

## 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.

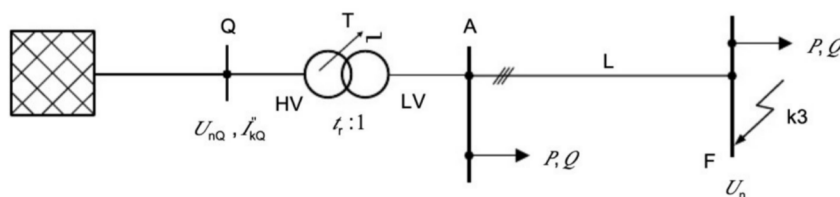


Figura 1 – Diagrama do sistema [1]

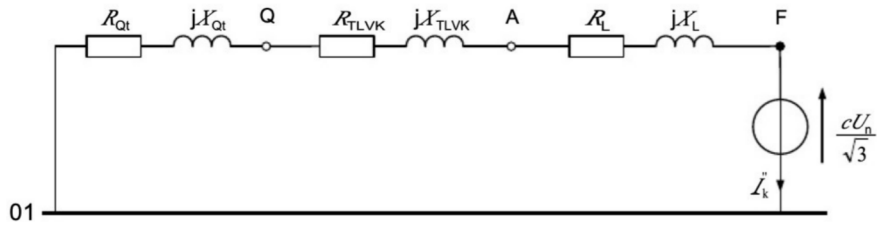


Figura 1 – Diagrama do sistema [1]¹

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 <sup>c</sup> 1,10 <sup>d</sup>	0,95 <sup>c</sup> 0,90 <sup>d</sup>
Média tensão <sup>b</sup> : >1 kV a 230 kV (IEC 60038:2009, Tabelas 3, 4)	1,10	1,00
Alta tensão <sup>b, e</sup> : >230 kV (IEC 60038:2009, Tabela 5)	1,10	1,00

<sup>a</sup>  $c_{max}U_n$  não deve exceder a tensão mais elevada  $U_m$  para equipamentos dos sistema de energia.  
<sup>b</sup> 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.  
<sup>c</sup> Para sistemas de baixa tensão com tolerância  $\pm 6\%$ , sistemas renomeados de 380V para 400V.  
<sup>d</sup> Para sistemas de baixa tensão com tolerância  $\pm 10\%$ .  
<sup>e</sup> Os fatores de tensão  $c$  não são definidos na norma CEI 60909 para sistemas com tensão nominal cuja  $U_m > 420$  kV.

<sup>3</sup> 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

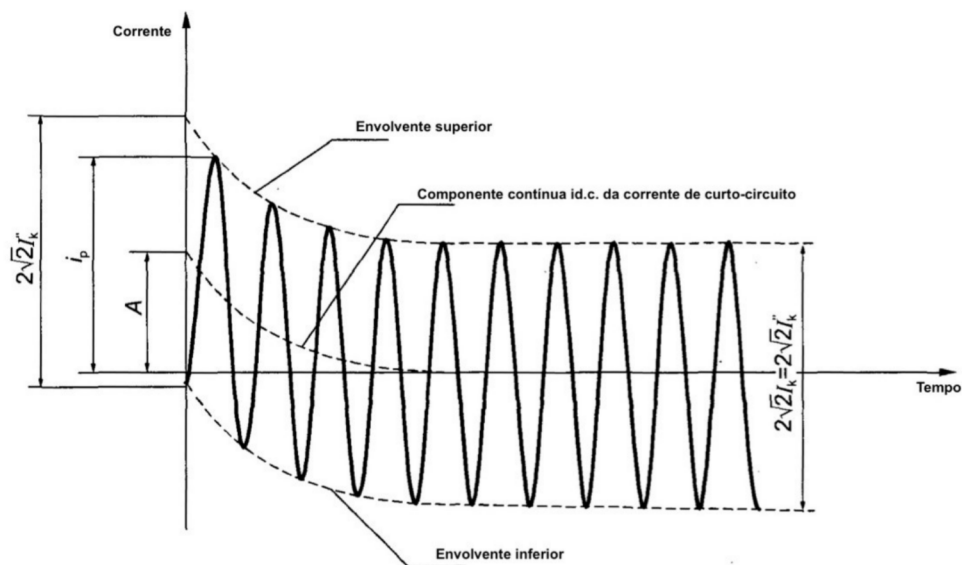
A norma CEI 60909 distingue duas situações:

- 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

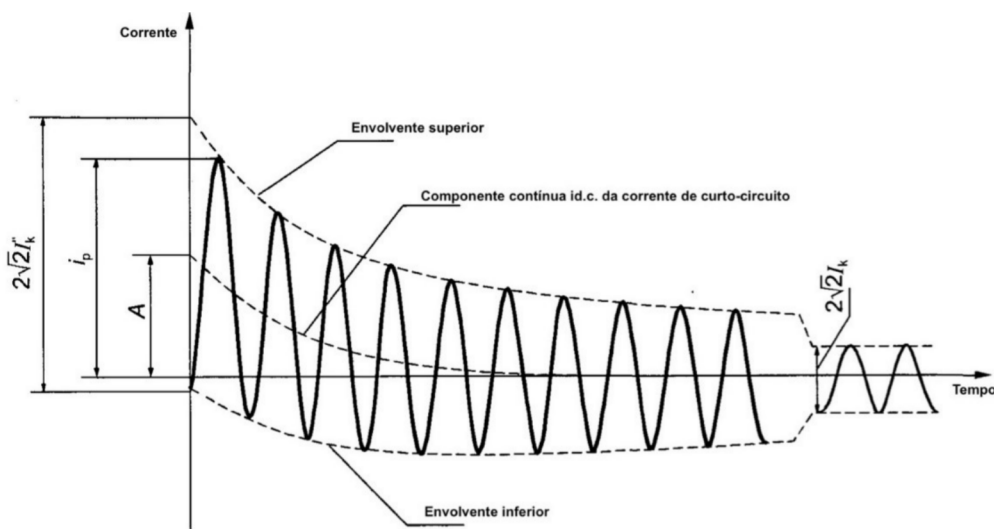
máquina síncrona contribui com uma corrente que excede o dobro da sua corrente nominal ( $I_{rG}$ ),  $I''_k / I_{rG} < 2$ , ou quando  $I''_k = I_b = I_k$ .

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,  $\chi$ , 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 ( $\kappa = \kappa_a$ ):  $\kappa$  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 ( $\kappa = \kappa_c$ ):  $\kappa$  é calculado através de um equivalente de frequência sendo  $\kappa$  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  $\mu$  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  $\mu$ . O fator  $\mu$  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  $\mu$  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  $\mu$  se o rácio  $I_{kG}''/I_{rG}$  for inferior a 2 sendo  $\mu$  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  $\mu$  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

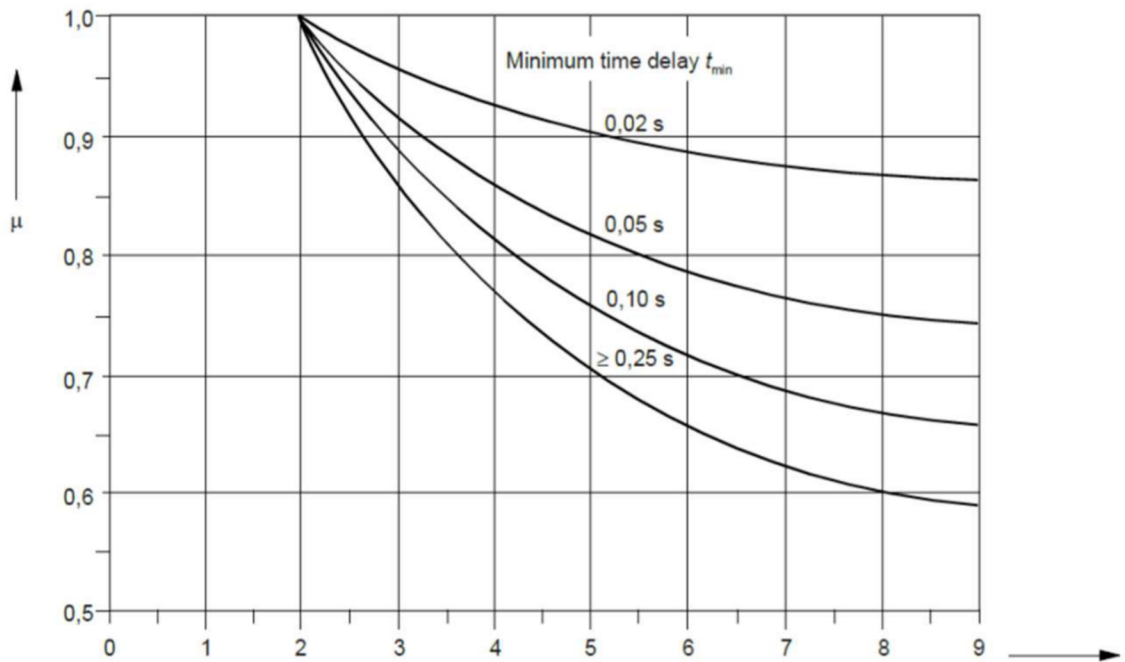


Figura 5 - Fator multiplicativo  $\mu$  [1]

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).

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

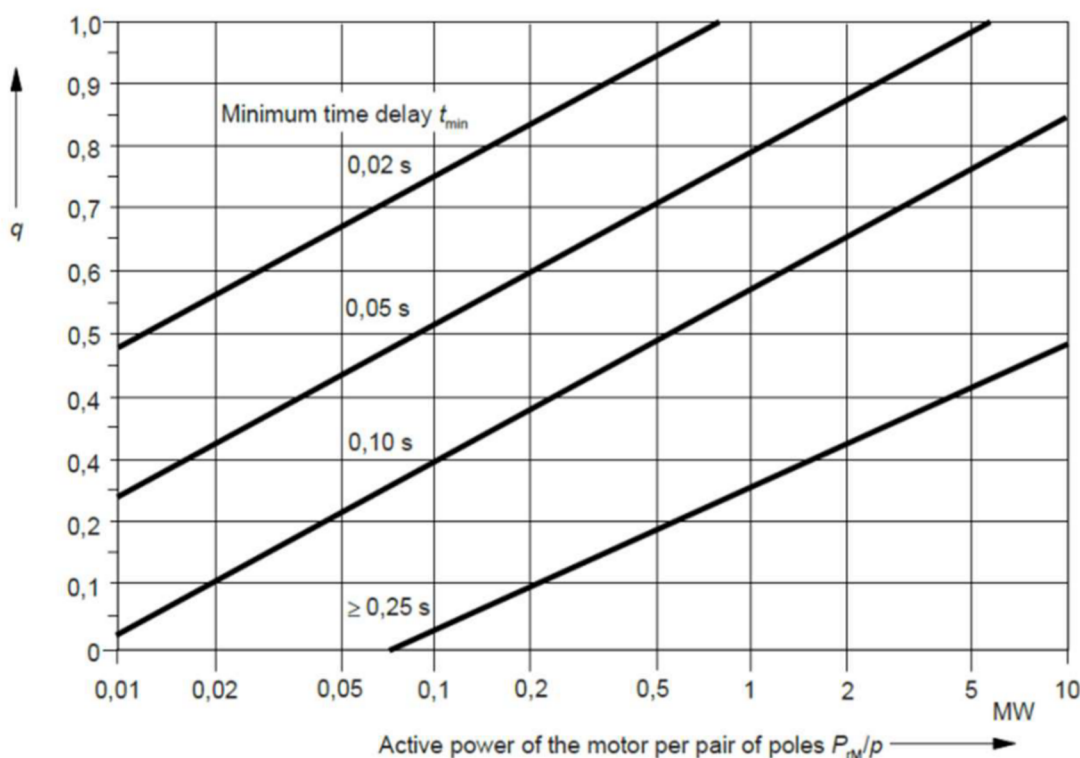


Figura 6 - Fator multiplicativo  $q$  [1]



O fator de multiplicação  $\lambda_{\max}$  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  $\lambda_{\max}$  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  $\lambda_{\max}$  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).

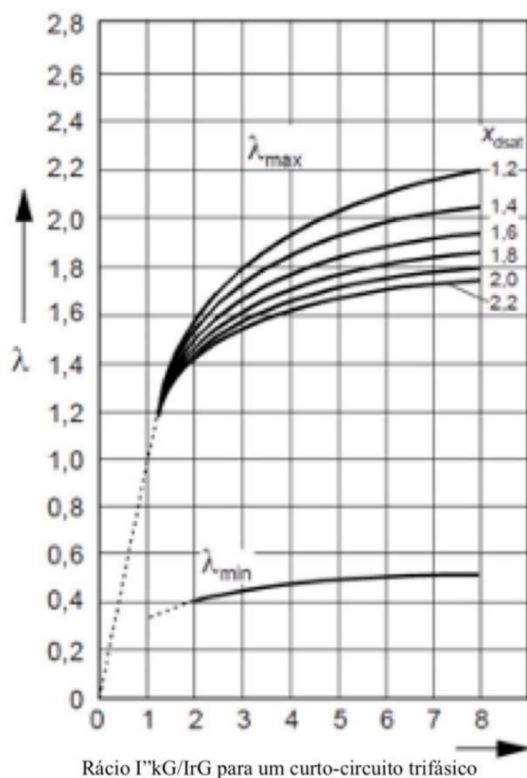


Figura 7 - Fator de multiplicação  $\lambda$  da série 1 para turbogeradores [1]

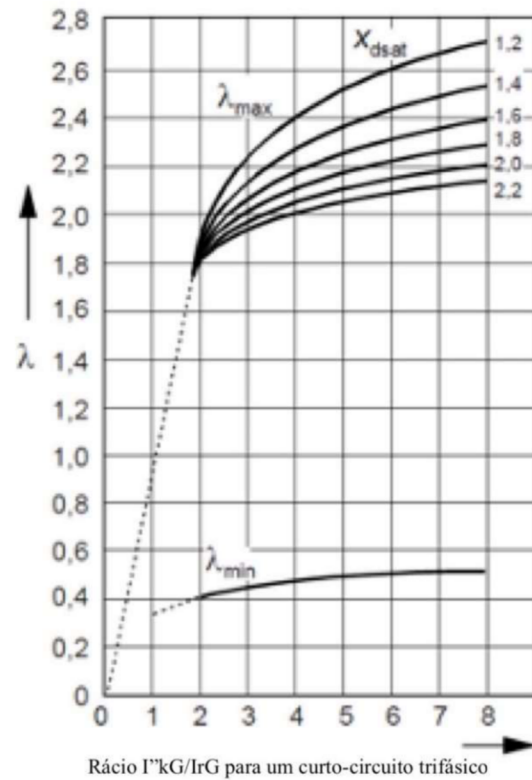


Figura 8 - Fator de multiplicação  $\lambda$  da série 2 para turbogeradores [1]

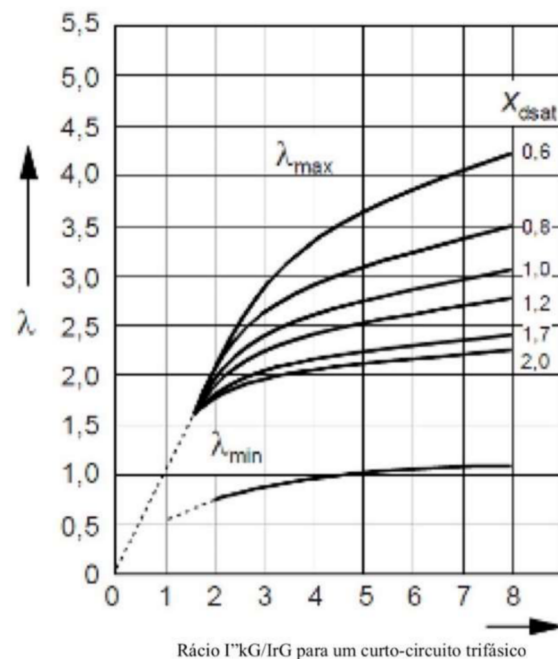


Figura 9 - Fator de multiplicação  $\lambda$  da série 1 para pólos salientes [1]

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.

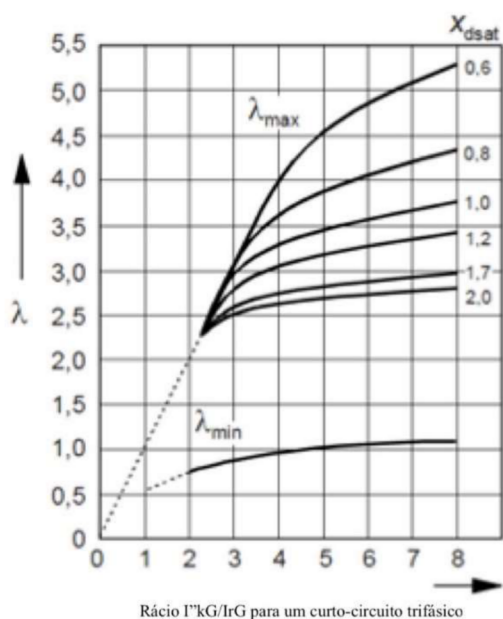


Figura 10 - Fator de multiplicação λ da série 2 para pólos salientes [1]

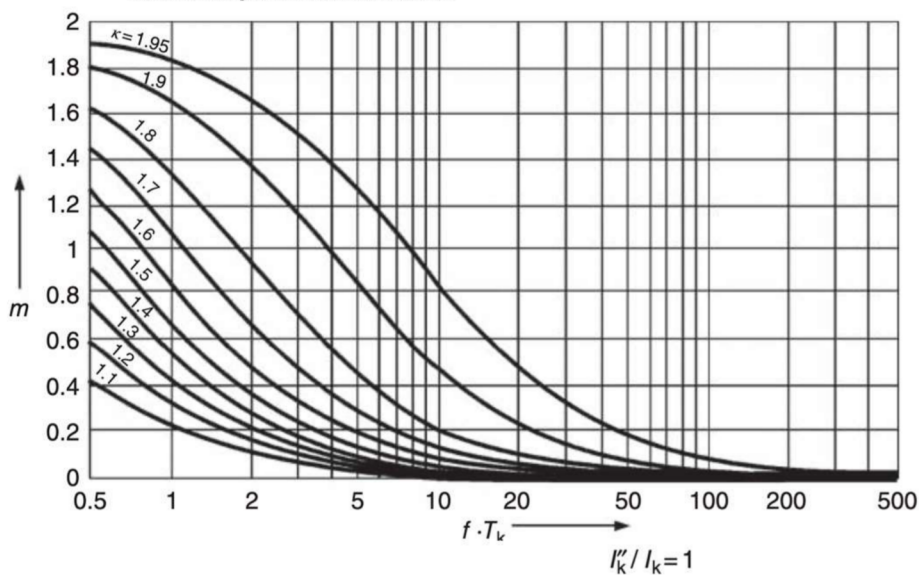


Figura 11 - Fator m [1]

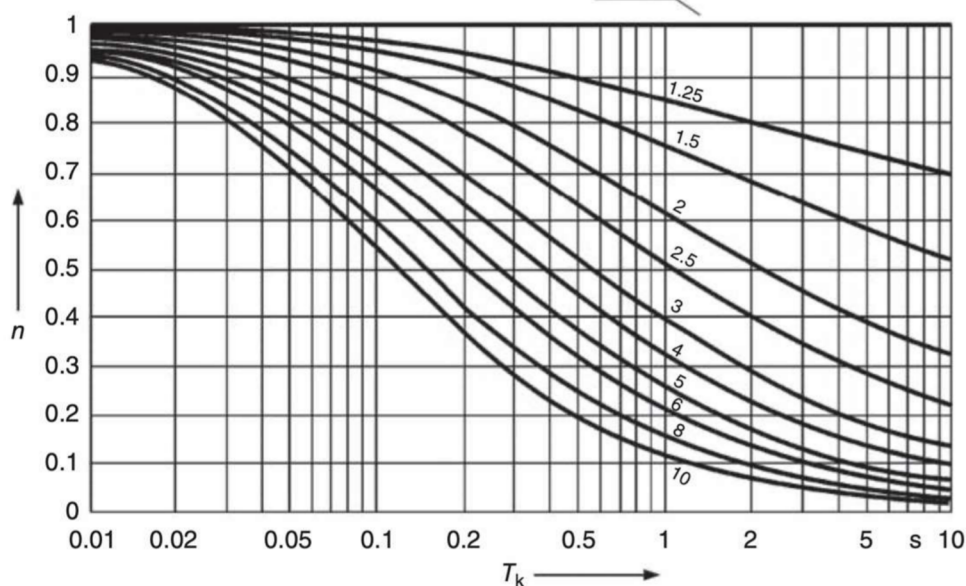


Figura 12 - Fator n [1]

O fator de crista  $\chi$  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..

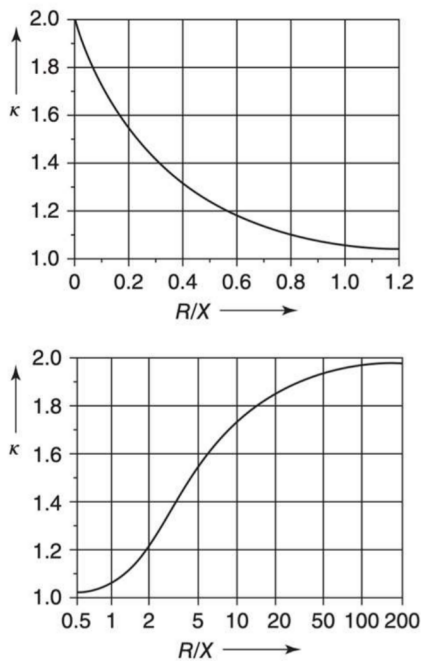


Figura 13 - Fator  $\chi$  [1]

## 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;
- $\theta_e$  é a temperatura do condutor em graus Celsius no final da duração do curto-circuito (consultar CEI 60865-1, CEI 60949 e CEI 60986);
- $\alpha$  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).

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

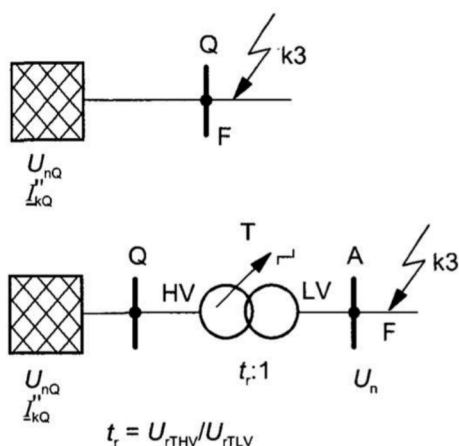


Figura 14 – Equivalente de rede [1]

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  $c_{v_n}$  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
- $\phi_{rG}$  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
- $\phi_{rG}$  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).

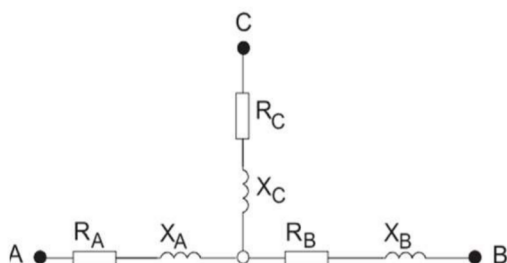


Figura 15 – Esquema do transformador de três enrolamentos [1]

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

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

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, "Eathing of power installations exceeding 1 kV a.c.", 2011-11.