

Capítulo XVI

Interface com a concessionária

Por Cláudio Mardegan*

O objetivo desse capítulo é prover as informações básicas para que se possa dispor de um sistema de proteção adequado na interface com a concessionária, em função do tipo de conexão que se irá estabelecer.

No Brasil, até 145 kV, as concessionárias estabelecem os critérios para conexão. Acima dessa tensão, além das concessionárias, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é quem prescreve esses critérios.

Apresenta-se a seguir algumas das normas/guias mais utilizadas para o desenvolvimento deste capítulo.

- IEEE Std C37.95™-2002
- ANSI/IEEE Std C37.106-1987
- Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL
- Procedimentos de rede do ONS – Módulo 11 – Proteção e controle

Alimentação de entrada em média tensão

Para sistemas industriais supridos exclusivamente pela concessionária (sem gerador fazendo paralelismo com a concessionária), a proteção de entrada é normalmente constituída por um relé com as funções 50/51 para fase e 50/51N para neutro. Algumas concessionárias ainda exigem uma proteção de terra sensível.

Ajustes de fase

Apresenta-se a seguir uma forma prescrita por algumas concessionárias, a qual tem um critério muito coerente, pois, a partir da demanda, determina-se o valor de pickup de fase, permitindo o consumidor ultrapassar 9% acima da demanda máxima permitida (que é igual a 110% da demanda contratada – que perfaz o ajuste de 1.2) e com fator de potência 0.7

(que corresponde a 31.4% acima do fator de potência limite atual que é 0.92), o que permite que a planta opere mesmo com algum problema nos bancos de capacitores.

O pickup da unidade temporizada ($I_{>}$) é ajustado com base na potência demandada.

$$I_{>} = \frac{1.2 \times \text{Demanda[kW]}}{\sqrt{3} \times kV_N \times 0.7} = 0.9897 \times \frac{\text{Demanda[kW]}}{kV_N}$$

No que tange à temporização, o dial de tempo deve ser escolhido de modo a coordenar com a proteção à jusante e também deve ficar abaixo e coordenar com o relé da concessionária.

A unidade instantânea ($I_{>>}$) deve ser ajustada com base (a) na corrente de curto-circuito subtransitória máxima assimétrica secundária referida ao primário (maior valor da corrente de curto-circuito secundária referida ao primário escolhida entre todos os transformadores supridos na tensão de alimentação da concessionária) ou (b) na corrente inrush total

$$I_{>>} = 1.1 \times I''_{CC-ASSIMÉTRICA\ MAX}$$

ou $1.1 \times I''_{Inrush-Max}$ a que for maior.

Ajustes de terra

(a) Neutro sensível

O valor de pickup da unidade de terra sensível normalmente varia de 3 A a 25 A. Deve ficar abaixo do valor de pickup do relé da concessionária. Recomenda-se tanto para consumidores como para concessionárias não utilizarem valores muito baixos (<10 A), pois pode não se obter uma boa precisão dos TCs nessas regiões de ajuste.

A temporização normalmente é maior que 1

segundo e deve ficar abaixo e coordenar com a proteção da concessionária.

(b) 50/51N

O pickup da unidade temporizada (I_{o}) é ajustado normalmente entre 15 A e 120 A. Deve ficar abaixo do valor de pickup do relé da concessionária.

A temporização deve:

- Permitir a energização do transformador;
- Deve ficar abaixo e coordenar com a proteção da concessionária;
- Coordenar com a proteção à jusante (caso a conexão seja diferente de delta).

Alimentação de entrada em alta/extra tensão

Para sistemas industriais supridos exclusivamente pela concessionária (sem gerador fazendo paralelismo com a concessionária), a proteção de entrada é normalmente constituída por um relé com as funções 50/51 para fase e 50/51N para neutro. Nos casos de linha dupla de entrada (que operem permanentemente em paralelo, ou seja, sem transferência automática de linha), pode haver a proteção 67/67N energando a linha, de forma que uma linha não retro-alimente o curto-circuito na outra linha.

Ajustes de fase

O ajuste de pickup da unidade temporizada ($I_{>}$) é determinado na soma das potências de ventilação forçada dos transformadores conectados no nível de tensão de recebimento vezes 1.05 a 1.1.

O pickup da unidade temporizada ($I_{>}$) na linha é ajustado com base na potência demandada.

$$I_{>} = \frac{(1.05.a.1.10)2 \times \sum KVA_{\text{VENTILAÇÃO FORÇADA-TRAFOS}}}{\sqrt{3} \times kV_N}$$

No que tange à temporização, o dial de tempo deve ser escolhido de modo a coordenar com a proteção à jusante e também deve ficar abaixo e coordenar com o relé da concessionária.

A unidade instantânea ($I_{>>}$) deve ser ajustada com base (a) na corrente de curto-circuito subtransitória máxima assimétrica secundária referida ao primário (maior valor da corrente de curto-circuito secundária referida ao primário escolhida entre todos os transformadores supridos na tensão de alimentação da concessionária) ou (b) na corrente inrush total.

$$I_{>>} = 1.1 \times I''_{\text{CC-ASSIMÉTRICA MAX}} \\ \text{ou } 1.1 \times I''_{\text{Inrush-Max}} \text{ a que for maior.}$$

Ajustes de terra

O pickup da unidade temporizada (I_{o}) é ajustado normalmente

entre 15 A e 120 A. Deve ficar abaixo do valor de pickup do relé da concessionária.

A temporização deve:

- Coordenar com a proteção à jusante se a conexão do transformador permite passagem de corrente de sequência, na linha, no primário;
- Permitir a energização do transformador;
- Deve ficar abaixo e coordenar com a proteção da concessionária.

As funções 67/67N (localizada no bay de linha), quando utilizada, deve ser ajustada em um valor relativamente baixo. A temporização também pode ser sensível (da ordem de 120 ms). Valores abaixo desta temporização não são recomendados devido às correntes inrush de transformadores e/ou banco de capacitores.

Caso a linha possa operar tanto em paralelo como individualmente, a função 67/67N pode ser habilitada (quando estiver em paralelo) em um grupo de ajuste e desabilitada (quando estiver trabalhando individualmente) em outro.

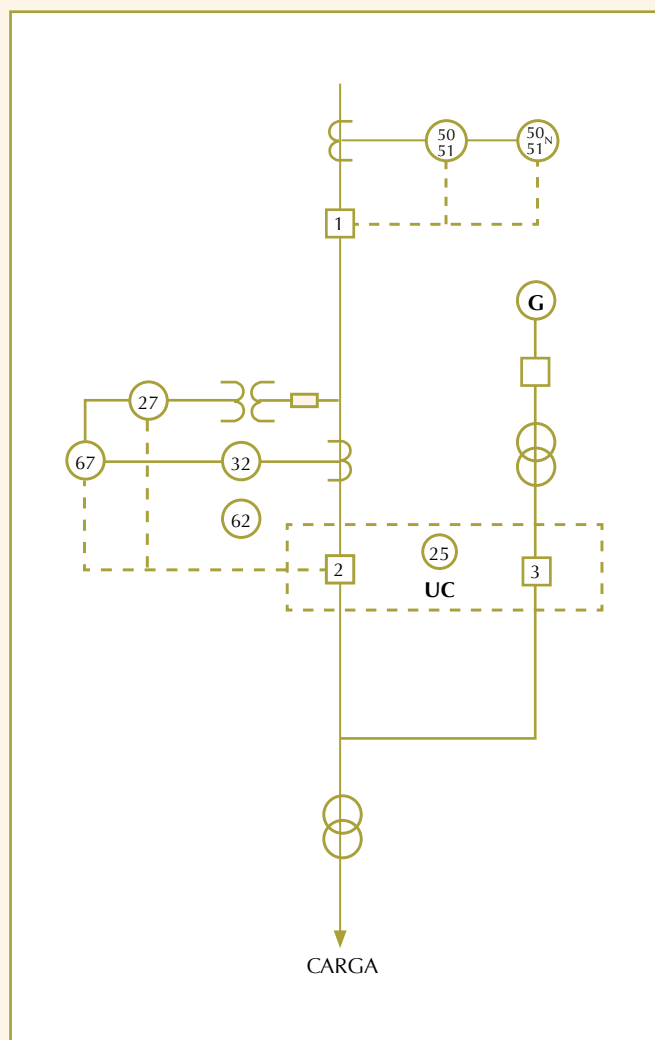


Figura 1 – Esquema unifilar típico para paralelismo com a rede em média tensão.

Alimentação de entrada em média tensão e paralelismo de gerador

Para esta condição existem três situações:

- Consumidor fazendo paralelismo momentâneo (conhecido também como transferência em rampa);
- Consumidor fazendo paralelismo permanente com a rede (PPR);
- Autoprodutor independente.

- Consumidor fazendo paralelismo momentâneo com a rede (transferência em rampa)

Deve-se sempre consultar as normas correspondentes a cada concessionária.

- Consumidor fazendo paralelismo permanente com a rede (PPR) Deve-se sempre consultar as normas correspondentes a cada concessionária.

As Figuras 1 e 2 ilustram esquemas típicos de paralelismo de gerador com a concessionária.

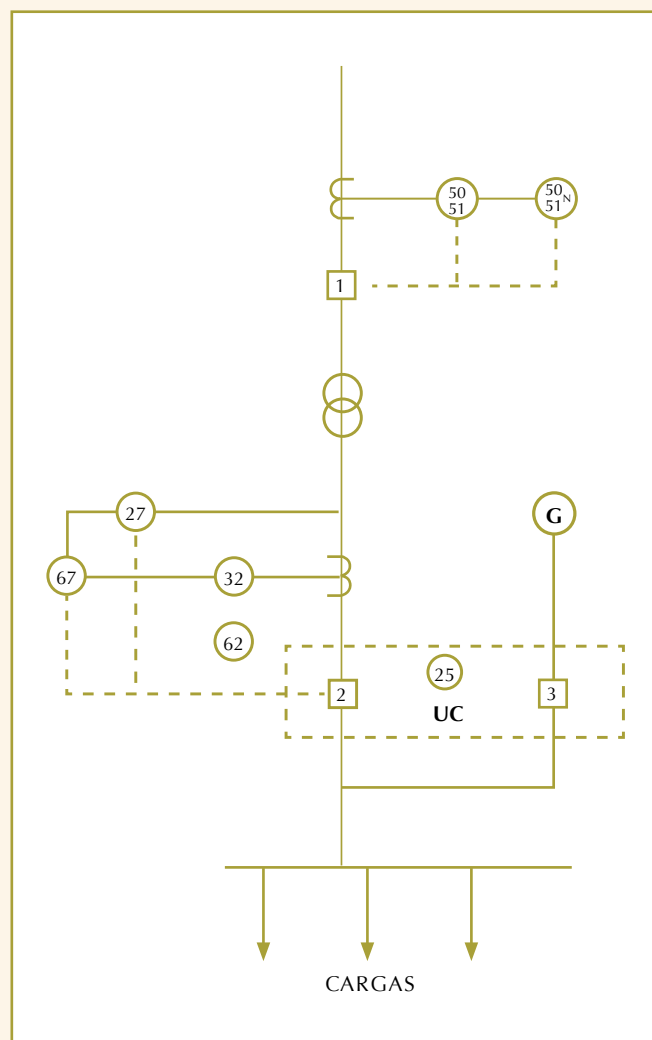


Figura 2 – Esquema unifilar típico para paralelismo com a rede em baixa tensão.

Autoprodutor independente

Deve-se sempre consultar as normas correspondentes de cada concessionária. Entretanto, apresenta-se a seguir um esquema de proteção típico.

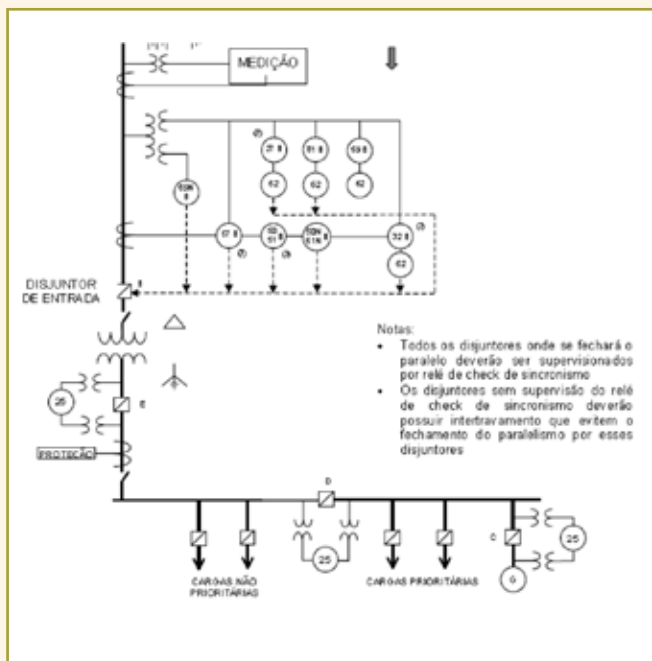


Figura 3 – Esquema unifilar típico para paralelismo como autoprodutor independente.

É recomendável a instalação de três TPs (grupo de ligação 3) na barra de cargas prioritária conectados em estrela – aterrada/delta aberto, quando o gerador é não aterrado ou quando o gerador é conectado na barra prioritária através de transformador com conexão não aterrada no lado da rede e estrela no lado do gerador. Isso porque quando se abre o disjuntor de interligação de barras, na ocorrência de uma falta à terra, pode-se perder a referência de terra e poderão ocorrer sobretensões que danifiquem os equipamentos.

Observações gerais para paralelismo de geradores

Apresenta-se a seguir algumas observações gerais, julgadas importantes na colocação de gerador(es) em paralelo com a rede de concessionária(s).

(a) Deve-se procurar sempre saber, junto à concessionária, o tempo de religamento da(s) linha(s) que supre(m) a planta.

(b) É sempre interessante instalar um relé df/dt (ou habilitar a função), fazendo desligamento no disjuntor de entrada da planta (ponto de conexão com a concessionária), visto que em caso de curto-circuito na linha, mesmo com o desligamento do curto-circuito na subestação da concessionária, caso haja outros consumidores na linha, o(s) gerador(es) irá(o) tentar suprir toda carga conectada na linha impondo uma sobrecarga que pode danificar a(s) máquina(s). Outra razão que justifica a instalação da proteção df/dt é a rapidez de desligamento, obtendo, assim,

uma boa proteção em caso de religamentos de linha. O ideal, para se determinar o ajuste da função df/dt , é fazer uma simulação dinâmica do transitório eletromecânico.

(c) A função 32 é ajustada muitas vezes para operar com 10% do total da potência de geração. A temporização irá depender, entre outros fatores, do tempo de religamento da linha; o 32 deve ficar abaixo desse valor, caso não se disponha de um relé df/dt , como descrito no item (b).

(d) A função 67 deve ser ajustada em um valor relativamente baixo. (e) A função 81 deve ser ajustada de forma que não comprometa a máquina e abra primeiro o paralelismo com a concessionária. O ideal, para se determinar o ajuste da função, é fazer uma simulação dinâmica do transitório eletromecânico.

(f) A função 59N deve ser ajustada normalmente entre 25% e 33% da tensão secundária do TP (secundário conectado em delta aberto ou é utilizada a função que calcula a componente de sequência zero via firmware). É importante verificar se curtos-circuitos fase-terra distantes (em ramais de derivação, por exemplo) não irão causar o desligamento indevido dessa proteção. Caso isso ocorra, deve-se procurar um novo valor que atenda. Caso não se consiga, a alternativa consiste em fazer uma coordenação cronológica dessa proteção. Para se determinar os valores da tensão de sequência zero no caso de faltas à terra, recomenda-se a simulação do módulo “Unbalanced” do PTW ou outro software similar que calcule faltas desequilibradas.

Apresenta-se a seguir os dados mais relevantes normalmente utilizados para se fazer um estudo de transitórios eletromecânicos para se determinar o comportamento da máquina e do sistema diante das contingências (como perda de carga, degrau de carga, perda de geração, desligamento de linha, partida de motor, curto-circuito, etc.).

Dados do sistema

- Esquema unifilar do sistema concessionário
- Circuito de sequência positiva, negativa e zero do sistema concessionário
- Dados do(s) transformador(es): potência, Z%, conexão, aterramento, tensões)
- Esquema unifilar simplificado do sistema interno da planta

Dados das cargas

- Montante de cargas de impedância constante
- Montante de cargas de corrente constante
- Variação da carga com a frequência

Dados dos geradores (data sheet)

- Potência aparente (kVA)
- Tensão nominal (kV)
- Fator de potência
- Frequência (Hz)

- Rotação (RPM)
- Classe de isolamento
- Resistência do enrolamento de armadura – R_a
- Reatância das máquinas (subtransitória de eixo direto – X''_d , transitória de eixo direto – X'_d , síncrona de eixo direto – X_d , dispersão da armadura – X_l , transitória de eixo em quadratura – X'_q , síncrona de eixo em quadratura – X_q , seqüência negativa – X_2 , seqüência zero – X_0)
- Constantes de tempo das máquinas (subtransitória de eixo direto em circuito aberto – T''_{do} , transitória de eixo direto em circuito aberto – T'_{do} , subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto – T''_{qo} , transitória de eixo em quadratura em circuito aberto – T'_{qo})
- Constante de inércia do gerador – H
- Constante de inércia da turbina – H_t
- Constante de amortecimento D (pu)
- Tipo e característica do aterramento do gerador
- Curva de capacidade do gerador
- Característica de circuito aberto do gerador
- Característica de curto-circuito do gerador
- Para os AVR's (reguladores automático de tensão)/excitação: fornecer o diagrama de blocos no domínio da frequência que seja o modelo matemático com as funções de transferência representativas das malhas de controle do AVR, com os respectivos ganhos, constantes de tempo e limitadores.

- Para os reguladores de velocidade (governors): fornecer o diagrama de blocos no domínio da frequência, que seja o modelo matemático com as funções de transferência representativas das malhas de controle do governador, com os respectivos ganhos, constantes de tempo, limitadores e constante de inércia da turbina.
- Para os PSS (Power Systems Stabilizer): fornecer o diagrama de blocos, no domínio da frequência, que seja o modelo matemático com as funções de transferência representativas das malhas de controle do PSS, com os respectivos ganhos, constantes de tempo e limitadores.
- Tipo de máquina primária (hidráulica, vapor, diesel, gás, eólica).

Rejeição de cargas e sistema ERAC

(a) Generalidades

Um sistema de Rejeição de Cargas (em inglês "Load Shedding"), também conhecido como Descarte de Cargas, é utilizado sempre em que há um déficit de geração em relação à carga demandada e tem por objetivo restabelecer o equilíbrio eletromecânico de energia do sistema.

Assim, normalmente são definidos níveis de prioridades para se fazer o descarte de cargas do sistema elétrico.

A escolha das cargas a serem descartadas depende de uma série de fatores:

- Importância da carga no processo

- Tempo para o processo retomar marcha após o desligamento
- Montante de carga

(b) Equação de balanço eletromecânico

A definição de energia cinética é:

$$E_C = \frac{1}{2} I \cdot \omega^2 \quad \text{Equação 1}$$

$$M = I \cdot \omega \Rightarrow (\text{quantidade de movimento}) \quad \text{Equação 2}$$

$$E_C = \frac{1}{2} I \cdot \omega \quad \text{Equação 3}$$

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 360 \cdot f \Rightarrow (\text{graus elétricos}) \quad \text{Equação 4}$$

$$E_C = 180M \cdot f \Leftrightarrow E_C = M \pi \cdot f \quad \text{Equação 5}$$

Por definição, a constante de inércia é dada por:

$$H = \frac{E_C}{S} \quad \text{Equação 6}$$

A plicando-se a equação 5 na 6, tem-se:

$$M = \frac{S \cdot H}{180 \cdot f} = \frac{S \cdot H}{\pi \cdot f} \quad \text{Equação 7}$$

A potência acelerante (Pa) de um gerador é escrita como apresentada na equação 8.

$$P_a = P_m - P_e = T_a \cdot \omega \quad \text{Equação 8}$$

Em que:

Pa = Potência acelerante

Pm = Potência mecânica

Pe = Potência elétrica

Ta = Torque acelerante

$$T_a = T_m - T_e \quad \text{Equação 9}$$

Em que:

Ta = Torque acelerante

Tm = Torque mecânico da carga

Te = Torque elétrico do gerador

$$P_a = T_a \cdot \omega = I \cdot \omega \cdot a = M \cdot a = M \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad \text{Equação 10}$$

$$\theta = \delta + \omega \cdot t \quad \text{Equação 11}$$

$$T_a = \frac{H}{\pi \cdot f_o} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad \text{Equação 12}$$

Como a velocidade do gerador é dada pela equação a seguir:

$$\frac{d\delta}{dt} + \omega_o = 2 \cdot \pi \cdot f \quad \text{Equação 13}$$

Em que:

ω_o = Velocidade síncrona

f = frequência instantânea

Derivando-se a equação anterior, no tempo, chega-se a:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = 2 \cdot \pi \cdot \frac{df}{dt} \quad \text{Equação 14}$$

$$\frac{df}{dt} = \frac{T_a \cdot f_o}{2H} \quad \text{Equação 15}$$

A equação de balanço eletromecânico é dada pela equação 16.

EQUAÇÃO DE BALANÇO



$$\frac{2H}{f_o} \frac{df}{dt} = T_m - T_e = T_a \Rightarrow \frac{df}{dt} (T_m - T_e) \times \frac{f_o}{2H} \quad \text{Equação 16}$$

O torque acelerante/desacelerante em pu pode ser expresso por:

$$T_a = \frac{\text{Carga a - Geração - Restante}}{\text{Geração - Restante}} \quad \text{Equação 17}$$

Em que:

df/dt = Taxa de variação da frequência em Hz/s

Ta = Torque acelerante em pu

f_o = Frequência nominal do sistema em Hz

H = Constante de inércia do sistema em s

Apresenta-se nas Figuras 4 e 5 a taxa de decaimento da frequência de geradores com H = 5 e H = 3, respectivamente, admitindo-se a taxa de decaimento constante, ou seja, potência acelerante constante e independente da frequência.

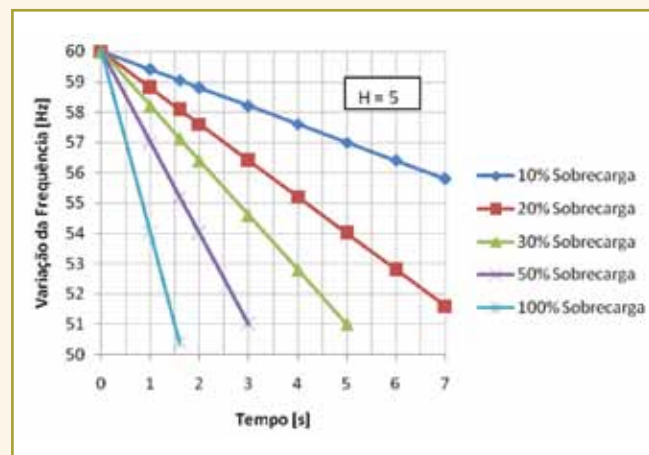


Figura 4 – Taxa de variação da frequência de gerador com H = 5 e potência desacelerante constante.

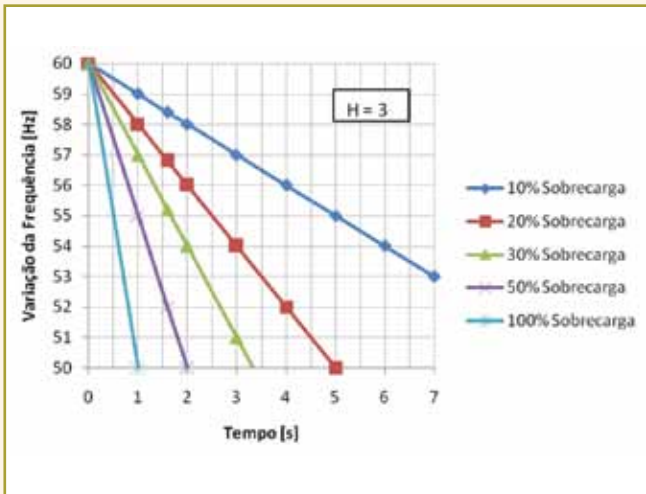


Figura 5 – Taxa de variação da frequência de gerador com $H = 3$ e potência desacelerante constante.

Cabe aqui apresentar algumas considerações sobre constantes de inércia de geradores.

Considerações sobre a constante de inércia (H)

A constante de inércia H é definida como sendo a relação entre a energia cinética e a potência aparente, ou seja:

$$H = \frac{E_C}{kVA} \times 10^{-3} \quad \text{Equação 18}$$

Cabe aqui apresentar algumas considerações sobre constantes de inércia de geradores.

$$E_C = \frac{1}{2} mv^2 \quad \text{Equação 19}$$

$$E_C = \frac{1}{2} m \cdot (\omega \cdot r)^2 \quad \text{Equação 20}$$

$$E_C = \frac{1}{2} mr^2 \cdot \omega^2 \quad \text{Equação 21}$$

Chamando o peso de W e a aceleração da gravidade de g , pode-se dizer que $m = W/g$. Substituindo na equação anterior tem-se:

$$E_C = \frac{1}{2} mr^2 \cdot \omega^2 \quad \text{Equação 22}$$

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot l \cdot \omega^2 \quad \text{Equação 23}$$

Comparando-se as duas últimas equações, podemos concluir que a inércia é dada por:

$$l = \frac{Wr^2}{g} \quad \text{Equação 24}$$

Nas literaturas americanas costuma-se designar Wr^2 como Wk^2 .

$$l = \frac{Wk^2}{g} \quad \text{Equação 25}$$

Assim, os valores de inércia são referidos ao raio da massa girante.

Aplicando-se o mesmo conceito e tomando-se como referência o diâmetro da massa girante, chamando-se o peso de P e o diâmetro de D e aplicando-se o conceito na equação 19, tem-se:

$$E_c = \frac{1}{2} \frac{PD^2}{4g} \cdot \omega^2 \quad \text{Equação 26}$$

Fazendo-se analogia pode-se dizer que a inércia é dada por:

$$I = \frac{PD^2}{4g} \quad \text{Equação 27}$$

Na linguagem prática, chama-se PD2 de GD2. Assim, a equação anterior fica:

$$I = \frac{GD^2}{4g} \quad \text{Equação 28}$$

Comparando-se as equações 25 com a 28, pode-se chegar à seguinte conclusão:

$$\frac{Wk^2}{g} = \frac{GD^2}{4g} \quad \text{Equação 29}$$

Assim, pode-se dizer que:

$$Wk^2 = \frac{GD^2}{4g} \quad \text{Equação 30}$$

A constante de inércia H tem como dimensão [s] (segundo), porém na prática expressa-se em [kW . s / kVA] e pode ser calculada por uma das equações seguintes.

$$H = \frac{Wk^2}{4g} \quad \text{Equação 30}$$

$$H = 1.37077884 \frac{GD^2 (kgm^2) \cdot RPM^2 \cdot 10^{-6} [kW.s]}{kVA} \quad \text{Equação 31}$$

$$H = 5.4831136 \frac{Wk^2 (kgm^2) \cdot RPM^2 \cdot 10^{-6} [kW.s]}{kVA} \quad \text{Equação 32}$$

$$H = 0.231 \frac{Wk^2 (lb.ft^2) \cdot RPM^2 \cdot 10^{-6} [kW.s]}{kVA} \quad \text{Equação 33}$$

Quando existem várias unidades geradoras, pode-se calcular a constante de inércia equivalente pela equação 34 a seguir.

$$H = H_1 \cdot \frac{S_1}{S_B} + H_2 \cdot \frac{S_2}{S_B} + \dots + H_N \cdot \frac{S_N}{S_B} \quad \text{Equação 34}$$

$$S_B = S_1 + S_2 + \dots + S_N \quad \text{Equação 35}$$

Em que:

H1, H2, ...HN = Constante de inércia de cada unidade geradora.

S1, S2, ...SN = Potência nominal de cada unidade geradora.

Exemplo 1

Considere um sistema com três geradores, idênticos, cada um fornecendo 1 pu de potência, a uma carga de 3pu, em regime, conforme a Figura 6. Na ocorrência da contingência da perda de um gerador, avalie o comportamento da frequência, admitindo que nem o gerador, nem a carga variam seus torques com a frequência. A constante de inércia individual de cada máquina é de H = 5 e os amortecimentos do gerador DG = 1 e da carga DL = 1.5.

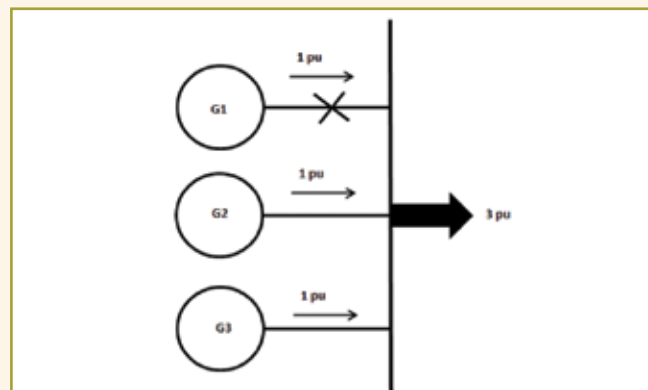


Figura 6 – Esquema unifilar do exemplo 1.

Solução:

Da equação 15, tem-se:

$$\frac{df}{dt} = \frac{T_a \cdot f_o}{2H}$$

Que pode ser reescrita, como segue:

$$\Delta f = \frac{T_a \cdot f_o}{2H} \cdot \Delta t \approx \frac{T_a \cdot f_o}{2H} \cdot t$$

O valor da sobrecarga será:

$$T_a = \frac{\text{Carga a - Geração - Restante}}{\text{Geração - Restante}} = \frac{3-2}{2}$$

Como a carga é maior que a geração, o torque é desacelerante.

$$\Delta f \approx \frac{T_a \cdot f_o}{2H} \cdot t = - \frac{0.5 \cdot 60}{2.5} t = - 3.0 t$$

O valor da frequência no tempo será dado por:

$$f = 60 - 3 t$$

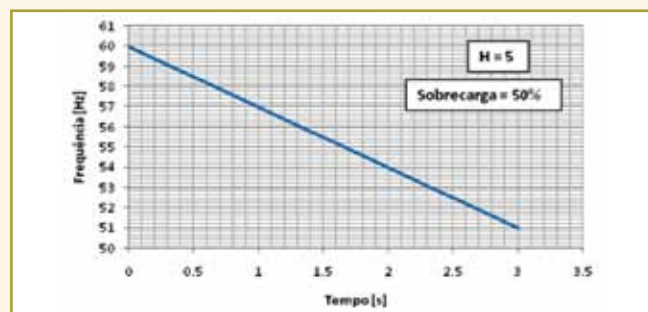


Figura 7 – Taxa de decaimento do exemplo 1.

(c) Característica da variação de torque da carga e geração com a frequência

Esta metodologia é relativamente simples e permite se fazer uma avaliação preliminar de boa aproximação, dando um sentimento físico muito bom, o que é de extrema importância para o engenheiro de sistema.

Modelagem do torque da carga

Para considerar que a carga irá variar, em certo grau, com a frequência, a equação 36 expressa o fato.

$$P_L = k \cdot f^{D_L} \quad \text{Equação 36}$$

Em que:

P_L = Potência da carga em pu

K = Constante

F = Frequência

D_L = Fator de amortecimento da carga que é função de como a carga é composta

O torque em pu é dado por:

$$T_L = k \cdot \frac{f^{D_L}}{f} \quad \text{Equação 37}$$

$$T_L = k \cdot f^{D_L-1} \quad \text{Equação 38}$$

Para pequenas variações na frequência, pode-se escrever:

$$\frac{dT_L}{df} = (D_L - 1) \cdot k \cdot f^{D_L-2} \quad \text{Equação 39}$$

$$\Delta T_L = (D_L - 1) \cdot k \cdot f^{D_L-2} \cdot \Delta f \quad \text{Equação 40}$$

$$T_L + \Delta T_L = k \cdot f^{D_L-1} + (D_L - 1) \cdot k \cdot f^{D_L-2} \cdot \Delta f \quad \text{Equação 41}$$

$$T_L + \Delta T_L = k \cdot f^{D_L-2} [f + (D_L - 1) \cdot \Delta f] \quad \text{Equação 42}$$

$$T_L + \Delta T_L = \frac{k \cdot f^{D_L-1}}{f} [f + (D_L - 1) \cdot \Delta f] \quad \text{Equação 43}$$

$$T_{Lo} = k \cdot f^{D_L-1} \quad \text{Equação 44}$$

$$T_L + \Delta T_L = T_{Lo} [1 + (D_L - 1) f'] \quad \text{Equação 45}$$

Em que:

$f' = \Delta f/f$ = mudança pu da frequência

D_L = Fator de amortecimento da carga que é função de como a carga é composta

T_{Lo} = Torque inicial da carga em pu

Modelagem do torque do gerador

O torque no gerador varia inversamente com a frequência. A equação 46 expressa o fato.

$$T_G = k \cdot f^{-1} \quad \text{Equação 46}$$

Utilizando-se o mesmo procedimento realizado para se obter a variação de torque com a frequência de carga, obtém-se:

$$T_G = T_{Go} \cdot (1 - f') \quad \text{Equação 47}$$

Em que:

$f' = \Delta f/f$ = mudança pu da frequência

T_{Go} = Torque inicial do gerador em pu

Variação da frequência no tempo

Tomando-se como base a equação 16 pode-se escrever:

$$T_A = T_G - T_L = 2H \frac{df'}{df} \quad \text{Equação 48}$$

Substituindo-se as equações 45 e 47 na 48, obtém-se:

$$2H \frac{df'}{df} = T_{Go} \cdot (1 - f') - T_{Lo} [1 + (D_L - 1) \cdot f'] \quad \text{Equação 49}$$

$$2H \frac{df'}{df} = T_{Go} - T_{Lo} - [T_{Go} + T_{Lo} (D_L - 1)] \cdot f' \quad \text{Equação 50}$$

Fazendo-se:

$$DT = T_{Go} + T_{Lo} (D_L - 1) \quad \text{Equação 51}$$

$$2H \frac{df'}{df} + D_T \cdot f' = T_{Go} - T_{Lo} = T_a \quad \text{Equação 52}$$

Resolvendo a equação diferencial 52, obtemos:

$$f' = \frac{T_a}{D_T} \cdot \left[1 - e^{-\frac{DT}{2H} t} \right] \quad \text{Equação 53}$$

Em que:

$f' = \Delta f/f$ = mudança pu da frequência

D_T = Fator de amortecimento total

T_a = Torque acelerante em pu na base da geração restante

H = Constante de inércia do sistema

Lembrando que f' é a taxa de variação da frequência em pu. Para se obter o valor da frequência em Hz, devemos multiplicar pela frequência base (no Brasil 60 Hz). Para se determinar a frequência atual, o valor será dado por:

$$f_{ATUAL} = f_{BASE} + \Delta f = f_{BASE} + f' \cdot f_{BASE} \quad \text{Equação 54}$$

$$f_{ATUAL} = (1 + f') \cdot f_{BASE}$$

Notas importantes

- Consultar sempre o limite de frequência suportado pela turbina.
- O ideal é sempre simular a rejeição de cargas com um software de estabilidade transitória.
- Atualmente, além da rejeição de cargas convencional (a relés), existem os sistemas de rejeição de cargas inteligentes, os quais definem e mudam os montantes de carga a serem rejeitados e as prioridades de rejeição em função dos parâmetros reais medidos no sistema e as respectivas condições operacionais. É importante lembrar que nessas situações os softwares utilizados não devem ter um tempo muito elevado de processamento para não degradarem a frequência do sistema.

Exemplo 2

Determine a curva característica de decaimento da frequência com o tempo para um sistema em que o torque inicial do gerador seja 1 pu, da carga 1.2 pu, $H = 4$ s, constante de amortecimento do gerador $D_G = 1.0$, amortecimento da carga $D_L = 1.5$.

Solução

O torque acelerante é dado por:

$$T_a = T_G - T_L = 1.0 - 1.2 =$$

$$T_a = -0.2 \text{ pu}$$

O fator de amortecimento global é de:

$$D_T = (T_{G0} + (DL - 1) T_{L0}) = (1.0 + (1.5 - 1) 1.2)$$

$$DT = 1.6$$

A equação que resume a taxa de decaimento com a frequência é:

$$f' = \frac{T_a}{D_T} \cdot \left[1 - e^{-\frac{DT}{2H} t} \right] = \frac{-0.2}{1.6} \cdot \left[1 - e^{-\frac{1.6}{2 \cdot 4} t} \right] = -0.125 \cdot e^{-0.2t}$$

A equação da frequência será dada por:

$$f = (1 + f') \cdot f_{BASE} = (1 - 0.125 \cdot e^{-0.2t}) \cdot 60$$

$$f = (60 - 7.5 \cdot e^{-0.2t})$$

A partir da equação anterior, é possível descobrir o valor para o qual a frequência deverá tender. Para $t = \infty$, obtém-se:

$$f = 60 - 7.5 = 52.5 \text{ Hz}$$

Ainda a partir da equação de $f = f(t)$, pode-se montar uma tabela $t \times f$ e a partir desta tabela construir a curva mostrada na Figura 8.

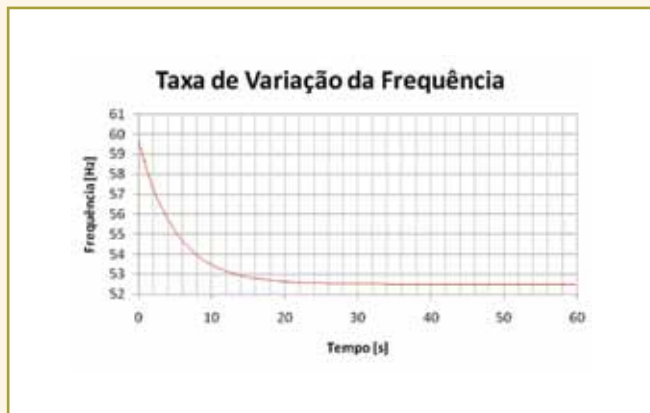


Figura 8 – Taxa de variação da frequência com o tempo do exemplo 2.

A partir das equações apresentadas também podem ser simulados descartes de carga (rejeição de cargas).

(d) Relé de frequência E df/dt

Como já estudado neste fascículo, os relés de frequência podem ser utilizados em sistemas que possuem geração em paralelo com a concessionária, entre outras, com as principais finalidades:

- Comandar rejeições de carga convencionais;
- Proteção do sistema de paralelismo no caso de religamentos;
- Proteção de geradores contra sobrecarga.

(e) ERAC

O ERAC é a sigla que designa o Esquema Regional de Alívio de Carga prescrito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Visto que o ONS pode alterar os valores das tabelas apresentadas a seguir, recomenda-se consultar o site do Operador antes de iniciar qualquer ajuste.

Os valores a serem implementados em cada região são evidenciados a seguir. Nas tabelas 1 (a) a 1 (e) são apresentadas as tabelas que indicam as contribuições de descarte de carga que cada consumidor da rede básica deve dar no caso de subfrequência no sistema.

TABELA 1 – PERCENTUAL DAS CARGAS A SEREM REJEITADAS EM FUNÇÃO DA FREQUÊNCIA PARA AS REGIÕES (A) SUDESTE, (B) SUL, (C) NORTE, (D) NORDESTE E (E) NORTE.

Região SUDESTE / CO		
Estágio	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	58,5	7
2°	58,2	7
3°	57,9	7
4°	57,7	7
5°	57,5	7

Região SUL		
Estágio	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	58,5	7,5
2°	58,2	7,5
3°	57,9	10
4°	57,6	15
5°	57,3	15

Área OESTE da Região NORDESTE		
Estágio	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	57,8	5,5
2°	57,1	7,5
3°	56,5	11
4°	55,5	8
5°	55,2	8

Região NORDESTE exceto Área Oeste					
Estágio	Taxa de Freq (Hz/s)	Ajuste (Hz)	Temporização (s)	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	0,7	58,3	10	56,5	5,5
2°	1	58	12	56	7,5
	1,1				
3°	1,6	58	20	55,8	11
	1,7				
4°	2,2	-	-	55,5	8
	2,3				
5°	3,2	-	-	55,2	8

Região NORTE					
Estágio	Carga Eletronorte (ALBRÁS E ALUMAR)			CELPA e CEMAR	
	Taxa de Freq (Hz/s)	Freq Abs. (Hz)	Carga Rejeitada (%)	Freq Abs. (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	1.5	57	33-LC1	57.4	21
2°	2.5	56.5	33-LC2	-	-
3°	3.5	56	33-LC3	-	-

*CLÁUDIO MARDEGAN é engenheiro electricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (atualmente Unifei). Trabalhou como engenheiro de estudos e desenvolveu softwares de curto-circuito, load flow e seletividade na plataforma do AutoCad®. Além disso, tem experiência na área de projetos, engenharia de campo, montagem, manutenção, comissionamento e start up. Em 1995 fundou a empresa EngePower® Engenharia e Comércio Ltda, especializada em engenharia elétrica, benchmark e em estudos elétricos no Brasil, na qual atualmente é sócio diretor. O material apresentado nestes fascículos colecionáveis é uma síntese de parte de um livro que está para ser publicado pelo autor, resultado de 30 anos de trabalho.

CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO
Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br