SEE as medidas podem ser afetadas basicamente por dois tipos de erros:

- Erros aleatórios de pequena amplitude, designados por ruído;
- Erros grosseiros.

Os erros aleatórios de pequena amplitude, sempre presentes nas medidas recolhidas ao longo da rede, podem ser minimizados pela implementação de algoritmos de estimação de estado adequados, conseguindo-se assim melhorar a precisão da estimativa do vetor de estado do SEE.

Os erros grosseiros, como por exemplo os erros de medida causados por avaria ou mau funcionamento da aparelhagem correspondente, ou os erros de modelização do sistema, podem afetar gravemente a qualidade da estimativa obtida.

É, portanto, essencial dotar o algoritmo de estimação de estado com uma função adicional de processamento, que permita a deteção e identificação desses erros grosseiros.

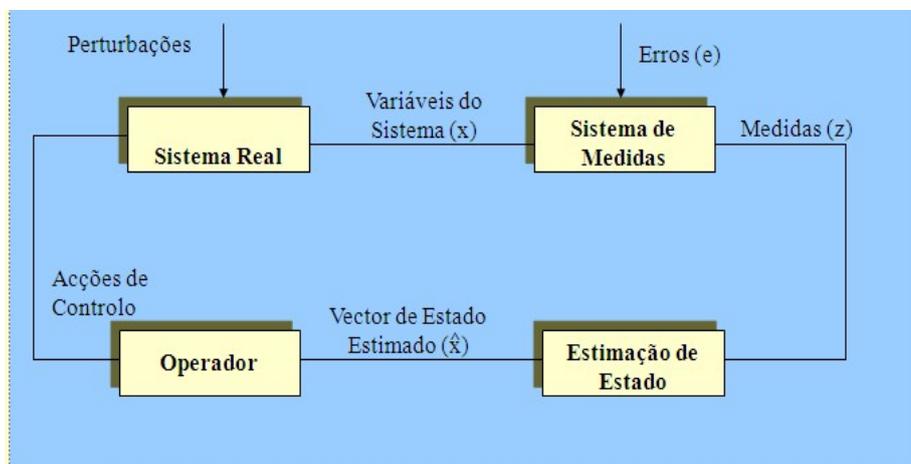


Figura 3: Conceito de estimação de estado dos sistemas elétricos de energia

Os erros suscetíveis de afetarem consideravelmente os resultados da estimação de estado dividem-se em dois grupos distintos:

- Erros de medida

São erros de amplitude elevada não detetados na fase de pré-processamento da informação e que chegam a entrar no processo de estimação propriamente dito. Resultam do mau funcionamento dos aparelhos de medida, dos transdutores, dos meios de transmissão, ou ainda de medidas efetuadas durante fenómenos transitórios. É normal este tipo de erros manifestar-se após a realização de trabalhos de manutenção ou após a instalação de novo equipamento. O aparecimento de vários erros grosseiros simultâneos, pode ser perfeitamente casual ou consequência do mau funcionamento de um dispositivo comum a várias medidas.

- Erros de modelização

Para este tipo de erros considera-se a sua divisão em várias categorias, da seguinte maneira:

Erros topológicos: resultam de informação incorreta das telessinalizações acerca do verdadeiro estado (aberto/fechado) de interruptores e disjuntores, que determinam a estrutura da rede e a configuração de medida;

Erros nos parâmetros da rede: resultam de incorreções na informação disponibilizada pelos fabricantes (sobre impedâncias das linhas e /ou transformadores), de erros de cálculo ou erros devidos a alterações físicas ocorridas durante o funcionamento da rede. Estes erros também podem resultar de deficientes valores assumidos para as tomadas dos transformadores com regulação em carga, podendo originar uma distorção significativa dos valores estimados para as potências reativas na vizinhança desses transformadores;

Erros na modelização do ruído de medida: resultam de incorreções nos valores assumidos para a precisão dos diferentes aparelhos de medida. Estes erros podem afetar seriamente o tratamento estatístico das medidas.

A possibilidade da presença de erros grosseiros a contaminar as medidas a processar pelo estimador de estado, afetando seriamente a convergência do algoritmo adotado e a precisão da estimativa a obter, justifica a necessidade da implementação de uma rotina para deteção e identificação de erros grosseiros, cujo principal objetivo é eliminar o efeito destes sobre o vetor de estado estimado. Um objetivo adicional, será fornecer ao operador do sistema a lista de medidas afetadas por erros grosseiros, auxiliando-o na localização do equipamento de medida que possivelmente se encontrará avariado.

Tradicionalmente, o processamento de erros grosseiros assenta em três fases distintas. Estas fases são as seguintes:

Deteção: verificação da existência ou ausência de erros grosseiros no conjunto de medidas considerado;

Identificação: nesta fase procede-se à identificação e localização das medidas afetadas por erros grosseiros;

Correção: identificadas as medidas afetadas por erros grosseiros, procede-se à sua eliminação (ou substituição por valores calculados ou previamente conhecidos), voltando-se a estimar novamente o estado do sistema.

4. Definição de Erro Grosseiro de Medida

Analisando-se as alterações das propriedades estatísticas da variável aleatória z e do vetor dos resíduos r induzidas pela presença de um erro grosseiro no vetor das medidas (\mathbf{z}), é habitual decompor a equação (1) do seguinte modo:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v} + \mathbf{b} \quad (3)$$

em que:

\mathbf{v} – representa o ruído de medida normal ($\mathbf{v} \sim \mathbf{N}(\mathbf{0}, \mathbf{R})$)

\mathbf{b} – representa os erros grosseiros (vetor cujas únicas componentes não nulas são as que simulam os erros grosseiros).

Ao contrário de \mathbf{v} , o vetor \mathbf{b} não pode ser modelizado como uma variável aleatória, uma vez que não se dispõe de informação que permita estabelecer a sua caracterização estatística. Efetivamente, em funcionamento normal, a ocorrência de um erro grosseiro numa dada medida não está associada à precisão do respetivo aparelho de medida.

Assim, o vetor \mathbf{b} é considerado como uma grandeza determinística de valor desconhecido e pode ser interpretado como um enviesamento do ruído de medida.

Deste modo, os erros grosseiros afetam apenas o valor médio do ruído de medida e de um valor igual a \mathbf{b} , não modificando nem a respetiva densidade de probabilidade que se mantém gaussiana, nem alteram a correspondente matriz covariância \mathbf{R} , ou seja:

- Na ausência de erros grosseiros

$$\mathbf{e} = \mathbf{v} \sim N(0, \mathbf{R})$$

- Na presença de erros grosseiros

$$\mathbf{e} = \mathbf{v} + \mathbf{b} \quad \mathbf{e} \sim N(\mathbf{b}, \mathbf{R})$$

A decomposição apresentada facilita o estudo das alterações na caracterização estatística de $J(\hat{x})$ e de \mathbf{P} , quando se passa de uma situação de ausência de erros grosseiros para outra em que se admite a presença dos mesmos. Contudo, em termos práticos, é habitual considerar-se o erro de medida na sua globalidade, ou seja, através do modelo seguinte:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}$$

em que: $\mathbf{e} = [e_i]$, sendo:

- $e_i = v_i \sim N(0, \sigma_i^2)$, se a medida \mathbf{i} não estiver afetada por um erro grosseiro;
- e_i – indeterminado, caso contrário.

A modelização estatística admitida para o vetor do ruído de medida (\mathbf{e}), em regime normal de funcionamento, é a seguinte:

$$\mathbf{e} \sim N(0, \mathbf{R}) \quad \text{com } \mathbf{R} = \text{diag}(\sigma_i^2) \quad i = 1, \dots, m$$

Desta expressão, para uma dada probabilidade P , é possível determinar o intervalo $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ que tem uma probabilidade P de incluir o erro de medida e_i . Pelas tabelas da distribuição normal reduzida pode obter-se por exemplo:

$$P = 0.9 \quad \rightarrow \quad k = 1.65$$

$$P = 0.998 \quad \rightarrow \quad k = 3.08$$

e concluir que, se o valor escolhido para \mathbf{P} for suficientemente próximo da unidade (por exemplo $P = 0.998$) o intervalo correspondente $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ incluirá “sempre” o ruído de medida e_i , com uma probabilidade de erro de $1-P$. Então, é habitual designar como erro grosseiro um erro \mathbf{e}_i que afeta uma dada medida e que não está incluído no intervalo $[-3\sigma_i, 3\sigma_i]$.

Outro aspeto importante, que resulta da própria definição de erro grosseiro, é o relacionamento entre a amplitude do erro e_i que afeta uma determinada medida e o valor assumido para o correspondente desvio padrão σ_i . Assim, um erro \mathbf{e}_i de amplitude inaceitável devido à precisão exigida, pode não ser significativo, se situar-se no intervalo $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ correspondente.

Esta medida irá ser afetada no processo de estimação de estado por um fator de ponderação $(1/\sigma_i^2)$ que lhe vai reduzir a influência na determinação do vetor de estado.

Outra situação diferente, na qual os resultados da estimação de estado irão provavelmente indicar que a medida está contaminada por um erro grosseiro, é aquela em que o erro e_i apresenta uma amplitude perfeitamente aceitável, mas está associado a uma medida a que foi atribuído um valor de σ_i inferior ao que efetivamente lhe corresponde.

5. Detecção de Erros Grosseiros

Assumindo que a modelização estatística admitida para o vetor do ruído de medida (\mathbf{e}), em regime normal de funcionamento, é de Distribuição Normal ou Gaussiana, a teoria da estatística justifica que neste caso a função $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ (soma ponderada do quadrado dos resíduos das medidas) apresenta distribuição qui-quadrado. Como já se referiu, resíduo será a estimativa do erro da medida, ou seja, a diferença entre o valor da medida e a respetiva equação da medida, função das variáveis de estado estimadas, de acordo com a equação (1).

Assim, obtida uma estimativa do vetor de estado, segue-se o teste estatístico do qui-quadrado (χ^2) aplicado a função $\mathbf{J}(\mathbf{x})$, com $\mathbf{m}-\mathbf{n}$ graus de liberdade, em que \mathbf{m} é o número de medidas obtidas da rede, e \mathbf{n} o número de variáveis de estado, ou seja $2\mathbf{N}-\mathbf{1}$, em que \mathbf{N} é o número de barramentos do sistema.

Obtido o limiar de deteção (χ^2) da tabela da distribuição qui-quadrado, compara-se este valor com o obtido para $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ (soma ponderada do quadrado dos resíduos das medidas). Se o valor deste somatório for inferior ao limiar de deteção, pode-se concluir que não houve medidas contaminadas com erros grosseiros no processamento da estimação de estado. Caso contrário, se $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ for superior ao limiar de deteção (χ^2), então tem de se assumir que houve medidas contaminadas com erros grosseiros que foram processadas, e os resultados obtidos na estimativa do vetor de estado não são fiáveis.

6. Identificação de Erros Grosseiros

Terminada a fase de deteção de erros grosseiros em que, possivelmente, algumas medidas são suspeitas de estarem afetadas com estes erros, segue-se um processo que identifica as medidas efetivamente em erro e elimina os efeitos desses erros dos resultados fornecidos pelo estimador de estado.

No entanto, quando na estimação de estado se está a considerar a existência de erros grosseiros a contaminar as medidas que chegam ao centro de controlo, é importante distinguir os seguintes três casos:

I. Um único erro grosseiro no vetor das medidas \mathbf{z} ;

II. Erros grosseiros múltiplos não correlacionados;

Este caso ocorre quando existem erros grosseiros a afetar diversas medidas cujos resíduos são, porém, não correlacionados, ou seja, os respetivos coeficientes de correlação possuem um valor próximo de zero.

Esta propriedade é uma característica de medidas que estão distantes umas das outras, eletricamente e / ou topologicamente. No entanto, este tipo de erros grosseiros múltiplos pode ser interpretado como uma sobreposição de casos de um único erro grosseiro.

III. Erros grosseiros múltiplos correlacionados.

Este caso ocorre quando os erros grosseiros afetam medidas cujos resíduos estão correlacionados. Estas medidas estão normalmente localizadas na periferia dos mesmos barramentos. A correlação dos resíduos pode traduzir-se na “camuflagem” dos erros grosseiros que afetam as medidas correspondentes, pois os efeitos destes erros podem cancelar-se mutuamente, dando origem a que os respetivos resíduos apresentem reduzida amplitude.

Então, os principais objetivos deste processo de identificação, são os seguintes:

- Localização dos erros grosseiros detetados.

O método utilizado deve ter capacidade para localizar os erros grosseiros ou então fornecer uma lista com todas as medidas afetadas por estes erros.

- Correção da base de dados final.

O processo utilizado deve eliminar o efeito dos erros grosseiros identificados, na base de dados final fornecida pelo estimador de estado.

- Informar as situações em que é impossível identificar os erros grosseiros.

Esta situação pode surgir em situações em que os erros grosseiros afetam medidas críticas. Neste caso, o algoritmo de identificação utilizado deve fornecer uma lista de medidas suspeitas o mais reduzida possível e, informar o operador da sua incapacidade para identificar os erros grosseiros que eventualmente estejam a afetar este tipo de medidas.

Um dos métodos mais comuns adotados nesta fase da identificação das medidas suspeitas de estarem contaminadas com erros grosseiros baseia-se na normalização dos resíduos das medidas relativamente à respetiva variância, obtendo-se assim o vetor dos resíduos normalizados das medidas (\mathbf{r}_N).

Assim, após obtenção de um resultado positivo no teste de deteção, é estabelecida uma primeira lista de medidas suspeitas de estarem afetadas por erros grosseiros, com base no vetor dos resíduos normalizados \mathbf{r}_N .

Seguidamente, serão realizados ciclos sucessivos de eliminação-reestimação-redeteção até que o teste de deteção de erros forneça um resultado negativo. Finalmente, é apresentada uma lista das medidas classificadas como afetadas por erros grosseiros, que é constituída pelas medidas que foram sucessivamente eliminadas.

- Eliminação simples e eliminação grupada.

Na presença de um único erro grosseiro e considerando como exatas todas as outras medidas, o resíduo normalizado de maior amplitude corresponde à medida afetada pelo erro grosseiro.

Na presença de erros grosseiros múltiplos a relação entre os resíduos de maior amplitude e os erros grosseiros já não é tanto evidente. No entanto, na maioria das situações esses resíduos continuam a fornecer uma importante informação na identificação das medidas afetadas por erros grosseiros.

Neste contexto, esta abordagem do problema assenta essencialmente na ordenação dos resíduos normalizados por valores decrescentes dos respetivos valores absolutos, e na eliminação da medida que possui o resíduo normalizado de maior valor absoluto, seguindo-se as fases de reestimação e redeteção já referidas.

No caso de um único erro grosseiro, este procedimento garante a identificação imediata da medida em erro. No caso de erros grosseiros múltiplos não correlacionados, repete-se todo o procedimento tantas vezes quantas as necessárias, até o teste de deteção fornecer um valor negativo. Este método designa-se habitualmente por eliminação simples.

Na identificação de erros grosseiros múltiplos, opta-se pela eliminação sucessiva de grupos de medidas que supostamente incluem todos os erros grosseiros. Seguidamente, essas medidas são reintroduzidas uma a uma. Sempre que o teste de deteção forneça um resultado positivo, a medida correspondente é considerada em erro e eliminada do vetor das medidas. Este método é designado por eliminação grupada. No entanto, este método apresenta o inconveniente da necessidade de verificar a observabilidade da rede previamente à eliminação de qualquer conjunto de medidas. O resultado dessa verificação poderá conduzir à necessidade de reduzir o número de medidas a eliminar.

- Erros grosseiros múltiplos correlacionados.

Os dois métodos de eliminação referidos no parágrafo anterior, exigem um esforço computacional considerável. No entanto, na presença de erros grosseiros múltiplos correlacionados, a esse inconveniente vão-se juntar os seguintes:

- *O efeito da eliminação intempestiva.*

Traduz-se na eliminação intempestiva de medidas válidas, originando a diminuição da redundância de medida e, portanto, a diminuição da eficácia dos testes de deteção e o aumento da correlação dos resíduos;

- *O efeito da camuflagem dos erros grosseiros.* Ocorre quando a ação dos erros grosseiros se conjuga de tal maneira que, a amplitude dos resíduos de medida correspondentes é tão reduzida que os testes de detecção não conseguem identificar essas medidas. A importância deste efeito de dissimulação, pode ser avaliado analisando o domínio de camuflagem dos erros grosseiros.
- A metodologia adotada e a redução do volume de cálculo.

Devido à necessidade de realizar vários ciclos sucessivos de eliminação-reestimação-redeteção, esta metodologia exige um notável esforço de cálculo, nomeadamente pela necessidade de inverter a matriz ganho, que agora assume o papel de matriz covariância do erro da estimativa (Σ_x).

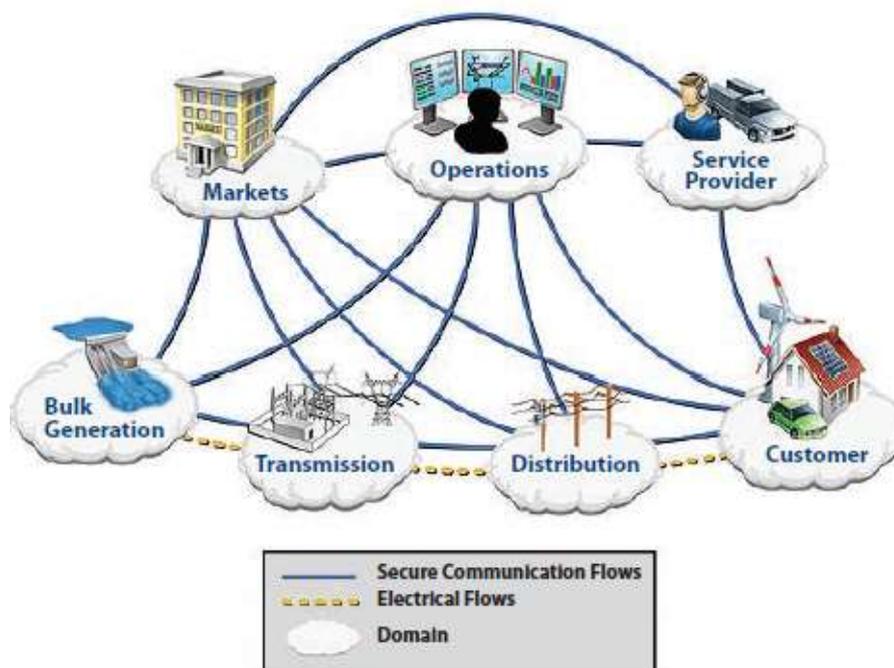
Efetivamente, sempre que há modificação da configuração de medida (após a fase de eliminação) é necessário novo cálculo de Σ_x .

7. PMUs e a Estimação de Estado nos SEE

Unidades de Medição Fasorial (PMU) são dispositivos que, recorrendo amplamente às tecnologias dos Sistemas de Posicionamento Global (GPS) através de satélites, oferecem novas oportunidades na monitorização, proteção, análise e controlo dos atuais SEE.

Os PMUs têm o seu funcionamento sincronizado e cadenciado por um sinal de tempo muito preciso providenciado pelo sistema GPS. Nas subestações em que estão colocados, a cada impulso de satélite GPS, os PMUs fazem uma leitura (amostragem) das tensões nas fases, das correntes nas linhas e das cargas dos transformadores. Os atuais PMUs fazem amostragens destas grandezas numa cadência superior a 30 vezes por segundo.

A tecnologia atualmente em uso para obter a estimativa do vetor de estado é baseada em medições obtidas do SEE através do sistema SCADA, que não são simultâneas nem estão sincronizadas. Como se apresentou anteriormente, isto resulta no processamento de uma equação não linear que tem de ser resolvida on-line para estimar o estado do sistema.



Source: National Institute for Standards and Technology, *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards*,

Figura 4: O futuro dos Sistemas Eléctricos de Energia

A tecnologia atual do sistema SCADA, devido à não simultaneidade na obtenção das medidas, é incapaz de fornecer informações sobre o estado dinâmico do SEE.

As medições fasoriais sincronizadas e simultâneas obtidas pelos PMUs, possibilitam uma oportunidade completamente nova para refazer todo o processo da estimativa de estado nos SEE.

A utilização desta nova tecnologia permitirá aos operadores das redes elétricas evoluírem de uma abordagem estática para uma situação dinâmica avançada, particularmente na análise de contingências das redes elétricas em tempo real.

As medições fasoriais sincronizadas obtidas pelos PMUs oferecem uma oportunidade única de se obter nos centros de controlo dos SEE medições remotas do vetor de estado

do sistema e, assim, remover do processo de estimação de estado as incertezas associadas aos modelos matemáticos tradicionalmente adotados.

A tecnologia dos PMUs facilita soluções inovadoras para os problemas tradicionais dos gestores e operadores das redes elétricas dos atuais SEE, permitindo toda uma gama de benefícios potenciais, das quais se destacam:

- Estimativas precisas do estado do sistema elétrico de energia podem ser obtidas com elevada frequência em intervalos de tempo muito curtos, permitindo que a observação de fenômenos dinâmicos que ocorrem nas redes possam ser observados nos centros de controlo, e as ações de controlo adequadas possam ser tomadas.

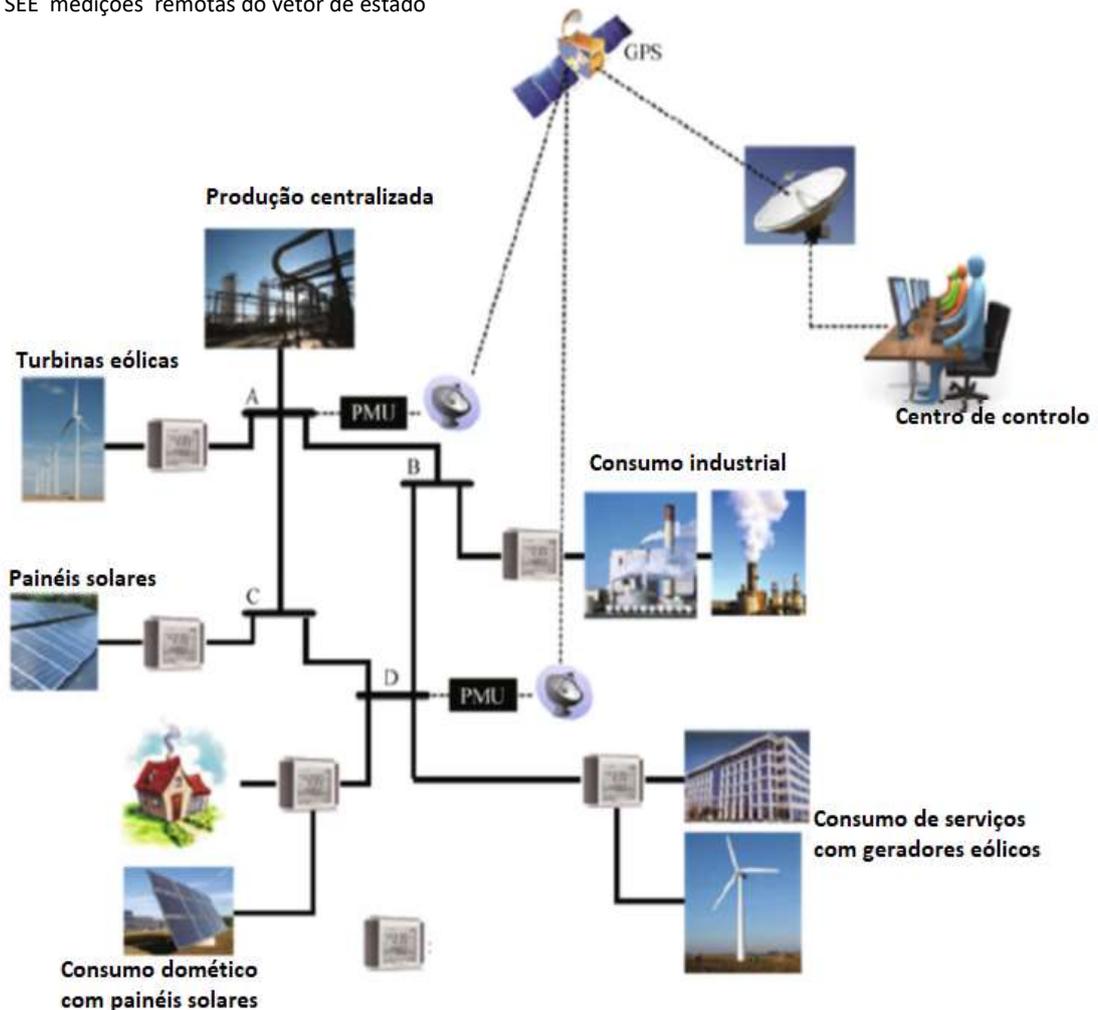


Figura 5: Rede inteligente de 4 barramentos com PMUs
(Fonte: © Higher Education Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg)

- As análises pós-perturbação são muito beneficiadas, pois são obtidos instantaneamente os estados do sistema, através do sistema de Sincronização GPS.
- Podem ser implementados sistemas de proteção avançada, baseados nas medições fasoriais sincronizadas, melhorando particularmente a resposta geral do sistema em situações de contingências catastróficas.
- Permite o controlo remoto avançado com feedback, melhorando assim o desempenho dos sistemas de controlo dos sistemas elétricos de energia.

8. Conclusão

O enorme crescimento das redes elétricas de energia e a sua conseqüente complexidade, obriga a recorrer com maior frequência à utilização da estimação de estado, impondo um encurtamento do intervalo de tempo entre estimações consecutivas, de maneira a permitir com precisão uma monitorização da evolução do sistema, em particular nas situações de emergência, na qual o estado do sistema varia com elevada rapidez.

Um estimador de estado é um programa de cálculo executado em tempo real, cujo objetivo é fornecer uma base de dados completa, coerente e fiável, que descreva o estado elétrico da rede.

Para satisfazer este objetivo, o estimador processa um conjunto redundante de medidas, assim como outras informações recolhidas da rede num dado instante e obtém uma estimativa para o vetor de estado (vetor das fases e módulos das tensões nos diferentes barramentos).

No entanto, quando na estimação de estado se está a considerar a existência de erros grosseiros a contaminar as medidas que chegam ao centro de controlo, deve seguir-se uma rotina de deteção e identificação de possíveis erros grosseiros que possam contaminar essas medidas que foram processadas.

Estes métodos assentam na caracterização estatística das medidas que chegam ao centro de controlo e do ruído que as possam contaminar.

Na ausência de erros grosseiros nas medidas, assume-se que o ruído se comporta como uma variável aleatória com distribuição normal ou gaussiana, com valor médio nulo. Na presença de erros grosseiros este comportamento mantém-se, mas enviesado. Agora de comportamento não aleatório, mas determinístico, com o valor médio correspondente ao erro que contamina a medida.

As tecnologias atualmente em uso para se obter a estimativa do vetor de estado são baseadas em medições obtidas do SEE através dos sistemas SCADA, que não são simultâneas nem estão sincronizadas entre si.

As medições fasoriais sincronizadas e simultâneas obtidas por PMUs, possibilitam uma oportunidade completamente nova para refazer todo o processo da estimativa de estado nos SEE, permitindo o conhecimento do estado do sistema de uma forma integrada, global e instantânea.

A utilização desta nova tecnologia permitirá aos operadores das redes elétricas evoluírem de uma abordagem estática para uma abordagem dinâmica avançada, particularmente na análise de contingências das redes elétricas em tempo real.

A REVIEW ON AGGREGATION APPROACHES OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

Abstract— *With the increasing penetration of distributed energy resources (DER) into the grid, the power system has suffered some changes to become more sustainable, flexible, and cost-effective. For this reason, a need for new ways of operating the power system is emerging. The control of DER such as PV power, controllable load, demand response (DR) programs, energy storage units, and electric vehicles will facilitate their integration by balancing operations in the electricity grid. The increase of DER is stressing the distributed nature of power systems, in terms of equipment and in terms of management and control. So, new entities such as aggregators are acting as mediators between end-users and grid operators to facilitate the management and control of the power system. This paper makes a review of different aggregation approaches that can be applied for the integration of the DER in the electric power system, based on recent literature. It focuses on the role of DR aggregators, load aggregators, and energy storage aggregators, and the concepts related to each of these topics are covered.*

Keywords—*Aggregator, Demand Response, Distributed Energy Resources, Energy storage, Load Aggregator*

I. INTRODUCTION

Reliability, sustainability, and cost-effectiveness energy service is a critical problem that is confronting the power grid nowadays. Also, the efforts to reduce greenhouse gas emissions (GHG) related to electricity production, oil crisis, and economic and environmental concerns have been leading to a fast increase in the deployment of generation based on renewable energy sources (RES), such as solar and wind power. To address these issues, distributed energy resources (DER), as sustainable and cost-effective resources, are urgently required in the power grid system [1] [2]. The massive deployment of DER, especially RES, has enhanced the value of operational flexibility and is transforming the power grid structure [3].

RES are a solution to reduce GHG emissions while meeting the needs due to the growth in electricity demand. However, the intermittent nature of RES creates multiple challenges, such as electric grid flexibility. The increase in electricity production from fluctuating renewable sources is creating a need for new ways of operating the power system. To overcome these issues, DER are combined with energy storage systems (ESS) and demand response (DR) programs to facilitate their integration by balancing operations in the electricity grid. This combination creates benefits for both sides of the grid, where end-users achieve economic benefits, and grid operators gain additional flexibility by allocating energy resources [4] [5].

The increase of DER (mainly generation resources but also energy storage and others) is stressing the distributed nature of power systems, in terms of equipment and also in terms of decision-making, management, and control. A large set of relatively new entities are acting in this new environment, such as generator aggregators, load aggregators, load service entities [6]. Aggregators are new entities in the electricity market that act as mediators/brokers between users and the utility operator and facilitate their interaction [7].

This paper aims to offer an overview of the role of aggregators, more specifically in the DER/RES context, such as demand response aggregators, load aggregators, energy storage aggregators, and electric vehicle aggregators.

This paper is structured as follows. After this introductory section, Section II presents the concept of an aggregator.

Section III, IV, V, and VI offers a comprehensive literature review of research and examples about demand response aggregators, load aggregators, energy storage aggregators, and electric vehicles aggregator, respectively. In section VII the main conclusions are presented.

II. AGGREGATOR CONCEPT

An energy aggregator agent can help to effectively manage the multiple resources from the demand side in the most efficient way. This new agent would be included between the demand side and the power system operator, such as Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operator (DSO) [8]. The objective of the aggregator is to increase its revenue while obtaining economic benefits for the end-users (by controlling their resources) and providing ancillary services to the grid operator [4].

The concept of aggregation emerges from the creation and commercial and technical management of a portfolio of flexibility assets intending to offer the combined flexibility as a commercial service. In a literature and business context, the use of these terms is not yet coherent. The business role and technical function of performing aggregation is referred to as the Aggregator. The concept of aggregators defined in [5] is illustrated in Fig.1, identifying aggregators as a business role, an entity as well as a technical aggregator infrastructure.

The physical domain addresses the electric interactions between DER and the power system. According to the legal and business domain, an aggregator entity is an intermediary, providing contractual relations with DER owners and system operators (as receivers of flexibility services). The aggregator entity assumes legal responsibility for the delivery of a contracted service. Concerning the control domain, the aggregator infrastructure coordinates the behavior of DER. Its requirements are formulated as flexibility services to system operators and asset management services towards asset owners [5].

In [2] another definition of aggregator appeared. The concept of aggregator has received special attention from the European Commission that identifies the aggregator as providing different power entities (i.e., utilities, DSO, TSO, Capacity Market) and also able to manage demand flexibility, such as load shedding and better load profiling.

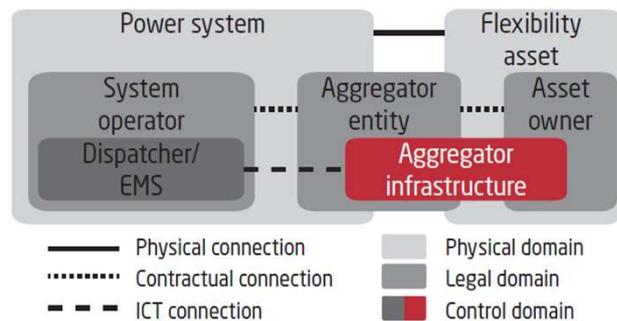


Fig. 1. Different domains of aggregator concept

III. DEMAND RESPONSE AGGREGATOR

Demand Response (DR) is a relevant strategy that contributes to enhance the energy efficiency of the electric grid and also enabling it to cope with the intermittency of the RES [2]. Thus, in this section, an introduction to the concept of Demand Response is first made. Next, the role of the Demand Response aggregator is presented.

A. Demand Response Programs

Demand Response consists of the technique of micromanaging the load curve by manipulating the demand side resources with active participation from consumers. It is a series of activities that react to the peak demand or electricity price by regulating or restricting the operation of consumer equipment resulting in benefits for all parties involved [9].

DR can be classified into two types:

- Peak clipping: when the total electricity demand remains inconstant and a financial incentive reduces peak load;
- Load shifting: features a fixed total demand, but where demand can be shifted forward or backward in time to off-peak hours.

In Fig. 2 the graphs show the differences between these two types of DR.

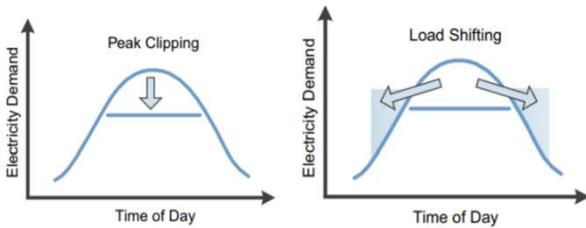


Fig. 2. Comparison between peak clipping and load shifting
[10]

DR is seen as an effective and reliable strategy for the successful integration of RES, handling the demand curve using load flexibility whenever the system requires it [2].

A significant part of the DR potential exists in distributed, small, and medium-sized loads. It is not practical for a power system operator to interact directly with all these flexibility assets [11].

Current DR programs are roughly categorized into two types: price-based and incentive-based programs. The first type provides time-varying price signals to induce households to self-adjust their energy usage behaviors. Prices usually have a limited impact on electricity usage patterns of residential consumers and one possible reason is that households' monthly bill savings resulting from electricity usage behavior changes are trivial compared with the effort to make such changes. Further, households' price-elasticities of demand may be uncertain, unavailable, or hard to estimate. An alternative to price signals is an incentive-based program, such as direct load control. By offering consumers monetary incentives, direct load control programs enable the aggregator to control some of the flexible load in client's houses without significantly compromising their comfort. These flexible loads are scheduled and controlled by the aggregator instead of by individual consumers. The consumers can receive incentive payments without additional efforts besides enrolling in the program. As a result, peak load reduction would be more significant and controllable compared with price-based DR programs [11].

DR programs provide incentives to major consumers of electricity, usually in the form of monetary rewards, to reduce their electricity consumption in peak-demand periods. DR can take place at a very fast timescale, almost real-time. It also increases the stability of the power grid system and significantly reduces electricity generation cost and also CO₂ emissions. In general, these programs are designed to induce lower electricity consumption at times of high market prices or when grid reliability is endangered, as a way to manage power usage preferences to benefit not only end-users but also the whole system [2] [7]. The main objectives of a DR program are as follows [2]:

- Reduction of the total power consumption, so that mutual profit for the power utility and the end-users is achieved;
- Reduction of the total power generation (the need of activating more expensive power plants and building new ones to meet peak demand is mitigated);
- Change of the demand pattern, optimizing the end-user consumption;
- Reduction or even elimination of overloads in the distribution system.

To make DR programs operational, households need to have energy management systems (EMS) based on fully interactive Information and Communication Technologies (ICT), also making the most of the evolution of the Internet of Things (IoT). EMS are aimed at helping end-users optimizing energy usage, i.e., achieving energy savings and satisfying constraints on the quality of the energy services provided [2].

The process of a DR scheme begins at the System Operator (SO), which determines the demand volume that should be reduced or increased in a certain period. This information is reported to the DR Aggregator, which then selects the participating end-users based on their availability.

Considering the number of end-users that agree with the proposed DR scheme, the EMS calculates the total load flexibility that can be offered in reply to the SO request, the amount of flexibility to be used from each end-user, and reports it back to the SO. This process is illustrated in Fig. 3, indicating the main participants in the DR scheme [2]

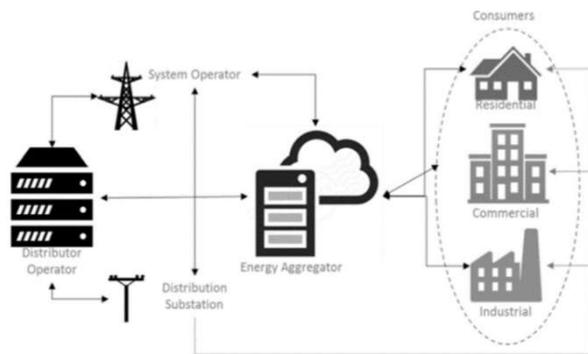


Fig. 3. Main participants in DR. [2]

B. The role of Demand Response Aggregators

Aggregators possess the technology to perform DR and they are also responsible for the installation of the communication and control devices (i.e., smart meters) at end-users' installations. The current role of aggregators amounts to paying a monthly fee to the contracted end-users (especially industrial ones) to gain direct control of their appliances. This way, in case of a peak-demand emergency they can turn off the energy-intensive appliances of the users (such as air-conditioning system) for a short period [7].

Since home users cannot negotiate directly with the operator, they enroll in a DR program provided by an aggregator. Since each aggregator represents a significant amount of total demand in the DR market, it can negotiate on behalf of the home users with the operator more efficiently. The aggregator aggregates several small residential DR assets into a larger unit, in order to increase their negotiation power. In this case, the aggregator has two roles. First, to provide DR services to the operator and secondly, to guarantee a reduced electricity bill to the end-users. Each aggregator tries to shape the load pattern of its

users and receives compensation for the cost savings incurred to the operator due to this shaping [7].

In addition to the diversification of DR resources, various agencies engaged in DR services have also emerged. Among them, Load Aggregators (LA) are the most typical. The emergence of LA provides opportunities for smaller demand-side users to participate in DR and increase its effectiveness [12].

IV. LOAD AGGREGATOR

The increase of DER brought challenges to the control and stability of the power grid and the existence of Load Aggregator (LA) has become one of the solutions to this problem and has received a lot of attention and research [13]. In this section, the concept of LA is approached and some examples of applications of LA in power systems are given.

A. Concept

LA is a power load intermediary defined as an entity that acts as an intermediary between end-users that provide demand response resources and power systems participants who want to buy these resources, enabling users to access the electricity market efficiently and provide more flexible services and technologies. It not only deals with power grids but also provides its customers with electricity sales services independently. The existence of LA enhances the grid's ability to manage loads and users demand responsiveness and can reduce the operating costs of grid companies and users' electricity costs, while also making profits for themselves [13].

From a system operator's point of view, LA is a large power generator or load resource, which could provide schedulable generation capacity or ancillary services (regulation, spinning reserve, and operating reserve). From the consumers' perspective, LA can provide them with a better demand response environment and reduce their electricity costs [13].

A LA is considered as a load-serving entity that participates in the wholesale electricity market to purchase electric energy to serve their customers in distribution systems. In electricity markets, individual customers located in a distributed system currently do not participate in the electricity wholesale market to buy electric energy. The load aggregators' objective is managing energy transactions and delivering sufficient power to its customers. However, electricity prices in the wholesale electricity market and load in distribution systems are changing all the time.

In a competitive market, the load aggregator is a price taker, i.e., it cannot influence the electricity price. Meanwhile, the load is normally priced inflexible. Thus, the operation strategy for the load aggregator to manage energy costs is very limited [14].

With the increasing penetration of RES (such as wind power and solar PV power), the electricity price becomes more unpredictable. So, accurate forecasts of load and electricity prices are essential for managing energy purchasing costs while meeting load demand. Renewable DG technologies suitable for residential use, such as solar panel roof, are being gradually implemented by residential customers because the load is partially offset. Although the penetration of such DG is relatively small, load forecast accuracy could be affected by the unpredictable generation from renewable DG. As a result, the load aggregator is facing a higher level of price and load uncertainties [15].

Load aggregator manages many power users with characteristics of geographically dispersed, different load types, and different using manners, such as air-conditioning, electric cars, commercial buildings, and so on. These different load types are illustrated in Fig. 4. The users provide loadable resource capacity, start time, duration, and other information to the load aggregator. The LA, through a contract with the user, obtains part of the electricity terminal equipment decision-making power [16].

The user and the LA sign contract on the DR trigger

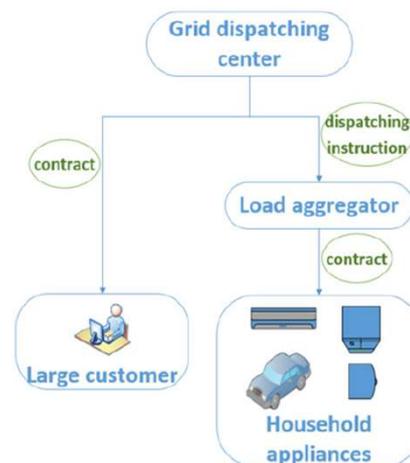


Fig. 4. Relation between the user, load aggregator, and the grid dispatching center [16]

condition, load interruption amount and time, the compensation amount, and other details. The triggering conditions are grid reserve capacity is insufficient or partial overloading; power supply gap caused by other uncertainties; the grid load reached more than 95% of the maximum load in the previous year; system peak-valley rate reaches 20% and above [16].

B. Examples of applications of Load Aggregator

As is well known, DR is related to peak hour load management. Therefore, load aggregators are contracted to manage these loads. The following are some examples of how LA implement DR mechanisms.

[11] proposes bidding strategies and compensation mechanisms for a LA that implements the direct thermostat control program in their household. Residential consumers are aggregated and represented by some LA. Individual households buy electricity from the LA and the LA buys electricity from the wholesale market. An LA's work was relatively simple in the past: it bids and purchases the amount of electricity equal to its forecast of the aggregate load. Recently, emerging technologies such as smart meters and smart home appliances, have enabled the LA to induce

its clients to reduce load during peak hours or to shift loads from peak hours to off-peak hours. By implementing these DR programs, an LA can redesign its bidding strategy and purchase less electricity when wholesale market prices are high, thus reducing its energy procurement cost. Meanwhile, the entire power system benefits because the peak load of the system is reduced, considering that the residential load accounts for a sizable portion of the total peak load. This paper studies a particular type of load control program that targets residential Heating/Cooling (H/C) loads. The LA strategically schedules the H/C load for each house and forms bidding curves and will also distribute part of the energy procurement cost savings to its clients.

The study in [13] presents an optimal control strategy for a LA with DR. The LA mainly serves for a regional load of residential areas and has a certain capacity of energy storage devices, distributed PV power generation, and diesel generators to ensure user reliability and improve benefits. LA participating in the power system operation can provide market regulator opportunities for DR resources such as simply adjustable loads and distributed power supplies. Although DR has a wide potential, the response strategy involves decision-making control and decision models which are constructed in this paper. As the results show, when the LA is equipped with PV and energy storage equipment, the benefit of DR is improved.

V. ENERGY STORAGE AGGREGATOR

Electric power systems are operated based on a real-time balancing of supply and demand without large-scale Electric energy storage (EES) resources. Intending to transform the actual grid into a more reliable, secure, and efficient smart grid, feasible applications of EES in power systems have started to be explored [17].

To overcome flexibility issues, RES are combined with energy storage systems (ESS) and DR programs to facilitate their integration by balancing operations in the electricity grid. [4]

Due to an increase in the use of renewable energy, the ESS becomes an essential part of the power grid market [18]. The integration of storage technologies has emerged as an option to expedite energy consumption from renewable sources by increasing the flexibility of the power system [19].

Energy storage units can provide flexible and continuous power in case of interruption or congestion during extreme demand. Also, ESS can store energy during off-peak hours to support the peak demand of the users thus can reduce the electricity prices [18]. This means that energy storage can store energy when there is less demand and release the stored energy back to the system during peak periods [19].

Electrical storage has many important characteristics and exceptional features that make it a vital element for the electricity grid. It can bring huge opportunities and challenges to the grid. Some of the useful services provided by ESS which make it an important element of the grid are electric supply reserve capacity and load following [18]. The major benefits of EES include electric energy time-shift, power supply capacity, and transmission congestion relief, etc. [17].

It is assumed that the energy storage units do not participate directly in the energy market and, instead, they interact with an aggregator that has access to the wholesale market [20]. These interactions are illustrated in Fig. 5.

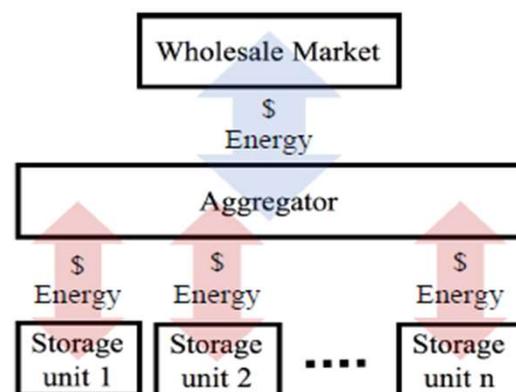


Fig. 5. Interactions between the wholesale market, the aggregator, and storage units [20]

These energy storage units have the potential of selling services to the power grid but may not be able to directly do so for two main reasons. First, their capacities are smaller than the required minimum. Secondly, the large number of these energy storage would make their management difficult even if they were allowed to participate. Therefore, aggregators act as mediators between the energy storage and the power system [20]. The options for the load aggregator to manage energy costs are very limited when there is no energy storage. With EES, operations are flexible for load aggregators to reduce energy costs while meeting the demand. This happens because the charging and discharging operations of EES are controllable and flexible and these operations are determined by the load aggregator [14].

Energy storage systems are especially desirable at the residential level and the adoption of household EES is expected to increase rapidly in the coming years.

In [19] the authors investigate a problem of optimal capacities of ESS and its optimal price for residential users who have their PV generation and a smart meter that can schedule activation of home appliances. The aggregator owns and operates an ESS and decides a unit price of storage to maximize her profit. Depending on the unit price of energy storage, price profile of electricity from the main grid, and consumers' renewable power generation capacity, each user determines his energy consumption schedule and a required amount of storage capacity to minimize the energy cost and purchase the amount of storage capacity from the aggregator. A user charges the remaining energy of the electric energy generated in its PV system and discharges its storage to satisfy demand.

[21] proposes an aggregator service for a residential apartment building with PV and Battery Energy Storage System (BESS). In recent years, these DER have been installed in residential units. The aggregator service for residential apartment buildings considers not only the benefits of the DER owners but also the residents in the

building. In general, the aggregator service has two main features: managing PV and BESS and also selling electricity to the connected residents. Also, smart control devices are installed for the BESS and Electric Vehicle (EV) chargers to manage the charging and discharging functions and also, control devices are fitted into each apartment for the home appliances. With these smart devices, the aggregator service can monitor power flows, including any import or export of electricity from or to the grid, the consumption of each apartment, generation of the PV system, and operation of the BESS and EV.

VI. ELECTRIC VEHICLES AGGREGATOR

The demand-side resources represented by Electric Vehicle (EV) can be used as an energy storage unit after plugging in the power grid. By changing the watt level of power (charge or discharge), the EVs can provide multiple types of DR services. The large-scale EVs' access to the power grid brings new challenges to its security and stability. On the other hand, with the vehicle-to-grid (V2G) technology, the EVs can realize a bi-directional power flow with the power system and act as a BESS for the ancillary service to the power grid. When providing the V2G service to the power grid using the EV battery capacity, the EV user's traveling demand should be considered and guaranteed. The EV aggregator (EVA) has been proved to be an effective resource for DR. The energy storage capacity for a single EV is limited. However, the energy storage capacity from a large scale EVs in an aggregator is considerable [22].

In the power system's flexibility terms, EVs can be seen somewhat in between DR and energy storage as they can change their consumption profile but also provide energy arbitrage with their batteries. EV's batteries are small in capacity and they can participate in wholesale markets jointly through EVA. EVA has generally been defined as an intermediary between EVs and market/SO where EVA buys/sells energy/ancillary services (AS) on behalf of EVs.

However, in reality, it aggregates EV chargers with connected EVs. EV can use/provide energy/AS to the grid only when it is connected to a charger operated by its aggregator [23].

The following are two examples related to different approaches of an EVA in power systems.

[23] observes EV as a mobile battery, not chargers. EVA should not aggregate specific EV chargers physically located at households, parking lots, or charging stations but the EVs with their batteries by themselves. The new concept of EVA is therefore named as electric vehicle battery aggregator (EVBA). EVBA could continue throughout the day to track the EV information (SOC, planned trips) as part of future IoT concepts and charge/discharge EVs on whatever charger they connect to.

A novel methodology of smart charging for EVA is presented on [24]. It allows EV charging at the lowest cost while complying with technical constraints required by the system operators. Moreover, EV users can choose among different customer choice products that meet their needs in terms of charging time. The EVA will have to optimize power delivered to the EV battery through the charging power rate. The results show that with the smart charging, the EVA can have benefits comparing to two cases of uncoordinated charging (constant charging power rate) while respecting the technical conditions required. The smart charging achieved significant savings that tends to be even more significant when EV penetration levels increase.

VII. CONCLUSION

The current power system has an increasing quantity of distributed energy resources and fluctuating power generation from renewable energy sources. To overcome the problems related to this integration in the power system, these resources are combined with demand response, energy storage systems, and electric vehicles.

All these strategies are used to improve the efficiency, security, and flexibility of the electrical system. This paper analyses some aggregation approaches and definitions based on various literature reviews.

It is proposed a review of the combination of distributed energy resources with demand response, as well as the concept of demand response. Also, it was presented the combination of distributed energy resources with energy storage units, such as electric vehicles. For these two combinations, it is intended various aggregation approaches. Another aggregation approach presented is the integration of distributed energy resources and loads in the power system, such as load aggregators. In all of these approaches, the aggregator is seen as an entity that facilitates the interaction between end-users and the grid operator.

REFERENCES

- [1] G. Xu, W. Yu, D. Griffith, N. Golmie and P. Moulema, "Toward Integrating Distributed Energy Resources and Storage Devices in Smart Grid," in *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 4, no. 1, pp. 192-204, Feb. 2017, doi: 10.1109/JIOT.2016.2640563.
- [2] Carreiro, A. M., Jorge, H. M., and Antunes, C. H., "Energy management systems aggregators: A literature survey", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 1160–1172, 2017, doi:10.1016/j.rser.2017.01.179
- [3] B. Liang, W. Liu, L. Sun, Z. He and B. Hou, "An Aggregated Model for Energy Management Considering Crowdsourcing Behaviors of Distributed Energy Resources," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 145757-145766, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945288.
- [4] B. Celik, S. Suryanarayanan, R. Roche and T. M. Hansen, "Quantifying the Impact of Solar Photovoltaic and Energy Storage Assets on the Performance of a Residential Energy Aggregator," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 405-414, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2892603.
- [5] D. E. M. Bondy, K. Heussen, O. Gehrke and A. Thavlov, "A functional reference architecture for aggregators," 2015 IEEE 20th Conference on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA), Luxembourg, 2015, pp. 1-4, doi: 10.1109/ETFA.2015.7301638.

- [6] Vale, Zita A.. 2009. "Intelligent Power System". In Wiley Encyclopedia of Computer Science and Engineering, 1604-1613. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc.. doi: 10.1002/9780470050118.ecse196.
- [7] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos and T. Salonidis, "The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets," in IEEE Journal on Selected Areas in Communications, vol. 31, no. 7, pp. 1247-1257, July 2013, doi: 10.1109/JSAC.2013.130708.
- [8] R. Moreno, H. R. Chamorro and S. M. Izadkhast, "A framework for the energy aggregator model," 2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), Bogota, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/PEPQA.2013.6614965.
- [9] C. V. Chandran, M. Basu and K. Sunderland, "Demand Response and Consumer Inconvenience," 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849062.
- [10] S. Feuerriegel and D. Neumann, "Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers", Energy Policy, vol. 65, pp. 359-368, February 2014, doi:10.1016/j.enpol.2013.10.012.
- [11] S. Chen, Q. Chen and Y. Xu, "Strategic Bidding and Compensation Mechanism for a Load Aggregator With Direct Thermostat Control Capabilities," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 3, pp. 2327-2336, May 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2611611.
- [12] J. Zhang, P. Zhang, H. Wu, X. Qi, S. Yang and Z. Li, "Two-stage load-scheduling model for the incentive-based demand response of industrial users considering load aggregators," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 14, pp. 3518-3526, 14 8 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.0089.
- [13] X. Zhou, J. Shi and S. Li, "Optimal control strategy of load aggregators with demand response," in The Journal of Engineering, vol. 2019, no. 16, pp. 1033-1036, 3 2019, doi: 10.1049/joe.2018.8797.
- [14] Y. Xu and C. Singh, "Operation strategies of the load aggregator with electric energy storage," 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Auckland, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401254.
- [15] Y. Xu, L. Xie and C. Singh, "Optimal scheduling and operation of load aggregators with electric energy storage facing price and demand uncertainties," 2011 North American Power Symposium, Boston, MA, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/NAPS.2011.6024888.
- [16] X. Wang, Y. Gong, "Air conditioner fast dispatching model based on load aggregator and direct load control", The Journal of Engineering, 2017(13), 2535-2538. doi:10.1049/joe.2017.0784.
- [17] Yixing Xu, Le Xie and Chanan Singh, "Optimal scheduling and operation of load aggregator with electric energy storage in power markets," North American Power Symposium 2010, Arlington, TX, 2010, pp. 1-7, doi: 10.1109/NAPS.2010.5619601.
- [18] S. Salman, A. Xin, A. Masood and M. Ullah Jan, "Overview of Storage System and EV Aggregation Charging Behavior in Energy Market," 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/EI2.2018.8582279.
- [19] I. Kim and D. Kim, "Pricing-based shared energy storage optimization for residential users with photovoltaic generation system and demand-side load management," 2019 Eleventh International Conference on Ubiquitous and Future Networks (ICUFN), Zagreb, Croatia, 2019, pp. 466-471, doi: 10.1109/ICUFN.2019.8806069.
- [20] J. E. Contreras-Ocaña, M. A. Ortega-Vazquez and B. Zhang, "Participation of an Energy Storage Aggregator in Electricity Markets," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 2, pp. 1171-1183, March 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2736787.
- [21] J. Li, Z. Wu, S. Zhou, H. Fu and X. Zhang, "Aggregator service for PV and battery energy storage systems of residential building," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, no. 4, pp. 3-11, Dec. 2015, doi: 10.17775/CSEEJPES.2015.00042.
- [22] K. Yuan, Y. Song, Y. Zhang, Z. Huang, C. Sun and Z. Xing, "An Energy Storage Capacity Determination Model of Electric Vehicle Aggregator Considering the Real-Time Response State," 2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI), Beijing, 2018, pp. 123-127, doi: 10.1109/ICEI.2018.00030.
- [23] I. Pavić, T. Capuder and H. Pandžić, "Profit margin of electric vehicle battery aggregator," 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Limassol, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398790.
- [24] J. Clairand, J. Rodríguez-García and C. Álvarez-Bel, "Smart Charging for Electric Vehicle Aggregators Considering Users' Preferences," in IEEE Access, vol. 6, pp. 54624-54635, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2872725.

Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão: Dimensionamento e Proteção de Canalizações Elétricas
2ª Edição

Autor: António Augusto Araújo Gomes, Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva, José António Beleza Carvalho

Editora: Engebook

Data de Edição: 2019

ISBN: 9789898927620

Nº Páginas: 202

Sinopse:

Esta obra pretende ser, acima de tudo, uma ferramenta didática de apoio aos alunos de cursos de engenharia eletrotécnica, bem como a técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas.

Pretende ser ainda uma ferramenta prática de estudo e de trabalho, capaz de transmitir conhecimentos técnicos, normativos e regulamentares sobre o dimensionamento e proteção de canalizações elétricas aos diversos agentes eletrotécnicos, tornando-os capazes de, para cada instalação nas quais sejam intervenientes, seleccionar o tipo de canalização e o modo de instalação mais adequados, de forma a maximizar a segurança, a fiabilidade e a funcionalidade, assim como os custos de execução e exploração das instalações.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO
DIMENSIONAMENTO E PROTEÇÃO DE CANALIZAÇÕES ELÉTRICAS

António Gomes, Henrique Ribeiro Da Silva, José Beleza Carvalho

Sobre a obra

Esta obra pretende ser, acima de tudo, uma ferramenta didática de apoio aos alunos de cursos de engenharia eletrotécnica, bem como a técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas. Pretende ser ainda uma ferramenta prática de estudo e de trabalho, capaz de transmitir conhecimentos técnicos, normativos e regulamentares sobre o dimensionamento e proteção de canalizações elétricas aos diversos agentes eletrotécnicos, tornando-os capazes de, para cada instalação nas quais sejam intervenientes, seleccionar o tipo de canalização e o modo de instalação mais adequados, de forma a maximizar a segurança, a fiabilidade e a funcionalidade, assim como os custos de execução e exploração das instalações.

Sobre os autores

António Augusto Araújo Gomes

Bacharel em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas de Energia pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Licenciado e Mestre (pre-doutor) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1998. Coordenador de Cursos na CEREBELUS – Engenharia de Segurança, entre 1997 e 1999. Sócio da empresa Neutro à Terra – Gabinete de Engenharia Ltda C252 e 2000. Prestação de serviços de formação e projetos técnicos associados a diversos sectores: ambiente das instalações elétricas, telecomunicações, segurança, gestão de energia, eficiência energética, a diversos entidades, nomeadamente NORVA – Consultores de Engenharia, Lda; Schmal – Engenharia e Serviços, Lda; ENERGO – Consultores de Engenharia, Lda; IQE – Instituto de Qualidade e Qualidade Quântica – fábrica de Químico Sintético, Lda; EP – Instituto Eletrotécnico Português; CENEFCE – Centro de Energia e Tecnologia; ANACOM – Autoridade Nacional das Telecomunicações; ICT – Instituto para o Desenvolvimento Tecnológico EDV – Agência de Energia Entre Douro e Vouga.

Henrique Jorge de Jesus Ribeiro da Silva

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Produção, Transporte e Distribuição de energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e Mestre (pre-doutor) em Engenharia Industrial pela Escola de Engenharia da Universidade do Minho. Professor Adjunto no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

José António Beleza Carvalho

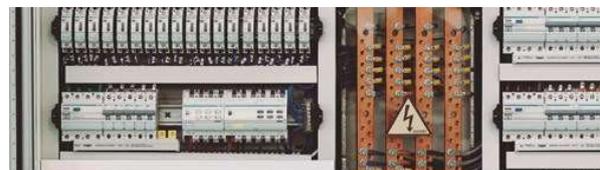
Bacharel e Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Mestre e Doutor em Engenharia Eletrotécnica na especialidade de Sistemas de Energia pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando atualmente as funções de Diretor do curso de Mestrado em Sistemas Elétricos de Energia. É autor de vários artigos publicados em conferências nacionais e internacionais, diretor da revista técnico-científica e integrante do júri de provas públicas de doutoramento e para a carreira do ensino superior.

Apoio à Edição
hager

Parceiro de Comunicação
electricista

Também disponível em formato e-book
ISBN 9789898927620
www.engebook.pt

engebook



INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO
DIMENSIONAMENTO E PROTEÇÃO DE CANALIZAÇÕES ELÉTRICAS

ENGEBOOK **ELEKTROTECNIA**

António Gomes
Henrique Ribeiro Da Silva
José Beleza Carvalho

2ª EDIÇÃO



engebook

MOTORES DE INDUÇÃO MONOFÁSICOS

1. Introdução

Os motores monofásicos constituem a maioria dos acionamentos eletromecânicos utilizados em aplicações domésticas, onde a grande parte das instalações são alimentadas por redes monofásicas. Estes motores são fabricados maioritariamente para baixas gamas de potência, abaixo de 1kW (*fractional kilowatt motors*). No entanto, podemos encontrar motores monofásicos com potências superiores a esta, como é o caso de algumas aplicações de tração elétrica ou em guindastes, que utilizam motores série monofásicos com potências que podem chegar às centenas de kW [1].

A gama de aplicações em ambiente doméstico dos motores monofásicos é enorme, podendo ser encontrados em ventiladores, berbequins, aspiradores, máquinas de lavar, secadores, frigoríficos, entre outras [2].

Os motores monofásicos podem ser classificados de acordo com as categorias indicadas na figura 1.

Embora haja vários tipos de motores monofásicos a funcionar nas mais variadas aplicações, neste artigo serão apenas abordados os motores de indução monofásicos.

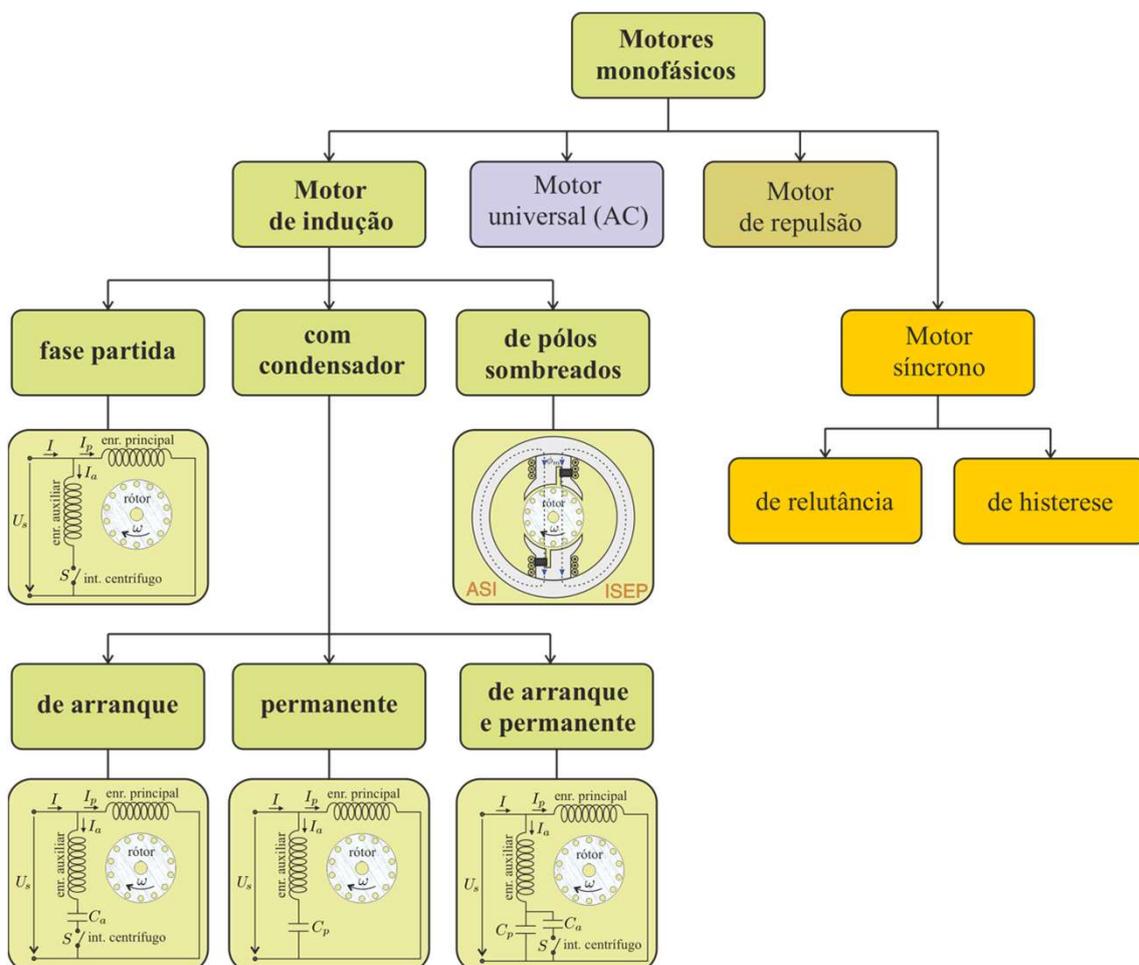


Figura 1 – Classificação dos motores monofásicos

Na Figura 2 mostra-se uma ilustração de um destes motores, com condensador.



Figura 2 – Motor de Indução monofásico com condensador
[<https://www.theengineeringprojects.com/2016/10/single-phase-induction-motor.html>]

2. Constituição do motor de indução monofásico

O motor de indução monofásico é muito semelhante a um motor de indução trifásico com rotor em gaiola de esquilo.

Na verdade, o rotor de qualquer motor de indução monofásico pode ser usado num motor de indução polifásico. No entanto, o desempenho do motor de indução monofásico é menos satisfatório que o motor de indução trifásico, como será explicado mais adiante.

A vista em expansão de um motor de indução monofásico encontra-se ilustrada na Figura 3.

As duas partes principais da máquina podem ser identificadas facilmente: o estátor e o rotor. Estes, alojam os respetivos enrolamentos e não se encontram ligados fisicamente, havendo entre ambos um entreferro uniforme.

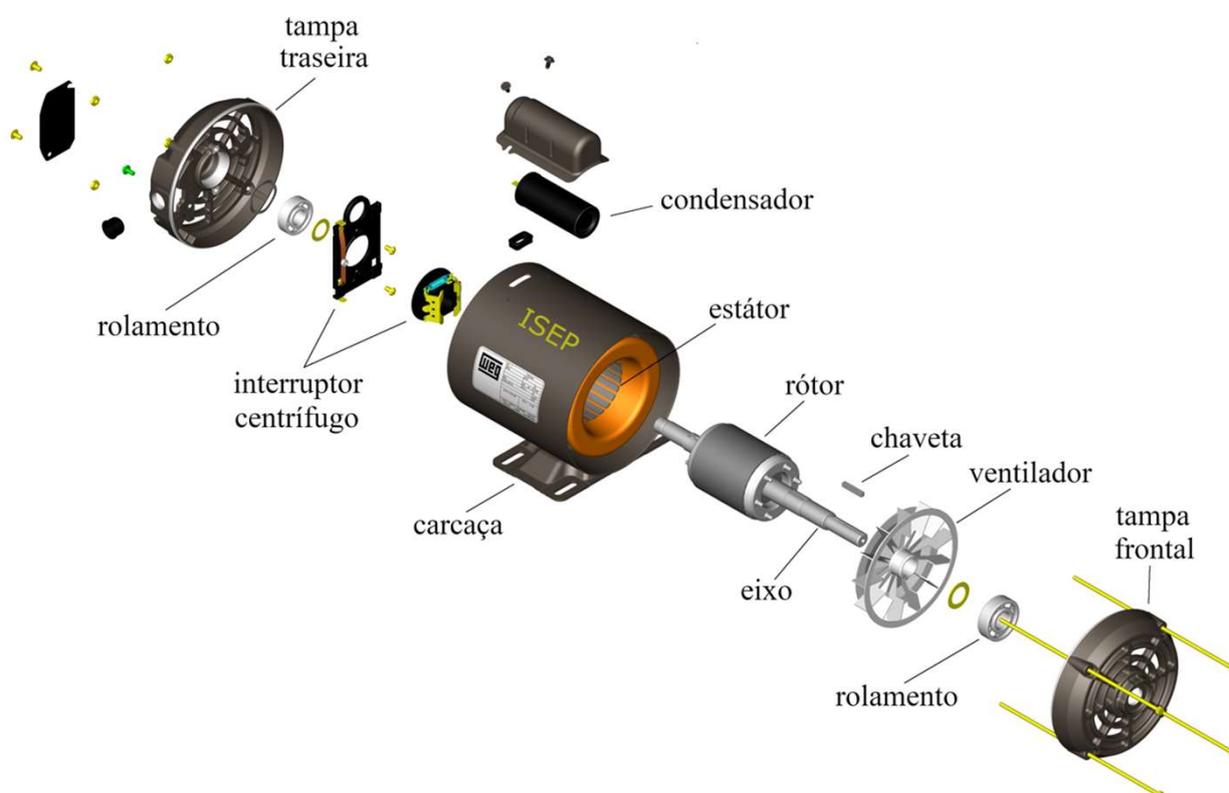


Figura 3 – Vista em expansão de um motor de indução monofásico

[Adaptada de imagem fornecida pela WEG]

O núcleo ferromagnético do estátor é normalmente contruído a partir de chapas de aço-silício de elevada qualidade para minimizar as perdas magnéticas, por correntes de Foucault e de histerese. Estas perdas ocorrem devido à natureza alternada da alimentação do enrolamento do estátor que, no nosso caso, é alimentado à frequência de 50Hz quando alimentado a partir da rede elétrica nacional.

Relativamente ao rotor, o seu núcleo é também constituído por lâminas do mesmo material utilizado no estátor, sendo perfuradas junto à periferia para poderem alojar os condutores, que são normalmente de alumínio e estão curto-circuitados nas extremidades por anéis. Desta forma, os condutores do rotor estão permanentemente em curto-circuito.

As ranhuras do rotor são normalmente enviesadas para reduzir ruídos de funcionamento, para suavizar a curva de binário para diferentes posições do rotor e para reduzir o acoplamento magnético entre rotor e estátor [3]. Esta característica está patente na Figura 4 que mostra a estrutura do rotor em gaiola de esquilo (esquerda) e os seus condutores em curto-circuito (direita).

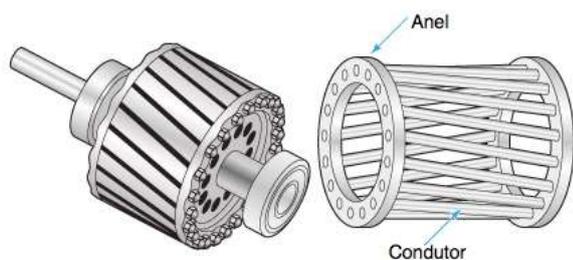


Figura 4 – Rotor em gaiola de esquilo

Na Figura 3 encontra-se também ilustrado o interruptor centrífugo, que é bastante importante em algumas destas máquinas. Este é constituído por um mecanismo que roda solidário com o veio e por um interruptor.

Para melhor compreensão do seu funcionamento, este mecanismo e o respetivo interruptor encontram-se desenhados na Figura 5.

O mecanismo possui umas massas que são deslocadas através da força centrífuga originada pela rotação do veio. Com esse deslocamento é acionado um interruptor que desliga o enrolamento auxiliar do motor, ficando o motor a funcionar apenas com o enrolamento principal. De notar que o mecanismo roda solidário com o veio, mas o interruptor encontra-se fixado à estrutura do motor.

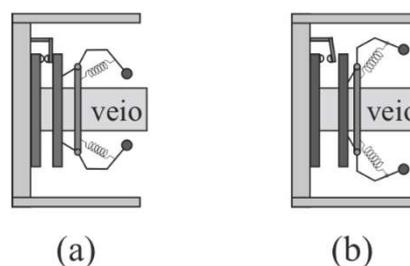


Figura 5 – Interruptor centrífugo: (a) motor parado; (b) motor em funcionamento

O enrolamento auxiliar em conjunto com o enrolamento principal, têm a função de produzir um campo magnético rotativo promovendo o desenvolvimento de um binário de arranque. Este conceito será abordado mais adiante neste documento.

3, Produção de binário

No caso do motor de indução trifásico, os enrolamentos das três fases ao serem alimentados por um sistema trifásico de tensões e correntes, levam à produção de um campo magnético girante que roda à velocidade de sincronismo.

No caso do motor de indução monofásico com apenas um enrolamento, que é alimentado com uma tensão e corrente monofásicas, o campo magnético nele produzido é um campo pulsante e não um campo girante. Por esta razão, o motor de indução monofásico com apenas um enrolamento alimentado não desenvolve binário de arranque. Para ultrapassar este problema, foram desenvolvidos vários métodos que permitem que o motor de indução monofásico desenvolva um binário no arranque, que serão explicados mais adiante neste documento.

Como já referido, quando uma corrente sinusoidal percorre as espiras de um enrolamento, é produzido um campo magnético pulsante.

De acordo com a Figura 6, quando uma corrente sinusoidal percorre o enrolamento do estátor, desprezando os efeitos da saturação do núcleo ferromagnético, o fluxo que atravessa o rotor também irá variar sinusoidalmente no tempo. Uma vez que este fluxo é pulsante, irá induzir *f.e.m.s* nos condutores do rotor que, por estarem em curto-circuito, serão percorridos por correntes, como mostra a figura para um determinado instante. Essas correntes vão por sua vez criar um fluxo que, de acordo com a lei de Lenz, se oporá ao que lhe deu origem.

Como ilustrado na figura, é perceptível que o binário produzido no sentido dos ponteiros do relógio é neutralizado pelo binário produzido no sentido oposto, levando a que o rotor se mantenha parado.

Assim, um motor de indução monofásico com apenas um enrolamento alimentado não possui binário de arranque. No entanto, se o rotor for colocado a rodar num determinado sentido por um meio auxiliar, verifica-se que ele continuará a rodar nesse sentido [4].

Este facto pode ser explicado por duas teorias distintas:

- teoria do duplo campo girante;
- teoria do campo cruzado.

Sendo que apenas a primeira será abordada neste documento.

Figura 6 – Forças desenvolvidas nos condutores do rotor de um motor de indução monofásico alimentado pelo enrolamento principal, para um instante de tempo.

Teoria do duplo campo girante

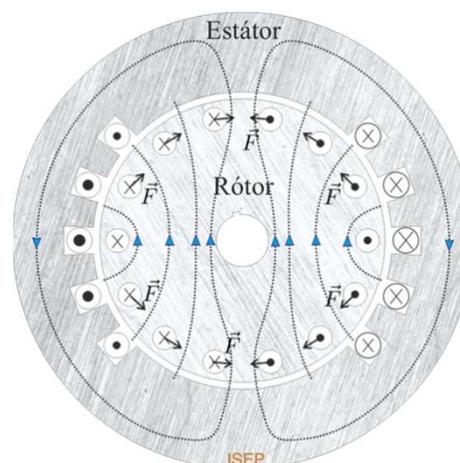
Esta teoria foi inicialmente proposta por Maurice Leblanc¹ que enunciou o teorema conhecido na literatura como “Teorema de Leblanc”.

De acordo com esta teoria, a onda da *f.m.m.* (força magnetomotriz) pulsante pode ser decomposta em duas *f.m.m.s* girantes com sentidos opostos, de igual amplitude que rodam à velocidade síncrona.

O efeito combinado de duas *f.m.m.s* de distribuição sinusoidal, cada uma com valor máximo $\mathcal{F}_{max}/2$, a rodar em sentidos opostos e à mesma velocidade, é equivalente ao de uma *f.m.m.* pulsante de amplitude $\mathcal{F}_{max} \sin \omega t$ variando entre \mathcal{F}_{max} e $-\mathcal{F}_{max}$.

A interpretação física deste conceito encontra-se ilustrada nos gráficos da Figura 7 para três instantes de tempo distintos, considerando apenas a componente fundamental da *f.m.m.* (distribuição espacial sinusoidal da *f.m.m.*).

Na parte inferior estão representados os correspondentes diagramas fasoriais para os mesmos instantes, mostrando que a *f.m.m.* pulsante é igual ao somatório das duas *f.m.m.s* girantes.



¹ Físico, engenheiro e professor francês: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Maurice_Leblanc_\(engenheiro\)](https://pt.wikipedia.org/wiki/Maurice_Leblanc_(engenheiro))

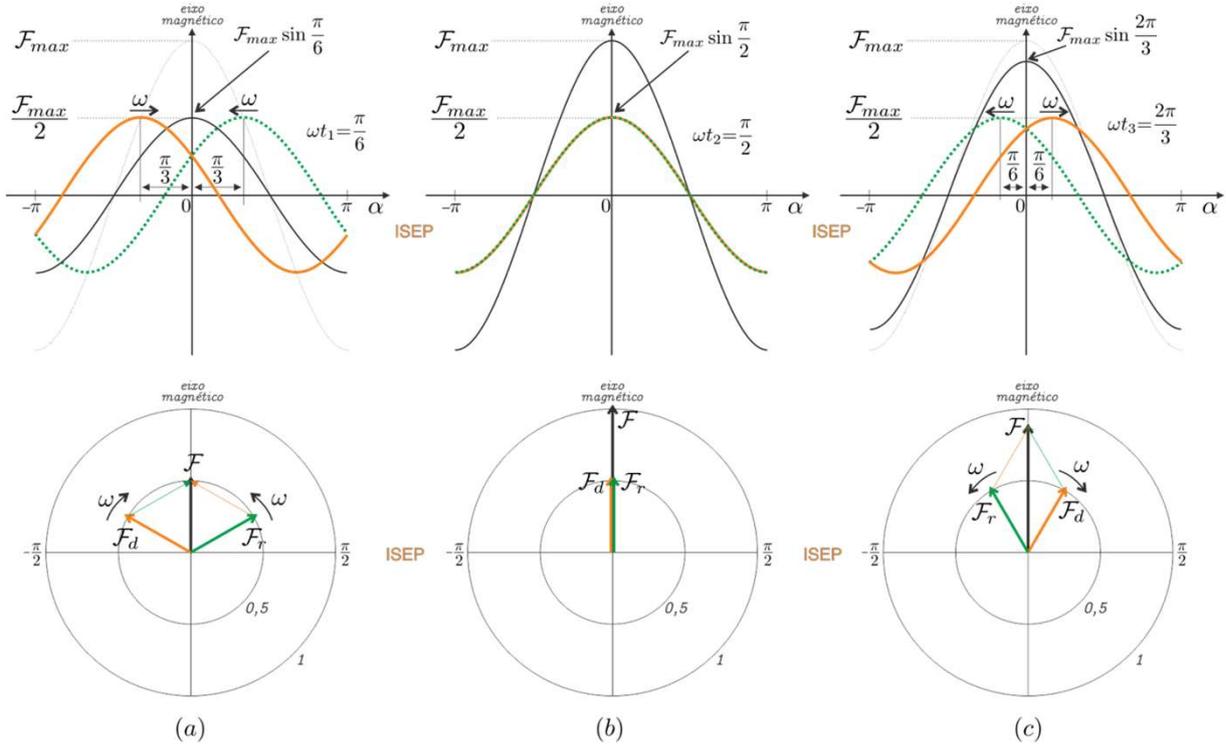


Figura 7 – Interpretação gráfica do teorema de Leblanc: (a) $\omega t = \frac{\pi}{6}$ (b) $\omega t = \frac{\pi}{2}$ (c) $\omega t = \frac{2\pi}{3}$

Assumindo uma distribuição espacial sinusoidal da *f.m.m.* com variação sinusoidal no tempo, esta pode ser representada pela seguinte expressão:

$$F = F_{max} \sin \omega t \cos \alpha \quad (1)$$

onde F_{max} é o valor máximo da *f.m.m.* correspondente ao valor máximo da corrente instantânea e α é o deslocamento angular relativamente ao eixo magnético da bobina.

O termo $\sin(\omega t)$ mostra que a variação da *f.m.m.* é sinusoidal no tempo e o termo $\cos \alpha$ mostra que varia de forma co-sinusoidal no espaço ao longo da periferia do entreferro.

Atendendo a que:

$$\sin a \cos b = \frac{1}{2} [\sin(a - b) + \sin(a + b)]$$

após expansão de (1), obtém-se a seguinte expressão:

$$F = \frac{1}{2} F_{max} \sin(\omega t - \alpha) + \frac{1}{2} F_{max} \sin(\omega t + \alpha) \quad (2)$$

Esta expressão mostra que uma *f.m.m.* pulsante, com valor máximo F_{max} , pode ser decomposta em duas *f.m.m.s* girantes com sentidos opostos e de igual amplitude. O valor máximo de cada uma será igual a metade do valor máximo da *f.m.m.* pulsante, ou seja, $F_{max}/2$.

A primeira parcela desta equação, com argumento $(\omega t - \alpha)$, será a responsável pela criação do campo girante no sentido direto. A segunda parcela, com argumento $(\omega t + \alpha)$, será a responsável pela criação do campo girante no sentido retrógrado. Cada uma produz efeitos independentes no rotor, do mesmo modo que o campo girante no motor de indução trifásico. A diferença é que neste caso se consideram dois campos girantes a rodar em sentidos opostos à mesma velocidade.

É importante realçar que tanto a f.m.m. direta como a f.m.m. retrógrada do estátor têm iguais amplitudes para qualquer velocidade do rotor, ao passo que os fluxos no sentido direto e retrógrado apenas têm iguais amplitudes quando o rotor está parado [3].

Os campos direto e retrógrado estão relacionados com os binários direto (T_d) e retrógrado (T_r), respetivamente, sendo estes em sentidos opostos, como se pode verificar nas curvas a tracejado da Figura 8.

Fazendo a sobreposição de ambos os binários, direto e retrógrado, obtém-se a característica de binário-velocidade do motor de indução monofásico ilustrada pela linha central (a cheio). A figura revela que o binário é nulo em duas situações: i) quando a velocidade do rotor é nula (motor parado) e; ii) quando a velocidade do rotor é ligeiramente inferior à de sincronismo n_s . Por outro lado, verifica-se que o motor pode rodar em qualquer sentido, se for aplicado ao veio um binário externo superior ao somatório dos binários de atrito e de carga [4].

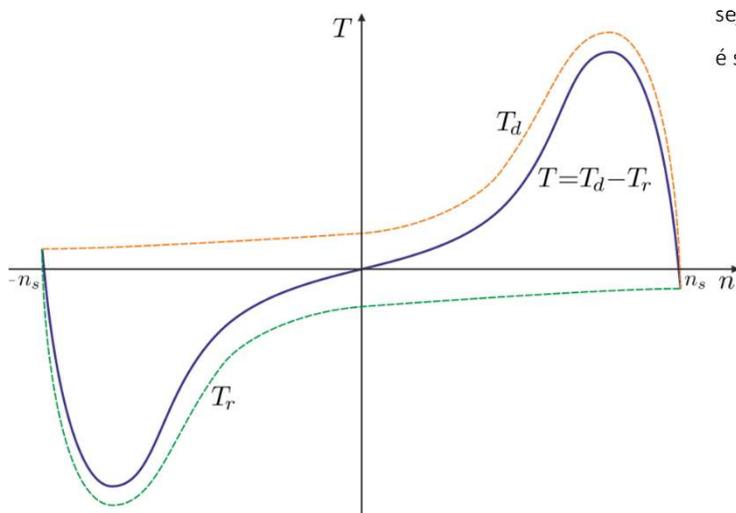


Figura 8 – Características binário velocidade do motor de indução monofásico

Com o rotor a rodar à velocidade n , a sua velocidade em relação ao campo direto é ($n_s - n$), em que n_s é a velocidade do campo girante ou velocidade de sincronismo.

O deslizamento em relação ao campo direto é:

$$s_d = \frac{n_s - n}{n_s} = s \quad (3)$$

A velocidade do rotor em relação ao campo retrógrado é ($n_s + n$). Então, o deslizamento em relação ao campo retrógrado é:

$$s_r = \frac{n_s + n}{n_s} = \frac{n_s + n + (n_s - n_s)}{n_s} = \frac{2n_s}{n_s} - \frac{n_s - n}{n_s} = 2 - s \quad (4)$$

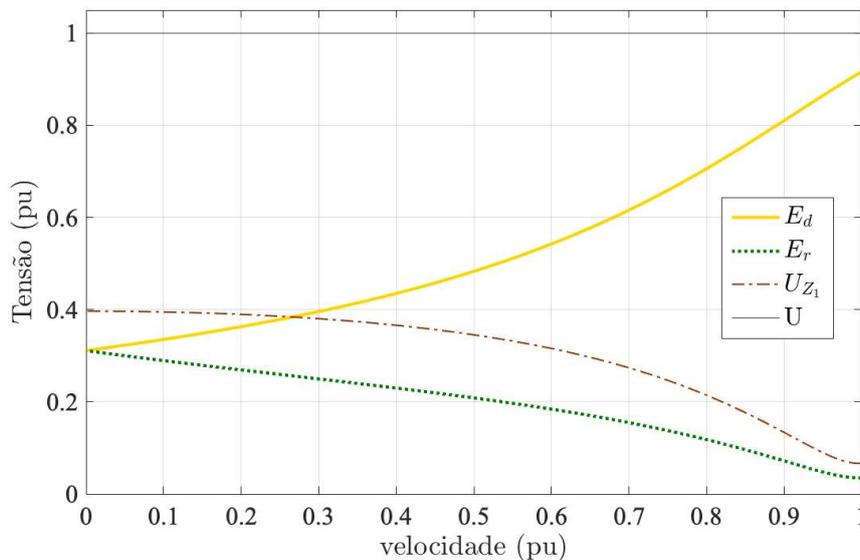
Desta forma, o campo direto induz correntes no rotor com frequência sf e o campo retrógrado com frequência $(2 - s)f$.

No caso do rotor parado, ambos os campos rodam à velocidade síncrona em relação ao rotor. Assim, ambos os campos induzem f.e.m.s iguais nos condutores do rotor, que serão percorridos por correntes iguais que produzem f.m.m.s de igual amplitude. Por sua vez, estas f.m.m.s interagem com a respetiva f.m.m. do estátor, levando a que, quando o rotor está parado, tanto o campo direto como o campo retrógrado sejam iguais. Para qualquer outra velocidade o campo direto é superior ao campo retrógrado [3].

Quando o rotor está a rodar à velocidade n , a velocidade do campo retrógrado em relação aos condutores do rotor é ($n_s + n$). Desta forma, o campo retrógrado induz elevadas f.e.m.s nos condutores do rotor, que se traduzem em elevadas correntes e consequentemente elevada f.m.m. (produzida no rotor), quando comparada com o seu valor quando o rotor está parado. Como a frequência das correntes no rotor é $(2 - s)f$, o fator de potência do rotor é reduzido (corrente em atraso relativamente à respetiva f.e.m.). Esta elevada f.m.m. do rotor com um reduzido fator de potência tem maior amplitude do que quando o rotor está parado e opõe-se à f.m.m. retrógrada girante do estátor (constante). Como consequência, a amplitude do campo girante retrógrado é reduzida consideravelmente em relação à situação do rotor parado [4].

No caso do campo direto, a sua velocidade em relação aos condutores do rotor é $(n_s - n)$. Esta baixa velocidade relativa induz reduzidas *f.e.m.s* nos condutores do rotor, sendo também estes percorridos por reduzidas correntes. Estas produzem uma *f.m.m.* no rotor de amplitude reduzida, quando comparada com a situação de rotor parado. Neste caso, a frequência das correntes no rotor é (sf) , resultando numa reduzida reatância de fugas e, conseqüentemente, num fator de potência mais elevado. Assim, esta reduzida amplitude de *f.m.m.* com um fator de potência elevado é menor que a sua amplitude quando o rotor está parado, opondo-se também à *f.m.m.* girante direta do estator (constante). Conseqüentemente, a amplitude do campo direto com o rotor em movimento é maior que a mesma quando o rotor está parado.

Verifica-se então que, quando o rotor acelera, a amplitude do campo girante direto aumenta, contrariamente ao que acontece à amplitude do campo retrógrado, que diminui. No entanto, o somatório dos campos direto e retrógrado deve permanecer constante para todas as velocidades do rotor. Isto acontece porque o fluxo no entreferro deve induzir uma *f.c.e.m.*² no estator cujo valor é semelhante ao da tensão de alimentação, se a impedância do estator for desprezável. A evolução das *f.c.e.m.s* em função da variação da velocidade do rotor está ilustrada na Figura 9.



² Força contra-eletromotriz.

De notar que o somatório das *f.c.e.m.s* E_d, E_r e da queda de tensão na impedância do enrolamento principal do estator U_{Z_1} é igual à respetiva tensão de alimentação U . Por outro lado, o valor da *f.c.e.m.* relativa ao fluxo direto é igual à *f.c.e.m.* relativa ao fluxo retrógrado na situação de arranque. Quando o rotor acelera, o valor da primeira aumenta ao contrário do da segunda, que diminui.

Como referido e mostrado nos diagramas fasoriais da Figura 7, quando os campos direto e retrógrado têm iguais amplitudes, o campo equivalente é um campo pulsante. No caso dos campos direto e retrógrado terem diferentes amplitudes, o campo resultante equivalente já não é pulsante mas sim elíptico, como se mostra na Figura 10.

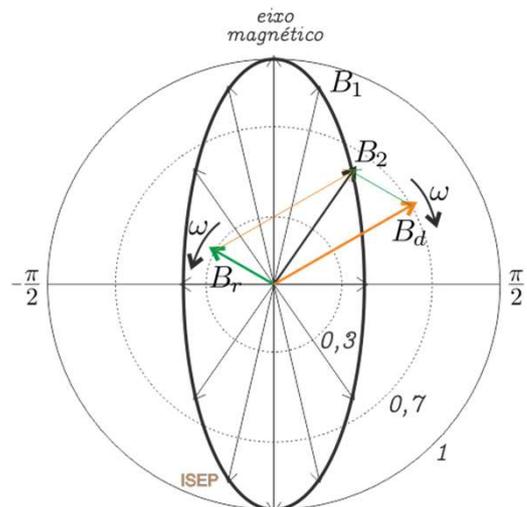


Figura 10 – Lugar geométrico do fasor campo magnético (elipse)

Figura 9 – Evolução das *f.c.e.m.s* em função da velocidade do rotor (valores eficazes)

Aqui, o campo direto B_d resulta da soma dos campos diretos do estator e do rotor, e o campo retrógrado B_r igual ao somatório dos campos retrógrados do estator e rotor. Os campos resultantes B_1, B_2, \dots , foram desenhados para diferentes instantes de tempo. Notar que os valores máximos dos campos diretos e retrógrado foram escolhidos para facilitar a visualização da elipse.

Assim, em funcionamento normal, o binário no sentido direto T_d é superior ao binário no sentido retrógrado T_r , sendo o binário resultante igual a $T_d - T_r$ no sentido de rotação.

De notar que, para velocidades próximas da velocidade de sincronismo, a velocidade relativa entre os campos direto e retrógrado é igual ao dobro da velocidade de sincronismo. Assim, estes dois campos girantes em sentidos opostos interagem um com o outro produzindo pulsações de binário ao dobro da frequência da alimentação, com valor médio nulo. Este facto leva a que o motor de indução monofásico apresente maior ruído comparativamente com um motor de indução trifásico de potência equivalente [4].

4. Circuito equivalente do motor de indução monofásico

A análise apresentada nesta secção considera que o motor de indução monofásico está a funcionar apenas com o enrolamento principal alimentado. Com o rotor parado e apenas o enrolamento principal alimentado, o motor é equivalente a um transformador como o secundário em curto-circuito, em que existe um entreferro no circuito magnético.

De acordo com a teoria do duplo campo girante previamente apresentada, mostrou-se que a *f.m.m.* pulsante do estator pode ser considerada equivalente a duas *f.m.m.s* girantes de amplitude constante e igual a metade da primeira, que rodam em sentidos opostos.

Com o rotor parado, as amplitudes dos fluxos direto e retrógrado resultantes são iguais a metade da amplitude do fluxo pulsante. A *f.c.e.m.* resultante \underline{E}_1 é criada no enrolamento principal pelo fluxo pulsante no entreferro devido às *f.m.m.s* do estator e do rotor. Esta é igual à soma das duas componentes, criadas pelos fluxos direto e retrógrado, ou seja, $\underline{E}_1 = \underline{E}_d + \underline{E}_r$. Nesta situação de rotor parado, o valor das *f.c.e.m.s* associadas aos fluxos direto e retrógrado são iguais, $\underline{E}_d = \underline{E}_r$, como se pode verificar na Figura 11, que representa o circuito equivalente do motor de indução monofásico estando o rotor parado [5].

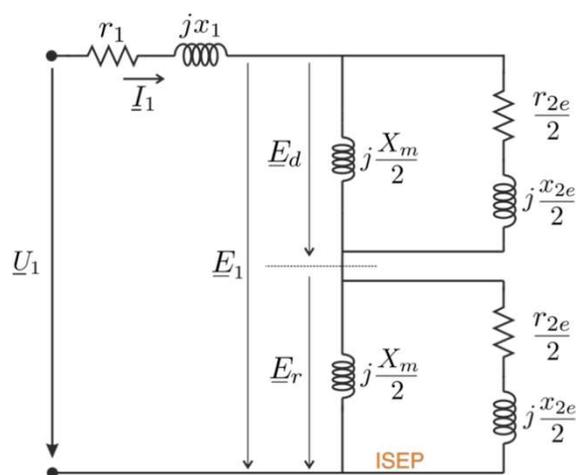


Figura 11 – Circuito equivalente do motor de indução monofásico como o rotor parado

Neste circuito, r_1 e x_1 representam, respetivamente, a resistência e reatância de fugas do enrolamento principal, X_m representa a reatância de magnetização, e r_{2e} e x_{2e} representam, respetivamente, a resistência e reatância de fugas do rotor, referidas ao estator, estando o rotor parado. As perdas no núcleo não estão aqui contabilizadas, podendo ser incluídas posteriormente nas perdas rotacionais.

Supondo que o rotor foi colocado a rodar por aplicação de um binário externo, o deslizamento é s . As correntes induzidas no rotor pelo campo direto têm frequência sf , sendo f a frequência da alimentação do estator.

Como no caso do motor de indução trifásico, estas correntes no rotor produzem uma *f.m.m.* girante com velocidade proporcional a *sf* em relação ao rotor, sendo síncrona com a do estator. A *f.m.m.* resultante destas duas, cria um fluxo resultante girante no sentido direto que dá origem à *f.c.e.m.* \underline{E}_d no enrolamento principal do estator. O efeito criado no rotor visto do estator pode ser representado pela impedância $\frac{r_{2e}}{2s} + j\frac{x_{2e}}{2}$, como mostra a Figura 12.

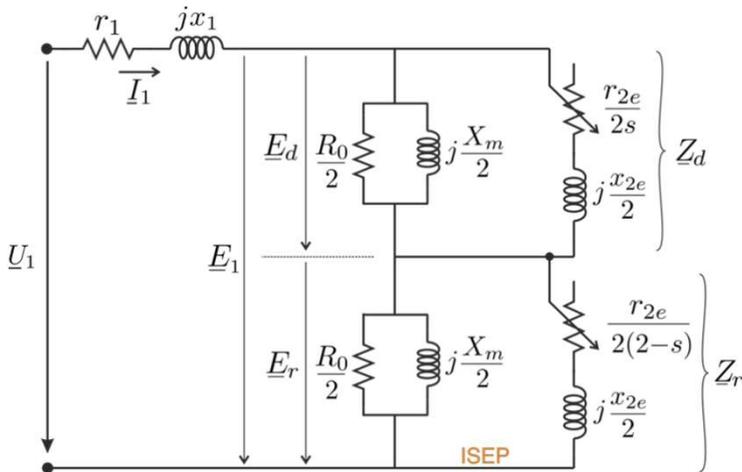


Figura 12 – Circuito equivalente do motor de indução monofásico

Quando o rotor está a rodar com deslizamento *s* em relação ao campo direto, o seu deslizamento em relação ao campo retrógrado é *2-s*. Assim, o campo retrógrado induz correntes no rotor cuja frequência é *(2-s)f*. Para pequenos deslizamentos, estas correntes no rotor têm quase o dobro da frequência da alimentação. Visto do estator, a *f.m.m.* do rotor originada pelo campo retrógrado roda à velocidade de sincronismo, mas em sentido contrário ao de rotação do rotor. Como referido em relação ao campo direto, o circuito equivalente visto do estator que representa estas reações é o equivalente ao de um motor polifásico com deslizamento *2-s*, e é mostrado na parte inferior da Figura 12. Neste circuito já se encontram representadas as perdas magnéticas com a inclusão da resistência R_0 . Mostra-se também \underline{E}_r , que representa a *f.c.e.m.* gerada no enrolamento principal do estator devida ao campo resultante retrógrado.

Analisando o circuito equivalente verifica-se que, quando o rotor roda com pequenos deslizamentos, o efeito da resistência do rotor no campo direto, $\frac{r_{2e}}{2s}$, é muito superior em comparação com a situação de rotor parado, enquanto que o efeito no campo retrógrado, $\frac{r_{2e}}{2(2-s)}$, é inferior face à situação de rotor travado. Desta forma, a impedância associada ao campo direto \underline{Z}_d é superior em relação à situação de rotor parado, enquanto que a impedância associada ao campo retrógrado, \underline{Z}_r , é inferior.

Assim, a *f.c.e.m.* \underline{E}_d é superior quando o rotor está em movimento enquanto que a *f.c.e.m.* \underline{E}_r é inferior. Isto significa que o fluxo associado ao campo direto aumenta, ao contrário do que está associado ao campo retrógrado, que diminui quando o rotor acelera, como ilustrado previamente na Figura 9.

A potência mecânica e binário podem ser obtidas utilizando as mesmas relações estudadas para as máquinas polifásicas. Assim, as potências no entreferro para os campos direto e retrógrado podem ser obtidas pelas seguintes expressões:

$$P_d = I_1^2 R_d \tag{5}$$

$$P_r = I_1^2 R_r \tag{6}$$

onde R_d e R_r correspondem à parte real das impedâncias associadas ao campo direto \underline{Z}_d e retrógrado \underline{Z}_r , respetivamente.

Os binários produzidos pelos dois campos podem ser obtidos da seguinte forma:

$$T_d = \frac{1}{\omega_s} P_d \tag{7}$$

$$T_r = \frac{1}{\omega_s} P_r \tag{8}$$

onde ω_s é a velocidade síncrona em rad/s.

Como os dois binários se opõem mutuamente, o binário resultante será dado por:

$$T_{el} = T_d - T_r = \frac{1}{\omega_s} (P_d - P_r) = \frac{I_1^2}{\omega_s} (R_d - R_r) \quad (9)$$

Uma vez que as correntes no rotor devidas aos campos direto e retrógrado têm diferentes frequências, as perdas de Joule no rotor serão iguais à soma das perdas devidas a cada um dos campos. Então, as perdas de Joule no rotor devidas ao campo direto são:

$$p_{J_{rotor}}^d = sP_d \quad (10)$$

enquanto que as perdas de Joule no rotor devidas ao campo retrógrado são:

$$p_{J_{rotor}}^r = (2-s)P_r \quad (11)$$

Desta forma, as perdas de Joule totais no rotor são iguais a:

$$p_{J_{rotor}} = sP_d + (2-s)P_r \quad (12)$$

Uma vez que a velocidade angular do rotor é igual a $(1-s)\omega_s$, a potência mecânica desenvolvida pelo motor pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$P_{el} = (1-s)\omega_s T_{el} = (1-s)(P_d - P_r) \quad (13)$$

Da mesma forma que no motor de indução trifásico, a potência mecânica desenvolvida é diferente da potência útil devido à existência de perdas rotacionais [4]. Assim:

$$P_u = P_{el} - p_{rot} \quad (14)$$

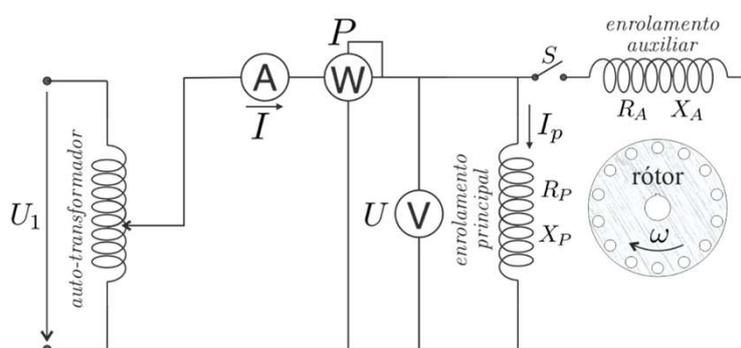


Figura 13 – Diagrama de ligações para os ensaios do motor de indução monofásico

5, Ensaios para determinação dos parâmetros?

Os parâmetros do circuito equivalente do motor de indução monofásico podem ser determinados a partir dos resultados dos ensaios com o rotor travado e em vazio.

Para ambos os ensaios, o esquema de ligações é o que se mostra na Figura 13, onde apenas o enrolamento principal é alimentado. (Não se consideram aqui os motores com condensador permanente).

5.1. Ensaio com o rotor travado

Neste ensaio, o rotor é bloqueado e é aplicada uma tensão ao estator até que a corrente atinja o seu valor nominal. A tensão, corrente e potência absorvidas são registradas. Com o rotor travado, $s=1$ e, neste caso, o paralelo de R_0 com X_m é muito superior a $r_{2e} + jx_{2e}$, pelo que pode ser desprezado, conforme ilustrado na Figura 14.

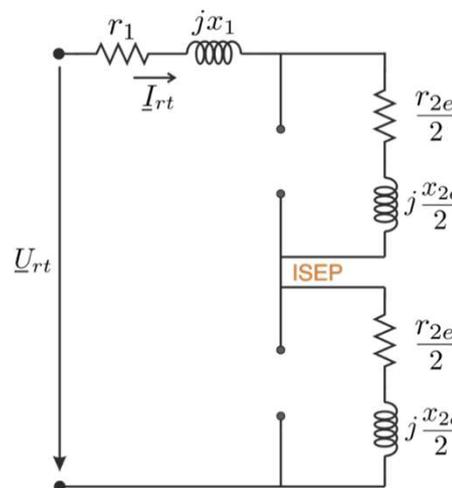


Figura 14 - Circuito equivalente quando o rotor está travado

Sendo U_{rt} , I_{rt} e P_{rt} os valores da tensão, corrente e potência registados durante este ensaio, então o valor da resistência total equivalente do circuito R_{rt} pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$R_{rt} = (r_1 + r_{2e}) = \frac{P_{rt}}{I_{rt}^2} \quad (15)$$

O valor da impedância do circuito pode ser obtido por:

$$Z_{rt} = \frac{U_{rt}}{I_{rt}} \quad (16)$$

Desta forma, o valor da reatância do circuito é igual a:

$$X_{rt} = (x_1 + x_{2e}) = \sqrt{Z_{rt}^2 - R_{rt}^2} \quad (17)$$

Como o valor da resistência do estator pode ser medido e normalmente o valor de $x_1 = x_{2e}$, então os valores dos quatro parâmetros podem ser determinados.

5.2. Ensaio em vazio

Neste ensaio o motor é colocado a funcionar em vazio, alimentado à tensão nominal e os valores da tensão U_{10} , corrente absorvida I_{10} e potência absorvida P_{10} são registados. Neste ensaio, o enrolamento auxiliar é deixado em aberto.

Em vazio, $s \approx 0$, sendo que o valor de $\frac{r_{2e}}{s}$ é bastante superior ao de $\frac{x_m}{2}$. Da mesma forma $\frac{r_{2e}}{2(2-s)} \cong \frac{r_{2e}}{4}$ é bastante inferior ao valor de $\frac{x_m}{2}$.

Assim, desprezando também R_0 , o circuito equivalente do motor para a situação de vazio pode ser simplificado para o que se mostra na Figura 15.

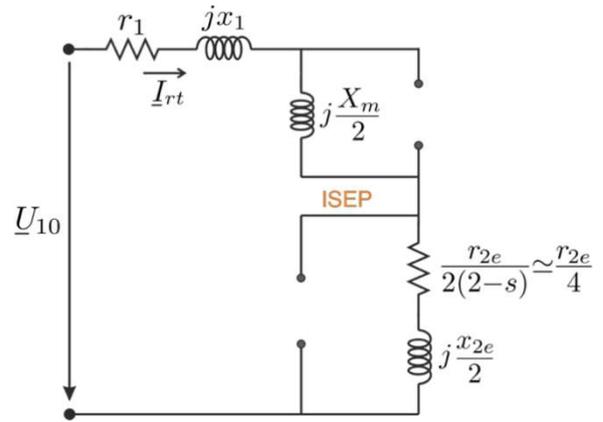


Figura 15 – Circuito equivalente quando o motor está em vazio

Com os valores registados da tensão, corrente e potência absorvidas, é possível determinar o valor da impedância do circuito através da seguinte expressão:

$$Z_{vz} = \frac{U_{10}}{I_{10}} \quad (18)$$

Como no caso do rotor travado, é possível calcular o valor da resistência do circuito através da expressão:

$$R_{vz} = r_1 + \frac{r_{2e}}{4} = \frac{P_{10}}{I_{10}^2} \quad (19)$$

O valor da reatância do circuito pode ser obtido da seguinte forma:

$$X_{vz} = x_1 + \frac{x_m}{2} + \frac{x_{2e}}{2} = \sqrt{Z_{vz}^2 - R_{vz}^2} \quad (20)$$

No ensaio em vazio, o motor tem perdas de Joule, perdas magnéticas e mecânicas, sendo as duas últimas normalmente agrupadas nas chamadas perdas rotacionais. Desta forma, as perdas rotacionais podem ser obtidas da seguinte forma:

$$p_{rot} = P_{10} - p_J = P_{10} - \left(r_1 + \frac{r_{2e}}{4}\right) I_{10}^2 \quad (21)$$

Assim, e com os valores obtidos através dos cálculos relativos ao ensaio com o rotor travado, é possível determinar todos os parâmetros que constam no circuito apresentado. Desta forma, o desempenho do motor em termos de binário desenvolvido, potência fornecida, corrente absorvida, fator de potência, rendimento, entre outras, pode ser determinado a partir do circuito equivalente obtido.

6. Métodos de arranque

Como já foi referido, o motor de indução monofásico com apenas o enrolamento principal alimentado, não possui binário de arranque, sendo necessários métodos especiais para esse efeito. Para isso, o estator é constituído por dois enrolamentos, o enrolamento principal e o enrolamento auxiliar, que são colocados nas ranhuras do estator de forma que os seus eixos magnéticos fiquem deslocados de 90° elétricos.

O enrolamento auxiliar é então excitado com uma corrente que está desfasada da corrente que percorre o enrolamento principal, ou seja, há um desfasamento no tempo e no espaço entre as duas correntes, que permite a criação de um campo girante (elíptico). Se este desfasamento no tempo for de 90°, e as *f.m.m.s* criadas por ambos forem iguais, o binário de arranque desenvolvido será máximo.

O enrolamento auxiliar é normalmente colocado fora de serviço através de um interruptor centrífugo, que atua quando a velocidade de rotação se encontra entre 75%-85% da velocidade de sincronismo [5, 6].

Os motores de indução monofásicos podem ser classificados de acordo com o método utilizado para se obter uma diferença de fase entre as correntes dos dois enrolamentos, necessária para que o motor arranque.

Assim, são normalmente classificados como:

- Motor de fase partida (*split-phase*);
- Motor com condensador de arranque (*capacitor-start*);

- Motor com condensador permanente (*capacitor-run*);
- Motor com condensadores de arranque e permanente (*capacitor-start capacitor-run*);
- Motor de pólos sombreados (*shaded poles*);

Segue-se uma breve explicação sobre cada um destes métodos de arranque.

6.1 Motor de fase partida

O diagrama de ligações do motor de indução monofásico de fase partida está desenhado na Figura 16a. O estator é constituído por dois enrolamentos: o enrolamento principal e o enrolamento auxiliar. Estes são colocados nas ranhuras de modo a que os seus eixos magnéticos fiquem desfasados de 90° elétricos no espaço.

O enrolamento auxiliar tem uma relação resistência/reatância superior à do enrolamento principal, $\frac{R_A}{X_A} > \frac{R_P}{X_P}$ (maior resistência e menor reatância), de modo que as correntes ficam desfasadas no tempo, como se pode verificar no diagrama fasorial da Figura 16b, que é representativo da situação do arranque. Esta relação mais elevada é conseguida utilizando mais espiras de fio com menor secção, o que não é problemático pois o enrolamento auxiliar estará ligado apenas durante o curto período do arranque [7].

Este circuito é desligado pelo interruptor centrífugo quando o motor atinge uma velocidade de rotação próxima dos 80% da velocidade de sincronismo.

A curva de binário ou característica mecânica encontra-se desenhada na Figura 16c. Este motor tem binários de arranque moderados, que dependem das correntes nos dois enrolamentos e do ângulo de desfasamento entre ambas [4].

De notar que as correntes nos dois enrolamentos estão desfasadas no tempo e no espaço, pelo que produzem um campo girante (elíptico). Aplicações típicas deste tipo de motor incluem ventiladores, exaustores, pequenos compressores, bombas centrífugas e material de escritório.

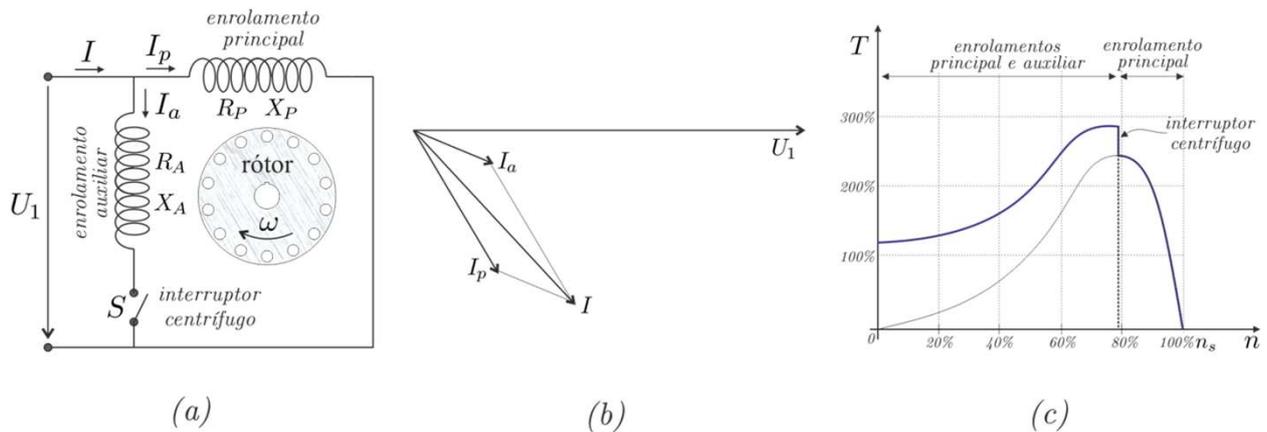


Figura 16 – Motor de indução monofásico de fase partida: (a) diagrama de ligações; (b) diagrama fasorial para o arranque; (c) características mecânicas

6.2. Motor com condensador de arranque

Para algumas aplicações, o binário de arranque do motor de fase partida pode ser insuficiente para acionar a carga aplicada ao veio. Nessas situações pode ser utilizado um motor com condensador de arranque, cujo esquema está ilustrado na Figura 17a [7]. Este tipo de motor é também um motor de fase partida, só que o desfasamento temporal entre as duas correntes é conseguido com a inserção de um condensador em série com o enrolamento auxiliar, como ilustrado na Figura 17b [4].

Utilizando um condensador de valor apropriado, consegue-se que a corrente que percorre o enrolamento auxiliar fique em avanço de aproximadamente 90° relativamente à corrente que percorre o enrolamento principal. Como os dois enrolamentos estão deslocados fisicamente de 90° elétricos, uma corrente com 90° de desfasamento irá permitir a criação de um campo magnético girante, se as duas correntes forem iguais em amplitude. Os condensadores utilizados são normalmente do tipo eletrolítico, uma vez que estão em funcionamento poucos segundos, apenas durante a fase do arranque. Valores típicos para um motor de 1kW encontram-se entre 50 e $100\mu\text{F}$.

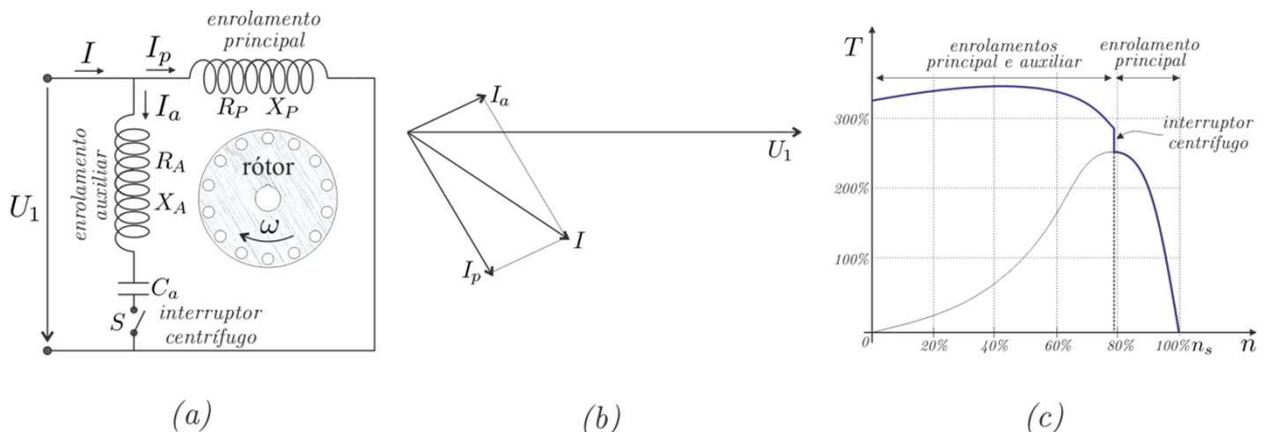


Figura 17 – Motor de indução monofásico com condensador de arranque: (a) diagrama de ligações; (b) diagrama fasorial para o arranque; (c) características mecânicas

Uma curva binário-velocidade típica está ilustrada na Figura 17c. Como é visível, neste tipo de motores o binário de arranque é superior a 300% do valor nominal.

As aplicações usuais deste tipo de motores incluem equipamentos de ar condicionado, compressores, bombas hidráulicas e outras com cargas que requerem binários elevados no arranque [7].

6.3. Motor com condensador permanente

Como ilustrado na Figura 18a, o condensador permanente em série com o enrolamento auxiliar não é desligado da alimentação e fica em funcionamento em permanência. Uma vez que vai estar em funcionamento continuamente, é normalmente utilizado um condensador com tecnologia de filme de polipropileno metalizado com dielétrico auto-regenerante³, uma vez que têm perdas bastante inferiores aos equivalentes eletrolíticos. Valores típicos para motores de 1kW andam à volta dos 30 μ F [5].

Por outro lado, como não é necessário o interruptor centrífugo, o seu custo fica mais reduzido. Ao mesmo tempo, o fator de potência, rendimento e pulsações de binário são também melhorados, uma vez que se trata de um motor com duas fases alimentadas em permanência. Neste contexto, o enrolamento auxiliar e o condensador podem ser projetados para um funcionamento perfeito das duas fases, no qual o campo retrógrado é eliminado. Desta forma, as perdas devidas ao campo retrógrado seriam também eliminadas, trazendo benefícios em termos de rendimento do motor.

As pulsações de binário com frequência dupla da alimentação são também minimizadas, com o condensador a funcionar como armazenador de energia, suavizando as pulsações na potência da alimentação, típicas nos motores monofásicos [4].

No entanto, como o condensador é dimensionado para se obterem melhorias no funcionamento normal do motor, o binário de arranque fica um pouco sacrificado, como se pode verificar na Figura 18b.

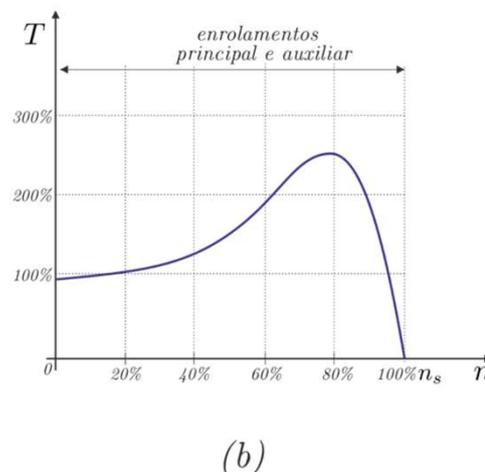
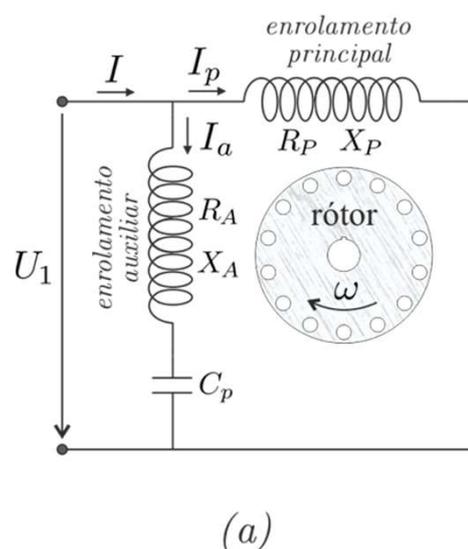


Figura 18 – Motor de indução monofásico com condensador permanente: (a) diagrama de ligações; (b) característica mecânica

Aplicações usuais deste tipo de motor são ventiladores, exaustores, bombas centrífugas e sistemas em que seja necessário o funcionamento com baixo ruído.

³ Exemplo: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h7a/h41/WEG-50076226-metallized-polypropylene-motor-run-capacitors-en.pdf>

6.4. Motor com condensadores de arranque e permanente

Neste tipo de motores utilizam-se dois condensadores: um para o arranque e outro em funcionamento permanente, conforme ilustrado na Figura 19a. Teoricamente será possível obter-se bom binário de arranque e boas características em funcionamento normal. O condensador de arranque C_a é normalmente do tipo eletrolítico para corrente alternada e tem uma capacidade mais elevada. O condensador permanente C_p , ligado em série com o enrolamento auxiliar, é de menor capacidade e normalmente de filme de polipropileno metálico, pelas mesmas razões referidas para o caso do motor com condensador permanente.

As principais vantagens deste tipo de motor são o alto binário de arranque, bom rendimento e o funcionamento com baixo ruído. É um motor com melhores características que os anteriores, mas obviamente mais caro [7].

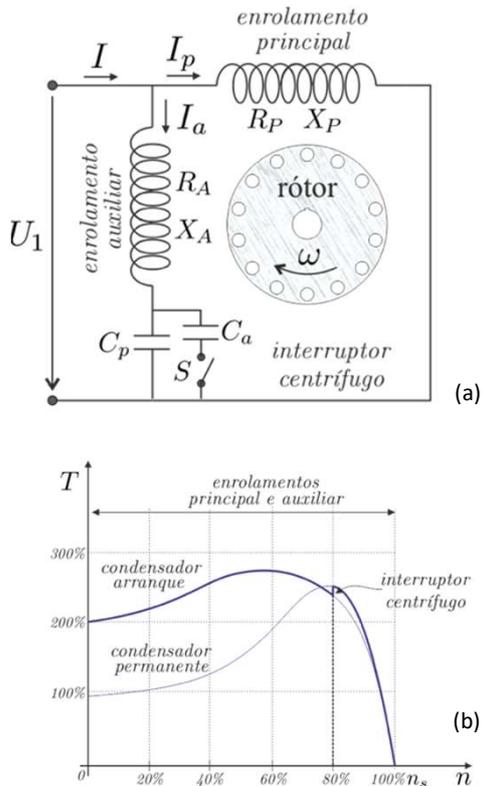


Figura 19 – Motor de indução monofásico com condensador de arranque e permanente: (a) diagrama de ligações; (b) característica mecânica.

Aplicações típicas deste tipo de motores incluem compressores, fitas transportadoras, bombas e outras aplicações que necessitem binários altos e baixo ruído.

6.5. Motor de polos sombreados

Como ilustrado na Figura 20a, o motor de indução de pólos sombreados tem normalmente pólos salientes em que uma parte de cada pólo está abraçada por uma espira em curto-circuito, também designada de espira-sombra.

A curva binário-velocidade típica (característica mecânica) deste tipo de motores está desenhada na Figura 20b. Este tipo de motores é de produção bastante económica, mas é também construído para baixos valores de potência, tipicamente até 50W [4].

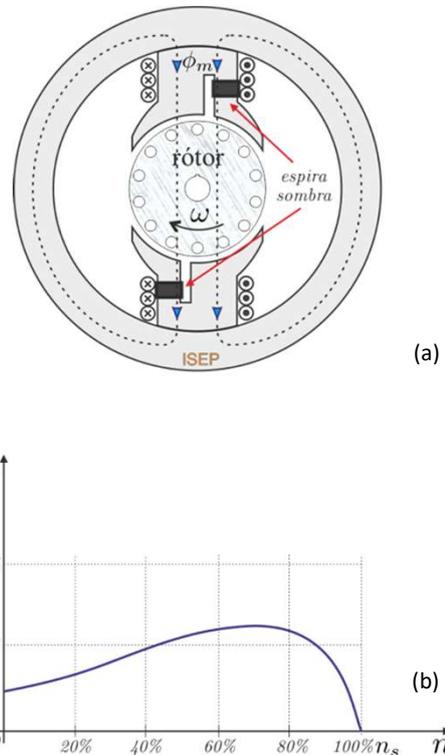


Figura 20 – Motor de indução de pólos sombreados: (a) diagrama de ligações; (b) característica mecânica.

O motor de indução de pólos sombreados é normalmente fabricado com o enrolamento inserido em apenas um lado, conforme visível na fotografia da Figura 21. Nesta são também visíveis as espiras em curto-circuito que formam os chamados pólos sombra.

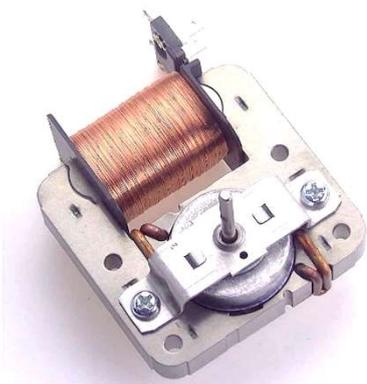


Figura 21 – Motor de indução de pólos sombreados (foto)

Como se mostra nas figuras anteriores, o enrolamento principal é bobinado nos pólos salientes e ao ser percorrido por corrente alternada, vão ser induzidas correntes nas espiras-sombra. Estas correntes induzidas vão fazer com que o fluxo na zona da espira-sombra fique atrasado em relação ao fluxo na outra parte dos pólos. Assim, o fluxo nas zonas sombra vai atingir o valor máximo depois do fluxo nas outras zonas o atingir. Esta variação é equivalente a um campo girante que se move da zona não sombra para a zona sombra dos pólos, como ilustrado na Figura 22.

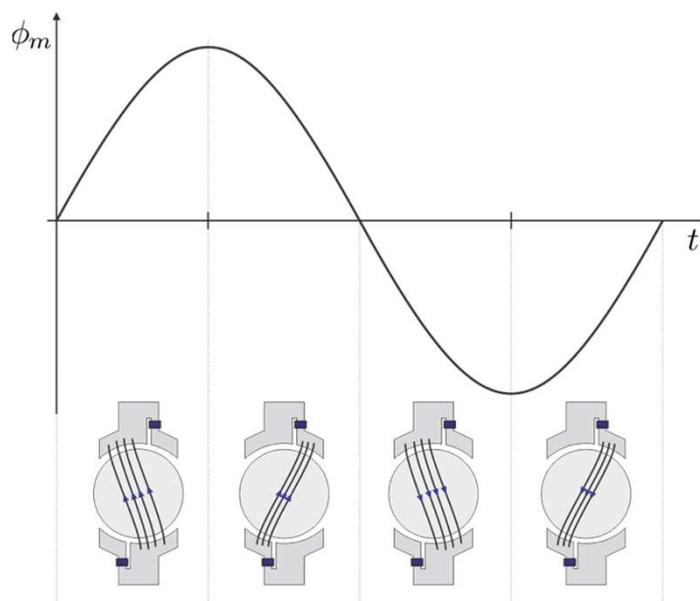


Figura 22 – Motor de indução de pólos sombreados: Distribuição do fluxo para diferentes instantes.

Este tipo de motores apresenta um baixo binário de arranque, baixo rendimento e baixo fator de potência. Sendo normalmente fabricados para aplicações de baixa potência devido à sua simplicidade, robustez e baixo custo, são indicados para aplicações como ventiladores, exaustores, purificadores de ar, secadores de cabelo, brinquedos, e outros tipos de equipamentos que necessitem de baixos binários de arranque [7].

Bibliografia

- [1] I. L. Kosow, *Electric machinery and transformers*, Prentice Hall, 1991.
- [2] B. S. Guru e H. R. Hiziroglu, *Electric machinery and transformers*, New York: Oxford University Press, 2001.
- [3] S. K. Sahdev, *Electrical machines*, New York: Cambridge university press, 2018.
- [4] S. D. Umans, A. E. Fitzgerald e C. Kingsley, *Electric Machinery*, McGraw Hill, 2003.
- [5] P. C. Sen, *Principles of electric machines and power electronics*, John Wiley & Sons, Inc., 2014.
- [6] R. S. Navarro, *Maquinas Electricas*, Madrid: McGraw-Hill, 1989.
- [7] S. J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, New York: McGraw Hill, 2012.

CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

Cálculo de correntes de acordo com a norma CEI 60909

1. Introdução

Entre as tarefas mais importantes aquando do planeamento e operação de sistemas de energia está o cálculo de curto-circuitos. Os curtos-circuitos podem ser minimizados através do correto planeamento, projeto, manutenção e operação dos sistemas de energia não podendo, contudo, ser totalmente evitados. Entre os efeitos dos curto-circuitos destacam-se as interrupções de serviço, a destruição de componentes do sistema e o desenvolvimento de stress mecânico e térmico inaceitáveis nos equipamentos elétricos em operação. O presente artigo visa apresentar uma visão geral sobre os procedimentos do cálculo da corrente de curto-circuito de acordo com a norma CEI 60909. Esta parte da norma CEI 60909 debruça-se sobre o cálculo de correntes de curto-circuito no caso de curto-circuitos equilibrados e desequilibrados. Defeitos monofásicos com contato à terra são alvo de estudo na norma CEI 60909-3.

2. Definições

- **Curto-circuito:** A norma CEI 60909 define um curto-circuito como sendo uma ligação condutível acidental ou intencional através de uma resistência ou impedância relativamente baixa entre dois ou mais pontos de um circuito que estão normalmente a potenciais diferentes. Da corrente de curto-circuito resultante torna-se necessário diferenciar entre a corrente de curto-circuito no ponto de defeito e as correntes nos ramos da rede resultante do curto-circuito.

- **Causas:**

Aumento da temperatura devido a correntes elétricas elevadas, ou seja, devido a sobreintensidades;

Descargas disruptivas devido a sobretensões;

Arcos elétricos devido à humidade juntamente com o ar impuro, especialmente em isoladores.

- **Efeitos:**

Interrupção do fornecimento de energia;

Destruição de componentes do sistema;

Desenvolvimento de tensões mecânicas e térmicas inaceitáveis nos equipamentos elétricos em operação.

- **Corrente inicial simétrica de curto-circuito (I''_k):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito inicial simétrica.

Valor de pico da corrente de curto-circuito (I_p): Valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito.

Corrente de corte simétrica de curto-circuito (I_b): Valor eficaz da componente alternada da corrente de curto-circuito simétrica no instante da separação dos contatos do disjuntor.

- **Corrente permanente de curto-circuito (I_k):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito que permanece após a anulação da componente transitória.

Corrente de curto-circuito térmica equivalente (I_{th}): Valor eficaz de uma corrente com o mesmo efeito térmico e a mesma duração que a corrente de curto-circuito atual, que pode conter uma componente contínua que diminui com o tempo.

- **Fonte de tensão equivalente:** Tensão no ponto do curto-circuito, que é transferida para o sistema de sequência-positiva, ou sistema simétrico, como a única tensão efetiva e que é usada para o cálculo das correntes de curto-circuito.

- **Fator de tensão:** Rácio entre a tensão da fonte equivalente e a tensão da rede, U_n , dividida por $\sqrt{3}$.

Circuito elétrico equivalente: Modelo usado para a descrição da rede por um circuito equivalente.

- **Curto-circuito "longe" dos geradores:** Curto-circuito durante o qual a magnitude da componente simétrica AC da corrente de curto-circuito permanece constante.

- **Curto-circuito “perto” dos geradores:** Curto-circuito durante o qual a corrente de curto-circuito AC diminui com o tempo.

3. Métodos de cálculo

A medição ou o cálculo da corrente de curto-circuito em redes de BT é muito simples. Em redes emalhadadas e extensas, o cálculo é mais difícil devido às várias correntes de curto-circuito parciais devido ao retorno pela terra. As correntes de curto-circuito em sistemas trifásicos podem ser determinadas recorrendo a três procedimentos de cálculo diferentes:

- método da sobreposição para um fluxo de carga definido;
- fonte de tensão equivalente $\frac{cU_n}{\sqrt{3}}$ no ponto de curto-circuito;
- Cálculo de transitórios.

Para o cálculo a corrente de curto-circuito inicial simétrica em sistemas trifásicos existem essencialmente dois métodos: o método de sobreposição que é um método exato e o método padronizado na norma CEI 60909 designado por método de fonte de tensão equivalente no local do defeito. Supõe-se que há sempre um curto-circuito perfeito em ambos os métodos de cálculo (por exemplo, não ocorre nenhum arco elétrico ou existem resistências de contato).

De acordo com a CEI 60909, o método de cálculo de curto-circuito padronizado, ou seja, o método da fonte equivalente no ponto do curto-circuito, é um método muito simples, que tem a vantagem de necessitar de um número reduzido de dados e parâmetros dos equipamentos para obter resultados suficientemente precisos.

Este método calcula as correntes máximas e mínimas de curto-circuito, independentemente da condição de fluxo de carga com base em fatores de correção padronizados para geradores e transformadores. Por outro lado, o método de sobreposição requer dados completos do sistema.

- Método de fonte equivalente no ponto de curto-circuito

Este método baseia-se na introdução de uma fonte de tensão equivalente no local do curto-circuito. A fonte de tensão equivalente é a única tensão ativa do sistema. Todos os equivalentes de rede, máquinas síncronas e assíncronas são substituídas pelas suas impedâncias internas.

Neste método, os dados operacionais e a carga dos consumidores, a posição dos comutadores dos transformadores, a excitação dos geradores, etc., são dispensáveis e os cálculos adicionais sobre todos os diferentes fluxos de carga possíveis no momento do curto-circuito são supérfluos.

Na Figura 1 é representado o diagrama de uma rede com a indicação do local de defeito F. A representação da fonte de tensão equivalente no local do curto-circuito F como a única tensão ativa do sistema alimentado por um transformador com ou sem comutador em carga é apresentada na Figura 2. Todas as outras tensões ativas no sistema estão em curto-circuito. Assim, o equivalente de rede é representado por sua impedância interna, Z_{Qt} , transferida para o lado de baixa tensão (BT) do transformador e o transformador pela sua impedância referida ao lado de BT. As admitâncias de derivação da linha, do transformador e das cargas não girantes não são consideradas. As impedâncias de equivalente de rede e do transformador são convertidas para o lado BT.

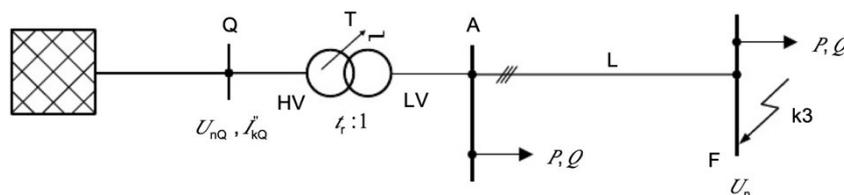
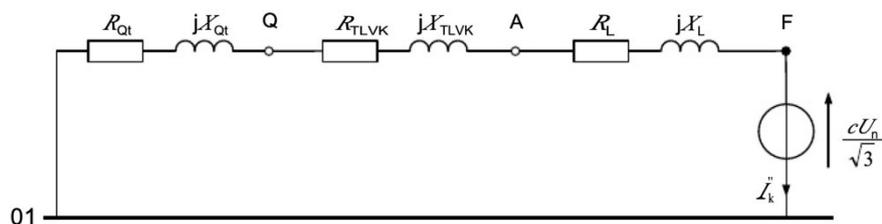


Figura 1 – Diagrama do sistema [1]

Figura 1 – Diagrama do sistema [1]¹

Em geral, são consideradas dois tipos de correntes de curto-circuito, que diferem em magnitude:

- **Corrente de curto-circuito máxima (I_{max}):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada para avaliar o poder corte do disjuntor e para determinar a corrente de pico. É determinada recorrendo ao fator de correção de tensão, c_{max} .
- **Corrente de curto-circuito mínima (I_{min}):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada como base para as configurações dos relés de proteção e escolha de fusíveis.

É determinada recorrendo ao fator de correção de tensão, c_{min} . A norma CEI 60909 recomenda a aplicação de “Fatores de tensão”, c_{max} e c_{min} , à tensão nominal pré-defeito do sistema, de forma a levar em consideração as condições de pré-defeito do sistema.

Na Tabela 1 são indicados os fatores de tensão para diferentes tensões nominais do sistema.

Tabela 1 – Fatores de tensão [1]

Tensão nominal do sistema U_n	Fator de tensão c para o cálculo de	
	correntes de curto-circuito máximas	correntes de curto-circuito mínimas
	c_{max}^a	c_{min}
Baixa tensão: 100 V a 1000 V (IEC 60038:2009, Tabela 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
Média tensão ^b : >1 kV a 230 kV (IEC 60038:2009, Tabelas 3, 4)	1,10	1,00
Alta tensão ^{b, e} : >230 kV (IEC 60038:2009, Tabela 5)	1,10	1,00

^a $c_{max} U_n$ não deve exceder a tensão mais elevada U_m para equipamentos dos sistema de energia.
^b Deve ser aplicada $c_{max} U_n = U_m$ ou $c_{max} U_n = 0,90 U_m$ se a tensão nominal do sistema não é definida.
^c Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 6\%$, sistemas renomeados de 380V para 400V.
^d Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 10\%$.
^e Os fatores de tensão c não são definidos na norma CEI 60909 para sistemas com tensão nominal cuja $U_m > 420$ kV.

³ O índice (1) para as impedâncias do sistema de sequência positiva é omitido. 01 marca a referência neutra de sequência positiva. As impedâncias do equivalente de rede e do transformador são convertidas para o lado de BT sendo este último corrigido com o fator KT [1].

4 Comportamento da corrente de curto-circuito ao longo do tempo

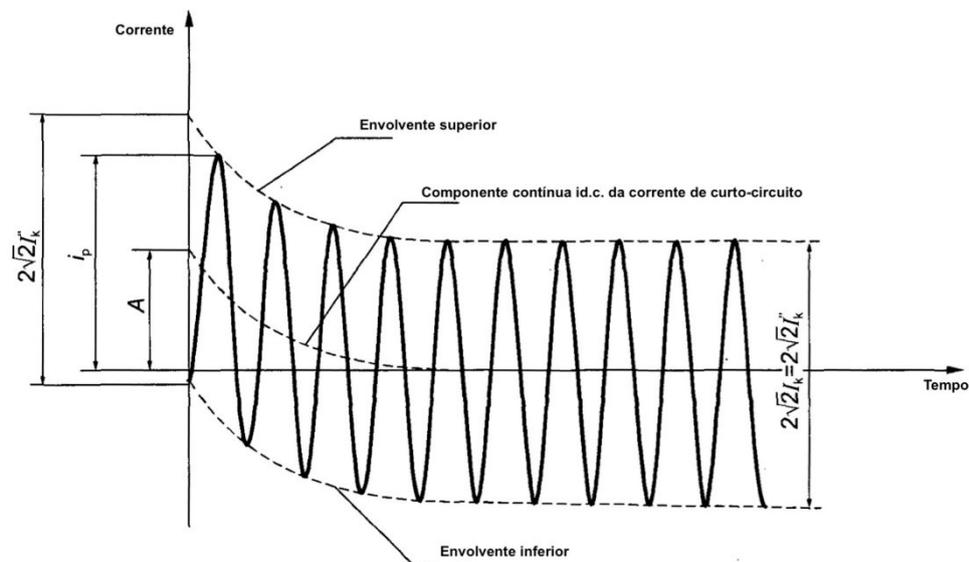
A norma CEI 60909 distingue duas situações:

- Curto-circuitos "longe" dos geradores;
- Curto-circuitos "perto" dos geradores.

De acordo com a norma CEI 60909, um curto-circuito é considerado "longe" dos geradores quando nenhuma

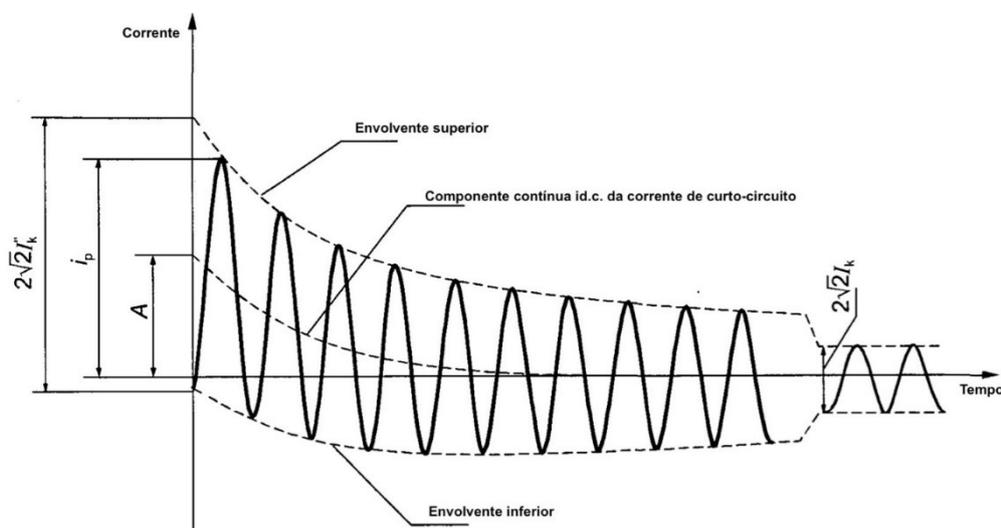
máquina síncrona contribui com uma corrente que excede o dobro da sua corrente nominal (I_{rG}), $I''_k / I_{rG} < 2$, ou quando $I''_k = I_b = I_k$.

Um curto-circuito é considerado "perto" dos geradores quando o valor eficaz da corrente inicial simétrica de curto-circuito excede o dobro da corrente nominal em pelo menos uma máquina síncrona ou assíncrona no momento em que ocorre o curto-circuito, $I''_k / I_{rG} > 2$, ou quando $I''_k > I_b > I_k$.



I''_k = Corrente inicial simétrica de curto-circuito
 i_p = Valor de pico da corrente de curto-circuito
 I_k = Corrente permanente de curto-circuito
 id.c. = componente contínua da corrente de curto-circuito
 A = Valor inicial da componente contínua id.c.

Figura 3 - Evolução da corrente de curto-circuito para um curto-circuito "longe" dos geradores com componente A.C. constante [1]



I''_k = Corrente inicial simétrica de curto-circuito
 i_p = Valor de pico da corrente de curto-circuito
 I_k = Corrente permanente de curto-circuito
 id.c. = componente contínua da corrente de curto-circuito
 A = Valor inicial da componente contínua id.c.

Figura 4 - Evolução da corrente de curto-circuito para um curto-circuito "perto" dos geradores com decaimento da componente A.C. [1]

4.1 Curto-circuito “longe” dos geradores

Num curto-circuito “longe” dos geradores o valor eficaz da corrente de curto-circuito inicial simétrica mantém-se constante.

A contribuição de cada fonte individual com impedância Z_n para percursos de corrente “não emalhados” ou impedância equivalente complexa para um percurso de corrente “emalhado”, a corrente de curto-circuito inicial é calculada usando (1).

$$I''_{kn} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}Z_n} \quad (1)$$

A corrente de curto-circuito inicial (I''_{kt}) total é a soma da contribuição de fontes individuais e é dada por (2).

$$I''_{kt} = I''_{k1} + I''_{k2} + \dots + I''_{kn} \quad (2)$$

A norma CEI 60909 define o valor de pico da corrente de curto-circuito como o valor instantâneo máximo da corrente de curto-circuito. A corrente de pico da corrente de curto-circuito (I_p) é calculada pela introdução de um fator de crista, χ , à corrente de curto-circuito inicial, I''_k , e é determinado recorrendo a (3).

$$I_p = \kappa\sqrt{2}I''_k \quad (3)$$

A determinação do fator de crista depende se a corrente de defeito vem de percursos “não emalhados” ou “emalhados” (ver 4.1.1 e 4.1.2).

O valor de pico total da corrente de curto-circuito (I_{pt}) é dada pela soma da contribuição de fontes individuais e calculada de acordo com (4).

$$I_{pt} = I_{p1} + I_{p2} + \dots + I_{pn} \quad (4)$$

O cálculo da corrente de corte simétrica de curto-circuito (I_b) “longe” dos geradores é bastante simples, uma vez que não ocorre nenhum decréscimo da componente alternada. Com isso, a corrente de corte é igual à corrente inicial simétrica de curto-circuito (I''_k) tal como indicado em (5).

$$I_b = I''_k \quad (5)$$

A corrente total de corte simétrica de curto-circuito (I_b) é dada pela soma da contribuição das fontes individuais e determinada de acordo com (6).

$$I_{bt} = I_{b1} + I_{b2} + \dots + I_{bn} \quad (6)$$

Para curto-circuitos “longe” dos geradores a corrente de curto circuito inicial simétrica permanece a mesma durante a duração do defeito. Assim, a corrente de curto-circuito em regime permanente é igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica (7).

$$I_k = I''_k \quad (7)$$

A corrente total de curto-circuito em regime permanente é igual à soma das correntes permanente de curto-circuito relativa a cada uma das fontes que alimentam o curto-circuito e determinada de acordo com (8).

$$I_{kt} = I_{k1} + I_{k2} + \dots + I_{kn} \quad (8)$$

A análise de curto-circuitos “longe” dos geradores de acordo com a norma CEI 60909 é muito simples e direta devido à ausência da diminuição da corrente de curto circuito inicial simétrica. No entanto, para defeitos “perto” dos geradores, a diminuição da corrente de curto circuito inicial simétrica torna-se significativa.

4.1.1 Percursos de corrente “não emalhados”

Cada contribuição para a corrente de curto-circuito das fontes que alimentam o curto-circuito, o fator de pico é calculado de acordo com (9).

$$\chi = 1.02 + 0.98e^{-\frac{3R}{X}} \approx 1 + e^{-\frac{10}{T_g}} \quad (9)$$

De (9) verifica-se que o fator de crista depende do quociente X/R da impedância entre a fonte e o defeito com:

- T_g em milissegundos;
- $T_g = X/(\omega R)$ (em segundos).

4.1.2 Percursos de corrente “emalhados”

Tal como acontece com os percursos de corrente “não emalhados”, o cálculo do fator de crista que envolve percursos de corrente “emalhados” é muito semelhante, exceto na escolha do rácio R/X. A norma CEI 60909 sugere três métodos para determinar o fator de crista envolvendo percursos de corrente “emalhados”, nomeadamente:

Método 1 ($\kappa = \kappa_a$): κ é determinado a partir da menor razão R / X de todos os ramos da rede. Em redes de baixa tensão considera-se $\kappa \leq 1,8$.

Método 2 ($\kappa = 1.15\kappa_b$): É determinado do rácio R/X obtido da impedância complexa no local do curto-circuito. Neste método é utilizado um fator de segurança de 1,15 para levar em consideração os diferentes rácios R/X em ramos paralelos. Assim, o fator de crista é calculado recorrendo a (10).

$$\kappa_b = 1.15\kappa \quad (10)$$

É importante notar que o fator de crista envolvendo percursos de corrente “emalhados” é limitado a 1,8 para redes de baixa tensão e 2,0 para redes de média e alta tensão.

Método 3 ($\kappa = \kappa_c$): κ é calculado através de um equivalente de frequência sendo κ determinado recorrendo ao rácio R/X calculado de acordo com a equação (11).

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (11)$$

Em (11) X_c , R_c são determinados para a frequência f_c igual a 20Hz num sistema a 50Hz ou para a frequência f_c igual a 24Hz para um sistema a 60Hz.

4.2 Curto-circuito “perto” dos geradores

Os curto-circuitos “perto” dos geradores considera o decréscimo da componente alternada da corrente de

curto-circuito inicial simétrica no cálculo subsequente das correntes de curto-circuito. Isso significa que as correntes de curto-circuito em regime permanente para os geradores “perto” do curto-circuito têm uma magnitude menor do que as correntes iniciais simétricas de curto-circuito. As correntes de corte são, por sua vez, menores em magnitude do que as correntes iniciais de curto-circuito.

O cálculo das correntes de curto-circuito inicial e de pico para curtos-circuitos “perto” dos geradores é igual ao realizado para curtos-circuitos “longe” dos geradores. Na determinação das correntes de corte de curto-circuito e em regime permanente para curtos-circuitos “perto” dos geradores, são necessárias etapas adicionais ao contrário do que sucede com os curtos-circuitos “longe” dos geradores onde as correntes de curto-circuito inicial, de corte e de regime permanente são iguais ($I''_k = I_b = I_k$). É importante determinar quais geradores estão “longe” ou “perto” do defeito, de modo que as etapas adicionais no cálculo das correntes de corte e de regime permanente sejam ajustadas para curto-circuitos “perto” dos geradores.

No cálculo da corrente de corte simétrica de curto-circuito para curto-circuitos “perto” dos geradores, o decréscimo de componente alternada é contabilizado pela introdução de um fator μ e determinada por (12):

$$I_{bG} = \mu I''_{kG} \quad (12)$$

A corrente de corte depende do tempo de separação dos contatos do dispositivo de proteção ou da temporização mínima t_{min} nos termos da norma CEI 60909 e que é representado pelo fator μ . O fator μ também depende da relação entre a corrente de curto-circuito inicial do gerador e a sua corrente nominal, I''_{kG}/I_{rG} . As equações representadas em (13) definem o fator μ para um determinado tempo mínimo de atraso. Para outros valores de tempo de atraso, é aceitável a interpolação linear.

As equações acima descritas em (13) aplicam-se a turbo geradores, geradores de pólos salientes e compensadores

síncronos excitados por conversores rotativos ou estáticos (desde que, para excitadores estáticos, o atraso de tempo mínimo seja inferior a 0,25s e a tensão de excitação máxima seja inferior a 1,6 vezes a excitação à carga nominal). Para todos os outros casos, $\mu = 1$.

$$\begin{aligned} \mu &= 0.84 + 0.26e^{-0.26I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.02s \\ \mu &= 0.71 + 0.51e^{-0.30I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.05s \\ \mu &= 0.62 + 0.72e^{-0.32I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.10s \\ \mu &= 0.56 + 0.94e^{-0.38I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} \geq 0.25s \end{aligned} \quad (13)$$

É importante notar também que o pré-requisito para a identificação os curto-circuitos como “longe” dos geradores ou “perto” dos geradores é preservado no fator μ se o rácio I''_{kG}/I_{rG} for inferior a 2 sendo μ igual a 1 (Figura 5). Isso definirá a corrente de corte igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica, uma característica do curto-circuito “longe” dos geradores.

Para curtos-circuitos envolvendo percursos de corrente “emalhados”, determinar μ a partir de uma única razão equivalente I''_{kG}/I_{rG} não é aplicável. Neste caso, é permitido ajustar a corrente de corte simétrica de curto-circuito igual à

corrente inicial de curto-circuito. Isso afetará a precisão, embora seja mais conservador.

A contribuição da corrente de corte simétrica de curto-circuito de motores assíncronos, dada por (14), é quantificada pela introdução de um fator adicional q substituindo a relação I''_{kG}/I_{rG} por I''_{kM}/I_{rM} . O fator q leva em consideração a queda rápida da corrente de curto-circuito do motor devido à ausência de um campo de excitação. O fator q está limitado a 1 e é calculado de acordo com (15).

$$I_{bM} = \mu q I''_{kM} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} q &= 1.03 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.02s \\ q &= 0.79 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.05s \\ q &= 0.57 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.10s \\ q &= 0.26 + 0.10 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} \geq 0.25s \end{aligned} \quad (15)$$

Onde,

- P_{rM} é a potência ativa nominal em MW
- p é o número de pares de pólos do motor

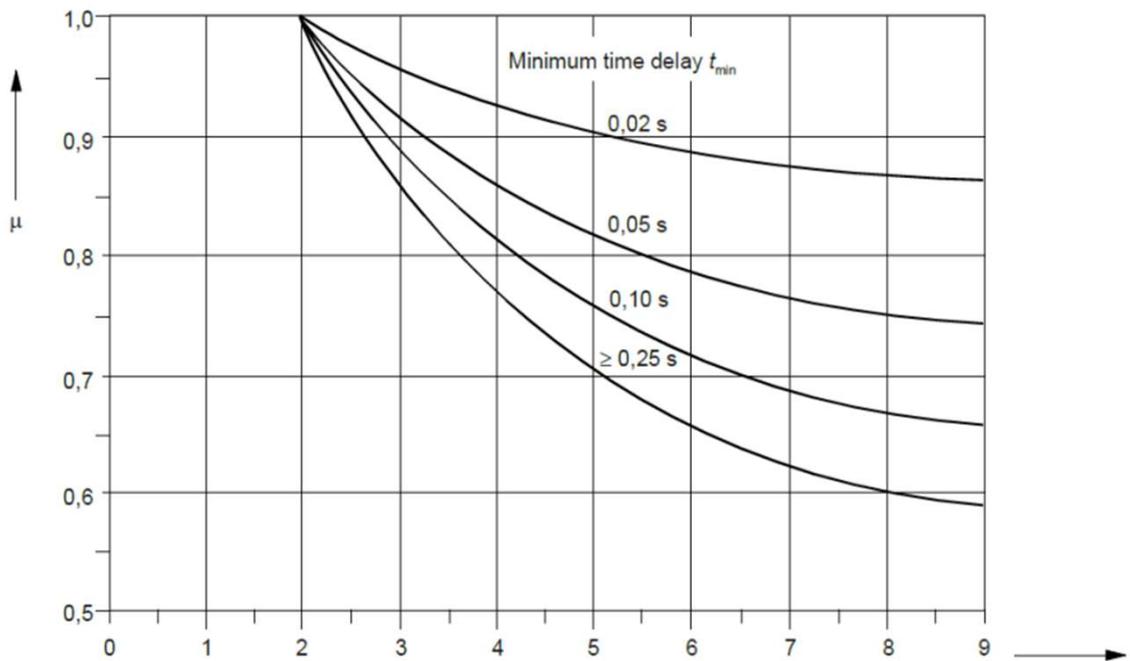


Figura 5 - Fator multiplicativo μ [1]

Three-phase short circuit I''_{kG}/I_{rG} or I''_{kM}/I_{rM}

Na Figura 6 é são representadas graficamente as equações apresentadas em (15) em função da razão P_{rM}/p .

A corrente de corte simétrica de curto-circuito total é igual à soma da contribuição das fontes individuais que alimentam o curto-circuito e é dada por (16).

$$I_{bt} = I_{b1} + I_{b2} + \dots + I_{bn} = \mu I_{kG}'' + \mu I_{kPSU}'' + \dots + \mu q I_{kM}'' \quad (16)$$

A corrente de curto-circuito em regime permanente (I_k) para curtos-circuitos “próximos” dos geradores é normalmente menor em magnitude do que a corrente de corte simétrica de curto-circuito e está dependente do sistema de excitação, da ação do regulador de tensão e da influência da saturação. As máquinas síncronas com excitadores estáticos alimentados diretamente dos seus terminais não contribuem em regime permanente para curtos-circuitos nos seus terminais. Isso ocorre porque a tensão de campo (tensão de excitação) colapsa com a tensão aos seus terminais durante o defeito. Apenas contribuem para o curto-circuito em regime permanente se houver uma impedância entre seus terminais e a localização do defeito, por exemplo, defeitos

no lado de alta tensão do transformador no caso de subestações.

O cálculo da corrente de curto-circuito em regime permanente (I_k) é bastante simples, pois depende apenas da corrente nominal do gerador e da tensão de excitação. No entanto, os procedimentos apresentados são precisos apenas para o caso de um gerador ou unidade de produção que fornece o defeito. Os valores máximos e mínimos são calculados a fim de fornecer o intervalo da contribuição do curto-circuito em regime permanente. A corrente mínima de curto-circuito em regime permanente é calculada com base numa tensão de excitação constante e não regulada usando a equação (17).

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \quad (17)$$

A corrente máxima de curto-circuito em regime permanente (I_{kmax}) é calculada com base na tensão de excitação máxima usando a equação (18).

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \quad (18)$$

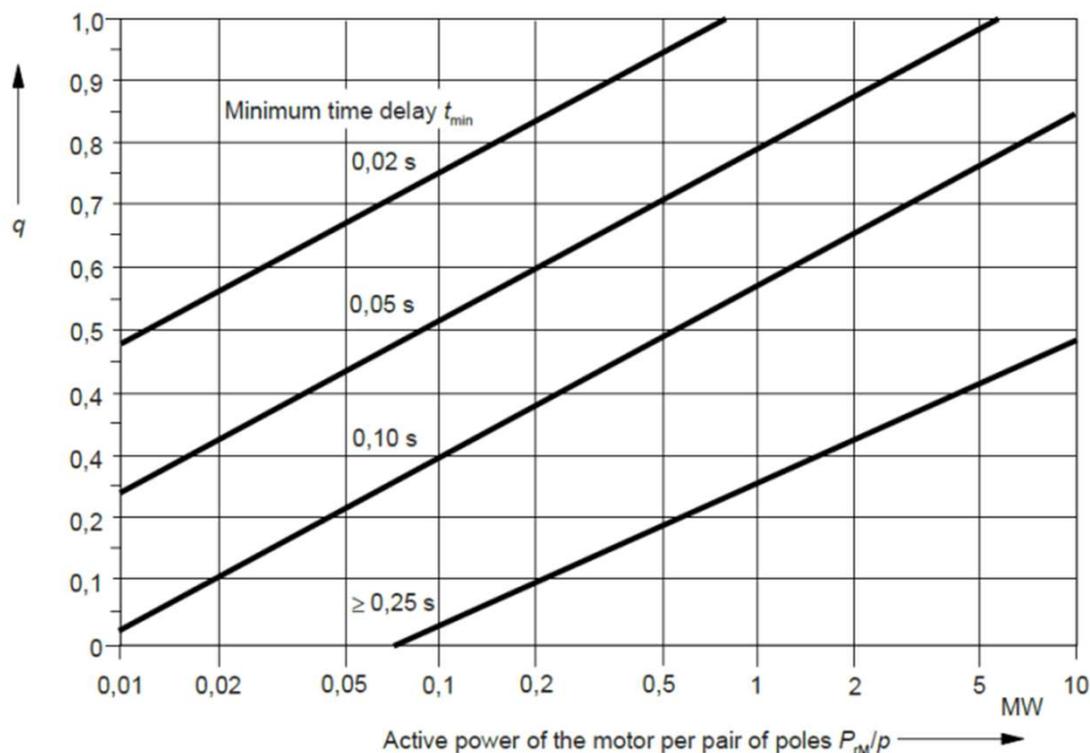


Figura 6 - Fator multiplicativo q [1]

O fator de multiplicação λ_{\max} depende se é um turbogerador ou de pólos saliente e do rácio entre a tensão de excitação máxima e a tensão de excitação em condições normais de carga (série 1 ou 2).

O fator de multiplicação λ_{\max} da série 1 é baseado na maior tensão de excitação possível, ou seja, 1,3 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores ou 1,6 vezes a tensão de nominal de excitação à potência aparente e fator de potência nominal para geradores de pólos salientes (Figura 7 e Figura 9).

O fator de multiplicação λ_{\max} da série 2 é baseado na tensão de excitação mais alta possível, que é 1,6 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores ou 2,0 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para geradores de pólos salientes (Figura 8 e Figura 10).

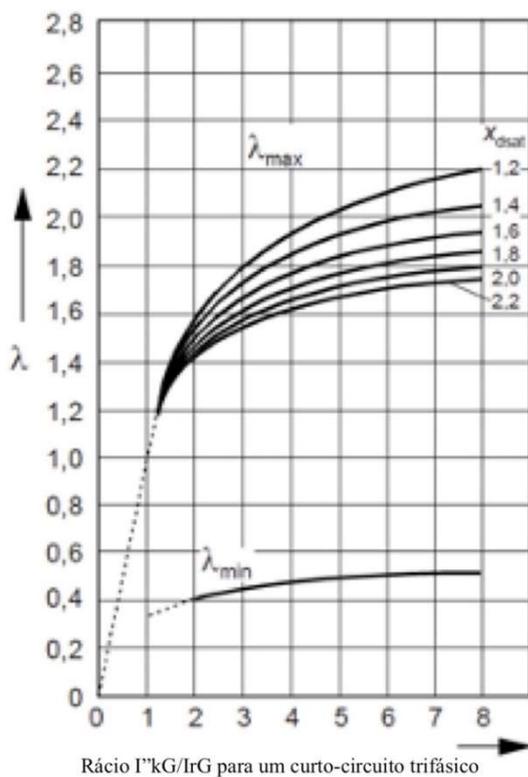


Figura 7 - Fator de multiplicação λ da série 1 para turbogeradores [1]

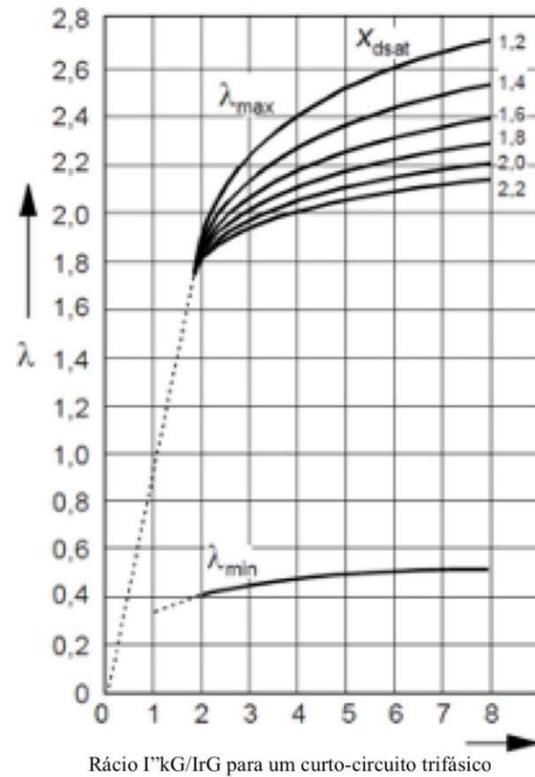


Figura 8 - Fator de multiplicação λ da série 2 para turbogeradores [1]

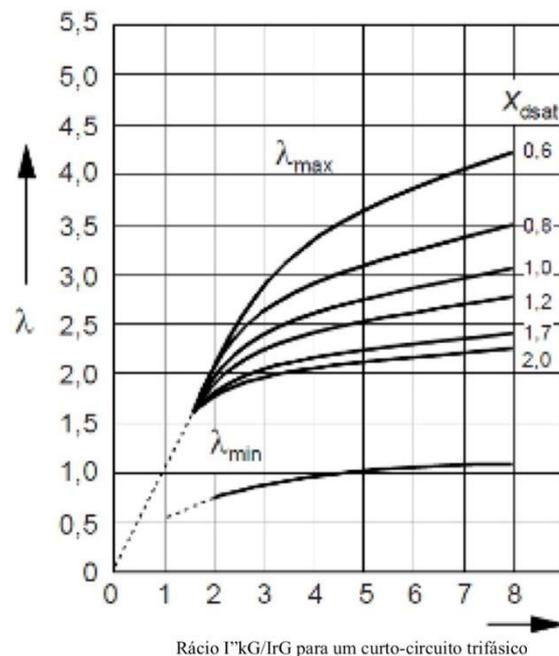
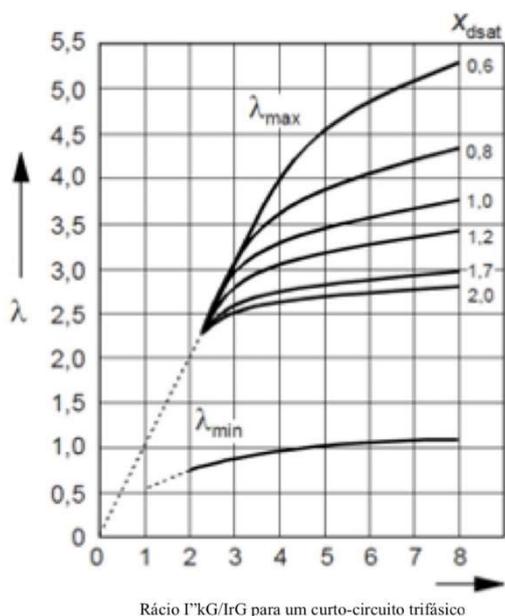


Figura 9 - Fator de multiplicação λ da série 1 para pólos salientes [1]



5 Cálculo da corrente de curto-circuito térmica equivalente

A corrente de curto-circuito térmica equivalente I_{th} pode ser determinada através de (19).

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \tag{19}$$

Onde,

- m é o fator que representa o efeito térmico da componente contínua;
- n é o fator que representa o efeito térmico da componente alternada.

O fator m pode ser obtido da Figura 11 e o fator n da Figura 12.

Figura 10 - Fator de multiplicação λ da série 2 para pólos salientes [1]

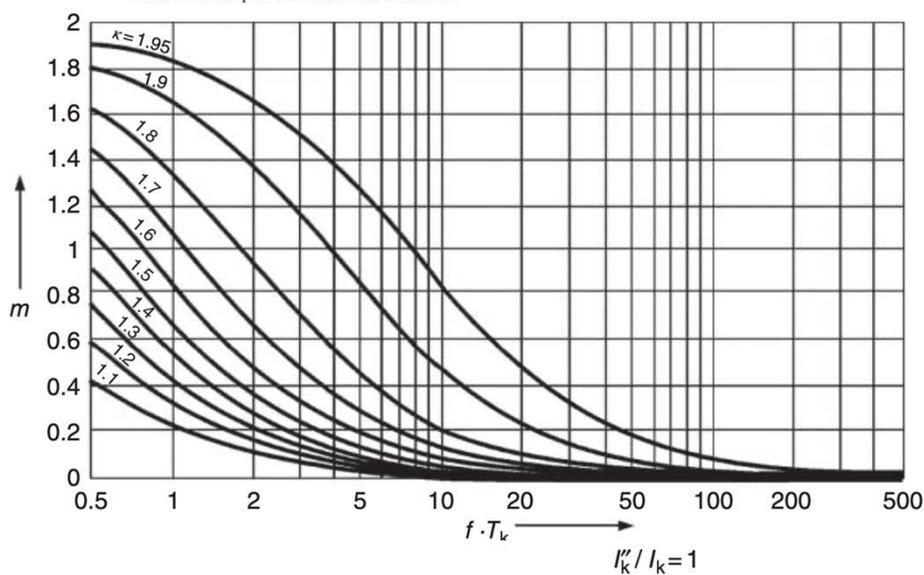


Figura 11 - Fator m [1]

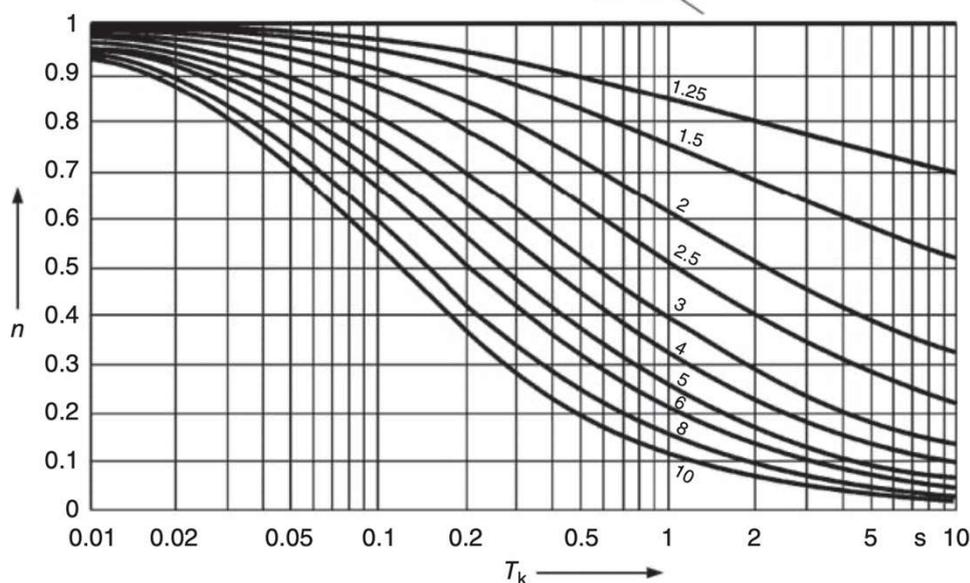


Figura 12 - Fator n [1]

O fator de crista χ pode ser obtido em função do quociente R/X através da fórmula (9) ou através da Figura 13. Contudo, o cálculo deste mesmo fator deve levar em consideração os métodos apresentados no Ponto 4.1.2..

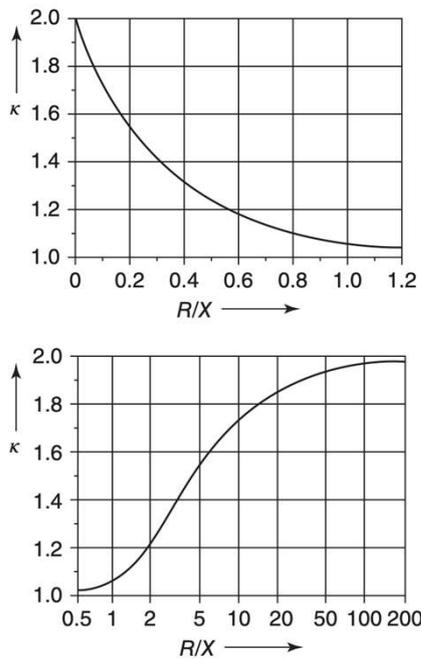


Figura 13 - Fator χ [1]

6 Cálculo da corrente máxima de curto-circuito

Para o cálculo das correntes máximas de curto-circuito, é necessário introduzir as seguintes condições:

- o fator de tensão c_{max} , de acordo com a Tabela 1, deve ser aplicado para o cálculo das correntes máximas de curto-circuito na ausência de uma norma nacional;
- escolher a configuração do sistema e a contribuição máxima dos geradores e equivalentes de rede que conduzam ao valor máximo da corrente de curto-circuito no local do curto-circuito;
- quando impedâncias equivalentes Z_Q são usadas para representar redes externas, a impedância equivalente mínima de curto-circuito deve ser usada, que corresponde à contribuição máxima de corrente de curto-circuito dos equivalentes de rede;
- os motores devem ser incluídos, se apropriado;
- a resistência R_L das linhas (linhas aéreas e cabos) deve ser introduzida a uma temperatura de 20°C.

7 Cálculo da corrente mínima de curto-circuito

No cálculo das correntes mínimas de curto-circuito é necessário introduzir as seguintes condições:

- o fator de tensão c_{min} , para o cálculo das correntes mínimas de curto-circuito, deve ser aplicado conforme a Tabela 1;
- escolher a configuração do sistema e a contribuição mínima de centrais elétricas e equivalentes de rede que conduzam a um valor mínimo de corrente de curto-circuito no local do defeito;
- motores devem ser desprezados;
- resistências R_L de linhas (linhas aéreas e cabos, condutores de linha e condutores neutros) devem ser introduzidas numa temperatura mais elevada determinada através de (20).

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{L20} \quad (20)$$

Onde,

- R_{L20} é a resistência à temperatura de 20°C;
- θ_e é a temperatura do condutor em graus Celsius no final da duração do curto-circuito (consultar CEI 60865-1, CEI 60949 e CEI 60986);
- α é um fator igual a 0,004/K válido com suficiente precisão para o cobre, alumínio e liga de alumínio.

8 Cálculo da impedância de curto-circuito

Neste capítulo são apresentadas as técnicas de cálculo de impedância de curto-circuito baseadas na norma CEI 60909 com fatores de correção para geradores síncronos, unidades de produção (rede) e transformadores.

Determinar os percursos de corrente “não emalhados” ou “emalhados” e a proximidade do defeito, “longe” dos geradores ou “perto” dos geradores são pré-requisitos no cálculo das correntes de curto-circuito na norma CEI 60909. Contudo, antes disso, é necessária a determinação das impedâncias dos equipamentos elétricos.

8.1 Equivalentes de rede

Os equivalentes de rede são geralmente representados pela potência de curto-circuito inicial simétrica, S''_{kQ} , ou pela corrente de curto-circuito inicial simétrica, I''_{kQ} . Com a tensão nominal no ponto Q (U_{nQ} mostrado na Figura 14), a impedância pode ser calculada recorrendo a (21).

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{\sqrt{3}S''_{kQ}} \quad (21)$$

Se a relação R_Q / X_Q de curto-circuito estiver disponível, a reatância X_Q pode ser calculada usando (22).

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (22)$$

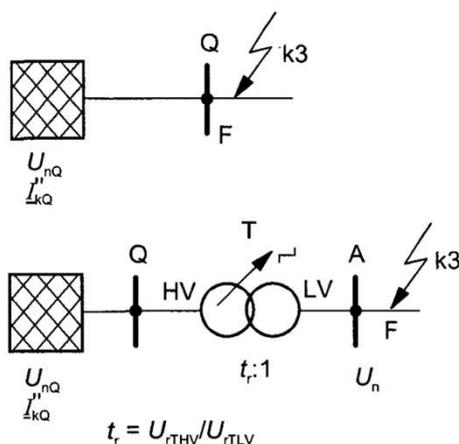


Figura 14 – Equivalente de rede [1]

Se nenhuma informação de relação R_Q / X_Q de curto-circuito estiver disponível, a resistência R_Q e a reatância X_Q podem ser aproximadas usando a seguinte relação apresentada em (23) e (24).

$$X_Q = 0.995Z_Q \quad (23)$$

$$R_Q = 0.1X_Q \quad (24)$$

Para redes com tensão nominal superior a 35kV, definir a impedância igual à reatância geralmente é suficiente

podendo a impedância equivalente ser dada por (25).

$$Z_Q = 0 + jX_Q \quad (25)$$

Também é possível usar as técnicas acima descritas nos casos em que o curto-circuito é alimentado através de um transformador, introduzindo a relação de transformação a impedância equivalente é dada por (26).

$$Z_Q = \left(\frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} \right) \left(\frac{1}{t_r^2} \right) \quad (26)$$

8.2 Geradores síncronos

A reatância do gerador pode ser determinada de x''_d usando (27).

$$X''_d = \left(\frac{x''_d}{100} \right) \left(\frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \right) \quad (27)$$

De acordo com a norma CEI 60909 para determinar R_G , as seguintes aproximações são bastante precisas [1].

- $R_G = 0,05X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \geq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,07X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \leq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,15X''_d$, quando $U_{rG} < 1\text{kV}$

A impedância subtransitória do gerador pode ser calculada recorrendo a (28).

$$Z_G = R_G + jX''_d \quad (28)$$

Os fatores de correção da tensão apresentados na discussão introdutória sobre a norma CEI 60909 tinham como objetivo levar em consideração as condições de pré-defeito do sistema. Geralmente, a variação de tensão nos sistemas de energia fica entre $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ das tensões nominais.

O cálculo da corrente máxima de curto-circuito usando fatores de tensão aplicáveis pode, no entanto, não ser suficientemente aplicável a geradores ou unidades de produção, especialmente considerando o seu comportamento subtransitório, isto é, a fonte de tensão equivalente c_{vn} é usada em vez da tensão subtransitória E'' .

Conseqüentemente, a norma CEI 60909 introduziu fatores de correção de impedância especificamente para geradores e unidades de produção.

O fator de correção de impedância para geradores ligados diretamente ao sistema pode ser calculado através de (29) e (30).

$$Z_{GK} = K_G Z_G \quad (29)$$

Com,

$$K_G = \frac{c_{max} V_n}{U_{rG} (1 + x''_d \sin \phi_{rG})} \quad (30)$$

Onde,

- Z_{GK} é a impedância corrigida do gerador
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador
- K_G é o fator de correção de impedância do gerador
- c_{max} é o fator de correção da tensão
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é o gerador por unidade de reatância subtransitória
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG}/3$

Para geradores com transformador dedicado, é aplicado um único fator de correção à soma das suas impedâncias. É como se o gerador e o transformador dedicado fossem tratados como uma unidade. A impedância do conjunto gerador-transformador é dada por (31) e (32).

$$Z_{PSU} = K_{PSU} (t_r^2 Z_G + Z_{rTHV}) \quad (31)$$

$$K_{PSU} = \frac{c_{max} U_{nQ}^2}{U_{rG}^2 t_r^2 [1 + (x''_d - x_t) \sin \phi_{rG}]} \quad (32)$$

Onde,

- Z_{PSU} é a impedância corrigida da unidade de fonte de alimentação
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador em ohms
- Z_{rTHV} é a impedância nominal do transformador referida ao lado AT em ohms
- t_r é a relação de transformação do transformador, VAT/VBT

- K_{PSU} é o fator de correção de impedância da unidade de fonte de alimentação
- c_{max} é o fator de correção da tensão
- U_{nQ} é a tensão nominal do sistema
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é a reatância subtransitória por unidade do gerador
- x_t é a reatância unitária do transformador
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG}/3$

8.3 Transformadores de dois enrolamentos

A impedância dos transformadores de dois enrolamentos é calculada recorrendo a (33), (34) e (35).

$$Z_T = \left(\frac{u_{kr}}{100} \right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \right) \quad (33)$$

$$R_T = \left(\frac{u_{Rr}}{100} \right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \right) = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad (34)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (35)$$

Onde,

- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- u_{kr} é a tensão de curto-circuito do transformador à corrente nominal
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência nominal aparente do transformador
- R_T é a resistência de sequência positiva do transformador
- P_{krT} são as perdas totais do enrolamento do transformador à corrente nominal
- I_{rT} é a corrente nominal do transformador
- X_T é a reatância de sequência positiva do transformador

Tal como acontece com os geradores síncronos, o fator de correção da impedância do transformador (Z_{KT}) pode ser calculado recorrendo a (37) e (38) vindo Z_{KT} igual a (36).

$$Z_{KT} = K_T Z_T \quad (36)$$

$$K_T = 0.95 \frac{c_{max}}{(1 + 0.6x_T)} \quad (37)$$

$$x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}} \quad (38)$$

Onde,

- Z_{KT} é a impedância corrigida do transformador
- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- K_T é o fator de correção da impedância do transformador
- C_{max} é o fator de correção de tensão
- x_T é a reatância unitária do transformador
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência aparente nominal do transformador
- X_T é a reatância do transformador em ohms

8.4 Transformadores de três enrolamentos

Um transformador de três enrolamentos pode ser representado pelo esquema da Figura 15 onde as impedâncias Z_{AB} , Z_{AC} e Z_{BC} apresentadas em (19) são determinadas recorrendo aos ensaios em curto-circuito. As impedâncias Z_A , Z_B e Z_C da estrela equivalente são calculadas recorrendo a (39).

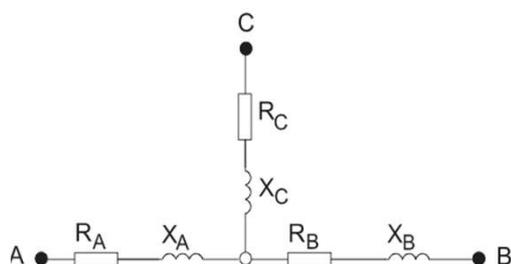


Figura 15 – Esquema do transformador de três enrolamentos [1]

$$\begin{aligned} Z_{AB} &= \frac{u_{krAB}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAB}} \quad \text{Lado C aberto} \\ Z_{AC} &= \frac{u_{krAC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAC}} \quad \text{Lado B aberto} \\ Z_{BC} &= \frac{u_{krBC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTBC}} \quad \text{Lado A aberto} \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned} Z_A &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{AB} + Z_{AC} - Z_{BC}) \\ Z_B &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{BC} + Z_{AB} - Z_{AC}) \\ Z_C &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{AC} + Z_{BC} - Z_{AB}) \end{aligned}$$

Os fatores de correção para transformadores de três enrolamentos (k_T) são dados por (40).

$$\begin{aligned} K_{TAB} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TAB}} \\ K_{TAC} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TAC}} \\ K_{TBC} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TBC}} \end{aligned} \quad (40)$$

9 Bibliografia

- [1] CEI 60909, "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.
- [2] CEI 60909, "Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems", 2002-07.
- [3] Kasikci, I., "Short Circuits in Power Systems – A Practical Guide to IEC 60909-0", Second Edition, Wiley VCH, 2018.
- [4] E. Kreyszig, "Advanced Engineering Mathematics", 7ª Edição, John Wiley, 1993.
- [5] ABB, "Switchgear manual 12th Edition", Cornelsen Verlag Düsseldorf, 2006.
- [6] Siemens, "Switching, Protection and Distribution in Low-Voltage Networks: Handbook with Selection Criteria and Planning Guidelines for Switchgear, Switchboards, and Distribution Systems", Alemanha, Publicis, 1994, ISBN-13: 978-3895780004, Publicis, 2ª Edição Revista.
- [7] Seib, G., "Electrical Installations Handbook", 3ª Edição, John Wiley & Sons, 2000, ISBN 0-471-49435-6.
- [8] EN 50522, "Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.", 2011-11.

ITUR 3 – INFRAESTRUTURAS DE TELECOMUNICAÇÕES EM LOTEAMENTOS, URBANIZAÇÕES E CONJUNTOS DE EDIFÍCIOS

1. Introdução

A 3ª Edição das Prescrições e Especificações Técnicas das Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios (ITUR3) foi aprovada pela Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) em 12 de março de 2020, com entrada em vigor a 1 de abril desse mesmo ano de 2020.

Não sendo uma rutura em relação às regras anteriores (ITUR2), a recente edição do Manual ITUR3 contém um conjunto de regras técnicas consideradas como mínimas, adequando a norma à evolução do sector nos últimos cinco anos, como tem sido predicado da ANACOM.

O presente artigo, baseado exclusivamente no Manual ITUR3, no DL 123/2009, de 21 de maio, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho, visa identificar as principais alterações, bem como evidenciar as novidades introduzidas pela nova edição do Manual ITUR3. Não dispensa, naturalmente, a consulta do Manual ITUR3.

2. Âmbito e objetivos de aplicação

À semelhança das anteriores edições, a 3ª Edição do Manual ITUR a todas as infraestruturas de telecomunicações em loteamentos, urbanizações e conjuntos de edifícios, novos ou a alterar, tendo por base a adequação à normalização europeia.

Um dos objetivos a alcançar com as novas regras é a de contribuir para soluções inovadoras, com base nos desenvolvimentos tecnológicos dos recentes anos, de forma a, concomitantemente, contribuir para a redução de custos e soluções simplificadas, garantindo-se sempre a qualidade, funcionalidade e segurança das ITUR.

O Manual ITUR3 traça linhas orientadoras para projetistas e instaladores de soluções técnicas de carácter mínimo e obrigatório. Porém, ocasionalmente, e devidamente identificadas, são apresentadas recomendações que incluem um conjunto de procedimentos considerados como boas práticas, as quais, não sendo vinculativas, têm por finalidade permitir encontrar as melhores soluções técnicas para o projeto e instalação.

3. ITUR3 – Alterações e novidades

3.1. Termos de Responsabilidade

Por decisão de 23 de abril de 2020, a ANACOM aprovou, no âmbito do DL 123/2009, de 21 de maio, os novos modelos de Termo de Responsabilidade pelo projeto ITUR (artigo 36.º) e de Termo de Responsabilidade de execução da instalação ITUR (artigo 43.º) a submeter a esta Autoridade.

Os novos termos, Projeto/Execução ITUR (e ITED) estão disponíveis no site da ANACOM.

3.2. Formação

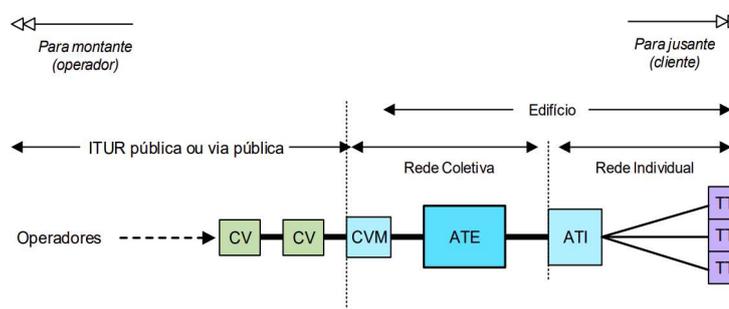
Em virtude da entrada em vigor da 3.ª edição do Manual ITUR (e da 4.ª edição do Manual ITED), a ANACOM, em conjunto com a Agência Nacional para a Qualificação e o Ensino Profissional, procedeu à atualização dos conteúdos programáticos das unidades de formação de curta duração, adaptadas aos novos manuais. A formação, sendo obrigatória a técnicos ITED/ITUR, realiza-se de 5 em 5 anos.

3.3. Regime Jurídico

O regime jurídico aplicável às Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e

Conjuntos de edifícios (ITUR) consagra a obrigatoriedade de construção das ITUR em duas dimensões distintas:

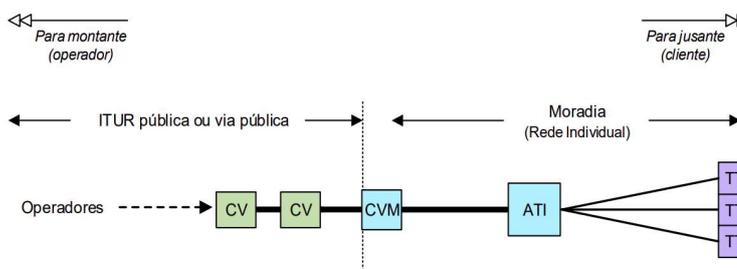
- ITUR públicas: situadas em loteamentos e urbanizações, são obrigatoriamente constituídas por tubagem;
- ITUR privadas: situadas em conjuntos de edifícios, com delimitação bem definida, são obrigatoriamente constituídas por tubagem e cablagem.



1.a) - Arquitetura de rede de uma ITUR pública ligada a um edifício ITED (Manual ITUR3)

3.4. Fronteiras das ITUR

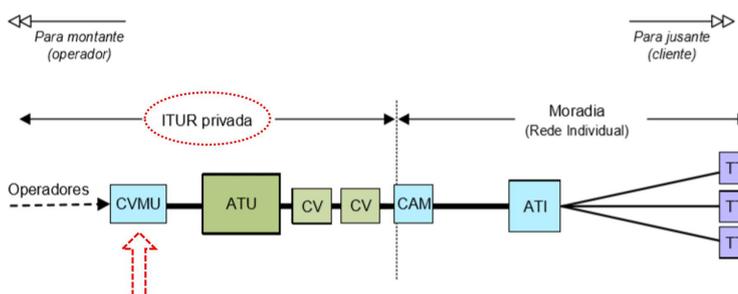
É introduzido o conceito de Ponto de Distribuição (PD), bem como da Câmara de Visita Multioperador da Urbanização (CVMU). O PD é caracterizado como sendo um local de terminações, uniões ou derivações entre as redes de cabos, permitindo a amplificação, regeneração, realização de testes e o estabelecimento de ligações, possibilitando o encaminhamento dos sinais até aos pontos terminais de rede.



1.b) - Arquitetura de rede de uma ITUR pública ligada a uma moradia ITED (Manual ITUR3)

Assim, o Manual ITUR3 prevê a existência de 2 tipos de PD:

- ATU (Armário de Telecomunicações de Urbanização): ponto de distribuição onde se efetua a transição entre as redes de operador e as redes de urbanização (aquando numa ITUR privada). O ATU é de **instalação obrigatória** em todas as **ITUR privadas**. É o local de instalação dos Repartidores de Urbanização (RU);
- PDS (Ponto de Distribuição Suplementar): ponto de distribuição sem as funções de ATU.



1.c) - Arquitetura de rede de uma ITUR privada ligada a uma moradia ITED (Manual ITUR3)

O ATU e a CVMU fazem parte das redes de tubagem das ITUR. A fronteira da rede de tubagem das ITUR privadas é constituída pela CVMU. As Figuras 1.a), 1.b) e 1.c) ilustram a arquitetura de rede de uma ITUR.

Deste modo, as fronteiras das ITUR são definidas como os pontos de interligação das ITUR com as redes públicas de comunicações eletrónicas, de outras urbanizações ou das ITED, havendo tipicamente 5 arquiteturas distintas de interligação:

- REDE PÚBLICA / ITUR PÚBLICA;
- ITUR PÚBLICA / ITUR PÚBLICA;
- REDE PÚBLICA / ITUR PRIVADA;
- ITUR PÚBLICA / ITUR PRIVADA;
- ITUR / ITED.

3.5. Rede de Tubagem

A tubagem tem como finalidades principais assegurar a passagem subterrânea, a proteção e salvaguarda dos cabos, bem como o alojamento de equipamentos de telecomunicações. Genericamente uma rede de tubagem de uma ITUR é constituída por:

- Rede de Tubagem Principal;
- Rede de Tubagem de Distribuição.

Os principais elementos de uma rede de tubagem são:

- Tubos e Acessórios;
- Câmaras de Visita;
- Armários e pedestais (maciços);
- ATU;
- Galerias técnicas;
- Salas Técnicas;
- Valas.



Em relação às câmaras de visita (CV) previstas no Manual ITUR3, estas possuem as mesmas características que as CV da anterior edição, assim como o tipo e designação das respetivas tampas (de acordo com a EN 124).

A novidade é a criação CVMU a qual representa a fronteira subterrânea da rede de tubagem das ITUR privadas.

As características e tipos de tubos a usar mantém-se as mesmas que na edição anterior. Consultar a seção 3.2.3.2 do Manual ITUR3.

Em relação às características dos ATU e valas estão mantêm-se as mesmas que na anterior edição do Manual ITUR3.

Nas ligações das ITUR às CVM, ou às CAM, o Manual ITUR3 introduz algumas novidades, designadamente:

Tabela 1 - Dimensionamento das ligações às CVM/CAM dos edifícios (Manual ITUR3 – Tabela 4.4)

DIMENSIONAMENTO MÍNIMO DA LIGAÇÃO DAS ITUR ÀS CVM/CAM	
TIPO DE EDIFÍCIO	TUBOS (diâmetro em mm)
Edifícios de 1 fogo	1 x Ø40
Edifícios de 2 a 20 fogos	2 x Ø40
Edifícios com mais de 20 fogos	2 x Ø63

No caso da metodologia de dimensionamento da rede de tubagem em função da cablagem (ITUR privada) esta permanece idêntica à anterior edição:

$$D_T = 1,6 \times D_C$$

DT: diâmetro nominal do tubo
DC: diâmetro nominal do cabo

a) Fórmula para cálculo do diâmetro de 1 tubo, para passagem de 1 cabo

$$D_T \geq 2 \times \sqrt{d_1^2 + d_2^2 + \dots + d_n^2}$$

DT: diâmetro nominal do tubo
dn: diâmetro nominal de cada cabo

b) Fórmula para cálculo do diâmetro de 1 tubo, para passagem de vários cabos

3.6. Rede de Cablagem

Nas ITUR privadas, a rede de cablagem contempla as 3 tecnologias: Par de Cobre (PC), Cabo Coaxial (CC) e Fibra Ótica (FO). As regras de projeto das redes de cablagem a observar, são:

- Rede de pares de cobre: garantia de que existe a possibilidade de ligação de um mínimo de **1 par de cobre, por fogo**;
- Rede de cabos coaxiais: garantia de que existe a possibilidade de ligação, como mínimo, de **uma rede de distribuição de CATV, por fogo** (o projetista pode considerar a existência de uma outra rede, para distribuição do sistema de S/MATV);
- Rede de fibra ótica: garantia de que existe a possibilidade de ligação, como mínimo, de **duas fibras óticas, por fogo**.

À semelhança da edição do Manual ITED4, o Manual ITUR3 é profícuo no que respeita a exemplos práticos para determinação do valor de atenuação e SLOPE para a rede de cabo coaxial das ITUR Privadas. Para informação detalhada consultar o Manual ITUR3, seção 4.5.2.2.

3.7. Condições ambientais

De acordo com a Norma EN-50173-1, são identificados os parâmetros que caracterizam o grau de exigência ambiental (MICE). O conceito MICE estabelece um processo sistemático para a descrição das condições ambientais, com base em três níveis de exigência: Nível 1 (Baixo); Nível 2 (Médio) e Nível 3 (Alto). Esta conceção permite, aos projetistas e instaladores, a seleção dos materiais utilizáveis, para diferentes níveis de exigência ambiental, consoante o tipo de utilização de um determinado espaço.

4. Observação do autor

As ligações à Terra são de extrema importância para qualquer infraestrutura de telecomunicações.

Esta edição do Manual ITUR continua a dar pouca relevância a esta temática. São referidos em traços gerais os sistemas de terras recomendados (de acordo com as regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão), pese embora este importante tópico poderia estar mais enriquecido quer ao nível da descrição técnica, quer ao nível de ilustrações de soluções de projeto a preconizar.

No caso das ITUR Privadas, mantém-se a existência da figura da CVM/CAM. Ora, dado que a CVM/CAM são um ponto de fronteira e de flexibilização dos operadores (no caso das infraestruturas ITED), e como nas ITUR a fronteira dos operadores se realiza no ATU, o autor entende que a existência de CVM/CAM, aquando dos projetos ITUR Privada, é um custo adicional, perfeitamente evitável, dado a não existência da necessidade em garantir uma fronteira com os operadores.

5. Conclusão

O presente artigo visou evidenciar as principais alterações e novidades decorrentes da 3ª Edição do Manual ITUR, sem a pretensão de descrever exaustivamente toda a metodologia associada aos critérios e regras de projeto e ensaios.

No sendo, de facto, uma mudança drástica de regras, esta nova edição do Manual ITUR, apresenta-se num formato tendencialmente mais esclarecedor e clarividente para projetistas e instaladores, quer ao nível dos requisitos mínimos, quer ao nível de recomendações funcionais em prol de boas soluções de comunicações eletrónicas.

Bibliografia

- [01] Manual ITUR – Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios, 3ª Edição, ANACOM, 12 de março de 2020, Lisboa.
- [02] Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio.
- [03] Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho.

SMART LIVING ABB – SMART HOME SOLUTIONS | ABB-FREE@HOME®



A missão

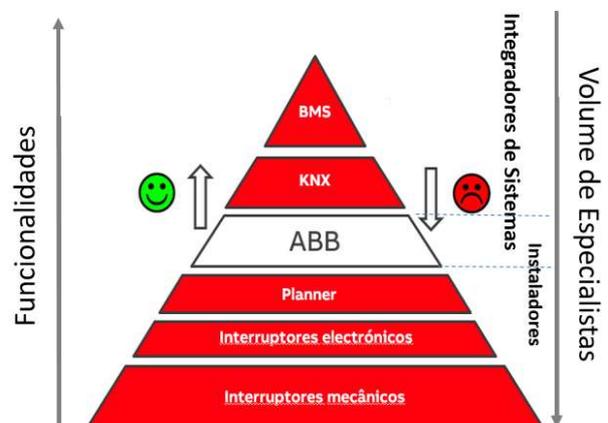
A ABB como marca líder global em tecnologia que energiza a transformação da sociedade e da indústria para alcançar um futuro mais produtivo e sustentável, investe no desenvolvimento de solução que associam produto e software ao serviço das pessoas. Enriquecendo ao seu portfólio de eletrificação, robótica, automação e mobilidade, a ABB expande os limites da tecnologia para levar o desempenho a novos níveis. Com uma história de excelência que remonta a mais de 130 anos, o sucesso da ABB é impulsionado por cerca de 110.000 colaboradores de excelência em mais de 100 países.

O propósito

Consequência desta presença, resulta o conhecimento das necessidades e desafios regionais ou locais. Em 2013, com a desaceleração da construção, fruto da crise financeira mundial, a ABB arrisca e lança a solução ABB-free@home® tornando-se um aliado na missão de redução do impacto ambiental na edificação que representa 40% das emissões produzidas, fornecendo assim uma ferramenta para melhoria da eficiência energética, essencialmente na gestão e monitorização para o uso racional da energia. Ferramenta para melhoria da eficiência energética, essencialmente na gestão e monitorização para o uso racional da energia. No princípio “se não podemos medir, não podemos melhorar.”

Lord Kelvin 1824-1907

A tecnologia ABB-free@home® assumiu o seu papel no mercado português e similares no conceito smart home, preenchendo o gap que persistia entre as soluções convencionais, KNX e sistemas de topo perfil BMS.



Interruptores mecânicos: solução típica de aparelhagem terminal de cablagem tradicional
Interruptores electrónicos: aparelhagem com funções adicionais, comandos IF, comandos RF, variação de fluxo, etc...
Planner: solução transitória ABB que harmonizou convencional com as funções de valor acrescentado.
 Associando funções IN/OUT a relés e funções de base do sistema, recorrendo a RF e IF
KNX: Protocolo aberto de automação residencial e edifícios
BMS: Building Management System

Mercado português

Estímulo de resposta à reabilitação do edificado existente em Portugal, que representa apenas cerca de 6,5 % do total da atividade do setor da construção, bastante aquém da média europeia, situada nos 37 %. Estima-se que cerca 2.000.000 necessitem de recuperação, 34% do parque habitacional nacional. Solução de apoio aos requisitos estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 95/2019, relativo à revisão do regime jurídico da reabilitação urbana. E enquadrado no «Sistema técnico»¹, definido na transposição para direito nacional das Diretiva (UE) 2018/844 e parcialmente a Diretiva (UE) 2019/944, pelo Decreto-Lei n.º 101-D/2020.

O reconhecimento está em projetos de referência, internacionais e nacionais premiados. Entre outros, com contributo *ABB MIMA House em Sintra* e *hotel resort Six Senses Douro Valley*.

A tecnologia

Com a excelência e liderança da  BUSCH-JAEGER, marca do grupo ABB, com 140 anos de história e pioneira na tecnologia KNX, desde os seus primeiros passos e protocolos antecessores EIB, EHS e BatiBUS, baseados no Modelo OSI (*Open System Interconnection*). Modelo de rede de computador referência da ISO (*International Organization for Standardization*) dividido em camadas de funções, criado em 1971 e formalizado em 1983, com objetivo à data alcançado de ser um padrão, para protocolos de comunicação entre os mais diversos sistemas numa rede local, garantindo a comunicação entre dois sistemas computacionais (*end-to-end*). Conseguindo-se deste modo uma arquitetura padrão facilitadora do processo de interconetividade entre máquinas de diferentes fabricantes.

À data ABB é um dos 500 membros que partilham o protocolo presente em cerca de 8000 referências (sensores, atuadores, painéis HMI, contagem de energia, alarmes técnicos e segurança, etc) e 95.000 *KNX Partners* (integradores de sistemas) distribuídos em 190 países. Deste *state of the art* nasce o **ABB-free@ home**®.

Para ABB, a tecnologia inovadora para uma casa em rede perfeita é conhecida simplesmente como *Living Space*® que inclui conceitos para todos os orçamentos e todas as necessidades, oferecendo soluções para automação de edifícios que se distinguem por sua perfeição técnica única, design elegante e extrema facilidade de operação. **ABB-free @ home**®, surge, com um sistema de automação residencial engenhosamente simples permite um acesso descomplicado a uma vida inteligente. A solução **ABB-free @ home**®, permite executar as funções mais comuns da habitação, a iluminação, o aquecimento, os estores, as cortinas ou o intercomunicador, tornando um sistema já fácil de instalar e operar. Onde se inclui a premiada **ABB-free@home**® **app Next**, com o galardão alemão.



reddot winner 2020



Segurança

Conforto



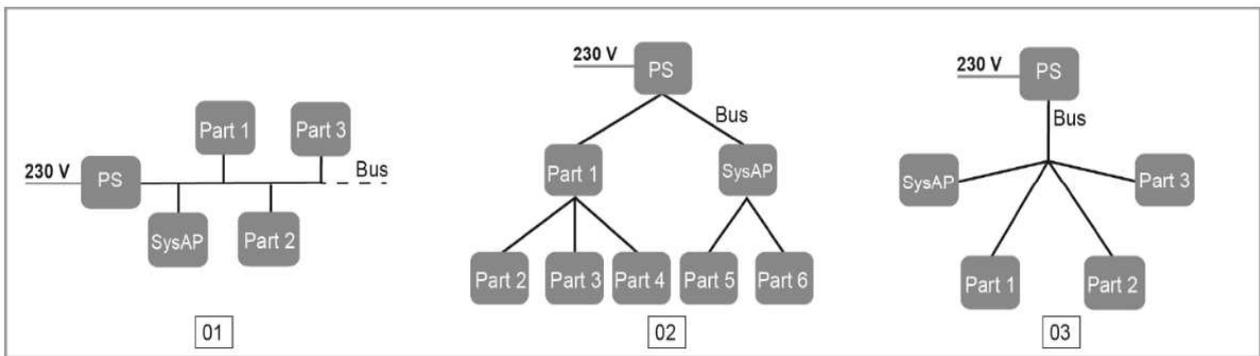
Energia

Design

¹ Sistema técnico», o equipamento técnico para a climatização de espaços, a ventilação, a água quente sanitária, a instalação fixa de iluminação, a automatização e o controlo do edifício, a produção de energia térmica ou elétrica no local e, quando aplicável, o seu armazenamento, as instalações de elevação, as infraestruturas de carregamento de veículos elétricos, ou a combinação destes, incluindo os que utilizem energia proveniente de fontes renováveis, de um edifício.

Caraterísticas

- Cabo de par trançado baseado no sistema BUS
- *System Access Point*, que garante a operacionalidade e algoritmo do sistema. Integrável numa rede WLAN ou LAN existente, WiFi 2,4Ghz e 5Ghz
- Controlo através de módulos *wiring* ou remotos através de tablet ou smartphone
- O sistema é posto em marcha via navegador web ou através da app **ABB-free@home** para Android e iOS. Sem recurso a software extra dedicado. Web baseada em software online.
- Até 150 componentes, para caixa de aparelhagem e DIN (atuadores, sensores, reguladores, entradas binárias, etc)
- Monitores tácteis de 7 e 4,3"
- Compatível com sistema videoporteiro **ABB Welcome**
- Topologia de instalação:



01 - Linear topology

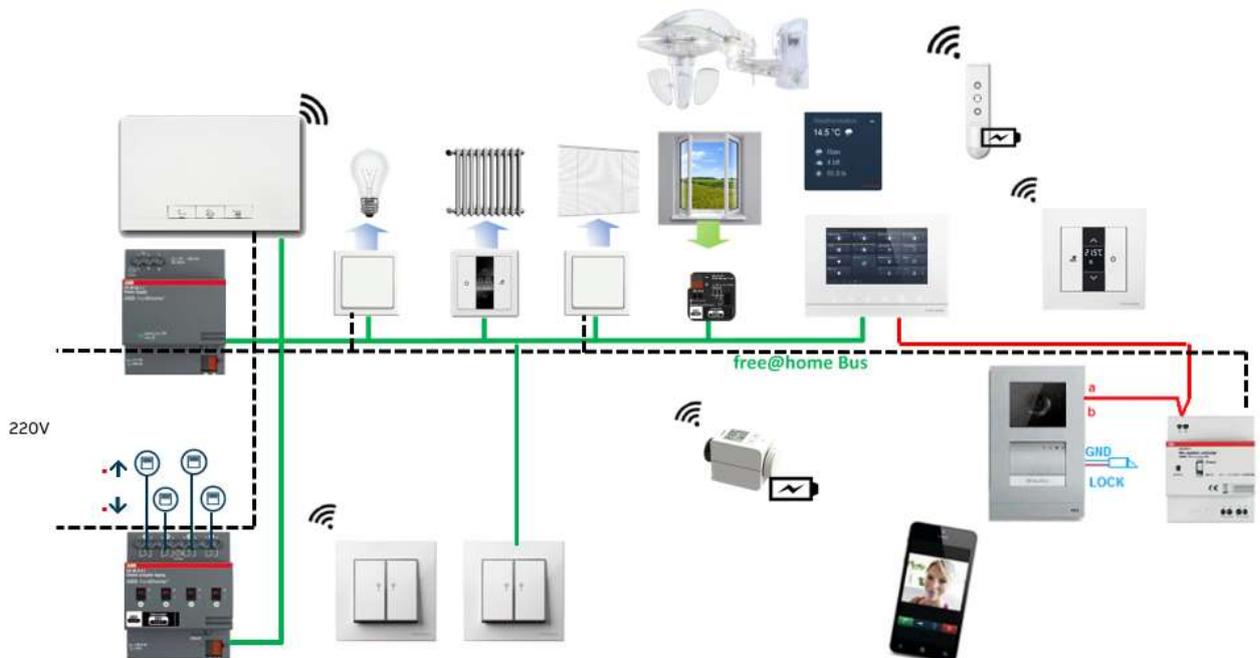
PS = Power supply

02 - Tree topology

Part1 = Participant 1

03 - Star topology

SysAP=System Access Point





Elevando a exigência a um patamar superior, os clientes com *Home Connect* podem integrar eletrodomésticos das principais marcas Bosch, Gaggenau, Neff e Miele@home da Miele e associar as suas funcionalidades a sensores de parede e painéis *touch*. Eletrodomésticos conectados e compatíveis, como máquinas de lavar, cafeteiras ou fornos, agora aparecem com ícones dedicados no aplicativo **ABB-free@home**®.

Configuração

Em 3 passos com a **ABB-free@home**® app *Next*, Interface web e controlo através da app, a domótica nunca foi tão fácil. Pode ser usado para controlar toda a casa com um smartphone ou tablet. Fazer ajustes é tão simples como navegar na Internet. O sistema pode ser continuamente adaptado às necessidades de alteração.



Primeiro passo - A casa

Primeiro, o piso é criado com a planta da habitação.



Passo Dois – A Identificação

A aplicação reconhece cada um dos dispositivos prontos para serem atribuídos à habitação



Terceiro passo – A ligação

E, finalmente, os elementos podem ser combinados de acordo com o desejo e a necessidade.



Pronto a explorar, controlar e a gerir...

O nosso estilo de vida está a tornar-se cada vez mais dinâmico e digitalização tornou-se lugar comum. O acesso móvel ao nosso e-mail, ao *homebanking*, a mobilidade, e-commerce. Este mundo de acesso instantâneo ao seu alcance agora estende-se para a casa, oferecendo novas perspetivas para uma vida confortável e personalizada de alta qualidade recorrendo a tecnologias inteligentes que a ABB pode oferecer explorando as soluções *ABB Ability*™.

Mais informações e webgrafia adicional através: marketing.abb@pt.abb.com

abb.pt/lowvoltage



COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Alexandre Miguel Marques Da Silveira

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

asi@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Filipe Miguel Tavares de Azevedo

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

fta@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Inês Vieira Tavares

Aluno - Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Instituto Superior de Engenharia do Porto

1161211@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

José António Beleza Carvalho

Professor Coordenador - Instituto Superior de Engenharia do Porto

jbc@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Paulo Alexandre Caldeira Branco

Product Marketing & Consulting | Electrification Business

paulo.branco@pt.abb.com

<https://new.abb.com/pt>

Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

scr@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

