

6. Eletrônica de Potência no Sistema de Transmissão: Dispositivos FACTS

6.1 Introdução¹

Serão vistos neste capítulo dispositivos de condicionamento da energia elétrica aplicados em redes de energia. Quando aplicados na transmissão, esses dispositivos são designados por FACTS, sigla resultante da expressão "*Flexible AC Transmission Systems*" introduzida em 1988^{2,3}. Alguns dispositivos também são aplicados na rede de distribuição (normalmente no lado de média tensão). Serão apresentadas as seguintes estruturas:

- Reator Controlado por Tiristores (RCT)
- Capacitor Chaveado por Tiristores (CCT)
- Compensador Estático de Reativos a Tiristores (SVC – *Static var Compensator*)
- Compensador Estático de Reativos com inversor (STATCOM)
- Compensador Série Controlado (CSC)
- Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC)

Os três primeiros dispositivos (RCT, CCT e SVC) operam como cargas reativas controláveis, sendo, portanto, conectados em paralelo com outras cargas e atuando como compensadores "shunt". Normalmente são usados nas redes de distribuição e suas aplicações são muito anteriores à definição do conceito de FACTS.

O CSC controla a reatância indutiva ou o ângulo de abertura da linha, sendo, portanto, conectado em série com a linha cuja reatância se deseja compensar.

O UPFC, por sua vez, combina a ação de controle "shunt" e série, resultando daí a capacidade de controle do fluxo de potência ativo e reativo na linha.

6.2 Flexibilização da transmissão obtida através de controle

Para analisar como é possível flexibilizar o sistema de transmissão, pode-se verificar o efeito na capacidade de transmissão de energia que resulta, por exemplo, da possibilidade de controle da reatância série de uma linha⁴.

O fluxo de potência ativa através de uma linha sem perdas entre dois pontos $k-l$ é dado por:

$$P_{kl} = \frac{V_k \cdot V_l}{X_{kl}} \cdot \text{sen}(\theta_k - \theta_l) \quad (6.1)$$

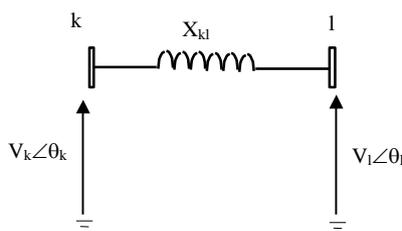


Figura 6.1 Modelo de linha sem perdas conectando duas fontes.

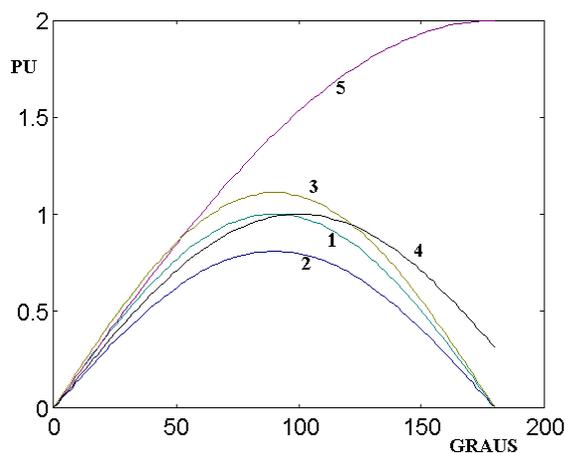
onde: $V_k \angle \theta_k$ = tensão na barra k ;
 $V_l \angle \theta_l$ = tensão na barra l ;
 X_{kl} = reatância série da linha.

¹ Este capítulo faz uso de textos e ilustrações produzidos pelo Prof. Sigmar M. Deckmann e que deram origem à disciplina (descontinuada) IT741 – Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS, na FEEC/UNICAMP. A parte final, sobre HVDC e um importante contribuição de João Inácio Yutaka Ota.

² Hingorani, N.G. "Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems", Proc. IEEE, Vol.76, No. 4., 1988

³ Hingorani, N.G.; FACTS-flexible AC transmission system, IEEE International Conference on AC and DC Power Transmission, 1991

⁴ Larsen, E.; Bowler, C.; Damsky, B.; Nilsson, S. (1992). "Benefits of Thyristor Controlled Series Compensation". CIGRE 14/37/38



1. Condição normal
2. Redução de 10% da tensão terminal
3. Redução de 10% da reatância série
4. Compensação de 10% da abertura angular
5. Compensação *shunt* no meio da linha

Fig. 6.2 Curvas comparativas de capacidade da linha com diferentes estratégias de compensação.

Variar as tensões terminais (V_k , V_l) visando aumentar a capacidade de transmissão tem suas restrições, pois afeta as condições de operação de todas as cargas. Sempre que possível deve-se operar próximo das tensões nominais.

Controlar o fluxo de potência através do ângulo de abertura da linha ($\theta_k - \theta_l$) ou vice versa, não é simples e envolve medidas de potência no nível de transmissão.

Instalar um controlador de tensão no meio da linha permite aumentar significativamente a capacidade de transmissão, porém requer a criação de uma subestação intermediária para a instalação desse regulador *shunt*.

A tecnologia FACTS pode permitir controlar diretamente a reatância equivalente da linha (X_{kl}) através de compensação série. Um compensador pode ser instalado em qualquer dos extremos da linha, onde já existe uma subestação. Para a operação em regime permanente, controlar a reatância série significa que se pode monitorar e direcionar o fluxo de potência através da rede, alterando as “distâncias elétricas” entre os nós da rede.

Em condições dinâmicas, é possível amortecer controladamente as oscilações de potência na rede através da modulação da reatância série. Esses são problemas típicos enfrentados pelas empresas do setor elétrico, que necessitam operar com maior segurança próximo dos limites de carregamento dos equipamentos.

Os principais benefícios que a tecnologia FACTS pode trazer são ⁵:

- ampliar a capacidade de transmissão das linhas já existentes (respeitado o limite térmico);
- operar linhas em paralelo, mesmo que tenham diferentes capacidades;
- dirigir o fluxo de potência por caminhos mais adequados;
- ajustar rapidamente o suporte de reativos durante a operação;
- estabilizar oscilações de tensão e ângulo;
- condicionar grandezas elétricas a restrições das normas;
- fazer a integração entre sistemas CC e CA, aproveitando as vantagens de ambos.

6.3 Reator Controlado a Tiristores (RCT) ⁶

A estrutura básica por fase de um RCT está mostrada na Figura 6.3. Os sinais de tensão e corrente da carga são utilizados para o controle das variações em torno de um ponto de operação ou para a compensação reativa local. Os filtros sintonizados são necessários para minimizar o efeito das harmônicas produzidas pela comutação dos tiristores.

⁵ Erche, E.; Lerch, E.; Povh, D.; Mihalic, R.(1992). Improvement of Power System Performance Using Power Electronic Equipment" CIGRE 14/37/38-02 Meeting Paper.

⁶ T.J.E. Miller, "Reactive Power Control in Electric Systems", Ed. John Wiley & Sons, 1982.

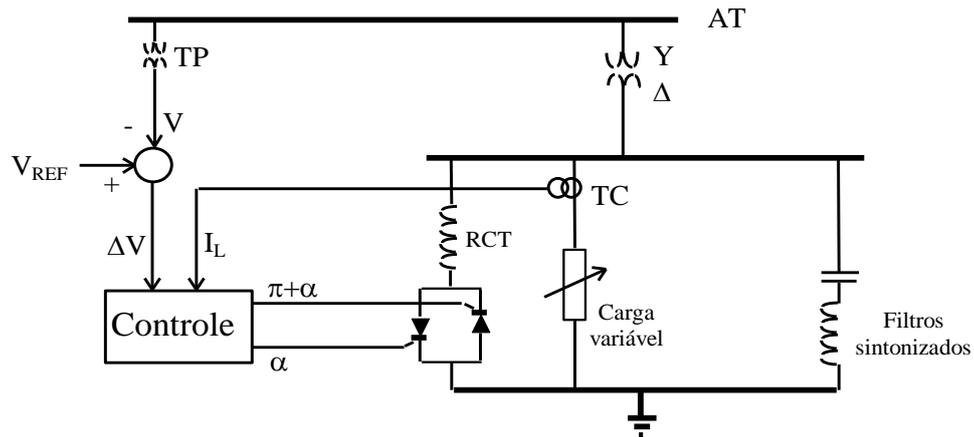


Figura 6.3 Estrutura básica do RCT para atuação como regulador de tensão.

6.3.1 Princípio de operação do RCT

Em cada ramo do RCT (conexão Y ou Δ) tem-se um conjunto de tiristores em anti-paralelo para controlar a corrente alternada através do indutor. Utiliza-se o método do controle de fase para disparar os tiristores. Os pulsos que iniciam a condução dos tiristores devem ser aplicados ciclo a ciclo no *gate* dos tiristores que compõe uma válvula do compensador (podem ser utilizados vários tiristores em série, a depender da tensão) segundo um determinado ângulo de atraso em relação à referência da tensão.

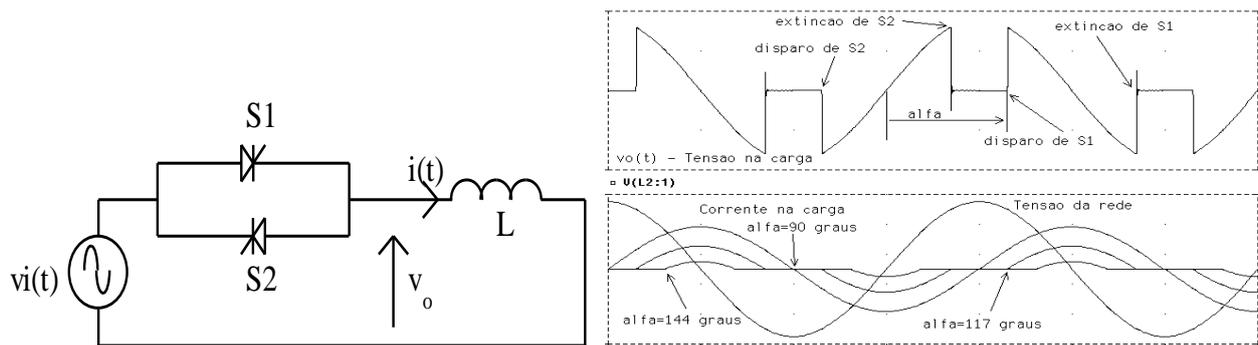


Figura 6.5 Circuito monofásico e formas de onda do RCT.

No caso ideal, em que a resistência do indutor é nula, dada a simetria da forma de onda da corrente em torno do ângulo 180°, existe uma relação entre o ângulo de disparo (α) e o ângulo de condução (σ) dada por:

$$\alpha + \frac{\sigma}{2} = \pi \quad \text{ou} \quad \sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (6.2)$$

Assim, se $\alpha = \pi/2$, a condução é contínua e a corrente do reator é senoidal e "puramente" indutiva. Se $\alpha = \pi$, a corrente se anula, pois o ângulo de condução vai a zero ($\sigma \rightarrow 0$).

No intervalo $\pi/2 < \alpha < \pi$, a condução torna-se descontínua, resultando:

$$i = \frac{1}{L} \int_{t_0}^t v dt = \frac{1}{L} \int_{\alpha/\omega}^t V_p \text{sen} \omega t dt \quad (6.3)$$

ou seja:

$$i = \frac{V_p}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad \alpha < \omega t < \alpha + \sigma$$

e

$$i = 0 \quad \text{para} \quad \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi \quad (6.4)$$

Portanto, enquanto $i \neq 0$:

$$i = \frac{\sqrt{2}V}{X_L}(\cos \alpha - \cos \omega t) \tag{6.5}$$

sendo: V = tensão eficaz

$X_L = \omega L$ = reatância na frequência fundamental.

Caso não se despreze a resistência do reator ($R > 0$), a corrente é dada por:

$$i = \frac{\sqrt{2}V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \left[\text{sen}(\omega t - \phi) - \text{sen}(\alpha - \phi) e^{-\frac{R}{\omega L}(t-t_0)} \right] \tag{6.6}$$

onde: $\phi = \text{arctg} \frac{\omega L}{R}$

cuja forma de onda passa a ter um decaimento exponencial, alterando o intervalo de condução σ .

O efeito dessa exponencial não é grande para baixos valores de resistência.

A componente fundamental da corrente, para $R=0$, é dada por:

$$I_1 = \frac{\sigma - \text{sen} \sigma}{\pi \cdot X_L} \cdot V \tag{6.7}$$

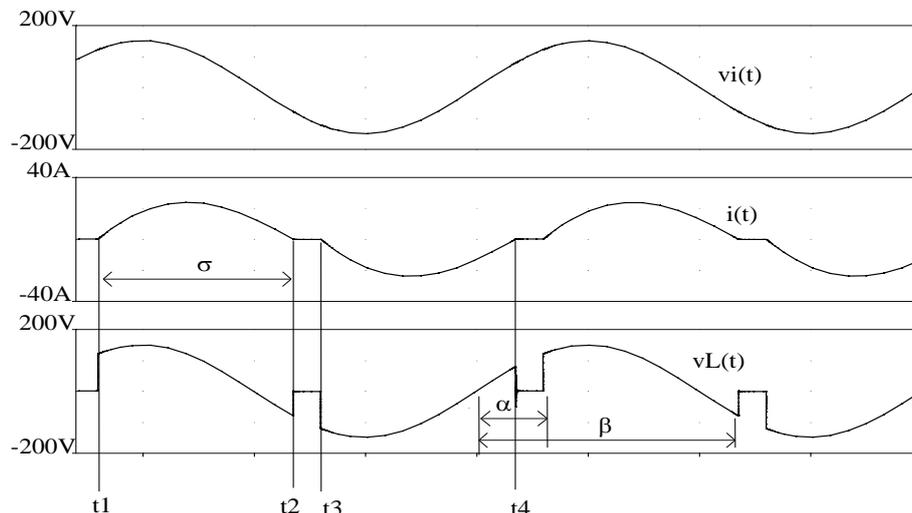


Figura 6.6 Condução do tiristor para $R > 0$.

Essa relação permite considerar a existência de uma susceptância variável com o ângulo de condução, dada por:

$$I_1 = B(\sigma)V \tag{6.8}$$

onde a susceptância variável com o ângulo σ vale:

$$B(\sigma) = \frac{\sigma - \text{sen} \sigma}{\pi \cdot X_L} \tag{6.9}$$

A variação de $B(\sigma)$ é contínua na faixa de condução $0 < \sigma \leq 180^\circ$ (ou faixa de disparo $90^\circ \leq \alpha < 180^\circ$). Se a compensação exigir apenas reativos indutivos, basta descobrir o ângulo σ que satisfaz a equação acima, ou seja, o ângulo de disparo (α) que produz o valor desejado de $B(\sigma)$.

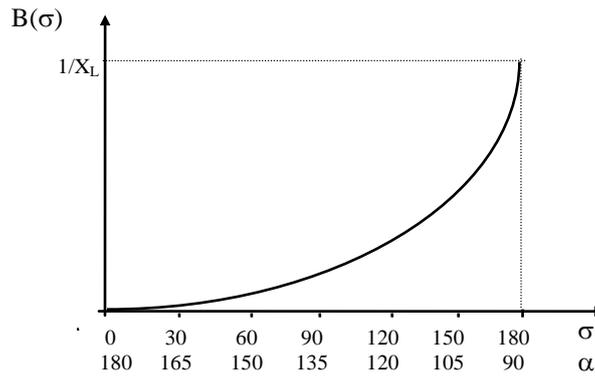
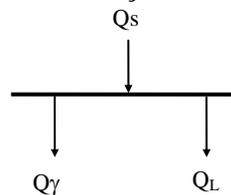


Figura 6.7 Característica não linear da susceptância do RCT.

6.3.2 As malhas de controle do RCT:

Dispondo das medidas de tensão de alimentação e da corrente da carga variável, como mostrado na Figura 6.3, pode-se considerar o seguinte balanço local de reativos, na frequência fundamental:



onde: Q_s = reativos fornecidos pela rede,
 Q_L = reativos solicitados pela carga,
 Q_γ = reativos demandados ao compensador.

$$Q_\gamma = Q_s - Q_L \tag{6.10}$$

ou,:

$$\vec{I}_\gamma = \vec{I}_s - \vec{I}_L \tag{6.11}$$

ou ainda das susceptâncias de compensação (mesmas tensões impostas):

$$\Delta B_\gamma = -\Delta B_L \tag{6.12}$$

Em princípio pode-se escolher qualquer uma dessas relações para fazer o controle do RCT. A síntese de cada controle utiliza diferentes sinais e o resultado não é necessariamente o mesmo, devido a limitações de sensores, não linearidades, sensibilidade a ruídos, etc.

a) Controle por susceptância:

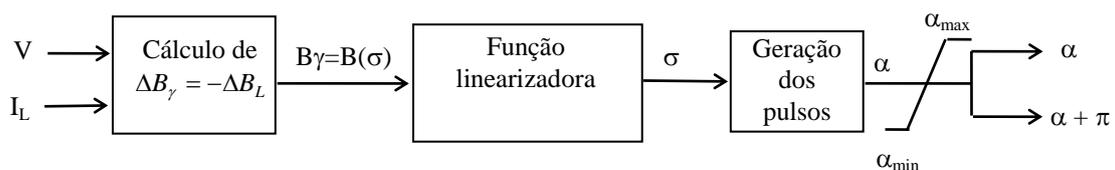


Figura 6.8 Esquema de controle pela susceptância equivalente.

- O cálculo de B_γ pode ser feito em função dos valores de tensão e corrente, ou dos valores médios da potência reativa medida.

- A função linearizadora corresponde à relação inversa de:

$$B(\sigma) = \frac{\sigma - \text{sen}\sigma}{\pi} B_{\text{max}} \equiv f(\sigma) \cdot B_{\text{max}} \tag{6.13}$$

onde:

$B_{\text{max}} = 1/X_L$ é a susceptância do reator para condução contínua ($\alpha=90^\circ$ e $\sigma=180^\circ$).

Normalizando a susceptância do reator em função de B_{max} resulta:

$$B(\sigma)_{pu} = \frac{B(\sigma)}{B_{\text{max}}} = f(\sigma) = \frac{\sigma - \text{sen}\sigma}{\pi} \quad 0 < \sigma < \pi \tag{6.14}$$

Dessa relação pode-se obter o ângulo de condução σ e, portanto, dispõe-se dos ângulos de disparo α e $\pi+\alpha$, pois: $\sigma = 2(\pi - \alpha)$ ou $\alpha = \pi - \sigma/2$. A partir do ângulo σ , fica imediato obter o ângulo de disparo α :

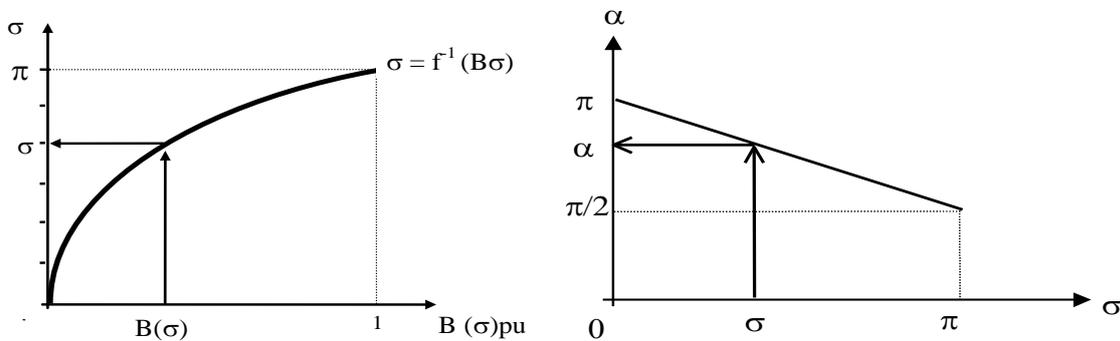


Figura 6.9 Função linearizadora para estimar σ e relação de ângulos α e σ .

Para que o tiristor entre em condução no instante α é necessário propiciar um pulso de corrente entre *gate* e catodo no instante desejado. Uma forma usual de obter os momentos de disparo é através de um circuito comparador entre uma rampa sincronizada com a tensão da rede (usada como referência angular) com o sinal que representa o ângulo α desejado. Quando a rampa ultrapassa o nível α_i é produzido o pulso de disparo, normalmente aplicado no *gate* através de um acoplador óptico ou transformador de pulso.

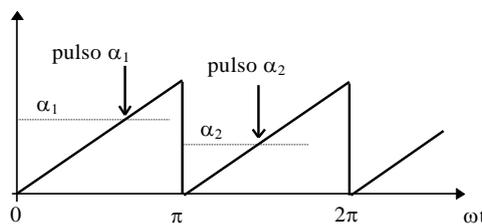


Figura 6.10 Sincronização dos pulsos de disparo com a fase da tensão da rede.

b) Controle realimentado por tensão (balanço reativo)

Neste caso não se necessita medir a corrente da carga, apenas a tensão local:

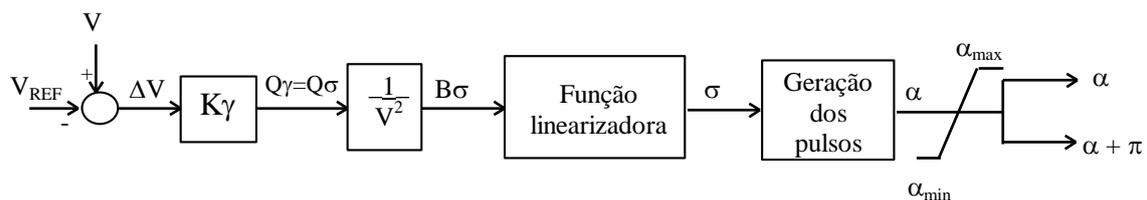


Figura 6.11. Esquema de controle por erro de tensão.

No caso mais simples utiliza-se um controle proporcional sobre o erro da tensão, baseado na sensibilidade reativos-tensão ($K\gamma = \Delta Q/\Delta V$), que permite escrever a relação linear para a característica estática do RCT, mostrada na Figura 6.12:

$$V = V_{Ref} + \Delta V_\gamma \tag{6.15}$$

com $\Delta V_\gamma = \frac{Q_\gamma}{K_\gamma}$ e $K\gamma = \frac{Q_{\gamma max}}{\Delta V_{max}}$ (6.16)

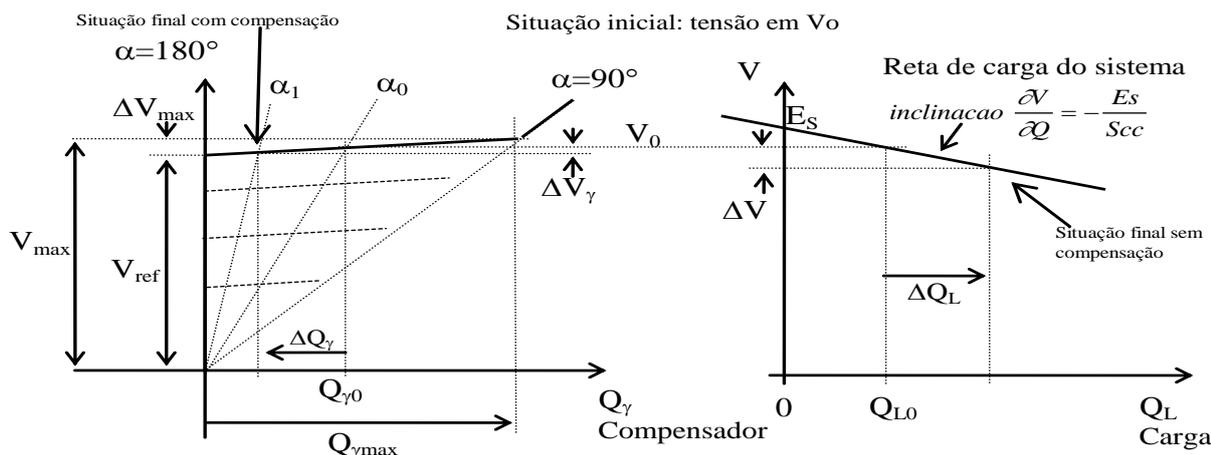


Figura 6.12 Característica estática do RCT,

A característica estática do RCT indica que, à medida que a tensão da rede cai, muda o ângulo de disparo α , reduzindo o consumo de reativos do RCT. Esse é o princípio da compensação reativa: se o consumo de reativos da carga aumentar, cai a tensão da rede, mas diminui o consumo do RCT, e vice-versa. O ganho de controle $K\gamma$ define a inclinação da característica do RCT e, com isso, a regulação da tensão resultante com a ação do compensador. Quanto maior o ganho, menor a inclinação e, portanto, menor a variação da tensão devido às variações da carga.

O controle por realimentação de erro de tensão sofre de limitações de precisão devido aos elevados ganhos que relacionam a entrada (pequenas variações de ΔV) com a saída (elevados níveis de reativos Q_γ requeridos). Para melhorar o desempenho do controle é possível introduzir blocos de controle PID (proporcional + integral + derivativo) após a obtenção do erro de tensão ΔV . A ação do controle integral leva a um erro de regime nulo para uma referência constante.

6.4 Capacitor Chaveado a Tiristores

O capacitor chaveado por tiristores (CCT), em princípio, visa realizar as mesmas funções do RCT, ou seja, compensar os efeitos das variações da carga, corrigir o fator de potência ou equilibrar a carga. No entanto, como o capacitor não admite ser submetido a degraus de tensão devido aos elevados picos de corrente ($i = C dv/dt$), o CCT requer que o instante de chaveamento dos tiristores seja escolhido de forma que a tensão instantânea da rede esteja próxima da tensão remanescente no capacitor. Além disso, por princípio, a extinção da corrente no tiristor ocorre com corrente nula o que implica que a tensão no capacitor é máxima.

6.4.1 Princípio de operação do CCT

A conexão básica e os componentes principais por fase de um CCT estão mostrados na Figura 6.13. Os sinais de tensão e corrente da carga são utilizados para o controle das variações ou para a compensação reativa. Neste caso os filtros não são necessários uma vez que a entrada dos capacitores é realizada sem descontinuidade de tensão.

Isso significa que a resposta do controle do CCT é muito mais lenta do que a do RCT, limitando a eficácia com que o compensador capacitivo pode acompanhar variações da carga.

Para uma tensão senoidal, não há produção de harmônicos pelo CCT. No entanto, caso a tensão apresente alguma distorção, mesmo limitada ao que as normas aceitam, haverá um aumento expressivo nas correntes harmônicas que encontram nos capacitores reatâncias cada vez menores à medida que aumenta a frequência.

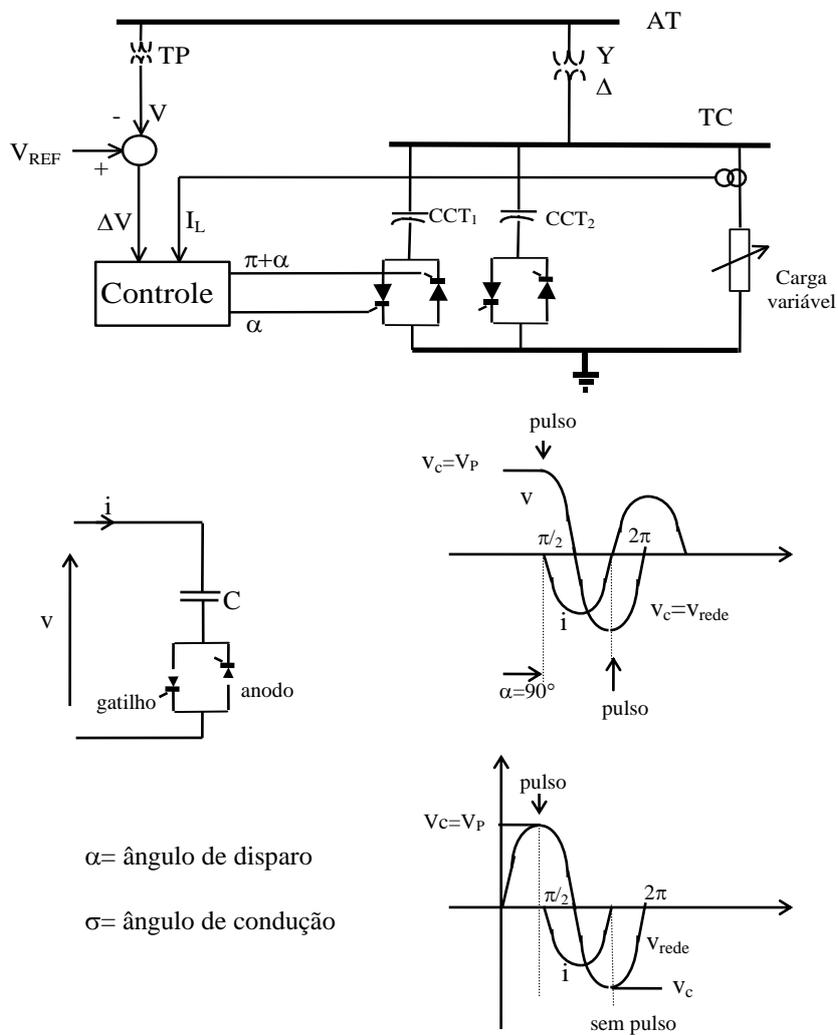


Figura 6.13. Conexão básica dos componentes de uma fase do CCT (acima) e formas de onda de CCT em operação.

Para uma tensão senoidal imposta, a corrente absorvida pelo CCT ideal é dada por:

$$i = C \frac{dv}{dt} = \omega C \cdot V_p \cos(\omega t) \tag{6.17}$$

$$i = \frac{\sqrt{2}V}{X_c} \text{sen}(\omega t - \pi/2)$$

onde:

$$X_c = 1/\omega C$$

$$V = \text{tensão eficaz} = V_p/\sqrt{2}$$

Para chaveamento sem transitórios devem-se gerar os pulsos dos tiristores em torno dos picos de tensão, quando a corrente no capacitor é mínima. Se o pulso não ocorre, a corrente é bloqueada e a tensão no capacitor permanece constante no valor de pico, enquanto a onda de tensão da rede continua

variando. Com isso o religamento só pode ocorrer no próximo ciclo. Por norma ⁷, quando um banco capacitivo é desligado, o mesmo deve possuir um resistor de descarga interno, de modo que se garanta uma condição inicial de tensão praticamente nula no momento da inserção do mesmo novamente no circuito. Ou seja, no início da conexão, o disparo ocorre sincronizado com o cruzamento com o zero da tensão no PAC. Com o capacitor já conectado, os pulsos terão que ocorrer no pico da tensão, quando a corrente estiver cruzando o zero.

A característica estática do CCT está mostrada na Figura 6.14.

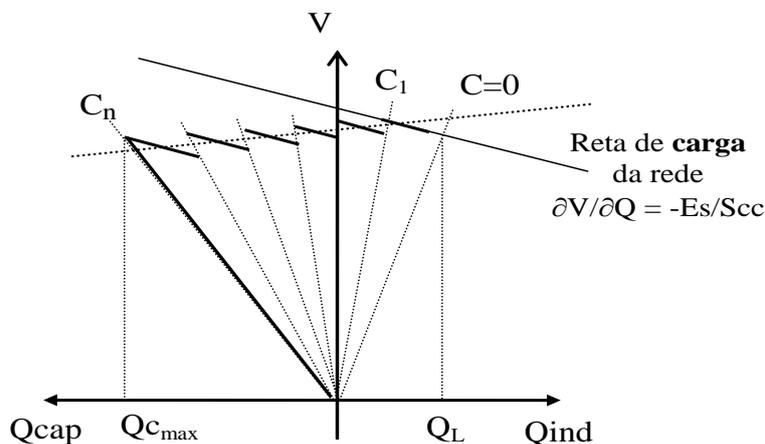


Figura 6.14 Característica estática do CCT.

Como o controle é discreto, cada novo capacitor acrescentado leva o sistema a operar, segundo a reta de carga da rede, em uma região mais à esquerda.

6.5 Compensador Estático de Reativos a tiristores

Acrescentando-se capacitores (fixos ou chaveados) em paralelo com o RCT, a característica estática do conjunto, normalmente chamado de SVC (*Static var Compensator*) fica deslocada de Q_C à esquerda, como mostrado na Figura 6.16. Neste caso, os reativos que devem ser absorvidos pelo RCT correspondem à soma $Q_{\sigma} = Q_{\gamma} - Q_C$.

Deste modo pode-se conseguir que a região de trabalho do RCT inclua uma faixa capacitiva, correspondente ao banco fixo que foi acrescentado. Uma limitação desses compensadores controlados por tiristores é que a faixa de compensação se estreita à medida que a tensão de operação diminui.

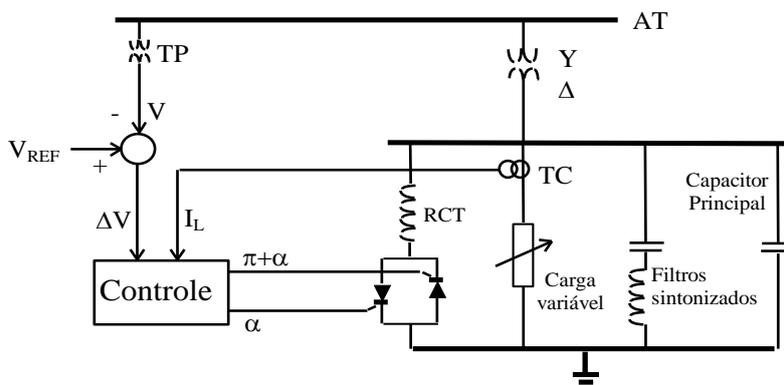


Figura 6.15 Estrutura do SVC.

⁷ IEEE Std 18-2002, IEEE Standard for Shunt Power Capacitors. Esta norma estabelece que capacitores para tensão até 600 V devem ser descarregados a 50 V ou menos em até 1 minuto. Para dispositivos de maior tensão, a descarga deve ocorrer em até 5 minutos.

Ou seja, se o objetivo é regular a tensão, como a disponibilidade de energia reativa se reduz com a queda de tensão, a possibilidade de compensar grandes variações de tensão se torna cada vez menor.

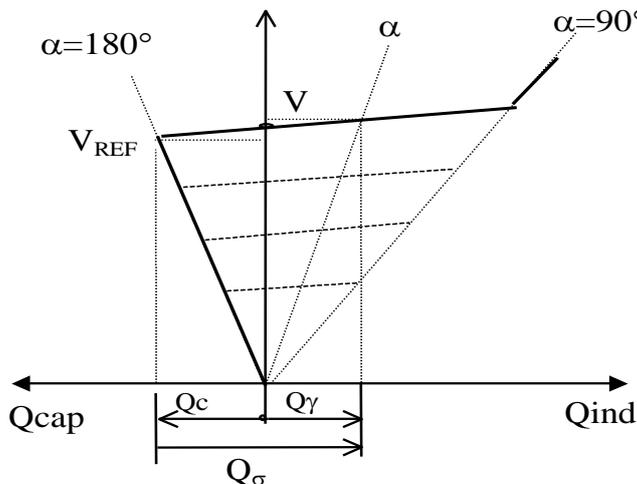


Figura 6.16 Característica estática do SVC.

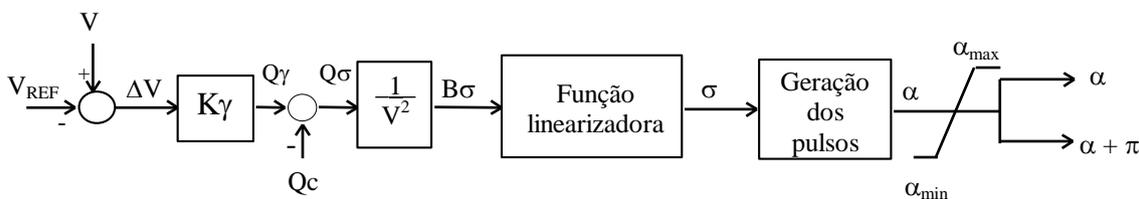


Figura 6.17 Controle do SVC.

6.5.1 Controle direto por corrente

Neste caso, mede-se apenas a corrente de carga (suposta senoidal) e se obtém a parte em quadratura com a tensão. Supondo o fasor da tensão com fase zero, a componente reativa é proporcional à parcela projetada no eixo imaginário do plano complexo:

$$I_\gamma = -Im\{I_L\} \tag{6.18}$$



Figura 6.18 Controle pela corrente.

O objetivo é controlar a condução dos tiristores de modo que se produza uma corrente reativa no compensador para acompanhar as variações da corrente reativa da carga. Podem-se compensar também os efeitos da corrente ativa sobre a tensão, mudando-se a forma de calcular a corrente de compensação.

Supondo que as variações de tensão são pequenas, pode-se usar a mesma função linearizadora do caso anterior, pois

$$B_\sigma = \frac{I_\sigma}{V} \tag{6.19}$$

resulta em pu $B_\sigma \cong I_\sigma$.

Uma dificuldade comum aos três tipos de controle é a eliminação das componentes harmônicas relacionadas tanto à carga como ao próprio compensador.

Para que o controle seja preciso, é necessário eliminar tais harmônicas e operar com os valores relativos às fundamentais da tensão e corrente. Porém, quando se filtram os sinais, introduzem-se defasagens e atrasos que podem comprometer a rapidez de resposta.

6.5.2 Geração de harmônicos pelo RCT

A condução não contínua dos tiristores faz com que a corrente no reator apresente um conteúdo harmônico que muda com ângulo de condução. Se os pulsos dos semiciclos positivo e negativo ocorrerem em α e $(\pi+\alpha)$, só haverá harmônicas ímpares e seu valor pode ser expresso por:

$$I_n = \frac{4}{\pi} \frac{V}{X_L} \left[\frac{\text{sen}[(n+1).\alpha]}{2(n+1)} + \frac{\text{sen}[(n-1).\alpha]}{2(n+1)} - \cos\alpha \frac{\text{sen}(n\alpha)}{n} \right] \quad n = 3,5,7... \quad (6.20)$$

As amplitudes das harmônicas em função do ângulo de disparo variam como mostrado na Figura 6.19.

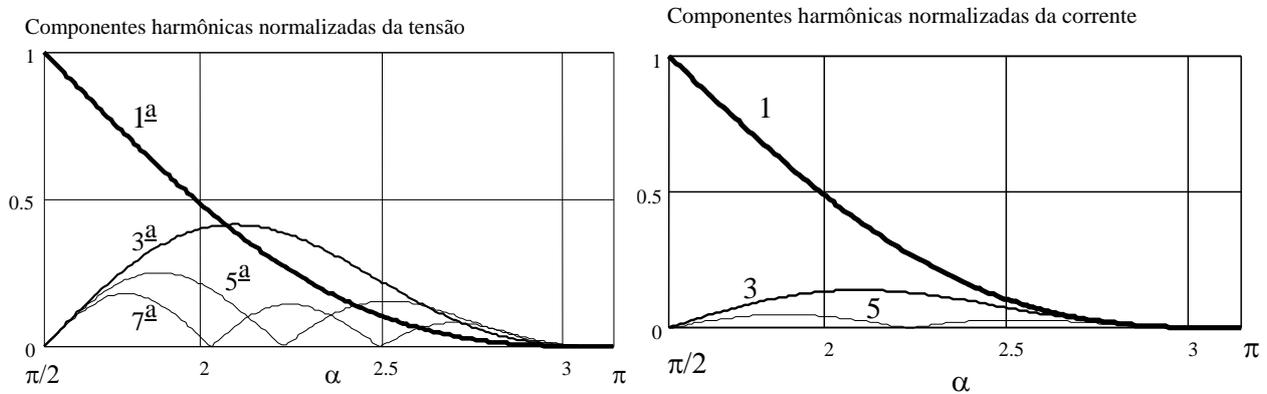


Figura 6.19 Amplitude (normalizada) das harmônicas da tensão e da corrente em um RCT.

6.6 Conexões trifásicas

A figura 6.20 mostra diferentes possibilidades de conexões trifásicas.

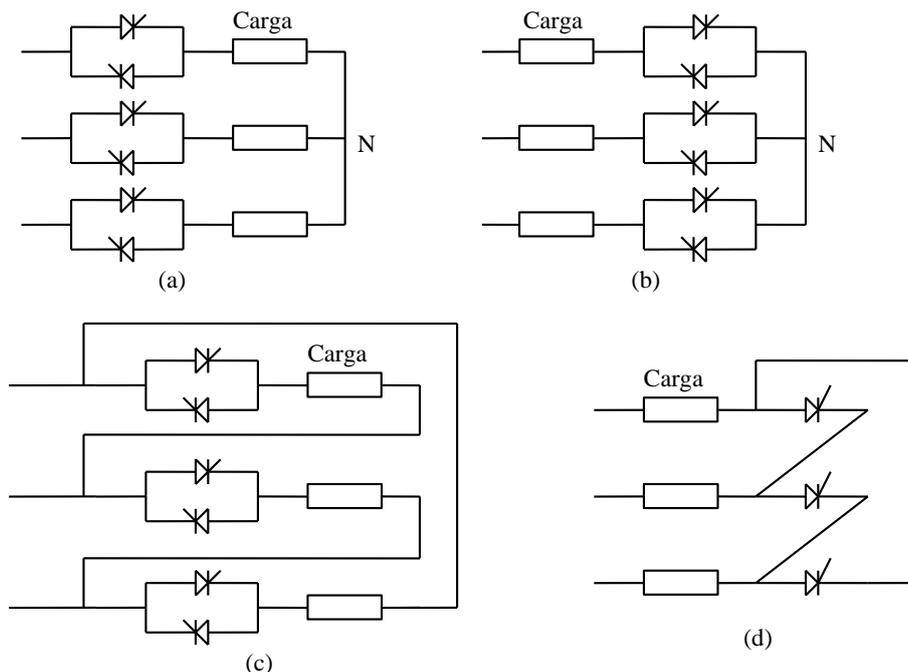


Figura 6.20 Conexões trifásicas: (a) Com carga em Y; (b) Com controlador em Y; (c) Com controlador e carga em Δ ; (d) Com controlador em Δ .

Nos casos em que a conexão é em Y, se o neutro (N) estiver conectado, cada fase comporta-se como no caso monofásico. Em situações em que o neutro não estiver ligado, podem ocorrer duas situações.

Para ângulos entre 90 e 120 graus existem instantes em que apenas duas fases conduzem e outros em que as três fases têm corrente. Pode-se determinar o ângulo β no qual uma das fases deixa de conduzir, levando o circuito ao estado em que apenas duas fases operam. A figura 6.21.a) mostra a corrente em uma fase, para um ângulo de disparo de 108°. Observe, pela simetria da forma da corrente, que sua componente fundamental está 90° atrasada da tensão.

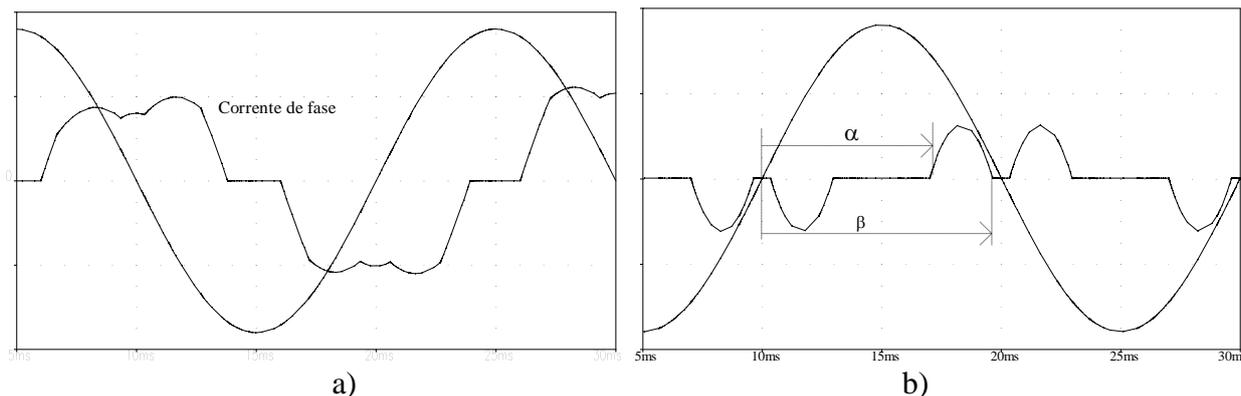


Figura 6.21 a) Tensão e corrente de fase para carga indutiva e disparo entre 90 e 120 graus.
b) Tensão e corrente de fase, carga indutiva, para disparo entre 120 e 150°

Existem apenas intervalos em que conduzem duas fases. A figura 6.21.b) mostra as formas de onda da tensão e da corrente de fase quando o ângulo de disparo está na faixa entre 120° e 150°. A corrente se apresenta em pulsos simétricos que se iniciam no ângulo α e se anulam em β , simétrico em relação ao ângulo de 150°. O segundo pulso observado se deve ao fato de que a operação correta do circuito exige um pulso longo de *gate* (com duração de 120°), possibilitando um caminho de retorno para a corrente de uma das outras fases.

Para ângulos de disparo maiores que 150° não ocorre condução. Para ângulos menores que 90°, os SCRs conduzem continuamente, não havendo controle sobre a carga.

A conexão em Δ é possível quando se tem acesso aos terminais das cargas. Uma vantagem é que as correntes de fase são menores do que as correntes de linha, o que reduz as exigências relativas à capacidade de corrente dos tiristores.

A corrente de fase possui, tipicamente, todos os harmônicos ímpares. No entanto, como a carga está em Δ , as harmônicas múltiplas ímpares da terceira harmônica não aparecem na corrente de linha. Desta forma, a corrente de linha será menor do que aquela obtida da relação convencional de um circuito trifásico, ou seja, $I_a < \sqrt{3} \cdot I_{ab}$. A figura 6.22 mostra as formas de corrente de fase e de linha (para uma carga indutiva), bem como o espectro das correntes, evidenciando a não existência das harmônicas citadas.

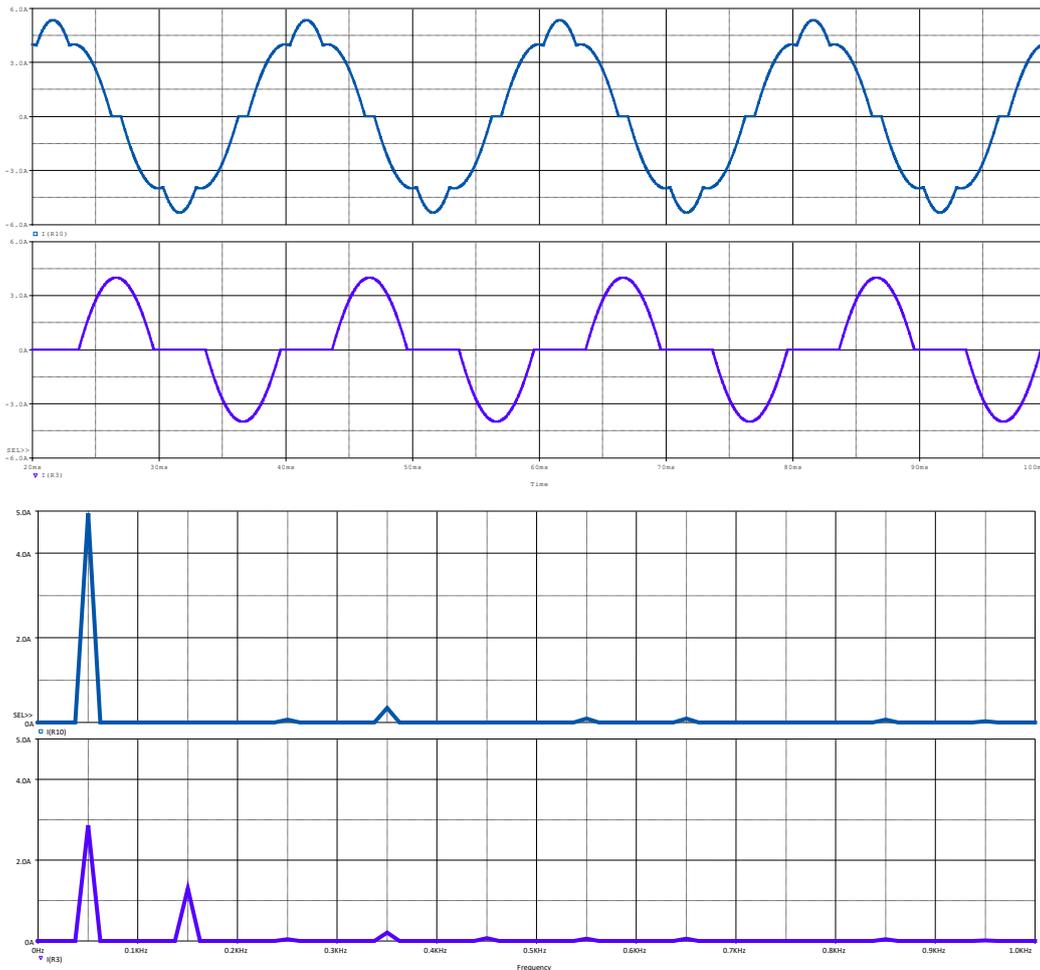


Figura 6.22 Formas de onda de corrente de fase (inferior) e corrente de linha (superior) para conexão em Δ. Espectro das correntes de fase (inferior) e de linha (superior).

6.6.1 Exemplo de aplicação

Capacitor Chaveado a Tiristor (CCT) e Reator Controlado a Tiristor (RCT)

Considere o circuito mostrado na figura 6.23, no qual se tem uma linha de transmissão, na qual são inseridos, na metade de seu comprimento, um CCT e um RCT.

A conexão do capacitor se dá com os tiristores funcionando como chaves estáticas, que permanecem continuamente em condução. Já para a conexão do indutor, faz-se um controle do ângulo de disparo. Como cargas conectadas no final da linha indicam-se resistências, as quais alteram o carregamento da rede.

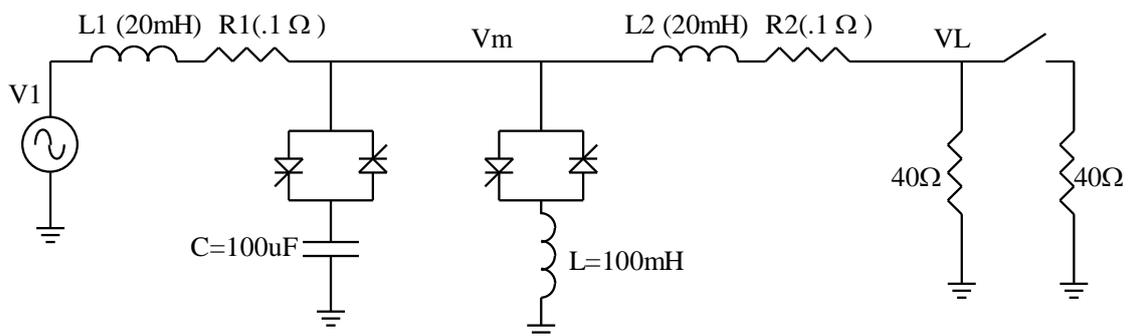


Figura 6.23 Rede elétrica com compensadores de reativos.

- **Linha sem compensação**

Neste caso, CCT e RCT não estão em funcionamento. Como se observa na figura 6.24, existe uma queda de tensão ao longo da linha. Além disso, constata-se também uma abertura angular entre as tensões, devido ao carregamento da linha.

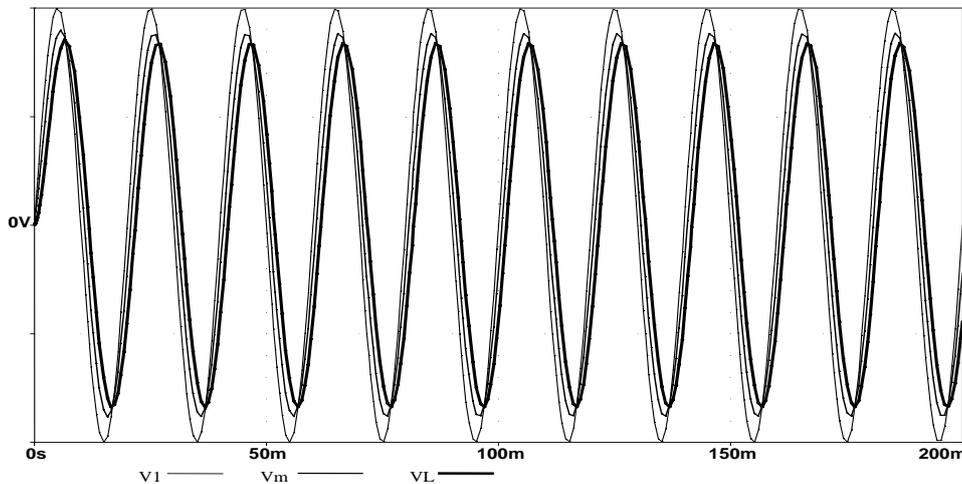


Figura 6.24 Tensões ao longo da linha, sem compensação.

- **CCT atuando e redução de carga**

Inicialmente a carga total está conectada (20Ω). A colocação do capacitor no circuito (em 80 ms) faz a tensão no centro da linha aumentar, tornando-se maior do que a tensão na própria entrada (sobre compensação). Na carga tem-se uma tensão com amplitude praticamente igual à da entrada.

Em 150 ms metade da carga é desconectada, elevando a tensão terminal. Na corrente, observa-se uma correspondente redução.

Nos transitórios de conexão do CCT e de saída da carga têm-se pequenas distorções devido às condições de tensão no capacitor e corrente nos indutores.

A figura 6.25 mostra as formas de onda de tensão e de corrente no circuito.

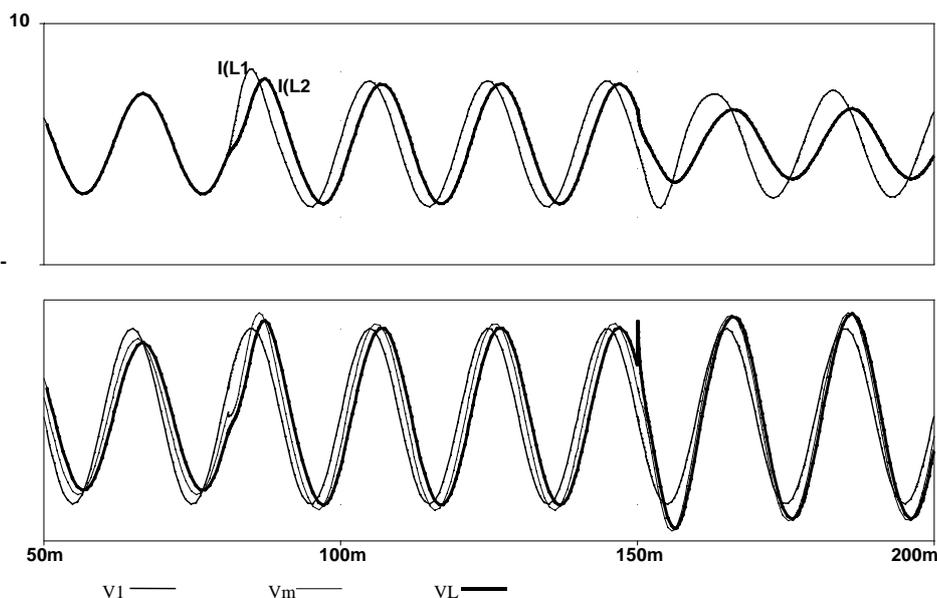


Figura 6.25 Formas de onda de tensão e de corrente com atuação do CCT e manobra de carga.

- **CCT atuando, redução de carga e atuação do RCT**

Neste caso, após a desconexão de 50% da carga, o RCT entra em funcionamento de modo a corrigir a elevação na tensão de saída.

A figura 6.26 mostra tal funcionamento, com a carga sendo desconectada em 100ms e o RCT passando a atuar em 170ms. Note-se que a ação do RCT permite, ao consumir parte da potência reativa inserida no sistema pelo CCT, recuperar o valor desejado para a tensão na carga.

A corrente distorcida produzida pelo RCT provoca distorções nas tensões, como mostra em detalhe a figura 6.27. A inclusão de um filtro de harmônicas (sintonizado na 3ª), permite uma redução na distorção na tensão, como se vê na figura 6.28. Entretanto, dado o comportamento capacitivo do filtro na frequência fundamental, novamente se observa uma elevação da tensão, o que exige uma alteração no ponto de operação do RCT para, mais uma vez, ajustar o valor da tensão.

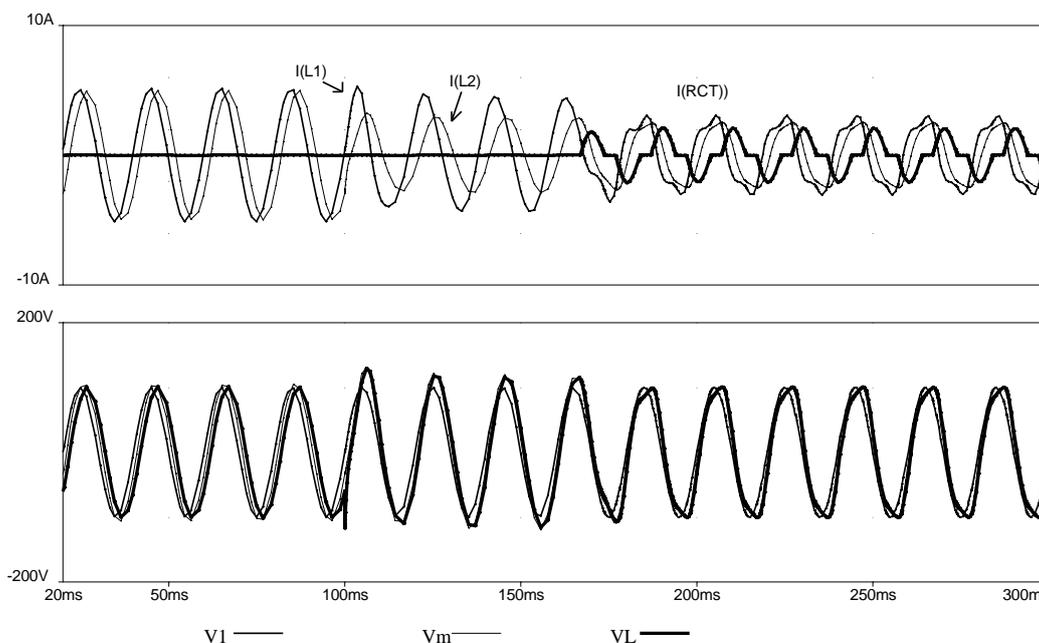


Figura 6.26 Formas de onda com CCT (fixo), desligamento de 50% da carga e atuação do RCT.

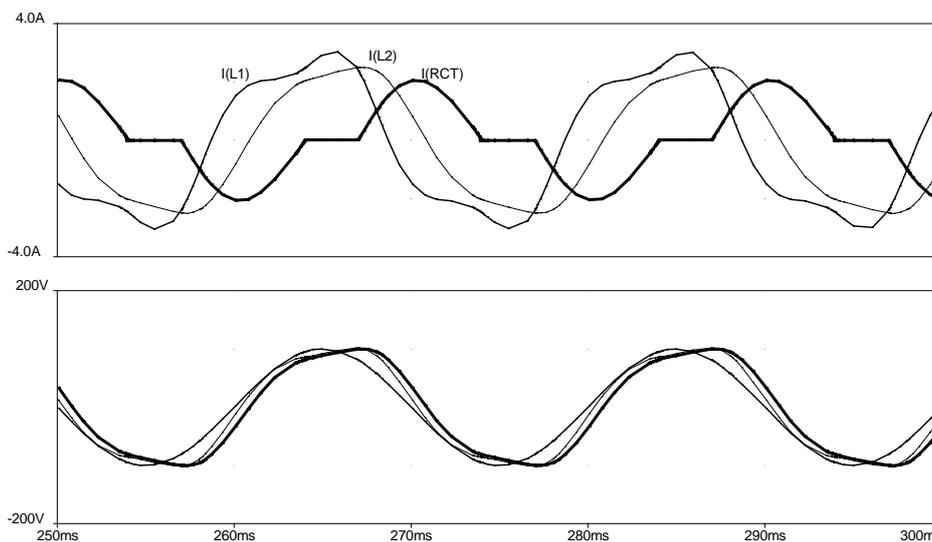


Figura 6.27 Detalhe da distorção harmônica introduzida pelo SVC

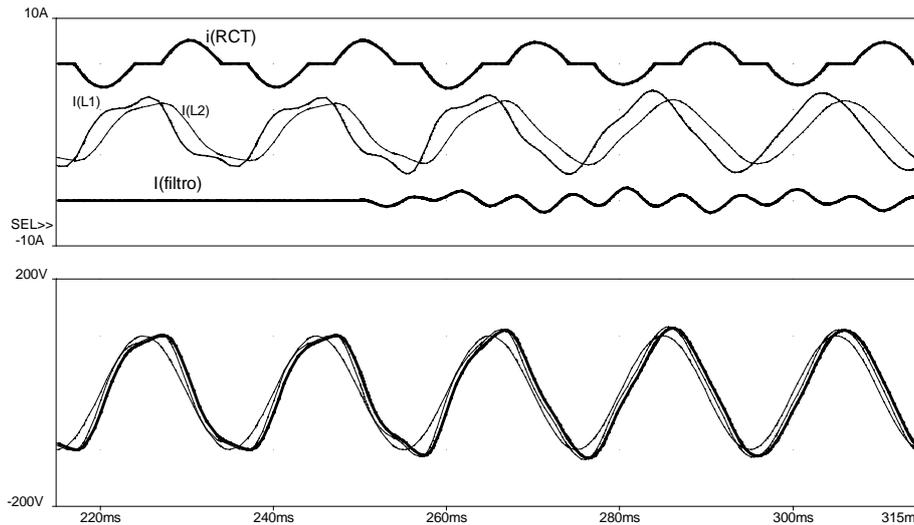


Figura 6.28 Formas de onda com atuação de filtro de 3ª harmônica.

6.7 Dispositivos FACTS no sistema elétrico ⁸

6.7.1 Compensação paralela ou "shunt"

Considere um sistema sem perdas, formado por dois geradores, interligados por uma linha de transmissão curta (capacitâncias desprezíveis). No meio dessa linha é conectado um compensador reativo "shunt" ideal, atuando como regulador de tensão no ponto M, conforme mostra a Figura 6.29.

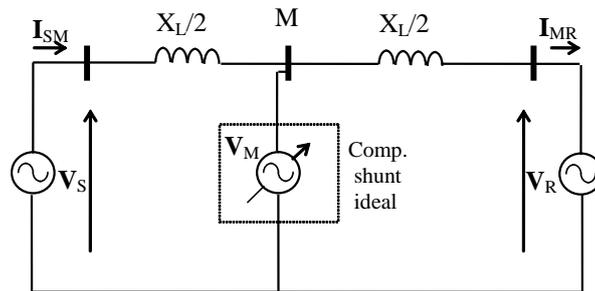


Figura 6.29 Compensador "shunt" no meio da linha.

Supondo magnitudes das três tensões sejam iguais a V e que a abertura angular entre os geradores seja δ , o diagrama vetorial para as tensões e correntes está mostrado na Figura 6.30.

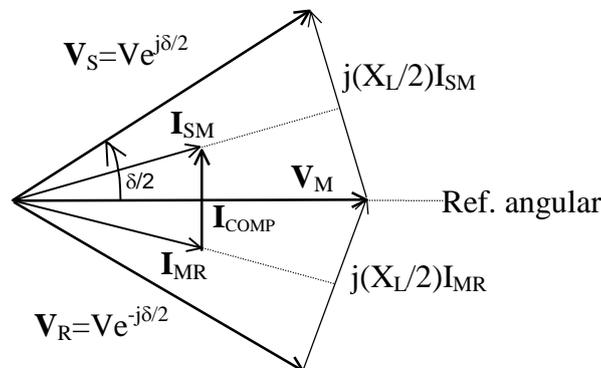


Figura 6.30 Diagrama fasorial com compensação reativa.

⁸ Watanabe E.H., Barbosa P.G. "Principle of operation of FACTS devices", Workshop on FACTS, CIGRE/IEEE, Rio de Janeiro, Nov. 1995.

A potência ativa transmitida através da linha, com o compensador controlando a tensão $V_M \neq V$ assume o valor:

$$P_s = \frac{2V^2}{X_L} \sin(\delta/2) \tag{6.21}$$

No caso de não haver compensação no meio da linha, a potência transmitida vale:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \sin(\delta) \tag{6.22}$$

A Figura 6.31 mostra a capacidade de transmissão de potência ($P_x \delta$) nos dois casos. Fica claro que o controle da tensão no meio da linha dobra a capacidade de transmissão, isto é, tudo se passa como se a linha tivesse a metade da reatância e pudesse suportar uma abertura angular de 180° entre os extremos. O fato de a corrente injetada pelo compensador (I_{COMP}) ser ortogonal à tensão sobre o compensador (V_M) confirma que se trata de uma fonte ideal de reativos. Esse tipo de compensador reativo "shunt" constitui-se, portanto, em um eficiente meio de dar suporte à estabilidade estática e dinâmica para sistemas de transmissão.

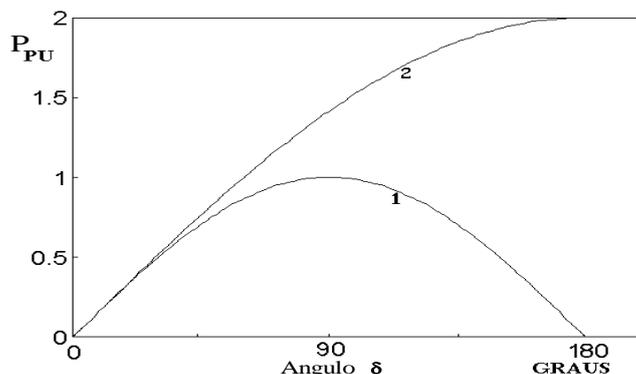


Figura 6.31 Curvas comparativas de capacidade da linha
 1. Condições normais de operação
 2. Controle da tensão no meio da linha

6.7.2 Compensador Shunt Avançado (STATCOM)

Uma configuração de compensador reativo "shunt" utiliza um inversor para produzir uma fonte controlada de correntes CA. A estrutura utilizando um VSI é mostrada na Figura 6.32. Cada interruptor pode ser composto por um IGBT, IGCT ou GTO, tendo em anti-paralelo um diodo, de forma que se pode bloquear a tensão em apenas em um sentido, havendo bipolaridade de corrente.

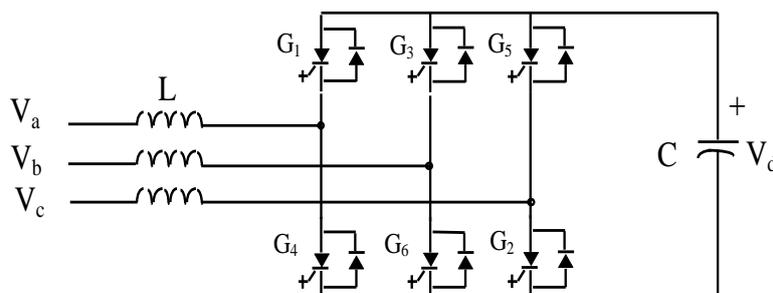


Figura 6.32 Compensador STATCOM (com GTOs).

Na aplicação como compensador reativo não há necessidade de uma fonte de potência ativa no barramento CC, basta utilizar capacitores no lugar da fonte CC (no caso do VSI). Quando o STATCOM é conectado à rede, pode-se controlar a tensão média sobre este capacitor, compensando as pequenas perdas próprias do conversor.

O STATCOM permite sintetizar correntes CA adiantadas ou atrasadas (de 90°) em relação à tensão, de modo a ter um comportamento, respectivamente, capacitivo ou indutivo. O ajuste da amplitude da corrente permite variar a aparente capacitância ou indutância. Se a tensão da rede cair, o inversor libera reativos para a rede. Se a tensão da rede subir, o inversor trata de absorver reativos da rede. Em ambos os casos o efeito é de regular a tensão da rede.

A característica estática do STATCOM é mostrada na Figura 6.33. Pelo fato de poder absorver e injetar reativos na rede de modo controlado e contínuo, resulta uma característica simétrica em termos da potência reativa disponível. Devido aos recursos de controle que permitem manter regulada a tensão CC, a capacidade reativa do STATCOM não se reduz com baixa tensão, como é o caso do RCT, do CCT e do SVC.

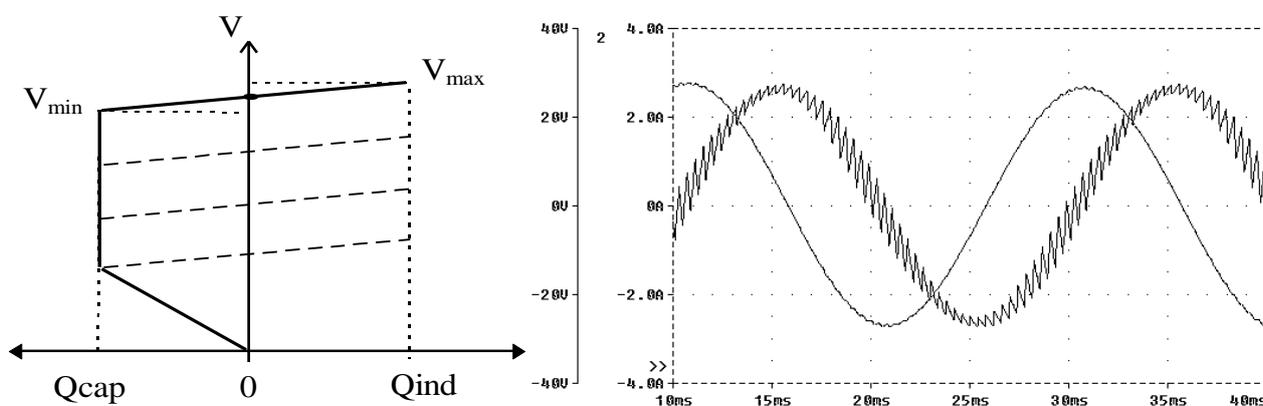


Figura 6.33 Característica estática do STATCOM e forma de onda em operação como indutor.

A frequência de comutação de um interruptor depende de aspectos construtivos e de suas características de tensão de bloqueio e condução de corrente. Quanto maiores, mais lento é o dispositivo e, conseqüentemente, menor deverá ser a frequência de operação. Para aplicações em sistemas de potência, nas quais o conversor pode atingir centenas de MW, a frequência de se limita a algumas centenas de Hz. Para obter as vantagens do chaveamento em alta frequência utilizam-se inversores multiníveis. Com isso reduz-se também o nível de harmônicos de modo a minimizar a exigência filtros.

6.8 Compensação série

O fato de o STATCOM produzir uma tensão trifásica a partir da carga de um capacitor permite que se conecte essa fonte controlada em paralelo ou em série com a rede. Na conexão em paralelo, a função principal é controlar o nível da tensão da rede. Na conexão em série, a função principal é o controle da abertura angular. Nos dois casos, porém, o controle por fase do STATCOM permite balancear dinamicamente as três fases da rede. Considere-se um compensador ideal ligado em série no meio da linha, conforme mostrado na Figura 6.34.

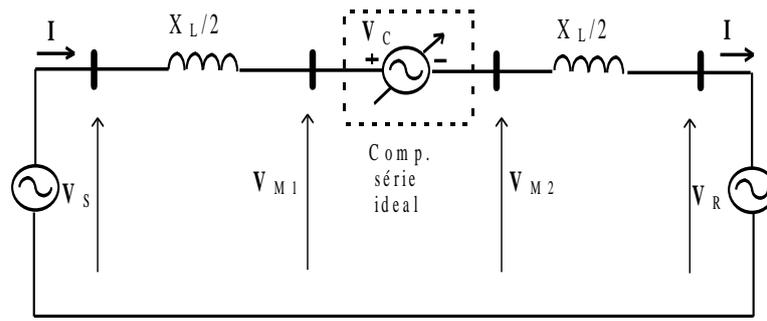


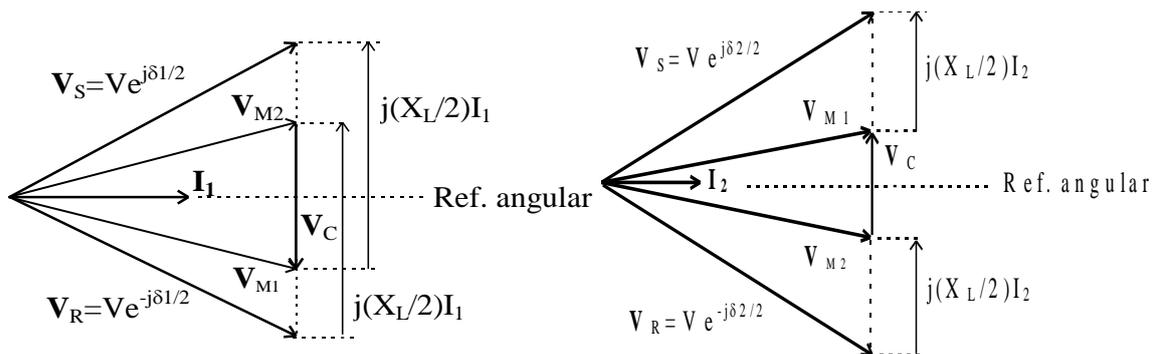
Figura 6.34 Compensador série ideal no meio da linha.

A corrente através da linha é dada por:

$$I = \frac{V_{SR} - V_C}{jX_L} \tag{6.23}$$

onde $V_{SR} = V_S - V_R$

O compensador série puramente reativo pode ser capacitivo ou indutivo. Nos dois casos a corrente estará defasada de 90° da tensão V_C . Essas duas situações estão representadas nos diagramas fasoriais das Figuras 6.35a e 6.35b.



a) Compensação série capacitiva b) Compensação série indutiva

Figura 6.35 Diagrama fasorial de compensação reativa série.

A reatância equivalente da linha compensada será dada por

$$X_{eq} = X_L (1 + s) \tag{6.24}$$

onde o fator s corresponde à fração da reatância compensada:

$$s = \frac{X_{COMP}}{X_L} \tag{6.25}$$

Para compensação capacitiva, resulta $(-1 < s < 0)$ e para indutiva $(0 < s < 1)$. A potência ativa através da linha passa a ser dada por:

$$P_S = \frac{V^2}{X_L(1 + s)} \cdot \sin \delta \tag{6.26}$$

A equação (6.26) mostra que a compensação série pode aumentar ou diminuir a capacidade da linha, como mostra a Figura 6.36.

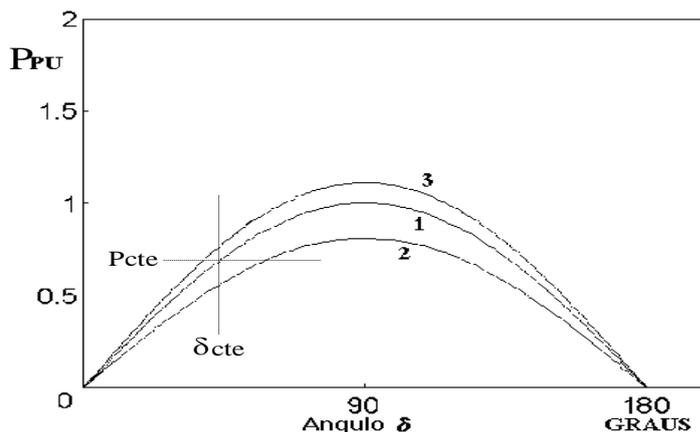


Figura 6.36 Variação da capacidade de transmissão da linha
 1 - linha sem compensação série
 2 - 10% de compensação série indutiva
 3 - 10% de compensação série capacitiva

6.8.1 Compensadores série com tiristores

As primeiras aplicações de compensação série de linhas de transmissão utilizaram capacitores fixos e serviam para "encurtar" eletricamente as linhas longas. Essas estruturas de compensação fixa acarretavam algumas dificuldades de proteção em transitórios decorrentes das grandes variações de corrente durante curto-circuito, que se convertiam em sobretensões na rede.

Com o uso de tiristores surgiu a possibilidade do chaveamento rápido, permitindo desviar as correntes através de chaves eletrônicas, como no compensador série **chaveado** por tiristores (TSSC):

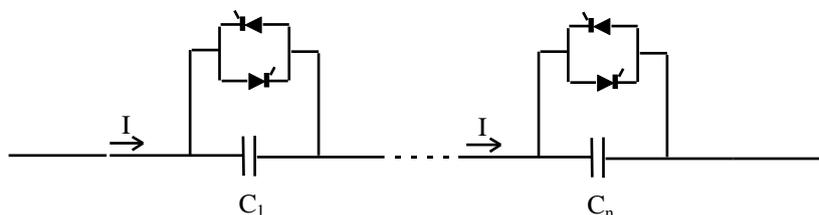


Figura 6.37 Módulos de capacitores série chaveados por tiristores.

Da mesma forma que no compensador "shunt", os tiristores só podem ser chaveados sob tensão nula para evitar picos de corrente. Isto restringe a operação desse tipo de compensador a variações dinâmicas lentas. Por outro lado, modos de oscilação de baixa frequência podem ser excitados por esse chaveamento, tais como ressonância subsíncrona (10 a 30 Hz) e mesmo oscilações eletromecânicas (1 a 2 Hz), que serão discutidas na seqüência.

Uma maneira de se melhorar a resposta de um TSSC é acrescentar um reator em série com os tiristores. Nessa configuração os tiristores podem ser controlados continuamente na faixa entre 90° e 180°, resultando o compensador série **controlado** por tiristores.

Neste caso pode-se dimensionar o par capacitor/indutor de forma que resulte uma compensação reativa nos dois quadrantes (indutivo ou capacitivo), dependendo do ângulo de disparo dos tiristores. Por exemplo, supondo que para disparo em 120° a reatância indutiva equivalente seja igual à reatância capacitiva, resultará compensação **capacitiva** para disparos acima (entre 120° e 180°) e compensação **indutiva** para disparos abaixo (entre 90° e 120°). Devido à faixa de controle contínuo, esse tipo de compensador série não apresenta os problemas de sobretensões e pode amortecer as oscilações de potência na linha.

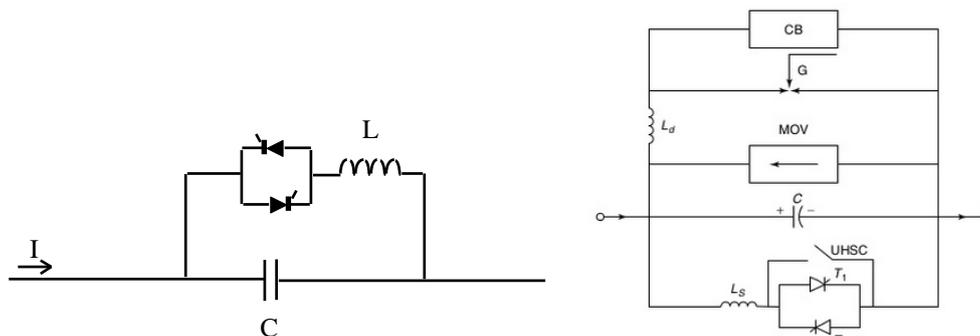


Figura 6.38 Compensador série controlado por tiristores (TCSC) e implementação de módulo (Figura obtida em ⁹).

O varistor de óxido metálico (MOV) é usado para limitar sobretensões no módulo, protegendo o capacitor e demais dispositivos. Tal dispositivo também permite que o capacitor seja mantido no circuito mesmo em casos de faltas, além de auxiliar no amortecimento de oscilações. Um interruptor (CB – *circuit breaker*) também atua na proteção do circuito, podendo desabilitar o operação do dispositivo ao ser acionado, curtocircuitando todo o módulo. O indutor L_d é usado para limitar a derivada de corrente durante as manobras de *by-pass* do capacitor. Se o ramo RCT opera plenamente por longos períodos, a eliminação das perdas dos tiristores é obtida curtocircuitando tais dispositivos por meio de contatos metálicos (UHSC – *ultra high speed contact*). Esse dispositivo, que também pode ser analisado como um *circuit breaker*, é acionado logo em seguida a válvula de tiristores ser comandada para atuar plenamente e é desligado imediatamente antes de tal válvula ser comandada para interromper o funcionamento do RCT. Também é chamada a operar em caso de sobrecorrente e faltas severas. Finalmente, um centelhador (G - *sparkgap*) possibilita limitar tensões muito elevadas e transitórios de maior energia que não conseguem ser protegidos pelo varistor.

Obviamente são produzidos harmônicos pelo RCT. Sistemas práticos mostraram, no entanto, que as indutâncias das linhas e transformadores atuam como filtros, evitando que tais harmônicos se manifestem em níveis significativos ao longo da rede. Isso torna a estrutura atraente como compensador série reativo controlado em altas potências devido à já consolidada tecnologia dos tiristores.

6.8.2 Exemplo de compensação da reatância série

As aplicações de dispositivos FACTS como estabilizadores preveem a instalação de compensadores série controlados (CSCT ou TCSC) que tenham a capacidade de modular a reatância série da linha de modo a atenuar oscilações do fluxo de potência através da mesma. No exemplo que segue é inserido um TCSC no meio da linha com a função de amortecer oscilações de potência ativa, de origem eletromecânica.

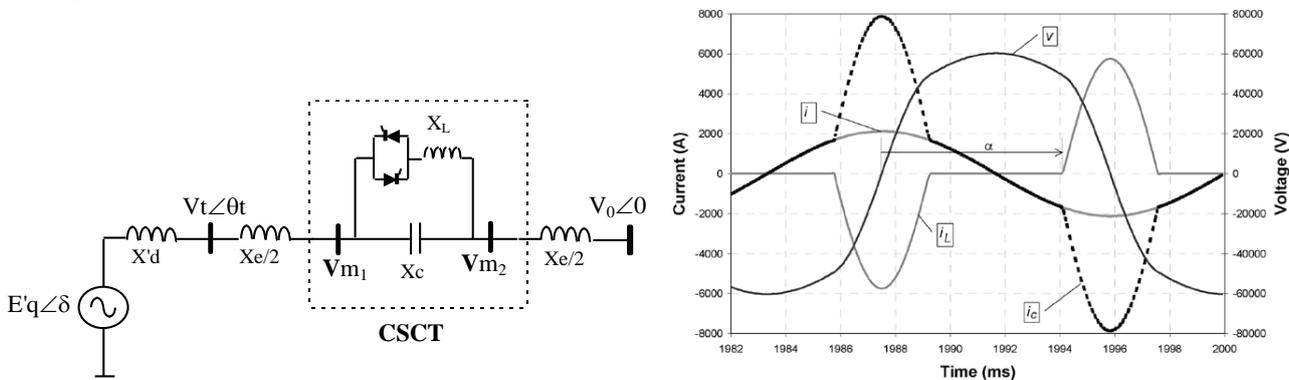


Figura 6.39 Sistema para compensação série e respectivas formas de onda (Figura obtida em ¹⁰)

⁹ <http://www.slideshare.net/balaji1441992/mohan-mathur-facts>

¹⁰ Watanabe, E.H.; de Souza, L.F.W.; da Rocha Alves, J.E.T thyristor and Gate-Controlled Series Capacitors: A Comparison of Components Rating, , Volume: 23 , Issue: 2 2008 , Page(s): 899 - 906

Como já visto, a potência ativa em uma linha sem perdas é dada por:

$$Pe = \frac{Vt.Vo}{Xe} \sin(\theta_t) \tag{6.27}$$

Com compensador reativo tem-se uma variação da reatância série ΔXe , resultando:

$$Pe = \frac{Vt.Vo}{Xe + \Delta Xe} \sin(\theta_t) \tag{6.28}$$

onde ΔXe é a variável de controle usada para amortecer as variações de potência através do TCSC.

Da equação anterior pode-se obter a relação de sensibilidade entre o fluxo de potência na linha e a reatância série:

$$S_{PX} = \frac{\partial Pe}{\partial Xe} = -\frac{Vt.Vo}{Xe^2} \sin(\theta_t) = -\frac{Pe}{Xe} \tag{6.29}$$

que permite estabelecer uma lei de controle linearizada em torno do ponto de operação, da seguinte forma:

$$\Delta Pe = -S_{PX} . \Delta Xe$$

$$\Delta Xe = -\frac{\Delta Pe}{S_{PX}} = \frac{Xe_0}{Pe_0} . \Delta Pe \tag{6.30}$$

Isto é, para um ponto de operação específico $\{Xe_0, Pe_0\}$, a correção da reatância série será proporcional à variação da potência na linha. O compensador deverá introduzir uma susceptância equivalente que é o inverso de ΔXe :

$$B\gamma = \frac{1}{\Delta Xe} = B(\sigma) - B_c \tag{6.31}$$

B_c corresponde a uma parcela fixa de compensação capacitiva série. Portanto, a susceptância a ser sintetizada pelo compensador vale:

$$B(\sigma) = B\gamma + B_c = \frac{Pe_0}{Xe_0} . \frac{1}{\Delta Pe} + \omega C \tag{6.32}$$

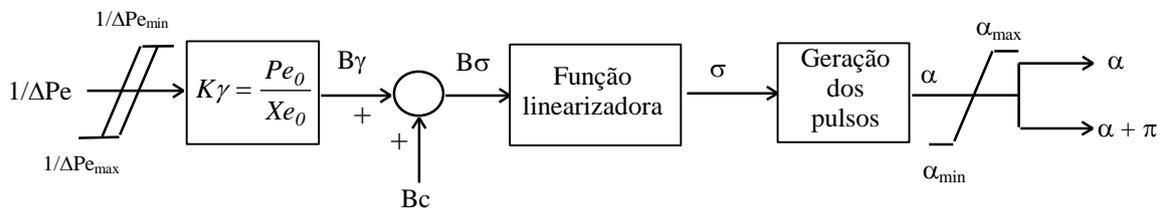


Figura 6.40 Controle do TCSC para amortecer oscilações de potência.

Esse controle requer uma zona morta para não atuar quando as variações de potência são muito pequenas. Além disso, devido à função inversa na entrada, é preciso limitar o sinal na passagem de ΔPe por zero. Com isso resulta um controle tipo *bang-bang*. O controle faz com que o compensador comute $\pm \Delta Xe$ até que a oscilação seja eliminada. Em aplicações práticas verificou-se que basta comutar 2 a 3 vezes para amortecer as oscilações. Além disso, com uma pequena compensação (ΔXe da ordem de 5%) obtém o amortecimento necessário.

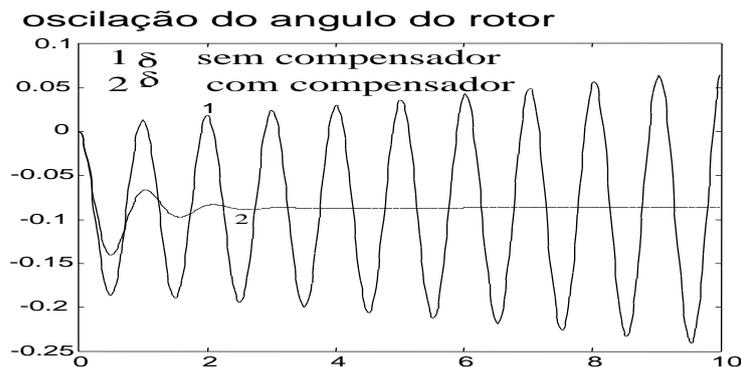


Figura 6.41 Oscilações do ângulo do gerador sem/com estabilizador.

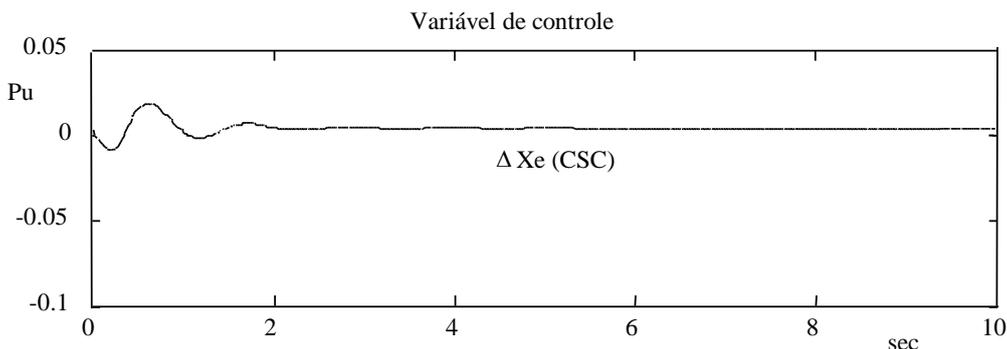


Figura 6.42 Variação da reatância da linha durante estabilização.

Neste exemplo a reatância da linha é $X_e = 0,4 \text{ pu}$. Da figura 6.42 se observa que a variação máxima de ΔX_e foi de $0,02 \text{ pu}$, ou seja, de 5%. Após quatro comutações a oscilação foi eliminada. Como o ganho de controle utilizado foi baixo, não ocorreu a ação do limitador.

Ao se utilizar tiristores para chavear elementos reativos na linha, consegue-se mudar a reatância equivalente e, portanto, afetar apenas a abertura angular, sem mudar significativamente o perfil de tensões da linha.

6.8.3 GCSC (*Gate Controlled Series Capacitor*)¹¹

GCSC (*Gate Controlled Series Capacitor*) é uma implementação mais recente, possível a partir de dispositivos autocomutáveis de elevada potência. É composto da associação de dois interruptores semicondutores do tipo GTO (*Gate Turn-off Thyristor*) ou IGCT (*Insulated Gate Controlled Thyristor*), conectados em anti-paralelo com um capacitor, conforme mostrado na figura 6.43. Este dispositivo, em série com a linha de transmissão, ao sintetizar uma capacitância variável, permite compensar as indutâncias presentes na linha, controlando o fluxo de energia transmitida.

O ajuste é feito mantendo o capacitor curto-circuitado por uma parte do período, o que, ao reduzir a queda de tensão nos terminais do dispositivo, representa um aumento aparentemente um aumento na capacitância e uma diminuição da compensação. O comportamento é dual ao do RCT.

Em relação ao TCSC, embora ambos permitam a compensação série, os níveis de corrente em um GCSC são significativamente menores (para uma mesma tensão terminal). No entanto, ainda têm-se menores limites para os dispositivos (GTO ou IGCT) do que para os tiristores, o que exige associações mais complexas de tais componentes.

¹¹ Souza, L. F. W., Watanabe, E. H., Alves, J. E. R. e Pilotto, L. A. S. (2003). Thyristor and Gate Controlled Series Capacitors: Comparison of Components Rating, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto.

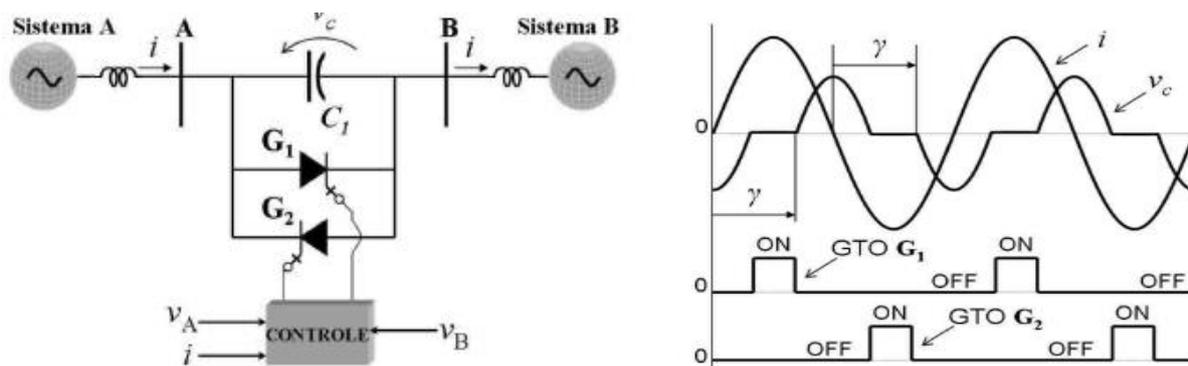


Figura 6.43 Diagrama de GCSC e respectivas formas de onda (Figuras obtidas em ¹²).

6.8.4 Compensador Série Avançado

Existem diversas maneiras de se fazer a compensação série, seja inserindo apenas capacitores ou associações de RCT em paralelo com capacitores. Outra forma de realizar compensação série consiste em trocar os tiristores por chaves auto-comutadas como GTO's, IGBTs ou IGCTs com diodos em antiparalelo, resultando um compensador série mais versátil. Trata-se da versão série do STATCOM, mostrada na Figura 6.44:

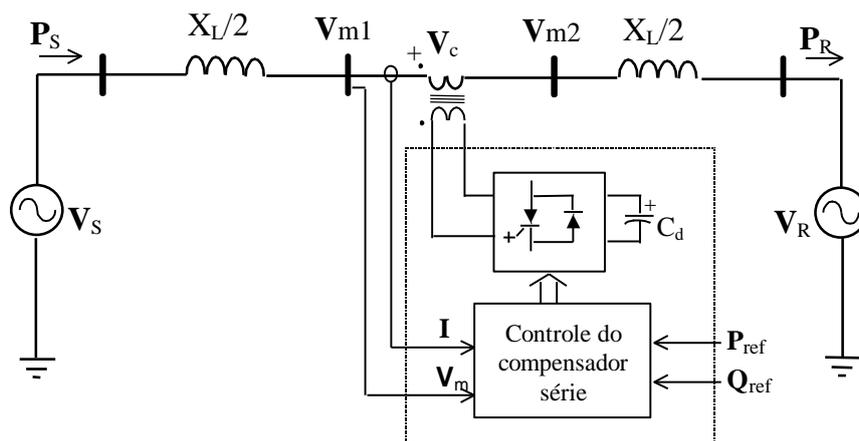


Figura 6.44 Compensador Série Avançado.

Neste caso se obtém tensões trifásicas através do controle do inversor. A tensão V_c resultante na linha pode assumir magnitudes e fases quaisquer em relação à corrente da linha. Como resultado, pode-se controlar tanto o fluxo de potência ativa (abertura angular) como de potência reativa (diferença de níveis de tensão entre V_{m1} e V_{m2}).

No caso de se variar apenas a abertura angular, esse compensador realiza praticamente a mesma função do CSCT (Compensador Série Controlado por Tiristores).

A possibilidade de controlar a reatância equivalente da linha permite estabelecer diferentes estratégias de controle. Por exemplo, pode-se fazer o controle para manter o fluxo de potência constante, como é o caso em linhas de interligação entre diferentes companhias. Essa é uma estratégia comum no controle automático da geração (CAG).

Por outro lado, pode-se pensar em manter a abertura angular da linha constante. Para o sistema interligado isto significa que se pode monitorar o fluxo em uma linha sem alterar o fluxo em outra linha que esteja operando em paralelo. Isto abre possibilidades para a operação interligada, pois permite colocar em operação linhas de diferentes capacidades, que antes não podiam operar conjuntamente por

¹² VIANNA, R. P. ; WATANABE, E. H. . Influência dos Elementos Parasitas no Funcionamento do Capacitor Série Controlado por Chave Auto-Comutada - CGSC. In: Congresso Brasileiro de Automática, 2006, Salvador/BA. Anais do XVI Congresso Brasileiro de Automática, 2006. v. 16. p. 1584-1589.

problemas de sobrecarga. Todo o planejamento da expansão da rede fica com isso aliviado, pois diversas instalações, antes ociosas, podem agora ser colocadas em operação.

Quando se usa a compensação série da linha para controlar a abertura angular (defasador), está-se, na verdade, variando tanto a potência ativa como a reativa na linha. Isso requer uma fonte de potência ativa próxima, conectada no barramento CC do inversor, daí se instalar o defasador normalmente na extremidade da linha e não no meio, como no caso do compensador "shunt". Por essa razão o compensador de fase não poder ser representado simplesmente como um indutor ou capacitor série equivalente.

Dois casos particulares de defasadores são de particular interesse:

- defasador ideal ("Phase-shifter")
- controlador universal de fluxo de potência (UPFC)

6.8.5 Defasador ideal

Um defasador¹³ ideal não altera a magnitude das tensões terminais da linha, apenas da abertura angular numa determinada faixa. Tal dispositivo ideal não apresenta impedância série, de modo que não afeta a capacidade de transmissão de potência pelo alimentador. A Figura 6.45 mostra o defasador ideal e seu efeito sobre o alimentador. A curva 2 se refere à tensão V_{S1} . O limite de estabilidade ocorre para $(\delta \pm \alpha) = 90^\circ$. Se o defasador ideal não operar, ou seja, $\alpha = 0$, a linha se comporta como se não houvesse compensador. Se, por outro lado, $\alpha = -\delta$ (situação ilustrada na figura), o fluxo de potência ativa através da linha será zero. Ou seja, com α negativo ocorre redução na potência transferida pela linha. Com α positivo, o fluxo de potência aumenta.

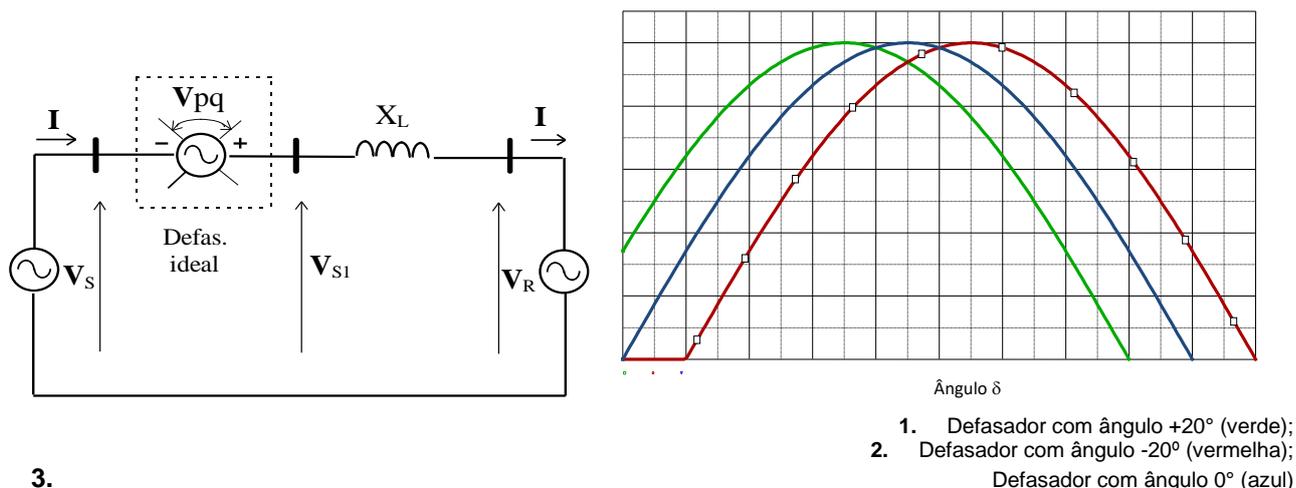


Figura 6.45 Compensador série como defasador ideal e capacidade da linha (em p.u) com defasador

Nessas condições, a potência transmitida pela linha, considerando que as tensões V_S e V_R possuem módulo V , é expressa por:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \cdot \sin(\delta \pm \alpha) \tag{6.27}$$

O limite de estabilidade agora ocorre para $(\delta \pm \alpha) = 90^\circ$. Se $\alpha = 0$ a linha se comporta como se não houvesse compensador. Se, por outro lado, $\alpha = -\delta$, o fluxo de potência ativa através da linha será zero. A ação do defasador não altera a capacidade da linha, apenas impõe uma abertura angular através da aplicação da tensão V_{pq} colocada em série. Isso afeta a relação de transferência de potência entre os terminais S e R, face ao resto do sistema interligado. Esse é um controle de intercâmbio eficaz entre

¹³ Jody Verboomen, Dirk Van Hertem, Pieter H. Schavemaker, Wil L. Kling, Ronnie Belmans, "Phase Shifting Transformers: Principles and Applications", IEEE International Conference on Future Power Systems, 2005.

duas áreas que tem capacidade de geração própria, utilizado para regulação do fluxo de potência em linhas paralelas.

O defasador ideal tem a capacidade de produzir uma tensão V_{pq} com qualquer fase relativa à corrente i , por isso, segue, em princípio, o lugar geométrico de um círculo, como indicado na Figura 6.46. O ângulo que se consegue inserir varia na faixa $\pm\alpha$. Como defasador ideal, no entanto, só interessam os pontos que mantêm a magnitude da tensão intermediária V_{S1} constante no valor V .

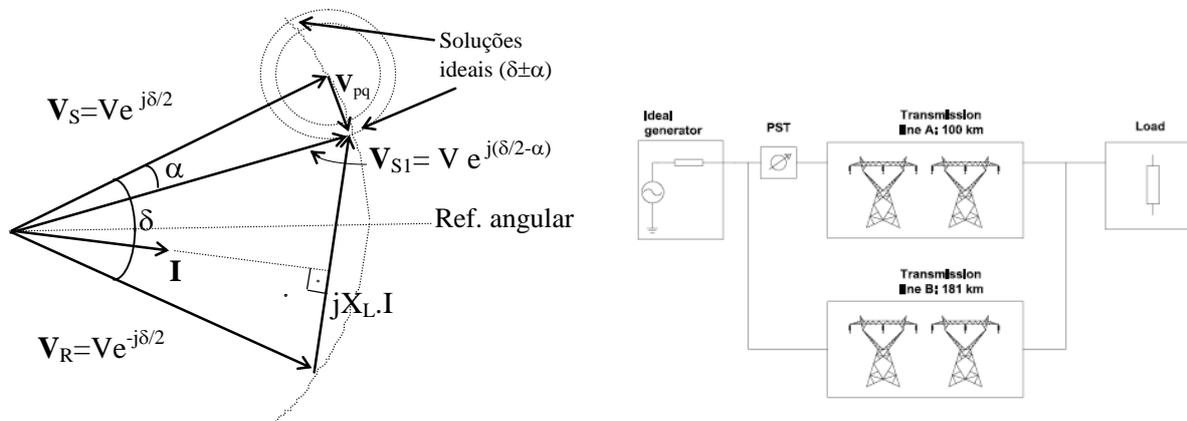


Figura 6.46 Diagrama fasorial do defasador ideal e seu emprego para controle de fluxo de potência em linhas paralelas¹⁴

A Figura 6.47 mostra a realização do defasador com transformador (PST – *Phase Shift Transformer*). Nesse caso, a impedância série não é nula e resulta alguma redução na capacidade de transmissão de potência ativa pela linha. A tensão V_{S1} se altera também em módulo. Pela construção do dispositivo, a tensão adicionada (ΔV na figura 6.47) resulta em quadratura com a tensão de fase. O valor da tensão é ajustado por meio de *taps* no transformador.

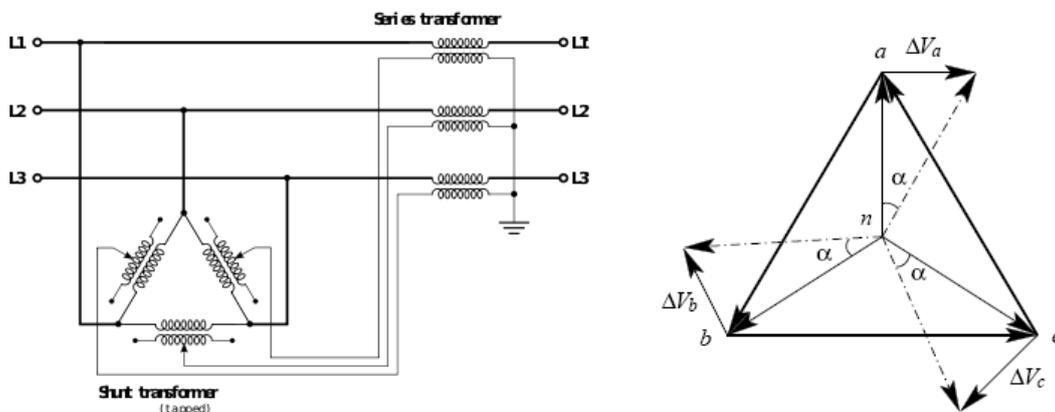


Figura 6.47 Realização do defasador com transformador e diagrama fasorial de tensões^{15,16}

6.8.6 Compensador universal

O controlador universal, por sua vez, corresponde ao defasador operando sobre todo o círculo do diagrama mostrado na Figura 6.46. Isto requer uma segunda fonte para controlar o nível da tensão de operação do defasador. A Figura 6.48 ilustra o controlador universal.

¹⁴ http://www.esat.kuleuven.be/electa/publications/fulltexts/pub_1502.pdf

¹⁵ <http://en.wikipedia.org/wiki/File:Qb-3ph.svg>

¹⁶ <file:///C:/Documents%20and%20Settings/antenor/Meus%20documentos/Downloads/Magal%C3%A3esAlinedaSiva.pdf>

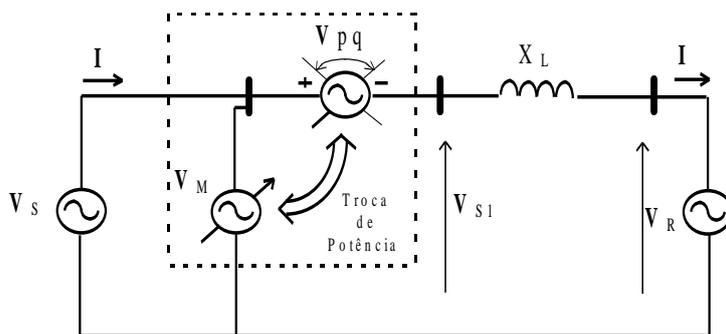


Figura 6.48 Controlador Universal de Potência (UPFC)

Neste caso $V_M = V_S$, uma vez que o compensador "shunt" está ligado no início da linha. Essa é a conexão usual quando a potência vai de S para R. Caso contrário, o compensador seria conectado na outra extremidade da linha (o ramo *shunt* junto á fonte). No caso geral, em que a potência pode fluir nos dois sentidos, é necessário ligar um compensador "shunt" em cada lado do defasador. O controle da magnitude da tensão e do ângulo α permite ajustar tanto a potência ativa como o fluxo de reativos através da linha.

Ao atuar sobre a potência ativa, torna-se possível amortecer oscilações eletromecânicas entre áreas (função de PSS – *Power System Stabilizer*) e, ao mesmo tempo, prevenir oscilações de tensão que poderiam levar ao colapso por falta de reativos.

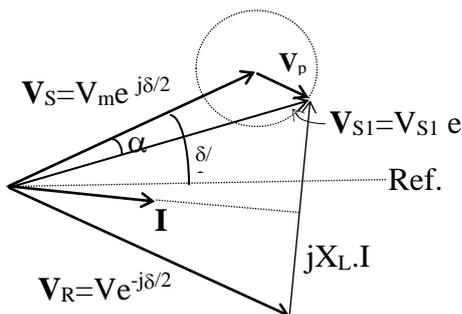


Figura 6.49 Diagrama fasorial do UPFC.

A Figura 6.50 mostra uma realização possível do compensador universal para controle do fluxo de potência na linha.

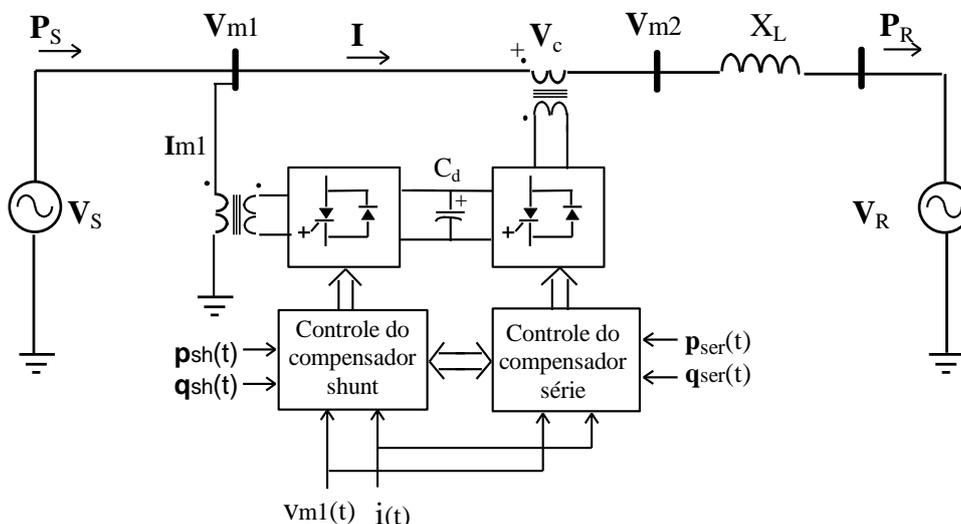


Figura 6.50 Compensador universal de fluxo de potência UPFC.

Através do inversor "shunt" se absorve potência do alimentador e com o inversor série se controla o fluxo de potência ativa e reativa na linha.

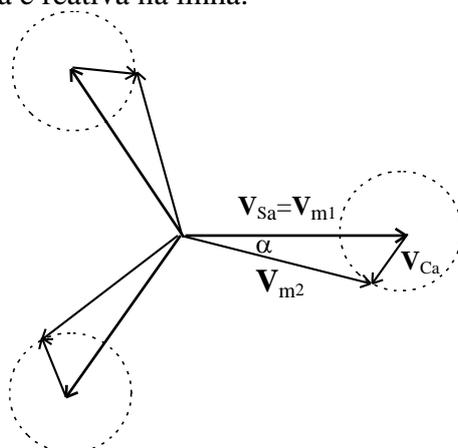


Figura 6.51 Lugar geométrico das tensões resultantes com o UPFC.

Como o compensador atua na barra inicial da linha, a tensão controlada é V_{m1} . A tensão no final da linha vai depender do fluxo de potência e da compensação série (V_c). Isto não garante que a tensão na carga seja adequada. Se essa tensão tiver que ser monitorada então pode ser melhor ligar o compensador "shunt" próximo da carga. Aplicações em grande escala do compensador universal ainda não foram feitas.

6.9 Amortecimento de oscilações de potência

Os fenômenos de variação de frequência são relevantes nos sistemas de transmissão de energia, com pouca influência nos sistemas de distribuição. Mesmo dentro de faixas razoavelmente amplas de variação da frequência, não são registrados problemas importantes na operação de equipamentos.¹⁷

De acordo com o PRODIST¹⁸, "o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz".

As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos."

Ressonâncias subsíncronas são oscilações de potência associadas com a plasticidade do acoplamento mecânico entre o rotor da turbina e o rotor do gerador¹⁹. O IEEE define que "ressonância subsíncrona é uma condição do sistema de energia elétrica na qual a rede elétrica troca energia, abaixo da frequência síncrona, com o subsistema formado pela turbina e pelo gerador, em uma ou mais das frequências naturais presentes no sistema".

¹⁷ M. H. J. Bollen e I. Y. H. Gu, Signal Processing of Power Quality Disturbances, IEEE Press, 2006

¹⁸ PRODIST – Procedimentos de Distribuição – 2017 – Submódulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

¹⁹ IEEE SSR Working Group, "Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous Resonance," IEEE Symposium on Countermeasures for Subsynchronous Resonance, IEEE Pub. 81TH0086-9-PWR, 1981

Esse problema foi observado quando se começou a usar a compensação capacitiva série de longas linhas de transmissão, nos anos 70^{20,21}, o que levou ao aparecimento de frequências naturais que se sintonizaram com a frequência do sistema turbina+gerador. Devido à ressonância, na faixa típica de 10 a 30 Hz, as massas girantes do rotor da turbina oscilam contra as do rotor do gerador, podendo provocar a ruptura do acoplamento por cisalhamento²².

Uma solução para este problema envolve o uso de PSS (Estabilizadores do Sistema de Potência – *Power System Stabilizer*), para introduzir amortecimento das oscilações do fluxo de potência entre a máquina e o sistema. Esse controle também pode ser realizado por um TCSC (Compensador Série Controlado por Tiristores).

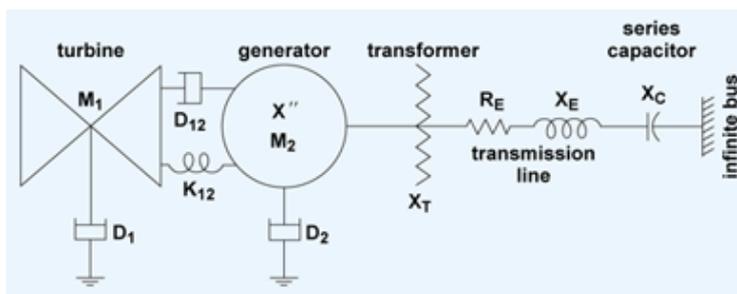


Figura 6.52 Diagrama geral de sistema elétrico com elementos que propiciam o surgimento da ressonância subsíncrona²³.

Já as oscilações eletromecânicas são de outra natureza, pois são oscilações angulares do rotor do gerador na velocidade síncrona, devido à elasticidade do acoplamento eletromagnético entre o rotor e o campo girante da máquina síncrona. Essas oscilações de baixa frequência (0,2 a 2,0 Hz) são pouco amortecidas e podem durar vários minutos, causando oscilações de potência entre a máquina e a rede (modo local) ou entre diferentes máquinas ou grupos de máquinas (modos intermáquinas ou interáreas).

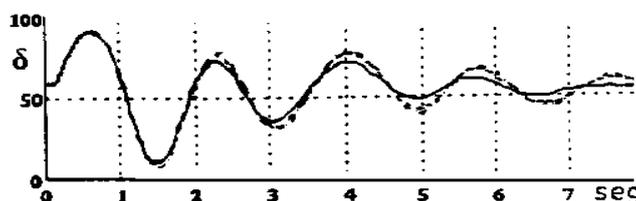


Figura 6.53 Oscilação da posição angular síncrona do rotor de um gerador.

Esse problema afeta a estabilidade dinâmica do sistema interligado, pois altera o sincronismo dos geradores que operam em paralelo, mesmo estando conectados a pontos distantes entre si.

A modelagem dinâmica do sistema permite chegar a um diagrama de blocos que representa a equação "swing" da máquina síncrona.

Existe uma relação linearizada entre as variações da potência gerada pela máquina síncrona e as variações de velocidade ou de ângulo do rotor da máquina. Esse modelo permite, por exemplo, simular a resposta dinâmica da máquina a um degrau de carga, mostrando o modo eletromecânico de oscilação da máquina. Essas oscilações requerem um esquema de controle especial para amortecimento

²⁰ Ballance, J.W.; Goldberg, S.; Subsynchronous Resonance in Series Compensated Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume: PAS-92, Issue: 5, 1973, Page(s): 1649 – 1658

²¹ Walker, D.N.; Bowler, C.E.J.; Jackson, R.L.; Hodges, D.A.; Results of subsynchronous resonance test at Mohave, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume: 94, Issue: 5, Part: 1, 1975

²² IEEE Committee Report: Terms, definitions, and symbols for subsynchronous resonance, IEEE Trans. Power Apparatus Sys., PAS-104: 1326–1334, June 1985

²³ Figura de IEEE Committee Report: Terms, definitions, and symbols for subsynchronous resonance, IEEE Trans. Power Apparatus Sys. PAS-104: 1326–1334, June 1985. <http://accessscience.com/content/Subsynchronous-resonance/664550>

rápido. Normalmente isso é conseguido através de uma malha de realimentação das variações de velocidade ($\Delta\omega$) para modular a tensão do gerador (ΔV_{ref}).

A função de transferência entre variação angular e a da potência mecânica é expressa por:

$$\frac{\Delta\delta(s)}{\Delta P_m(s)} = \frac{\omega_s/2H}{s^2 + (K_D/2H).s + (K_S\omega_s/2H)} \tag{6.33}$$

Para estudar a atuação dinâmica de um PSS é preciso acrescentar ao modelo eletromecânico a característica do controle de excitação do gerador. Existem dois modelos lineares descritos na literatura: Modelo Heffron-Phillips (MHP)²⁴, no qual apenas as principais variáveis estão explicitadas, e o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)²⁵, no qual todas as variáveis nodais estão explicitadas.

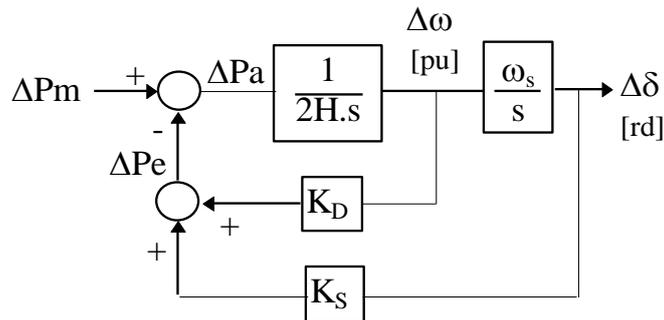


Figura 6.54 Modelo angular do gerador com amortecimento da carga.

Uma modelagem simplificada e linearizada leva a identificar um comportamento de segunda ordem, subamortecido. Nos sistemas elétricos resultam frequências típicas de oscilação eletromecânica na faixa entre 0,2 a 2Hz, com taxas de amortecimento baixas ($\xi < 5\%$). Assim, o controle da excitação do gerador, se não estiver devidamente ajustado, pode cancelar o pouco amortecimento disponível e provocar instabilidade angular com amplitudes crescentes até provocar o desligamento da máquina.

6.9.1 Modelos Lineares para Estudos Dinâmicos em Sistemas Elétricos

A vantagem do MHP é a sua simplicidade para incluir o PSS. A desvantagem é a dificuldade em incluir a representação de dispositivos FACTS. Para isso, o MSP é mais conveniente, pois o modelo é baseado no balanço nodal de potência ativa e reativa da rede. As figuras seguintes mostram os modelos MHP e MSP. Maiores detalhes podem ser encontrados nas referências apresentadas.

²⁴ De Mello, F.P. e Concordia, C. "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Apr. 1969

²⁵ Deckmann, S.M. e da Costa, V.F. "Power Sensitivity Model for Electro-mechanical Oscillation Studies". IEEE Trans. Power System, Vol 9, No. 3, May 1994.

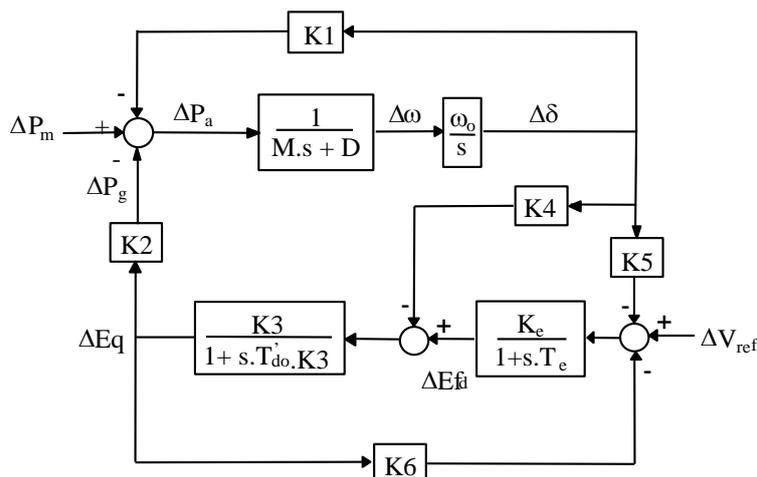


Figura 6.55 Modelo Heffron-Phillips de gerador ligado a barra infinita.

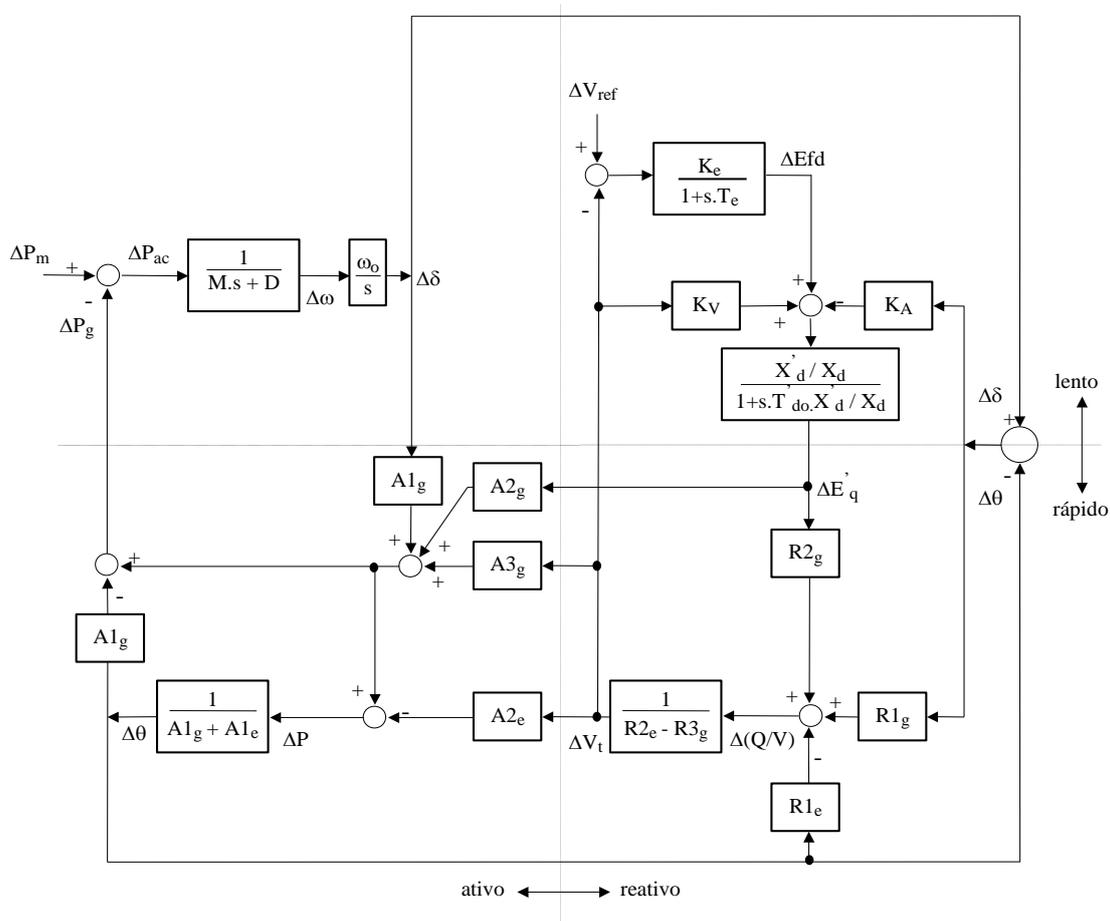


Figura 6.56 Modelo de Sensibilidade de Potência para gerador ligado a barra infinita.

6.9.2 Estabilizador de oscilações (PSS)

A ação do PSS se dá através da realimentação das variações de velocidade do gerador ($\Delta\omega$) para modular a tensão do sistema de excitação. Uma função de transferência adequada deve permitir o ajuste do ganho e a compensação do atraso de fase introduzido pelo sistema de excitação. Para isso normalmente é usado um circuito de avanço/atraso (lead/lag) de segunda ordem. Além disso, um filtro passa-alta (*washout*) também é necessário para eliminar o efeito de desvios em regime permanente.

A Figura a seguir representa a função típica de um PSS:

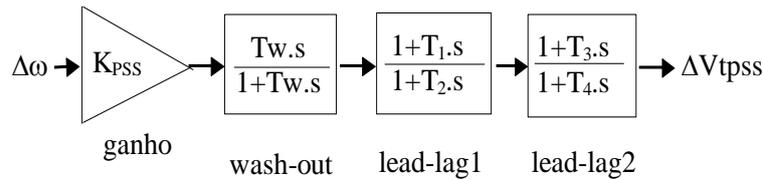


Figura 6.57 Função de transferência de um PSS.

Os valores dos parâmetros devem ser ajustados para proporcionar a ação de amortecimento desejada. Em geral T_w é da ordem de 10 s, enquanto que T_1 e T_2 dependem do avanço de fase requerido na frequência de oscilação pela malha de controle. Para haver avanço de fase, é necessário que a relação $a = T_1/T_2$ seja maior do que um ($T_1 > T_2$). Nessa condição, o avanço de fase ϕ será dado por:

$$\text{sen}\phi = \frac{a - 1}{a + 1} \tag{6.34}$$

6.9.3 Exemplo: Gerador ligado a barramento infinito

Para mostrar como esses processos de compensação dinâmica são eficazes, considere um sistema simples para simular uma perturbação de torque mecânico em um gerador síncrono de polos lisos com reatância transitória $X'd$, ligado a um sistema infinito por meio de uma linha sem perdas e com reatância X_e .

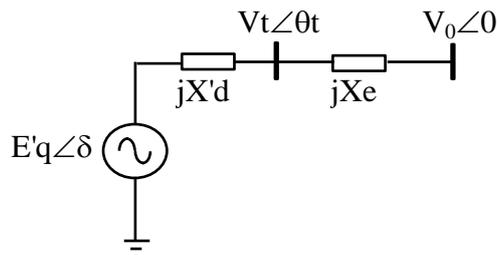


Figura 6.58 Gerador ligado a barramento infinito.

Para uma dada condição de operação, o modelo Heffron-Phillips resulta nos parâmetros mostrados na figura 6.59 (simulação em Pspice).

A figura 6.60 mostra a resposta em frequência do modelo H-P em malha aberta ($\Delta P_e/\Delta P_m$). Fica claro que se trata de um modo característico com frequência de ressonância em torno de 1 Hz.

A figura 6.61 mostra as oscilações de velocidade e ângulo do rotor em relação ao valor de regime. Para mostrar a atuação do PSS pode-se acrescentar a malha de realimentação necessária entre $\Delta\omega$ e ΔV_{ref} . A figura 6.62 mostra o esquema utilizado. Para ajustar os parâmetros dos blocos *lead-lag* tem-se que saber a resposta em frequência do sistema através do caminho de atuação do controle. A figura 6.63 mostra o MHP com o PSS. A figura 6.64 representa as diversas respostas em frequência para a compensação de fase requerida.

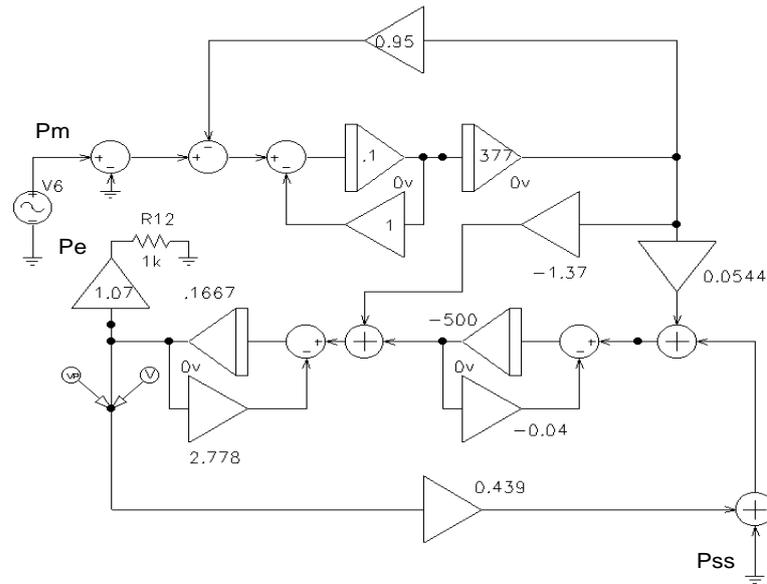


Figura 6.59 MHP para obter a resposta em malha aberta.

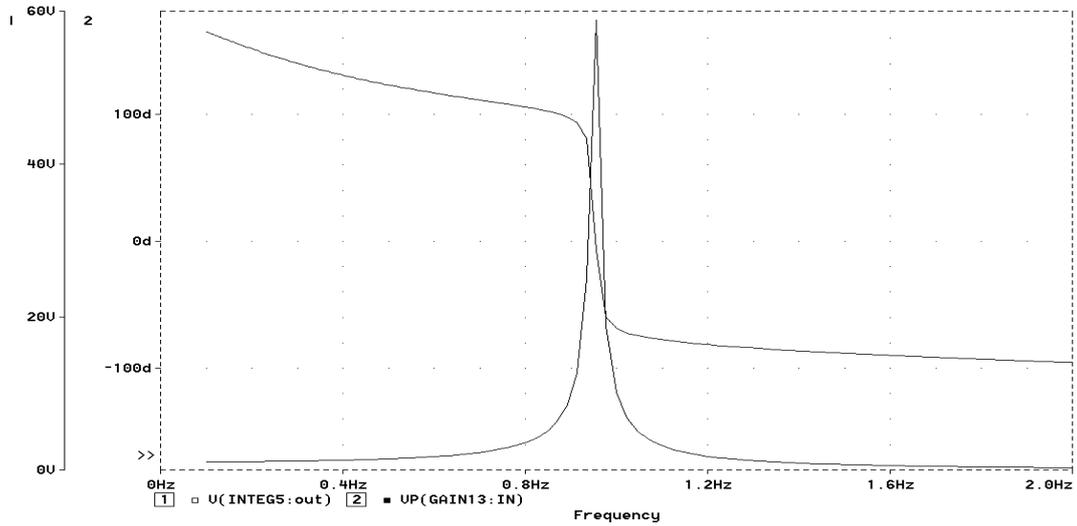


Figura 6.60 Resposta em malha aberta do MHP.

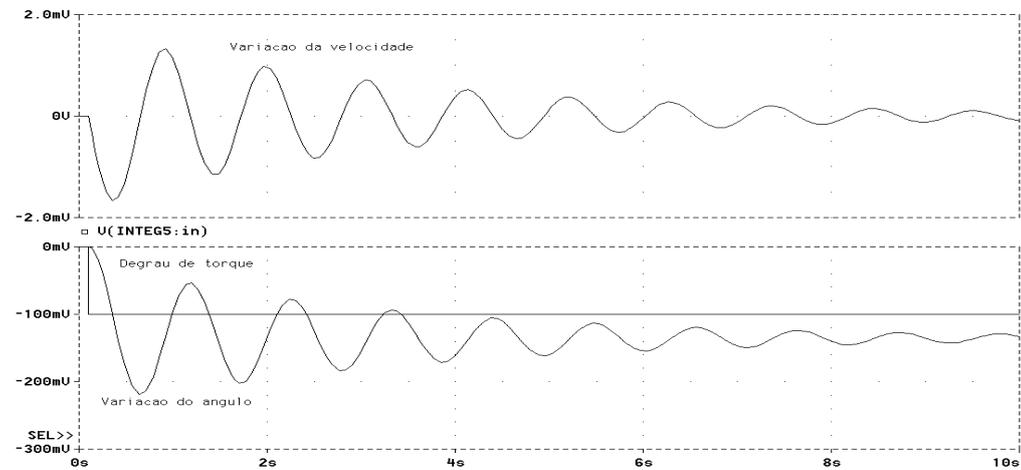


Figura 6.61 Modo eletromecânico de oscilação devido a degrau de carga.

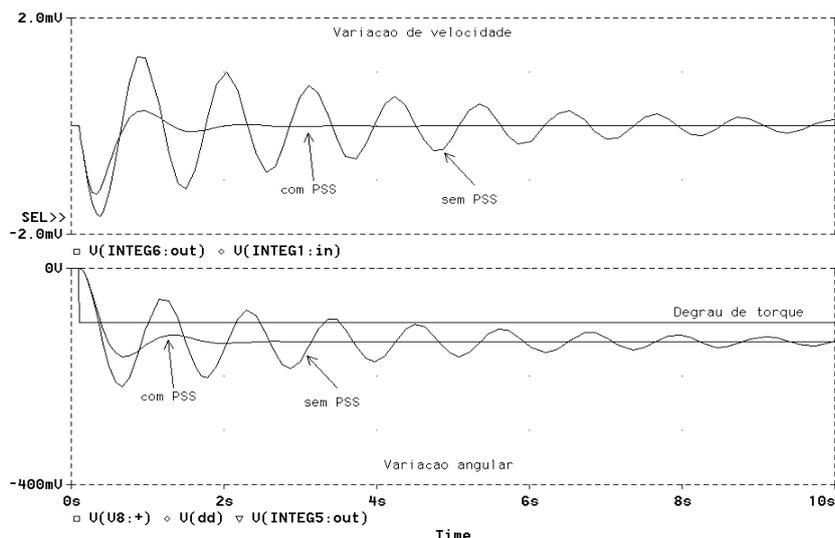


Figura 6.65 Atuação do PSS

Esse método de controle é eficiente para as oscilações dos geradores ou seja para os modos locais. No entanto, existem também modos de oscilação interáreas (entre conjuntos de máquinas). Esses modos, em geral, são de frequência ainda mais baixa (0,2 a 0,5 Hz) e para amortecer esses modos que envolvem máquinas distantes entre si, é necessário instalar compensadores nas linhas de interligação sujeitas às oscilações de potência. Essa é uma das aplicações dos compensadores série controlados.

Algumas aplicações de dispositivos FACTS podem ajudar a atenuar tais oscilações, entre diferentes conjuntos de máquinas ao longo da rede, como é o caso da interligação norte-sul, que une a central hidrelétrica de Tucuruí com o sistema sul-sudeste²⁶.

Neste caso, o principal objetivo dos dispositivos instalados em série com a linha é amortecer oscilações de potência que tendem a ocorrer em determinados eventos, como a perda de geração em Tucuruí. A ação dos dispositivos controláveis é tal que são amortecidas as oscilações de potência, mantendo-se a linha em funcionamento.

A ação de amortecimento é obtida realimentando-se os desvios de frequência ou as oscilações da potência elétrica como um sinal de erro de modo a alterar o ponto de operação do compensador série controlado a tiristores (TSCS). Com isso produz-se amortecimento artificial das oscilações às custas de variações na impedância da linha.

Os dispositivos controláveis, localizados em Imperatriz e em Serra da Mesa, seguem um controlador que amortece oscilações de potência (POD – *Power Oscillation Damping*). Sem estes dispositivos, na ocorrência de uma perda de geração significativa em Tucuruí, o sistema se torna instável, como mostra a figura 6.66, levando, inevitavelmente, ao seu desligamento.

²⁶ C. Gama, L. Ängquist, G. Ingeström, M. Noroozian; Commissioning And Operative Experience Of Tcsc For Damping Power Oscillation In The Brazilian North-South Interconnection, Sessão Cigré 2000, artigo 14-104. Acessível em [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3643733c387b2eeac1256fda003b4cea/\\$file/14_104e.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3643733c387b2eeac1256fda003b4cea/$file/14_104e.pdf)

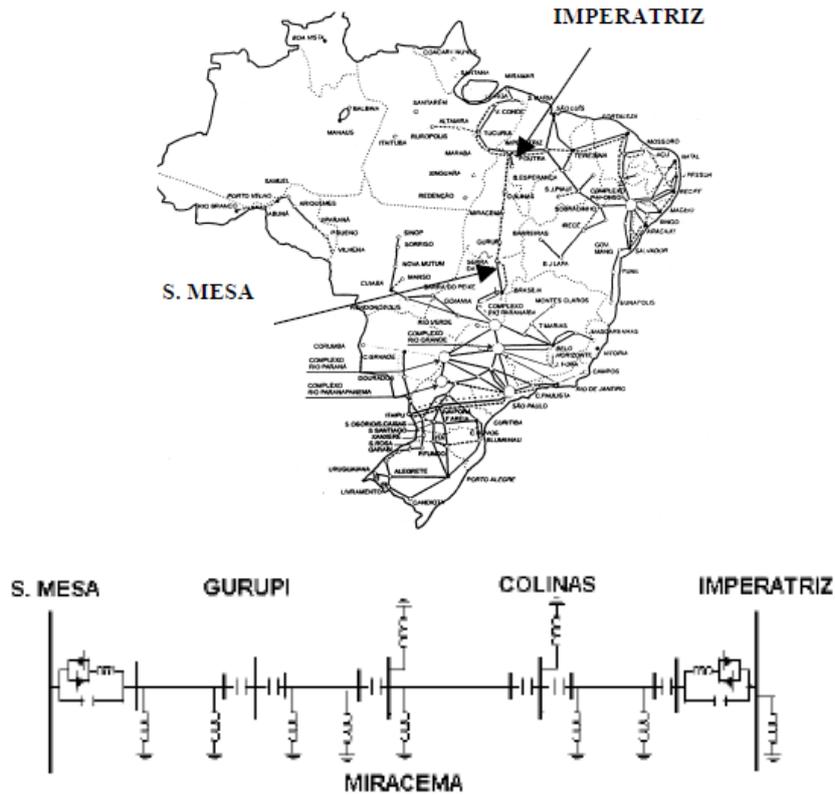
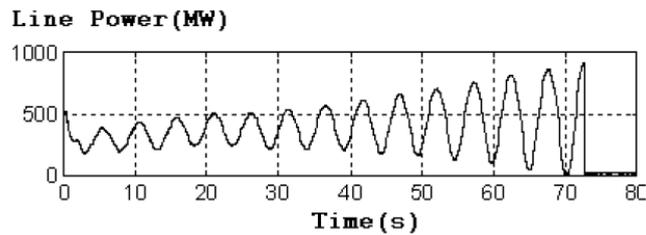


Figura 6.66 Localização geográfica, diagrama unifilar dos dispositivos de compensação na interligação norte-sul.



a) Variação da potência ao longo da interligação norte-sul após perda de um gerador de 300 MW em Tucuuruí.

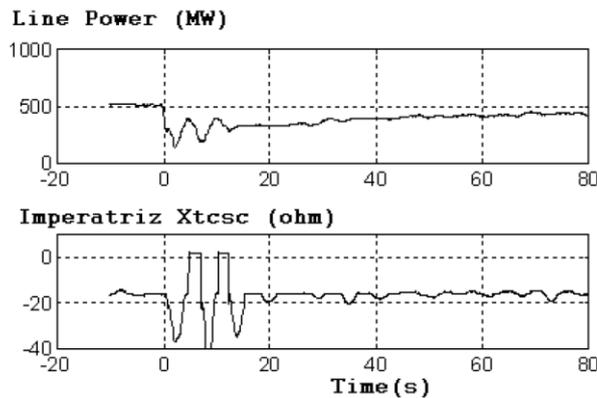


Figura 6.67 b) Controle da oscilação de potência com atuação dos compensadores série em Imperatriz (MA) e Serra da Mesa (GO).

[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3643733c387b2eeac1256fda003b4cea/\\$file/14_104e.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3643733c387b2eeac1256fda003b4cea/$file/14_104e.pdf)

6.9.4 Exemplo de controle da abertura angular

Outra forma de amortecer as oscilações interáreas é fazer controle da abertura angular da linha. A vantagem é que se pode estabelecer o valor médio do fluxo de potência através da linha, porém é necessário medir a diferença angular das tensões nas extremidades da linha (medição remota).

Para ilustrar como esse controle atua considere o esquema da Figura 6.68. A ideia é introduzir um capacitor série (CSC) na linha que compense as variações angulares medidas. Neste exemplo, as oscilações de potência na linha são impostas pela modulação da carga ativa. Um esquema de medição da abertura angular e filtragem é usado para gerar o sinal de realimentação ao CSC.

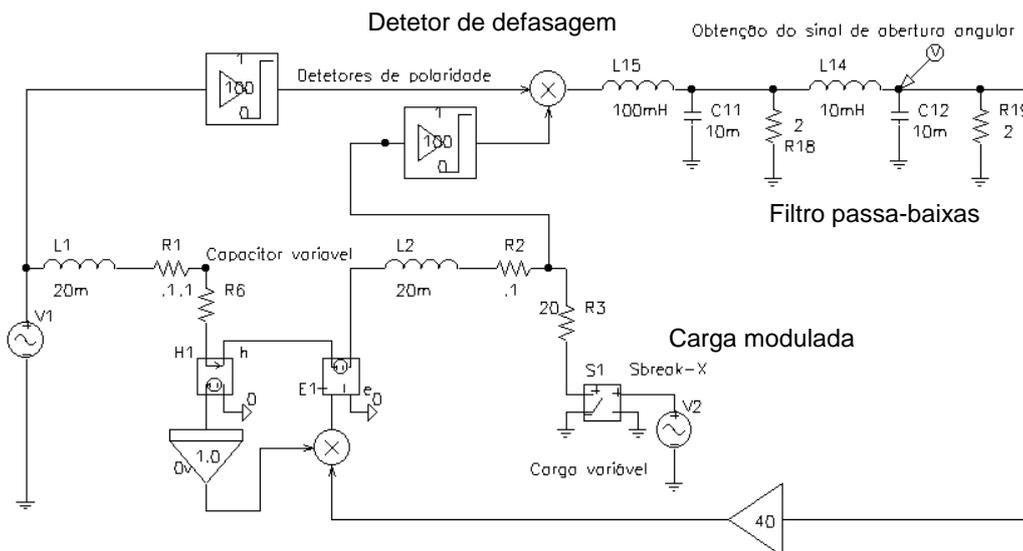


Figura 6.68 Controle da abertura angular usando CSC.

A Figura 6.69 mostra o efeito de modulação da carga sobre a tensão. A Figura 6.70 mostra as tensões nas duas extremidades da linha sem a compensação série.

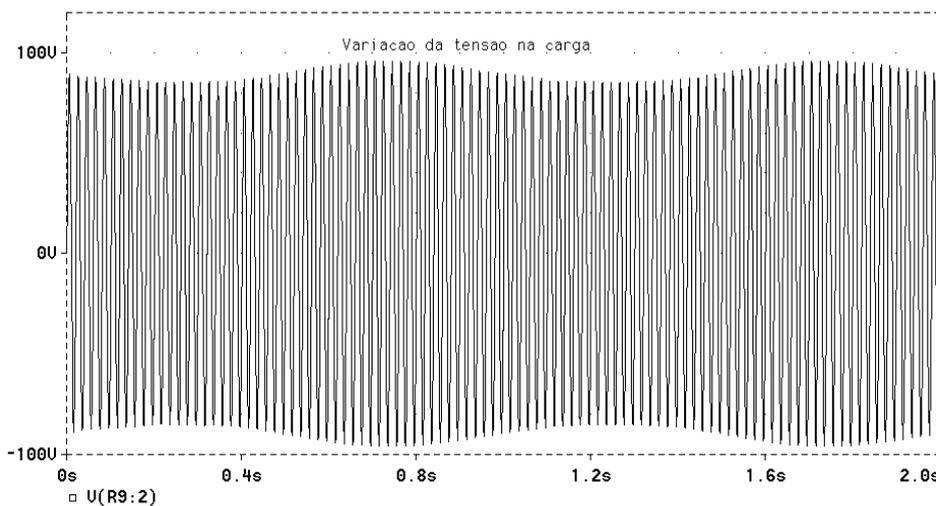


Figura 6.69 Variação da tensão devido à modulação da carga.

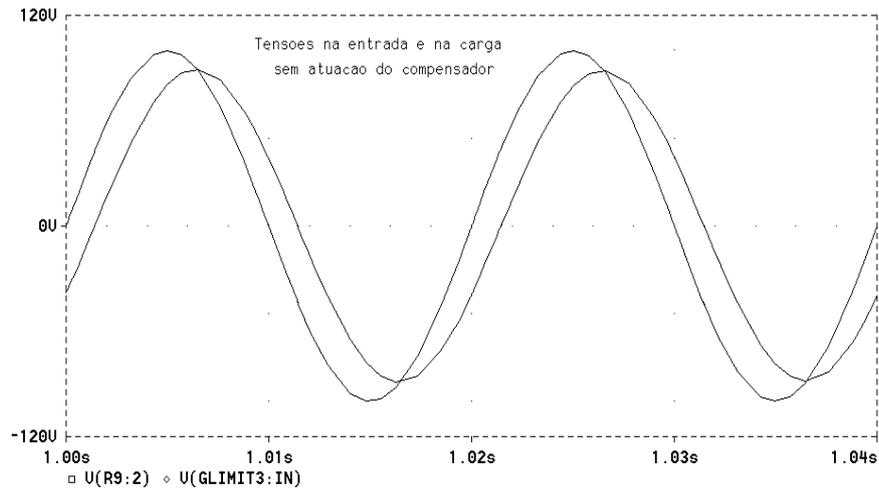


Figura 6.70 Tensões terminais da linha sem compensação.

A figura 6.71 mostra como evolui a abertura angular antes e depois da compensação. Notar que desaparecem as oscilações, porém o ângulo de operação muda. Abertura angular zero corresponde aproximadamente a 500 mV do sinal.

A Figura 6.72 mostra as tensões terminais após a compensação série total. O fato de a abertura angular ter-se reduzido e as magnitudes serem quase iguais mostra que, de fato, houve compensação total da reatância da linha.

Pode-se modificar o controle para absorver apenas as oscilações da potência, de modo que a abertura angular média seja mantida constante.

Notar que a oscilação neste caso particular é de 0,5 Hz. Observando-se o que ocorre com as tensões terminais da linha, percebe-se que apenas a oscilação angular foi eliminada. Tomando-se dois casos extremos separados de meio período da oscilação, por exemplo, em 0,5 e 1,5 segundos, percebe-se que a compensação atuou no sentido de manter a abertura angular constante.

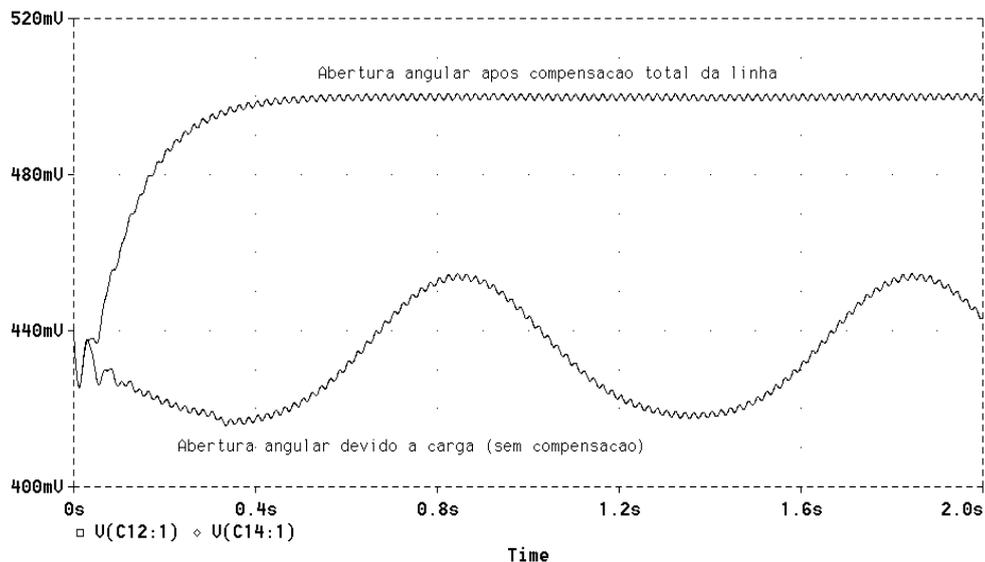


Figura 6.71 evolução angular com e sem compensação série.

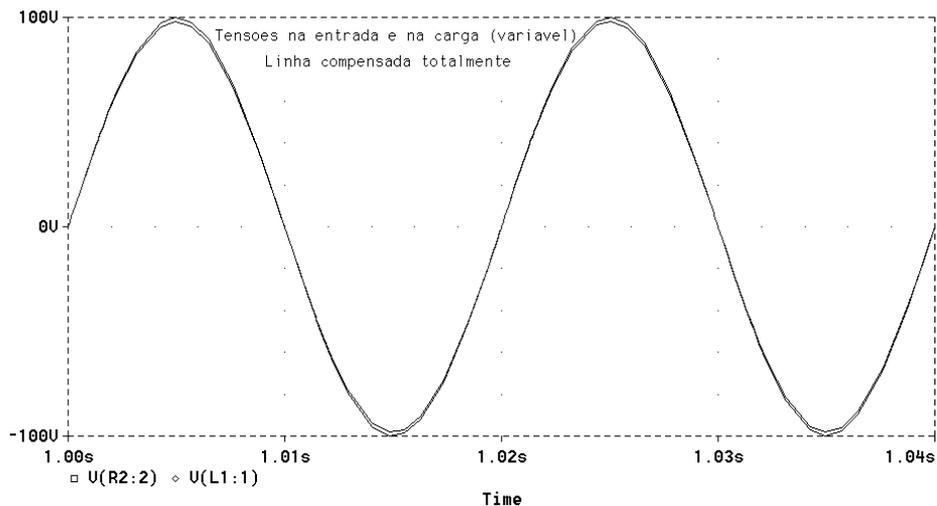


Figura 6.72 Tensões terminais da linha após compensação total da reatância série.

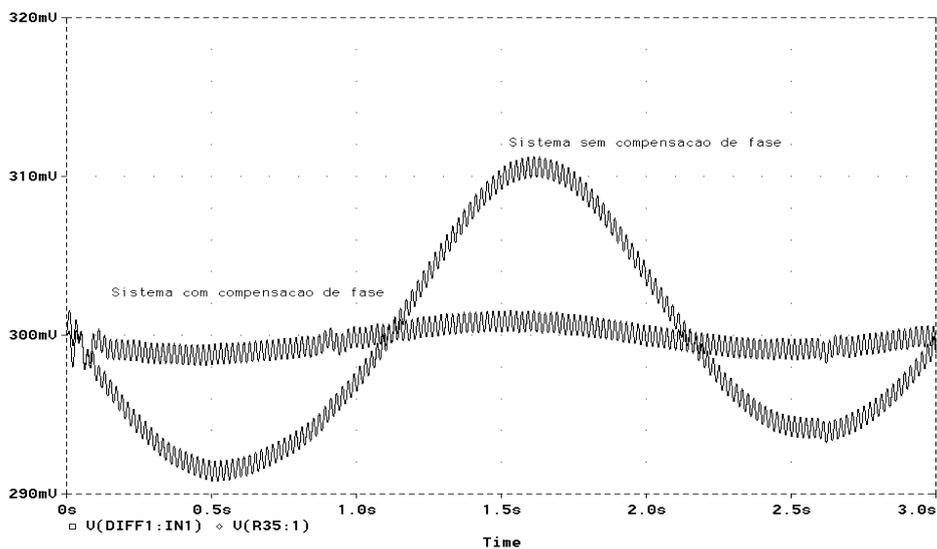


Figura 6.73 Compensação série para amortecer as oscilações angulares da linha.

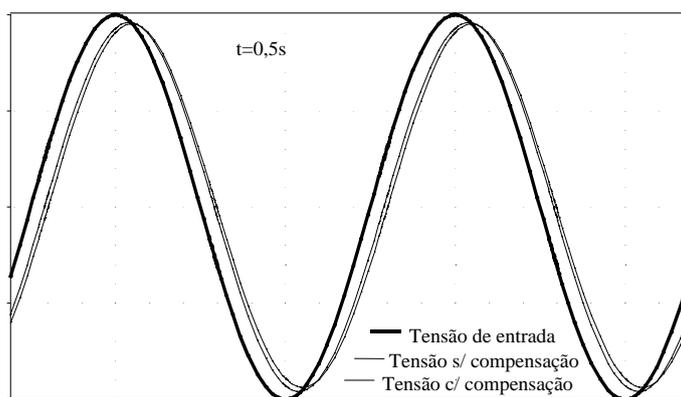


Figura 6.74 Tensões terminais para ponto de mínima abertura.

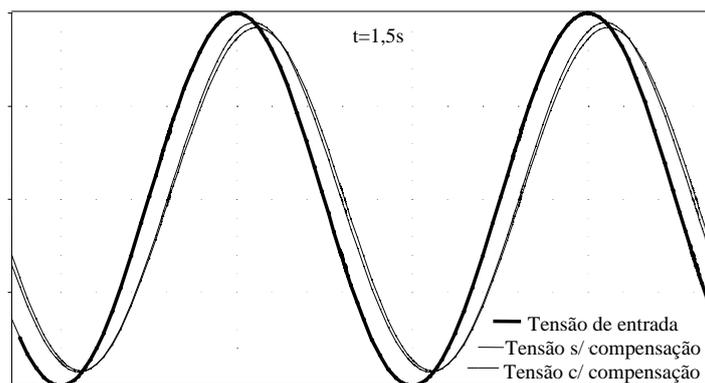


Figura 6.75 Tensões terminais para máxima abertura angular.

6.10 Transmissão por Corrente Contínua em Alta Tensão

João I. Y. Ota

Sistemas de Transmissão por Corrente Contínua em Alta Tensão -CCAT- (*High Voltage Direct Current -HVDC- Transmission Systems*) são soluções bem conhecidas dentro do Sistema Integrado Nacional, e elas se tornaram possíveis graças às aplicações de eletrônica de potência para a conversão adequada de CA para altos níveis de tensão CC. Presente há mais de 50 anos dentro das áreas de conhecimento do setor elétrico e dos sistemas de transmissão, o tema de HVDC vem ganhando uma certa revitalização recentemente, muito devido ao surgimento do VSC-HVDC (baseado no Conversor do tipo fonte de tensão-VSC ou no Conversor Multinível Modular-MMC), ao aumento do uso de fontes de energia renováveis e alternativas (geração distribuída) e à possibilidade de conexões multiterminais.

Um sistema HVDC é composto por estações conversoras, nas quais se incluem as tecnologias de semicondutores, além da estrutura de transmissão (torres e linhas) quando se trata de sistemas ponto-a-ponto ou a grandes distâncias. Nas Estações Conversoras são muito mais comuns as aplicações em sistemas baseados em conversores fonte de corrente (CSC – *current source converters*), também conhecidos por CCAT baseados em conversores com comutação (desligamento) natural – *Line-Commutated Converters* (LCC-HVDC). Sistemas mais recentes e que utilizam dispositivos semicondutores de comutação forçada e mais rápidos são baseados em conversores fonte de tensão (VSC – *voltage source converters*). A flexibilidade e as possibilidades de conexões multiterminais em CCAT também tem trazido discussões na possibilidade de futuras redes CC de grande porte ²⁷, apesar de existirem diversos entraves tecnológicos para o mesmo. Esta seção discute brevemente sistemas HVDC, dando ênfase às tecnologias das Estações Conversoras.

6.10.1 Aspectos Econômicos do HVDC

O acesso e a distribuição de energia elétrica são feitos através da corrente alternada. Apesar de as primeiras instalações elétricas terem sido em corrente contínua, questões relacionadas à elevação de tensão e redução de perdas por corrente tornaram a corrente alternada uma opção mais atrativa, de maneira resumida. Em alguns casos, porém, a transmissão CC torna-se viável, principalmente quando grandes distâncias devem ser cobertas por uma grande quantidade de cabos. Assim, o principal motivo para o uso de sistemas de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current* em inglês) é econômica. As razões que justificam isso estão relacionadas com:

- Estrutura de torres: para linhas aéreas, a construção de torres para um sistema CC pode ser mais vantajosa.
- Subestações: gastos com estação conversora CA-CC e CC-CA tendem a ser maiores do que subestações CA.

²⁷ D. Van Hertem and M. Ghandhari, “Multi-terminal vsc HVDC for the European supergrid: Obstacles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3156–3163, 2010.

- Cabos: sistemas CC demandam menos cabos do que sistemas CA trifásicos.
- Compensação de reativos: custos de transmissão CA para linha muito longas.

Para os custos relacionados à questão estrutural, considera-se que existe uma distância da transmissão na qual torna-se mais vantajoso utilizar o HVDC. É a chamada “*break-even distance*”, apresentada na figura 6.76. Em geral, essa distância é de 800 km para cabos aéreos. Para cabos submarinos, essa distância é menor, sendo cerca de 50 km. Tais distâncias dependem de valores nominais de potência, tensão, cabos, entre outros.

É válido também citar que existem estudos que disputam, em termos econômicos, o uso de linhas CA de alta tensão para distâncias de meio comprimento de onda (cerca de 2500 km para redes de 60 Hz) em vez de linhas CC de alta tensão^{28 29 30}.

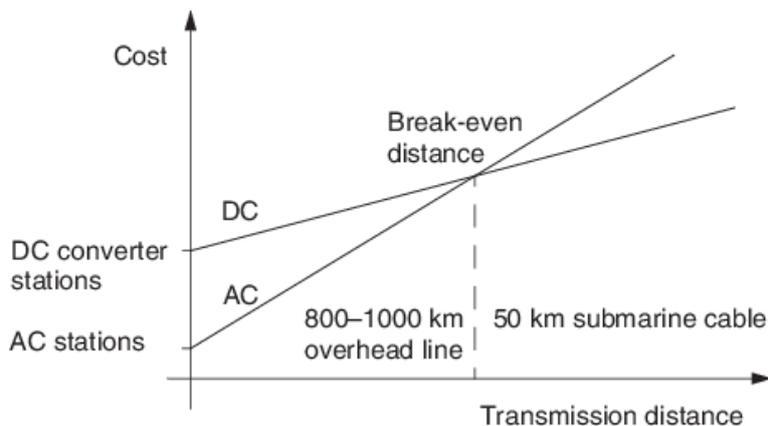


Figura 6.76. “*Break-even distance*” entre o uso de rede CC ou CA para altas tensões

6.10.2 Aspectos Técnicos do HVDC

Outros aspectos que motivam o uso de HVDC (*High Voltage Direct Current*) são técnicos. As razões que justificam isso estão relacionadas com:

- Correntes de energização de linhas: enquanto transmissão CA necessita de procedimentos de energização, os quais resultam em correntes ainda maiores para cabos subterrâneos, cabos CC não necessitam desse procedimento.
- Suporte de Tensão: transmissão CA necessita de compensação de reativos ao longo da linha, principalmente para linhas muito longas.
- Redes assíncronas: em muitos casos, a melhor maneira de conectar redes assíncronas (frequências de rede diferentes ou defasadas) é através de um elo CC.
- Faixa de segurança ou servidão (*Right-of-Way - RoW*): o RoW é a área de ocupação de linhas de transmissão e de subestações. Em geral, cabos CC exigem uma menor RoW em comparação com cabos CA, mesmo com a necessidade de áreas relativamente maiores para Estações Conversoras CC-CA e CA-CC.
- Flexibilidade e controle dinâmico de fluxo de potência: enquanto linhas CA possuem controle lento (transformadores defasadores ou tap variável) ou dispositivos FACTS para uma dinâmica rápida, Estações Conversores CC-CA e CA-CC seriam capazes de controle rápido.

²⁸ PORTELA, C. M.; ALVIM, M.; TAVARES, M. C.; AZEVEDO, M. R. Nova Concepção de Linhas de Transmissão a Longa Distância em Corrente Alternada e Extra Alta Tensão. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife - PE: [s.n.], 2009. p. 1–8.

²⁹ M. L. dos Santos et al., "Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 2, pp. 502-509, April 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2274333.

³⁰ SANTOS, Milana Lima dos. Avaliação do desempenho de linhas de transmissão de energia elétrica de meia onda. 2010. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2010. doi:10.11606/D.3.2010.tde-12112010-175512.

Assim, em geral, justifica-se o uso de HVDC pelas vantagens listadas anteriormente e sua aplicação encontra-se na prática nas seguintes situações.

a) Transmissões via cabos submarinos ou subterrâneos e transmissão feitas a longas distâncias

Observa-se que nesses casos o custo da transmissão é reduzido quando a barreira da “*break-even distance*” é atingida. No caso de linhas CA, a energização das linhas juntamente com a necessidade de manter as tensões terminais constantes exige o uso de compensação de reativos. A corrente de energização no caso de cabos CA submarinos é ainda maior, uma vez que sua capacitância equivalente é maior. Essas aplicações foram as primeiras que existiram, tendo as linhas HVDC submarinas de Gotland, Suécia, em 1954, como o primeiro projeto de grande porte no mundo. Outro projeto de cabos submarinos é o de Corsica, Itália, em 1967.

Também é válido citar que existem diversos estudos que promovem a possível aplicação de linhas de transmissão CA para longas distâncias (um pouco mais de meio comprimento de onda), especialmente para cabos aéreos ^{31 32}.

b) Interconexões de sistemas assíncronos

Em conexões de sistemas assíncronos, a solução mais efetiva é o uso de um sistema de conversão CA-CC-CA, com o uso do chamado “*Back-to-Back*” (*BtB*, *BB*, *BTB*). Alguns exemplos se encontram em conexões entre o Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil e países vizinhos, tais como a Subestação Garabi (Conexão BTB Brasil + Argentina) de 2200 MW³³, e a Subestação Melo (Conexão BTB Brasil + Uruguai) de 500 MW³⁴.

c) Soluções para estabilização de sistemas interconectados de energia

Em LTs, o Fluxo de Potência por vezes pode ser não controlável, o que pode criar problemas de estabilidade e sobrecarregamento. Conexões HVDC podem ser instaladas estrategicamente com o intuito de regular o Fluxo de Potência em certos pontos do sistema. Em geral, essa regulação ocorre com a operação paralela com linhas de transmissão CA. Outro exemplo é a conexão entre dois sistemas geradores, o qual é uma situação equivalente à conexão de sistemas assíncronos. Conexões CA exigem que controle de geração sejam coordenados. Conexões CC permitem uma maior flexibilidade, além de mitigar outros problemas (p.ex., distúrbios devido à oscilações de potência). Em contraste, o uso de FACTS procura dar mais flexibilidade para LTs CA sem a necessidade de instalação de HVDC.

6.10.3 Classificações de sistemas HVDC

Sistemas HVDC podem ser classificados de acordo com sua configuração, assim como por sua aplicação específica. A seguir são apresentadas essas classificações.

6.10.3.1 Tipos de conexão

Figura 6.77 apresenta os possíveis tipos de conexões tradicionais encontradas em redes HVDC. Em geral, classificam-se em (a) conexões monopolares, (b) conexões bipolares e (c) conexões homopolares.

³¹ ORTEGA, J. A. S. Comportamento de Linhas de Transmissão Sintonizadas para Um Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda Como Opção de Transmissão Para Longas Distâncias. 198 p. Dissertação de Mestrado — Universidade Estadual de Campinas, 2015.

³² GOMES, E. C.; TAVARES, M. C. Analysis of the Energization Test of a HalfWavelength AC Link Composed of Similar Transmission Lines. In: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–5.

³³ Graham, John, Birger Jonsson, and R. S. Moni. "The Garabi 2000 MW Interconnection Back-to-Back HVDC to connect weak ac systems." ABB Utilities AB, SE-771 80 Ludvika, Sweden(2002).

³⁴ C. Horwill, N. M. Macleod, R. E. Bonchang, D. Castagna, M. Artenstein and M. Croce, "A new 500MW frequency converter station to exchange power between Uruguay and Brazil," 2011 IEEE/PES Power Systems Conf. and Exposition, Phoenix, AZ, 2011, pp. 1-6.

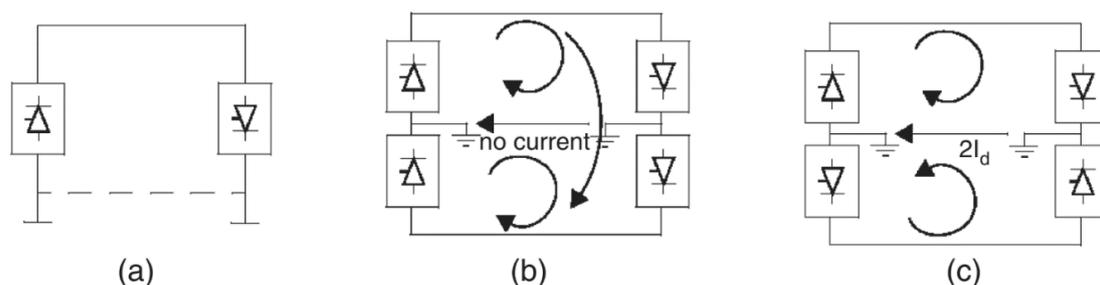


Figura 6.77. Tipos de conexões HVDC. (a) Monopolar. (b) Bipolar. (c) Homopolar.

A Conexão Monopolar utiliza apenas um conector “vivo”, e o retorno é feito “pelo terra”. Em geral utiliza-se condutores negativamente carregados, pois o efeito corona é reduzido substancialmente (e as perdas também) nessa condição ³⁵.

A Conexão Bipolar apresenta dois condutores, um positivamente carregado e outro negativamente carregado. Dois conversores em série são utilizados em cada terminal, e a junção entre eles é aterrada em uma ou em ambos extremos. A corrente pelo terra é zero, considerando que ambos terminais operem com a mesma corrente durante operação normal. Em alguns casos, pode-se operar a conexão bipolar como monopolar, principalmente em estágios iniciais de construção da linha HVDC. Quando há a falha de algum dos conversores, é possível também trabalhar em modo monopolar, realizadas as devidas adaptações.

Existe também a possibilidade do uso de condutor de retorno metálico mesmo em conexões monopolares ou bipolares em vez do retorno pelo terra. Nesses casos, essa opção se justifica devido à impactos ambientais pela excessiva corrente que circula pelo mar ou pela terra, tais como a corrosão de estruturas metálicas e efeitos de campos elétricos e magnéticos, entre outros ³⁶. Em geral, as demandas de isolamento, corrente e tensão do retorno metálico reduzem seu custo quando comparado aos cabos polarizados.

A Conexão Homopolar é utilizada quando ambos condutores possuem a mesma polaridade (geralmente negativa), e operam com o uso do retorno pelo terra ou através de um condutor metálico. Praticamente não é utilizado, pois não se deseja operar com um condutor de retorno, metálico ou pelo terra, com níveis altos de corrente.

6.10.3.2 Tipos de configurações de HVDC

Configurações tradicionais de sistemas HVDC

Sistemas HVDC também podem ser classificados de acordo com sua configuração e aplicação. Leva-se em conta a distância existente entre as estações conversoras, assim como que tipo de geração existe em cada extremo das linhas.

A figura 6.78 apresenta um sistema do tipo *back-to-back* (*BTB*, *BtB*). Esse sistema se caracteriza pela distância física próxima entre as estações conversoras. Em alguns casos, as estações conversoras podem estar alocadas na mesma subestação. Conexões monopolares ou bipolares podem ser aplicadas. Aplicações dessa configuração são comuns para em conversores de frequência (“*Frequency Changers – FC*”), e conexão entre sistemas assíncronos.

³⁵ Vijay K. Sood, 31 - *HVDC Transmission*, Editor(s): Muhammad H. Rashid, *Power Electronics Handbook* (Third Edition), Butterworth-Heinemann, 2011, Pages 823-849.

³⁶ T. Westerweller and J. J. Price, "Basslink HVDC interconnector-system design considerations," The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, 2006, pp. 121-124, doi: 10.1049/cp:20060025.

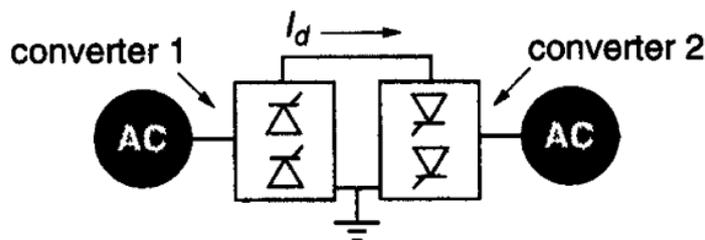


Figura 6.78. Configuração *Back-to-Back*

Figura 6.79. Configuração *point-to-point* figura 6.79 apresenta a configuração ponto-a-ponto (“*point-to-point*” - *PtP*), a qual é a configuração mais vista de HVDC. Esta configuração conecta dois terminais em diferentes localizações geográficas. Sempre haverá uma estação conversora operando em modo retificador e a outra operando em modo inversor. Note que o fluxo de potência determina o modo de operação de cada estação. Conforme apresentada na figura, tal configuração pode operar tanto em conexão monopolar ou bipolar.

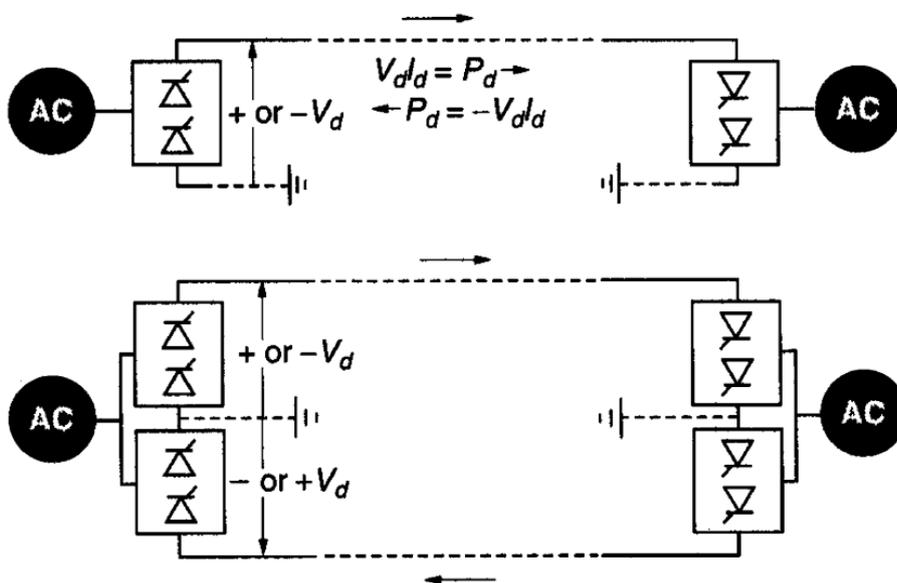


Figura 6.79. Configuração *point-to-point*.

Figura 6.80 apresenta o caso de linhas de transmissão que conectam unidades geradoras geograficamente distantes de pontos de conexão com a rede de transmissão. Pode-se conectar o gerador diretamente no transformador da Estação Conversora retificadora. Tal configuração apresenta certas vantagens, tais como permitir que potência ativa seja efetivamente entregue no terminal inversor independentemente da velocidade do rotor, o que permite o controle da velocidade da turbina. No caso de Estações Conversoras baseadas em VSC, é possível aplicar o controle de reativos independente da potência ativa. Torna-se uma solução atrativa também no caso de turbinas eólicas localizadas geograficamente distantes de centros consumidores.

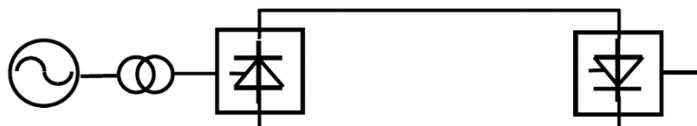


Figura 6.80. Conexão direta com unidade geradora

A figura 6.81 apresenta possíveis configurações na qual o sistema HVDC apresenta mais de dois terminais. A figura (a) apresenta uma configuração com conexão bipolar na qual o terceiro terminal é conectado em paralelo, de tal forma que a tensão CC é comum aos três terminais. A figura

(b) apresenta uma configuração com conexão bipolar em série. Nesse caso, o terceiro terminal é conectado em série nos condutores do sistema HVDC.

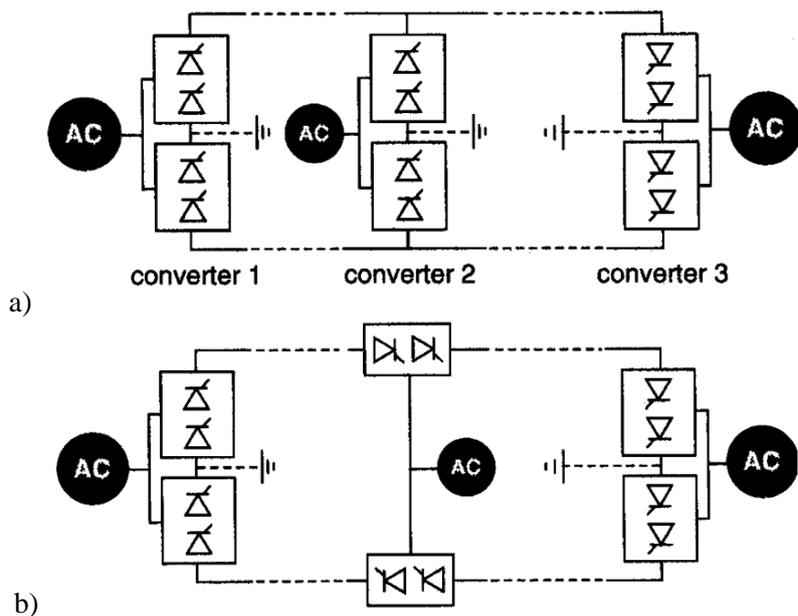


Figura 6.81. Configuração Multiterminal. (a) Configuração paralela. (b) Configuração série.

Conexões multiterminais são muito raras, devido ao custo elevado e, principalmente, às grandes dificuldades de projeto, de estabelecer a proteção adequada e de implantar o controle das Estações Conversoras. Não há registros de implantação de sistemas HVDC multiterminais com conexões em série. Existem registros, até o momento, de dois sistemas HVDC multiterminais com conexões em paralelo:

- Sardenha - Itália (200 MW) – Corsega (França) (50 MW) , em 1988 ^{37 38}.
A transmissão HVDC entre a Sardenha e o continente foi feita em 1967. A derivação em paralelo ocorre na Córsega, e foi implantada em 1988. Como o fluxo de potência entre os dois terminais originais era reversível, foi necessário a implantação de um conjunto de chaves para a reversão de tensão na derivação em paralelo, com o objetivo de manter o fluxo de potência na Estação Conversora de Sardinia consistente e independente dos demais terminais.
- Quebec (2000 MW) - Nicolet (1800 MW) - New Hampshire (2000 MW), em 1992 ^{39, 40}.
A Estação Conversora em Nicolet foi adicionada posteriormente durante expansão de linhas HVDC. De maneira similar à implantação em Sardinia, chaves são utilizadas para realizar a reversão de fluxo de potência na Estação Conversora paralela.

Ambos foram produzidos sem tecnologia de conversor fonte de tensão (VSC).

Novas conexões multiterminais com o uso de VSC-HVDC

³⁷ F. Mazzoldi, J. P. Taisne, C. J. B. Martin and B. A. Rowe, "Adaptation of the Control Equipment to Permit 3-Terminal Operation of the HVDC Link between Sardinia, Corsica and Mainland Italy," in IEEE Power Engineering Review, vol. 9, no. 4, pp. 87-87, April 1989, doi: 10.1109/MPER.1989.4310628.

³⁸ V. C. Billon, J. P. Taisne, V. Arcidiacono and F. Mazzoldi, "The Corsican tapping: from design to commissioning tests of the third terminal of the Sardinia-Corsica-Italy HVDC," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp. 794-799, Jan. 1989, doi: 10.1109/61.19272.

³⁹ D. McCallum, G. Moreau, J. Primeau, D. Soulier, M. Bahrman, and B. Ekehov, "Multiterminal integration of the Nicolet Converter Station into the Quebec-New England Phase II transmission system," in Proc. CIGRÉ 1994, Paris, France.

⁴⁰ J. Ulleryd, Ming Ye and G. Moreau, "Fundamental frequency coupling between HVAC and HVDC lines in the Quebec-New England multiterminal system-comparison between field measurements and EMTDC simulations," POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151), 1998, pp. 498-502 vol.1, doi: 10.1109/ICPST.1998.729013.

Note que todos os sistemas apresentados anteriormente são representados por estações conversoras baseados em tiristores. Por trabalharem como CSC, há uma grande dificuldade no controle do fluxo de potência de tais linhas, o que torna configurações multiterminais menos atraentes. Porém, o interesse em configurações multiterminais tem crescido ultimamente. Uma das razões é o uso de tecnologias VSC e o aumento de geração eólica em alto-mar (*offshore*). Um sistema de coleta de energia das turbinas utilizando um sistema CC⁴¹ poderia reduzir o número de inversores necessários para integrar diferentes sistemas CA, de reduzir custos com a quantidade de cabos, entre outros⁴².

Figura 6.82 apresenta duas alternativas para conexão de diversas plantas eólicas relativamente próximas entre si, mas em uma localização geográfica distante do sistema de transmissão, que é representado pelo terminal de uma linha HVDC de 300 kV. Note que Geradores Síncronos de Ímãs Permanentes (*PMSG – Permanent Magnet Synchronous Generator*) são representados, os quais têm se tornado uma opção viável para turbinas com geração em MW. A figura (a) apresenta o caso com Transmissão CA em sua maioria. Sistemas HVDC são utilizados para a conexão direta com as unidades geradoras, uma vantagem que também permite o uso de PMSG. A conexão dessas unidades com a Estação Conversora é feita por linhas CA e transformadores de média e alta tensão. A figura (b) apresenta o caso com linhas HVDC, com o uso de conversores CC-CC de média tensão, os quais teriam a capacidade de adaptar os diferentes níveis de tensão das Estações Conversoras utilizadas pelos geradores eólicos e a da Estação Conversora da linha HVDC principal (ver nota de rodapé).

Para a realização da conversão CC-CC, são propostos, em geral, conversores do tipo DAB (*Dual-Active Bridge*), que podem operar de maneira bidirecional, ou SAB (*Single-Active Bridge*), que operam apenas em um sentido de fluxo de potência. Ambas topologias são conversores CC-CC e se utilizam de transformadores de alta frequência^{43 44 45}.

Figura 6.83 apresenta outra possibilidade no uso de sistemas HVDC multiterminais. Quando se deseja conectar diversos sistemas CA utilizando HVDC, a escolha tradicional é utilizar diversas conexões PtP (*point-to-Point*). Conforme a figura (a) caso haja a derivação de linhas CC em uma mesma localidade, uma nova Estação Conversora deve ser instalada para atender essa demanda. Porém, observa-se que a conexão direta de terminais CC reduz o número de Estações Conversoras necessárias em cada localidade, como pode ser visto na figura (b). Não obstante, é necessário ter a capacidade de isolar a conexão de cada linha CC dos terminais, de tal forma que a ocorrência de uma falha não ocasione o desligamento de todo o sistema, uma vez que sistemas VSC-HVDC tem um tempo de inicialização relativamente alto. Dentro desse contexto, o uso de tecnologias de Disjuntores e Relés de Corrente Contínua para Alta Tensão (*HVDC Circuit Breakers*) torna-se crucial para permitir o uso seguro de “redes HVDC”⁴⁶, ou *HVDC grids*.

⁴¹ C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson and R. W. De Doncker, "Control and Design of DC Grids for Offshore Wind Farms," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, no. 6, pp. 1475-1482, Nov.-dec. 2007.

⁴² J. Robinson, D. Jovicic and G. Joos, "Analysis and Design of an Offshore Wind Farm Using a MV DC Grid," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp. 2164-2173, Oct. 2010.

⁴³ P. McKeever, "Next generation HVDC network for offshore renewable energy industry," 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), pp. 11-11, 2012.

⁴⁴ P. Bresesti, W. L. Kling, R. L. Hendriks, and R. Vailati, "HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 1, pp. 37-43, Mar. 2007.

⁴⁵ N. Holtmark, H. J. Bahirat, M. Molinas, B. A. Mork, and H. K. Hp idalen, "An all-dc offshore wind farm with series-connected turbines: an alternative to the classical parallel ac model 1" IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 60, no. 6, pp. 2420-2428, 2013.

⁴⁶ C. M. Franck, "HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 2, pp. 998-1007, April 2011.

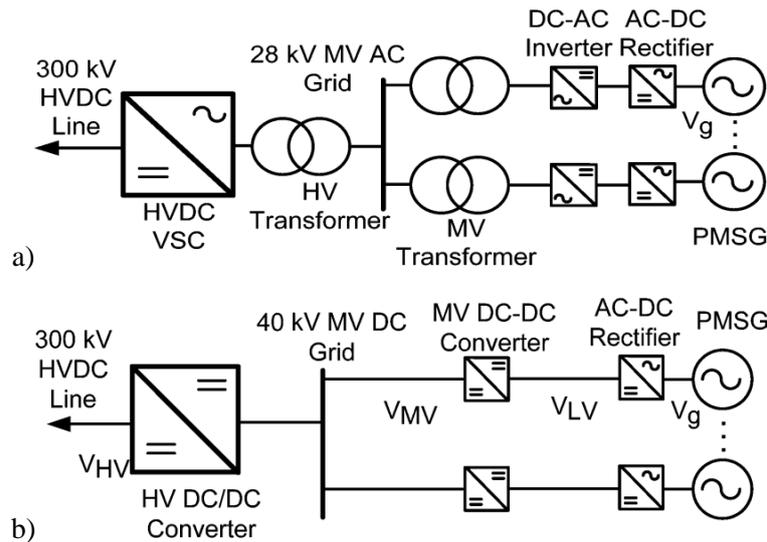


Figura 6.82. Sistemas multiterminais para a conexão de múltiplos geradores eólicos. (a) Transmissão CA. (b) Transmissão CC.

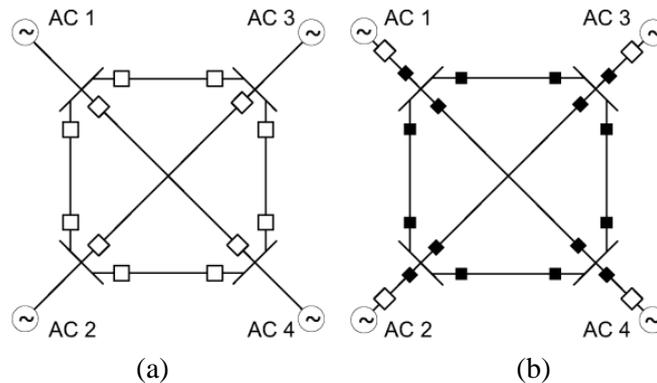


Figura 6.83. Exemplo comparativo de sistema HVDC multiterminal.

■ → Disjuntor CC de alta tensão. □ → Estação Conversora.

(a) HVDC PtP com Estações Conversoras. (b) HVDC com Disjuntores CC de alta tensão.

Disjuntores CC de alta tensão

A necessidade de disjuntores CC de alta tensão sempre existiu com a presença de aplicações HVDC. Em meados dos anos 1980 houve uma queda de interesse no tema, devido à maturidade alcançada com os disjuntores mecânicos. Recentemente, o interesse no tema foi revitalizado com o advento das aplicações HVDC utilizando a tecnologia VSC, principalmente em aplicações multiterminais. Os recentes avanços tecnológicos em áreas correlatas têm trazido novos desenvolvimentos e ideias para tais equipamentos. Serão discutidos alguns aspectos básicos envolvendo os disjuntores CC, e indica-se a referência da nota de rodapé para aprofundamento do tema.

A figura 6.84 apresenta implementações conceituais de disjuntores CC de alta tensão⁴⁷. As funções que um disjuntor CC de alta tensão precisa realizar podem ser divididas em (ver nota de rodapé):

- (i) sintetizar uma tensão com polaridade oposta para trazer a falta a zero, uma vez que inexistente a reversão de corrente que ocorre em aplicações CA (“cruzamento com o zero”);
- (ii) dissipar a energia armazenada na indutância da linha;
- (iii) e resistir às sobretensões aplicadas no equipamento devido à interrupção.

⁴⁷ C. Meyer, M. Kowal, and R. De Doncker, “Circuit breaker concepts for future high-power DC applications,” in *Proceedings of IEEE Industrial Applications Conference 2005*, vol. 2, Hong Kong, China, 2-5 Oct. 2005, pp. 860–866

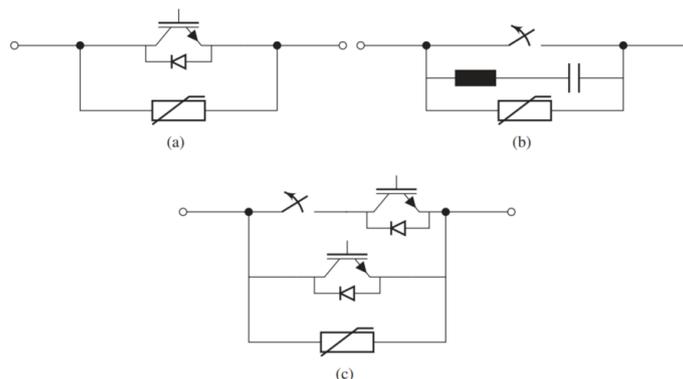


Figura 6.84. Conceitos de disjuntores CC.

(a) Disjuntor de estado sólido. (b) Disjuntor mecânico. (c) Disjuntor híbrido.

A figura (a) apresenta um conceito com chaves semicondutoras. Durante a operação normal, a corrente é conduzida pela chave semicondutora. Quando a corrente é interrompida, a tensão aumenta rapidamente até que varistor passa a conduzir e mantém a tensão abaixo do nível da rede. Essa solução permite extinguir a corrente em poucos milissegundos. Uma desvantagem é a necessidade de altas tensões na chave, com componentes em série, resultando em perdas e aquecimento.

A figura (b) apresenta o conceito com chave mecânica. Chaves mecânicas existem para tensões de até 500 kV⁴⁸ e correntes acima de 2 kA, com tempo de abertura entre 30 e 100 ms. Nesse caso, quando a falta ocorre, a corrente aumenta e a chave mecânica abre. Forma-se um arco, mas a corrente passa a oscilar devido à interação com o circuito LC no ramo paralelo. Quando a amplitude dessa oscilação de corrente é maior que a corrente CC, a chave mecânica abre por completo (“cruzamento com zero”) e a corrente no ramo principal é suprimida. A corrente de falta circula no ramo LC e passa a carregar o capacitor. A tensão aumenta até o ponto em que o varistor passa a conduzir, limitando as sobretensões sobre a estrutura e também dissipando a energia, cumprindo as funções (ii) e (iii). O tempo necessário para o efetivo desligamento da chave mecânica torna-se uma desvantagem quando há a necessidade de velocidades mais rápidas na abertura, as quais são requisitos em sistemas VSC-HVDC.

A figura (c) apresenta um possível conceito de disjuntor híbrido⁴⁹. Durante a operação normal, a corrente flui pelo ramo com a chave mecânica e o transistor. Assim que ocorre uma falta, um sinal de comando é enviado para o transistor em série com a chave mecânica, e assim se transfere a corrente para o ramo paralelo. Dessa forma, a chave mecânica pode ser aberta sem a formação de um arco, e a ação de suprimir a corrente passa a ser feita de forma similar ao da Figura (a). O uso de uma chave mecânica reduz as perdas devido à condução de componentes semicondutores no ramo principal, e se dá preferência para chaves mecânicas rápidas. Soluções apresentadas pela ABB⁵⁰ e Alston foram reportadas e utilizam-se de conceitos de disjuntores CC híbridos. Outros pesquisadores têm apresentados propostas diferentes, mas também combinando as vantagens do uso de componentes mecânicos e semicondutores^{51 52}.

⁴⁸ A. Lee, P. G. Slade, K. H. Yoon, J. Porter and J. Vithayathil, "The Development of a HVDC SF6 Breaker," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 10, pp. 2721-2729, Oct. 1985, doi: 10.1109/TPAS.1985.319113.

⁴⁹ W. Quan, Y. Chen, D. Huang, X. Wang, G. Li and Y. Wu, "Voltage-Sharing Components Configuration of Double-Break Fast Mechanical Switch for a 200 kV Hybrid DC Circuit Breaker," 2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/eGRID48402.2019.9092624.

⁵⁰ J. Hafner and B. Jacobson, "Proactive Hybrid HVDC Breakers – A key innovation for reliable “HVDC grids,” Cigre symposium the electric power system of the future – integrating supergrids and microgrids”, September 13–15, 2011, Bologna, Italy

⁵¹ A. Suzuki and H. Akagi, "HVDC Circuit Breakers Combining Mechanical Switches and a Multilevel PWM Converter: Verification by Downscaled Models," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 5, pp. 4259-4269, May 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2863694.

⁵² A. Ray, K. Rajashekara, S. N. Banavath and S. K. Pramanick, "Coupled Inductor-Based Zero Current Switching Hybrid DC Circuit Breaker Topologies," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 5, pp. 5360-5370, Sept.-Oct. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2926467.

6.10.4 Estações Conversoras

Estações Conversoras são as responsáveis por fazer a conversão da potência transmitida em CA em CC. Devido ao fato que tais conversores podem controlar o fluxo de potência transmitido, as conexões HVDC também são vistas como elementos “flexibilizadores” em transmissão de energia elétrica, tendo um papel muito similar aos FACTS.

Estações Conversoras foram tradicionalmente realizadas através de retificadores e inversores tiristorizados controlados por fase. Tal tecnologia também é chamada como HVDC-LCC (*Line Commutated Converters*) ou HVDC-CSC (*Current-Source Converter*). Porém, avanços tecnológicos têm permitido a aplicação de VSCs (*Voltage-Source Converters*), que são baseados em chaves comutadoras. Mais recentemente, o uso de tecnologias de MMCs (*Modular Multilevel Converters*) tem sido a escolha da vez, por ser capaz de atingir altos níveis de tensão CA, proporcionar todas as vantagens de aplicações VSC e também os benefícios no uso de conversores multiníveis (menor exigência de filtros de EMI e de transformadores, modularidade, etc.).

6.10.4.1 Tecnologia Line-Commutated Converter – LCC

Os chamados LCC-HVDC são compostos por Estações Conversoras compostas por Retificadores e Inversores controlados por fase⁵³. A figura 6.85 traz uma representação básica dessa configuração. Pelo fato de tiristores serem desligados pela tensão CA aplicada, caracteriza-se essa tecnologia pelo nome de *Line-Commutated Converter* (LCC). Um indutor para o amaciamento das correntes no lado CC acaba caracterizando o conversor fonte de corrente (*Current Source Converter-CSC*). O controle de disparo por fase resulta em reativos nos terminais CA do retificador/inversor, conforme foi explicado anteriormente. A potência reativa exigida por um LCC-HVDC pode chegar na ordem de 50-60% da potência nominal do sistema. Uma outra desvantagem é o fato de o controle de disparo por fase ser dependente da tensão CA, o que torna o sistema suscetível à afundamentos de tensão. Isso pode trazer falhas de comutação no retificador/inversor.

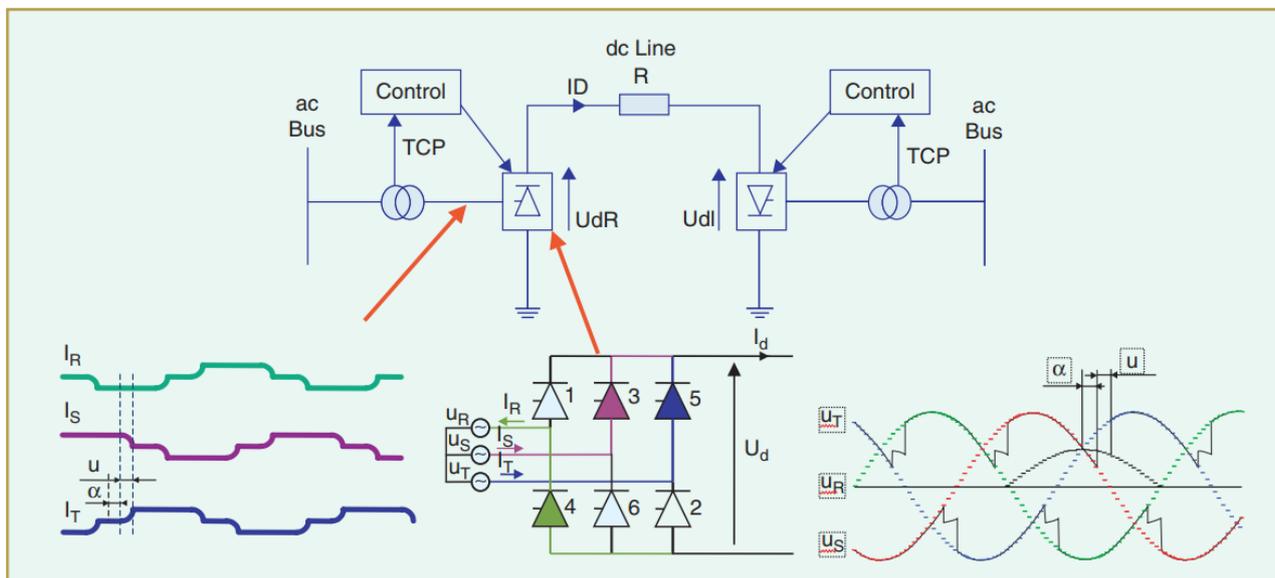


Figura 6.85. Estrutura de um sistema LCC-HVDC e seu controle (ver nota de rodapé)

Figura 6.86 apresenta alguns dos elementos que compõem uma Estação Conversora LCC-HVDC⁵⁴. Para o exemplo, o sistema é composto por dois retificadores de 12 pulsos. No lado CA da Estação Conversora podem ser vistos (i) transformadores multipulsos, (ii) filtros sintonizados para

⁵³ M. P. Bahrman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 32-44, March-April 2007, doi: 10.1109/MPAE.2007.329194.

⁵⁴ Vijay K. Sood, Ch. 31 - HVDC Transmission, Editor(s): Muhammad H. Rashid, Power Electronics Handbook (Third Edition), Butterworth-Heinemann, 2011, Pages 823-849.

mitigação de harmônicos, (iii) banco de capacitor para a compensação de reativos produzidos pelo retificador/inversor tiristorado e (iv) disjuntor CA. No lado CC, pode-se ver a presença de (i) filtros CC e indutor CC, os quais são utilizados para filtrar e amaciar a corrente CC e (ii) o eletrodo para a conexão ao terra. Embora não representados diretamente, proteções contra surtos (*surge arresters*) também estão presentes.

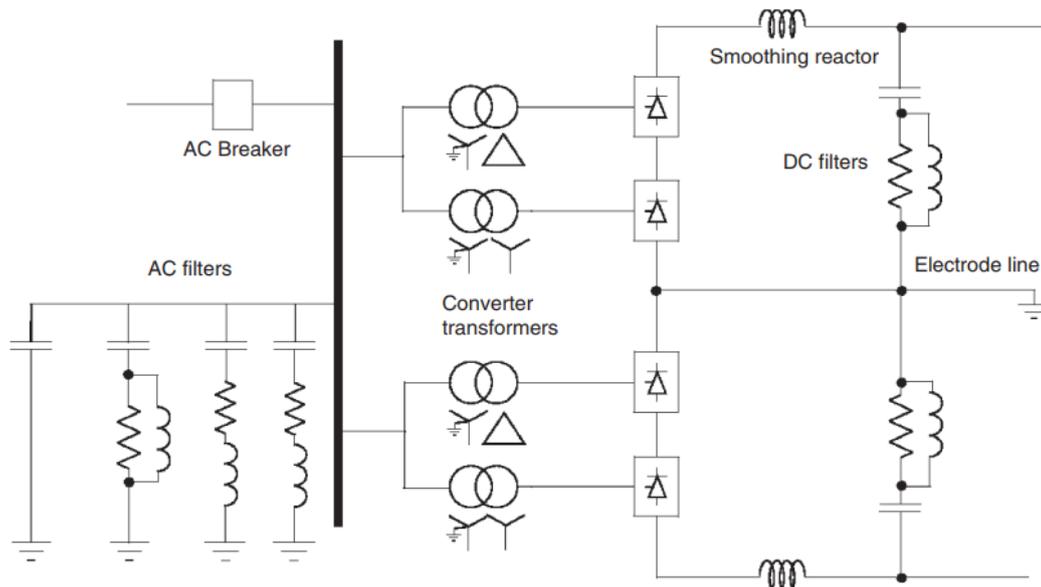
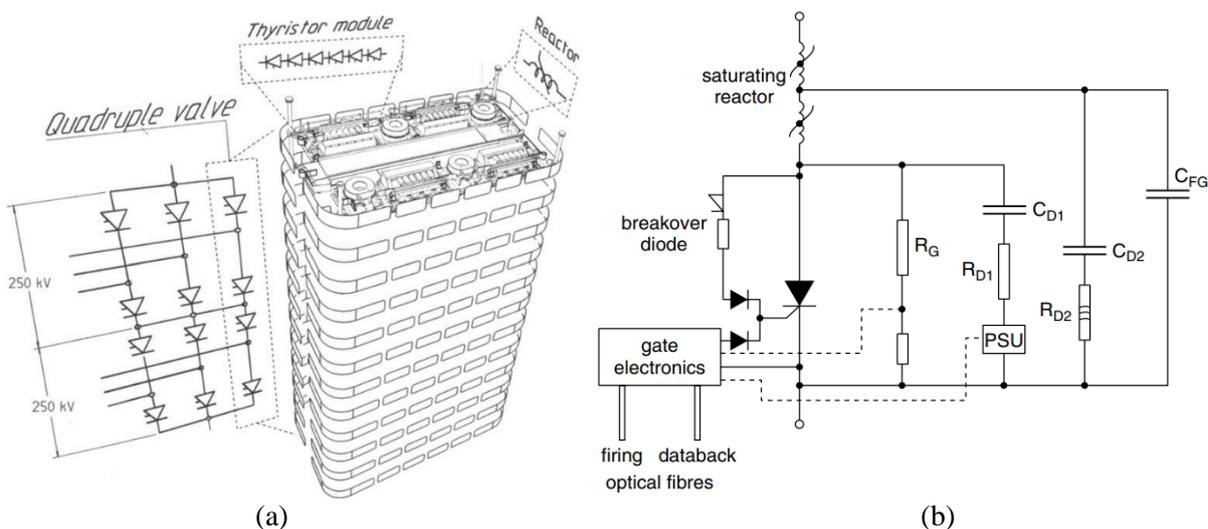


Figura 6.86. Elementos presentes em uma Estação Conversora LCC-HVDC.

A figura 6.87 apresenta uma ilustração de uma válvula de tiristores. Para um conversor de 12-pulsos, cada “válvula” pode ser composta por um, dois ou quatro “módulos”, que são ligados em série e empilhados. Figura (a) apresente a “*quadruple valve*”, composta de quatro módulos. Cada módulo é composto por diversos tiristores em série, resultando em válvulas que podem conter centenas de tiristores conectados.



(a) Ilustração da estrutura ⁵⁵.
 (b) Circuito de conjunto tiristor (*thyristor level*) (nota de rodapé).

A figura (b) apresenta a estrutura que contém o tiristor, circuitos de acionamento e de amortecimento, a qual é chamada de “*thyristor level (TL)*”. Assim, uma “*válvula*” é composta de conexões em série de vários TLs, incluindo TLs redundantes. Entre os elementos que compõem um TL, podem ser destacados:

⁵⁵ Danielsson B.E. (1992) HVDC Valves with Light-Triggered Thyristors. In: Jaeklin A.A. (eds) Power Semiconductor Devices and Circuits. Springer, Boston, MA.

- Indutor de saturação (“*saturating reactor*”): limitação de corrente para proteger os tiristores.
- “*Grading Resistor*”, R_G , usado para equilibrar a tensão CC entre os vários TLs. Usado para realização de medidas também.
- “*Snubbers*” R_D e C_D usados para amortecimentos transitórios no desligamento.
- “*Fast-Grading Capacitor*”, C_{FG} , usado para amortecimento de altas frequências.
- Os sinais de acionamento são enviados por uma unidade de controle via fibra óptica (*optical fibers*) e amplificadas pelo bloco “*gate electronics*”.
- A eletrônica no bloco “*gate electronics*” é alimentada pela PSU (*power supply unit*) quando a válvula não está conduzindo. A energia necessária é baixa para a alimentação do bloco “*gate electronics*” é baixa.
- “*Break-over diode*”: usado para desligar o tiristor em caso de alta tensão nos terminais do tiristor devido a faltas externas.

O uso do TL tem como objetivo garantir que a tensão aplicada sobre cada tiristor seja dividida uniformemente durante a operação do LCC-HVDC. Estruturas similares são aplicadas para IGBTs ou IGCTs quando conexões em série são necessárias

Sistemas LCC-HVDC produzem reativos no lado CA inerentemente ao chaveamento realizado com o controle de disparo por fase. Essa característica torna-se mais crítica quando o LCC-HVDC se localiza em sistemas considerados “fracos” ou distantes da geração, uma vez que a margem para a troca de reativos entre LCC-HVDC e a rede é menor, pelo risco de violar níveis de tensão.

A figura 6.88 apresenta o HVDC-CCC (*Capacitor Commutated Converter*). Trata-se de uma alternativa para fornecer reativos de acordo com a corrente da carga através do uso de capacitores conectados em série entre as válvulas e o transformador. Tal aplicação pode ser vista na subestação de Garabi, onde há um sistema BTB entre Brasil e Argentina.

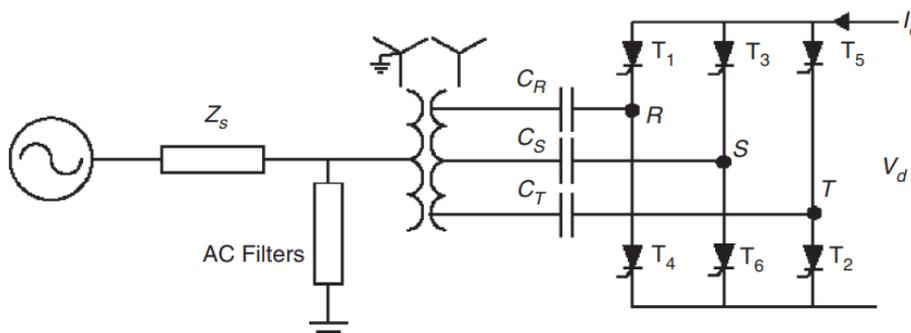


Figura 6.88. Sistema HVDC-CCC.

6.10.4.2 Tecnologias Voltage-Source Converters – VSC

Sistemas VSC-HVDC se caracterizam pelo uso de conversores (inversores e retificadores) do tipo fonte de tensão com tecnologia de chaves comutadas (IGBT, IGCT, IEGT) em suas Estações Conversoras ⁵⁶.

A figura 6.89 apresenta como o sistema VSC-HVDC e seu controle pode ser estruturado (ver nota de rodapé). Em relação ao LCC-HVDC, a tecnologia VSC não necessita de compensação de reativos, uma vez que o retificador / inversor podem controlar tanto a potência ativa como a reativa de maneira independente. Estratégias de controle de corrente junto com técnicas de modulação senoidal por largura de pulso ou por modulação por onda quadrada ou quase-quadrada podem ser utilizadas no HVDC-VSC. No caso de existir um capacitor de alta tensão no lado CC, é necessário controlar a tensão do mesmo.

⁵⁶ N. Flourentzou, V. G. Agelidis and G. D. Demetriades, "VSC-based HVDC power transmission systems: An overview", IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 3, pp. 592-602, Mar. 2009.

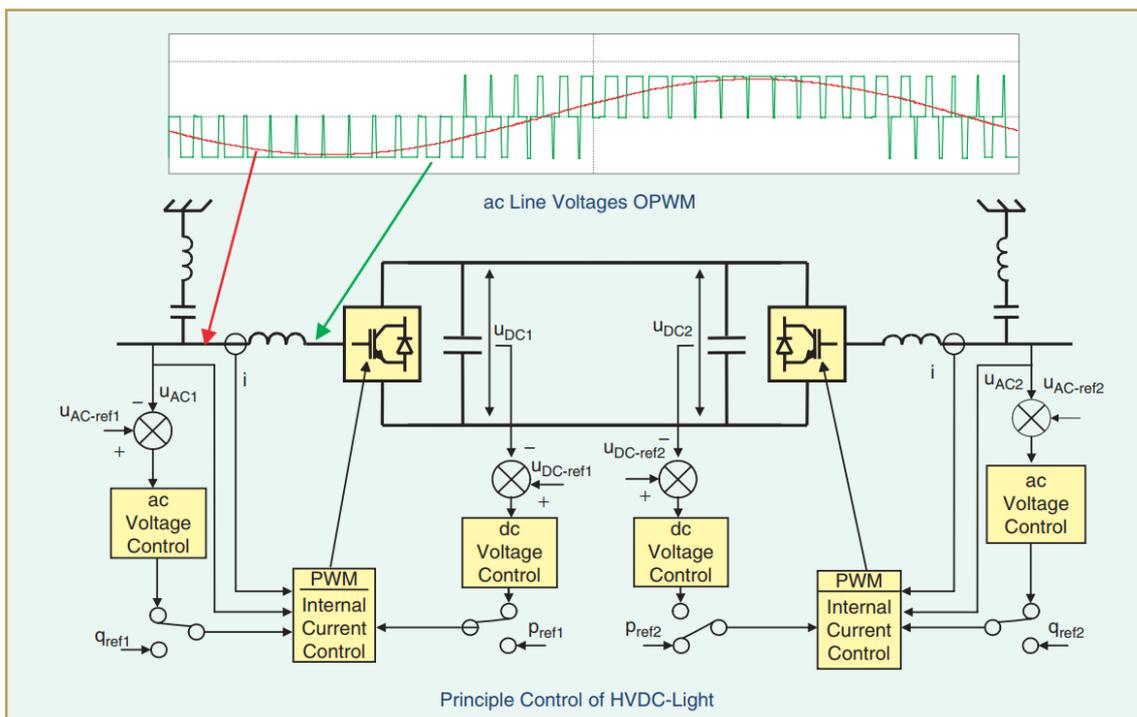


Figura 6.89. Estrutura de um sistema VSC-HVDC e seu controle (ver nota de rodapé)

6.10.4.2.1 Conversores Fonte de Tensão Trifásicos de 2 ou 3 níveis

As primeiras propostas de aplicações VSC-HVDC surgiram nos anos 1990, com a aplicação de chaves IGBTs e o uso de modulação por largura de pulso em conversores de 2⁵⁷ ou 3 níveis (NPC)⁵⁸. Tais sistemas, porém, ainda apresentam certas restrições por necessitarem de chaves IGBT ou IGCT de alta tensão, o que implica no uso de transformadores ou “válvulas” de IGBT/IGCT, de forma análoga ao apresentado na figura 6.87. Algumas instalações fazem uso de inversores de 2 e três níveis, tais como o sistema de Gotland, Suécia (1997)⁵⁹ e Eagle Pass, EUA (2000)⁶⁰.

A figura 6.90 (a) apresenta alguns dos principais elementos vistos em Estações Conversoras de sistemas VSC-HVDC. No lado CA, utilizam-se (i) transformadores abaixadores, uma vez que a tensão nominal dos conversores é incompatível com a tensão da rede de transmissão, (ii) filtros de EMI e harmônicos e capacitores para filtragem de componentes de alta frequência e (iii) indutor (ou filtro LC) para o acoplamento indutivo do VSC. No lado CC, usa-se um (i) capacitor de alta tensão, principalmente em aplicações de conversores trifásicos de 2 ou 3 níveis, (ii) filtros CC para redução de eventuais harmônicos na tensão CC, (iii) conexão com o terra e (iv) filtro de modo comum. A figura (b) apresenta uma configuração da conexão em série de diversos IGBTs.

⁵⁷ B. T. Ooi and X. Wang, "Boost type PWM HVDC transmission system", IEEE Trans. Power Del., vol. 6, no. 4, pp. 1557-1563, Oct. 1991.

⁵⁸ A. Yazdani and R. Iravani, "Dynamic model and control of the NPC-based back-to-back HVDC system," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 1, pp. 414-424, Jan. 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2005.852344.

⁵⁹ U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, M. Aberg, K. Eriksson and O. Tollerz, "The Gotland HVDC Light project-experiences from trial and commercial operation," 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. (IEE Conf. Publ No. 482), 2001, pp. 5 pp. vol.1-, doi: 10.1049/cp:20010675.

⁶⁰ A. Petersson and A. Edris, "Dynamic performance of the Eagle Pass back-to-back HVDC Light tie," Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 2001, pp. 220-225, doi: 10.1049/cp:20010546.

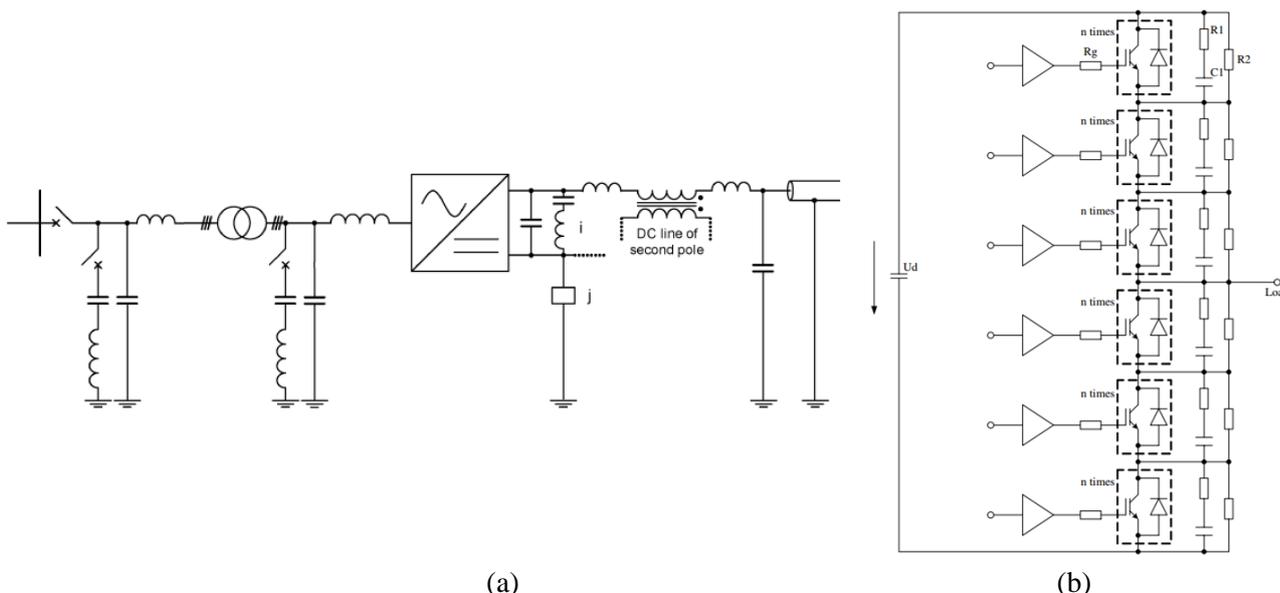


Figura 6.90. Sistema VSC-HVDC baseado em Conversores de 2 ou 3 níveis. (a) Elementos presentes em uma Estação Conversora VSC-HVDC. (b) Conexão em série de diversos “IGBT level”⁶¹

6.10.4.2.2 Conversores MMC trifásicos

A geração mais recente do VSC-HVDC faz uso dos conversores multiníveis modulares, ou o chamado MMC. A grande vantagem, no ponto de vista de fabricação, é sua modularidade e o fato de não exigir circuitos complexos de amaciamento e equilíbrio de chaves conectadas em série, facilitando a sua manufatura. Isso possibilitou que fabricantes como a Siemens passassem a atuar em aplicações dominadas pela ABB até então. Ressalta-se também que atualmente o termo VSC-HVDC tem sido utilizado para referenciar a solução MMC para os conversores fonte de tensão em sistemas HVDC.

A figura 6.91(a) apresenta a estrutura de circuito, e a figura (b) e a figura (c) apresentam o submódulo base utilizado para formar o MMC. Para o MMC com o submódulo “chopper”, algumas considerações devem ser levadas em conta no uso do MMC.

- (i) O circuito original não tem capacidade de bloquear curtos circuitos no lado CC através de seus submódulos.
- (ii) A tensão no terminal CC é acoplada com a tensão CA da rede (comportamento “buck”).

Para (i), elementos extras podem ser adicionados ao submódulo base para proteção. Para (ii), um controle por realimentação deve manter a tensão do barramento CC regulada. É importante notar que, apesar da necessidade desse controle, não é estritamente necessária a presença de um capacitor no barramento CC, uma vez que a energia proveniente da tensão no terminal CC vem da tensão média CA dos submódulos.

Outras topologias podem ser utilizadas para o submódulo base, inclusive topologias com capacidade de bloquear faltas no lado CC (p.ex., ponte completa). Porém, a principal razão para a adoção do submódulo “chopper” são sua estrutura reduzida, suas perdas e seus custos menores, tornando-o a escolha padrão em sistemas HVDC-VSC com MMC.

⁶¹ Arrillaga, Jos, Yong He Liu, and Neville R. Watson. Flexible power transmission: the HVDC options. John Wiley & Sons, 2007.

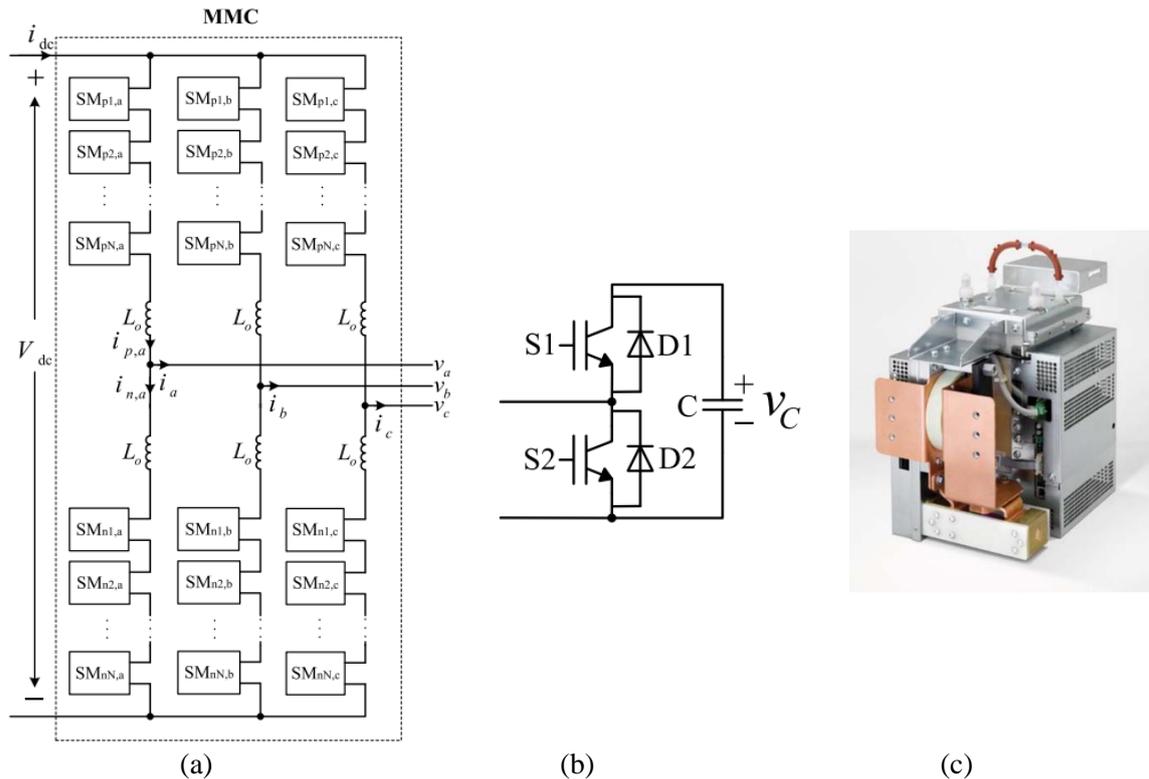


Figura 6.91. MMC. (a) Circuito do MMC. (b) Submódulo “chopper”. (c) Submódulo *chopper* da Siemens.

A figura 6.92 apresenta alguns dos elementos presentes em Estações Conversoras com o MMC aplicado ao sistema VSC-HVDC. Faz-se as seguintes considerações para o lado CA:

- (i) o transformador pode ter relação próxima a 1:1, usado apenas para isolação galvânica, já que o uso de centenas de submódulos permite que a tensão nominal do conversor seja adequada à tensão da rede;
- (ii) Para MMCs com mais de 20 submódulos por braço, os filtros harmônicos tornam-se bem reduzidos ou praticamente desprezíveis ⁶²;
- (iii) Aterramento, pois tensão CC é flutuante ⁶³;
- (iv) Assim como o Conversor de 2 ou 3 níveis, o MMC é capaz de controlar tanto a potência ativa como a reativa, portanto não há a necessidade de banco de capacitores.
- (v) Indutores nos “braços” (*phase reactors*). Indutores acoplados também podem ser utilizados para redução no tamanho do sistema.

Para o lado CC, faz-se as seguintes considerações:

- (i) Não há necessidade de um capacitor de alta tensão, como visto para os Conversores de 2 ou 3 níveis, pois os capacitores de cada submódulo funcionam como os armazenadores de energia;
- (ii) Filtros de modo comum podem ser usados (não inclusos na figura);
- (iii) Indutores DC podem ser incluídos para limitar picos e amaciar a corrente.

⁶² A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen and G. D. Demetriades, "Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 18-36, Jan. 2015.

⁶³ T. Westerweller, K. Friedrich, U. Armonies, A. Orini, D. Parquet, and S. Wehn, "Trans bay cable—World’s first HVDC system using multilevel voltage-sourced converter," in CIGRÉ, Paris, France, 2010, Paper B4-101.

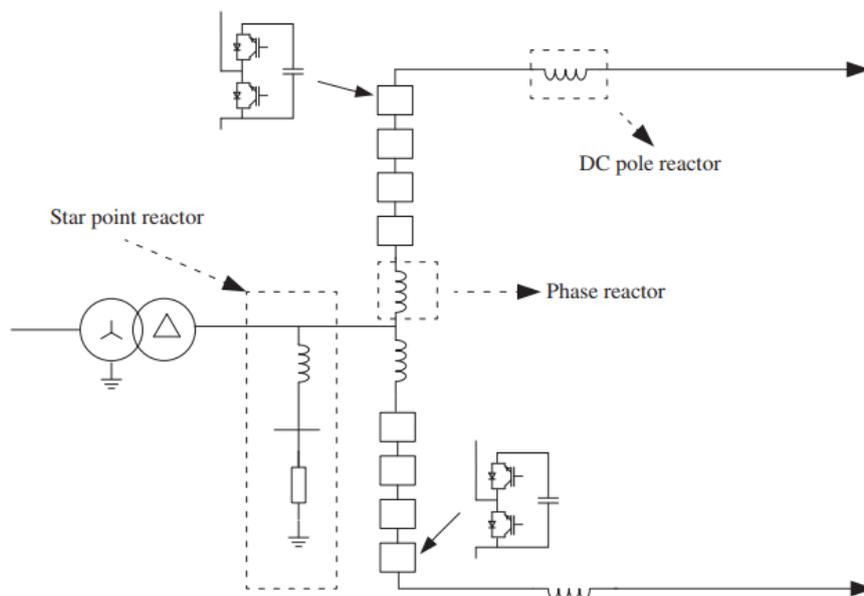


Figura 6.92. Elementos presentes em uma Estação Conversora VSC-HVDC baseada no MMC (diagrama unifilar).

Conforme foi brevemente discutido anteriormente em capítulos anteriores, o MMC apresenta correntes que circulam internamente no circuito. Mostrou-se que essa componente é uma corrente CC. Em aplicações trifásicas, as correntes CA se restringem aos módulos, enquanto a componente CC circula pelos terminais CC.

A figura 6.93 apresenta uma visualização de tais correntes em um sistema trifásico. As seguintes considerações a respeito do controle e da operação do VSC-HVDC baseado no MMC são apresentadas.

- O MMC possui uma corrente circulante entre suas fases e o barramento CC, e essa corrente contém componente CC⁶⁴. Essa corrente não afeta as correntes no lado CA do MMC. Note, porém, que existem correntes CA que circulam entre as fases quando circuitos trifásicos são considerados. Existem diversos métodos que procuram mitigar ou controlar tais correntes CA, especialmente para evitar o aumento do pico das correntes que circulam entre os módulos e reduzir a oscilação de tensão nos capacitores dos submódulos⁶⁵.
- Em alguns casos em que a modulação senoidal por largura de pulso é utilizada, propõe-se que a corrente CA circulante entre as fases seja usada como um elemento controlador na rede^{66 67}, uma vez que há graus de liberdade para definição de sua frequência e de sua amplitude.
- Note que deve existir um controle para manter as tensões individuais do capacitor dos submódulos balanceadas. Uma vez que se tratam de módulos monofásicos, haverá uma oscilação nessa tensão, a qual basicamente define a capacitância necessária de cada módulo. Intensas pesquisas são feitas visando a diminuição do mesmo (ver notas de rodapé 64, 65, 66) através da redução dessa componente oscilatória.
- Como já dito anteriormente, VSC-HVDC baseado no MMC não necessita de um capacitor de alta tensão no barramento CC. Porém, isso o torna suscetível às variações de tensão de curta

⁶⁴ M. Hagiwara and H. Akagi, "Control and Experiment of Pulsewidth-Modulated Modular Multilevel Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 7, pp. 1737-1746, July 2009.

⁶⁵ S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard and P. Barbosa, "Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 37-53, Jan. 2015.

⁶⁶ K. Sekiguchi, P. Khamphakdi, M. Hagiwara and H. Akagi, "A Grid-Level High-Power BTB (Back-To-Back) System Using Modular Multilevel Cascade Converters Without Common DC-Link Capacitor," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 4, pp. 2648-2659, July-Aug. 2014.

⁶⁷ H. Akagi, "What Led to Success in Academic Research on the Family of Modular Multilevel Cascade Converters?," *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia)*, Niigata, 2018, pp. 2352-2359.

duração (VTCD) da rede. O controle deve prover a capacidade ao conversor de “atravessar” tais situações, a qual é chamado de *Low-Voltage Ride Through (LVRT) capability* ⁶⁸.

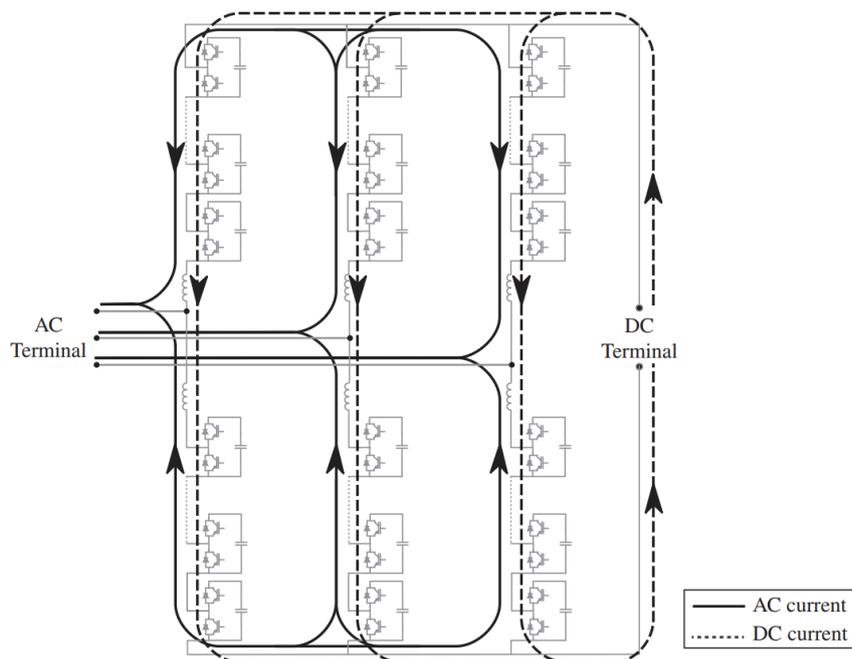


Figura 6.93. Representação das correntes circulantes em um MMC considerando sistema CA trifásico.

Diversas pesquisas vêm sendo realizadas a respeito do uso do VSC-HVDC baseado no MMC, as quais envolvem a simulação de sistemas completos de rede, modelagem, e também propostas alternativas de controle.

6.10.4.2.3 Problemas emergentes de VSC-HVDC

Embora não somente relacionados com o sistema HVDC em si, diversos estudos vêm mostrando algumas questões ainda em aberto em relação ao uso do VSC-HVDC em sistemas de transmissão e em redes elétricas. A capacidade de desacoplar a potência ativa e a potência reativa vem do fato de tais conversores serem vistos pela rede elétrica como, a princípio, elementos equivalentes a *fontes de corrente*. Porém, uma observação mais cuidadosa mostra que o VSC possui certas regiões de frequência com características de resistência (impedância) negativa, o que pode levar a uma redução de amortecimento no caso de oscilações subsíncronas ^{69,70}, principalmente quando os VSCs operam próximos a unidades geradoras.

Um outro ponto que envolve tanto o uso de conversores de potência assim como soluções VSC-HVDC são as similaridades entre os problemas observados em campo. Há relatos que envolvem a operação instável de usinas (e conversores) solares, e estão aparentemente relacionados a (i) distorções harmônicas, (ii) componentes de alta frequência e (iii) oscilações com interharmônicas e baixa frequência ⁷¹. Concomitantemente, sistemas de geração eólica “*offshore*” com transmissão HVDC têm apresentado problemas de instabilidade em suas operações devido a aparentes ressonâncias e distorções

⁶⁸ K. Oguma and H. Akagi, "Low-Voltage-Ride-Through (LVRT) Control of an HVDC Transmission System Using Two Modular Multilevel DSCC Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 8, pp. 5931-5942, Aug. 2017.

⁶⁹ K. M. Alawasa, Y. A. I. Mohamed and W. Xu, "Active Mitigation of Subsynchronous Interactions Between PWM Voltage-Source Converters and Power Networks," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 1, pp. 121-134, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2251904.

⁷⁰ L. Harnefors, "Analysis of Subsynchronous Torsional Interaction With Power Electronic Converters," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 305-313, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889038.

⁷¹ C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter From Field Experiences," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1013-1015, April 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2656020.

em alta frequência ⁷². A instalação de BorWin-1, Alemanha, apresentou ressonâncias na rede em alto-mar, o que induziu oscilações de alta frequência na rede CA que obrigaram o desligamento temporário de sua operação ⁷³. Houve relatórios de acontecimentos similares no sistema de interligação INELFE (*Interconexión Eléctrica Francia-España*), o qual usa o VSC-HVDC baseado em MMC. Alterações na rede CA induziram ressonâncias de alta frequência, as quais se mantinham sustentadas pelo conversor. Tais oscilações acionaram certos esquemas de proteção, que levaram, finalmente, ao desligamento do sistema. A figura 6.94 apresenta formas de onda de tais ocorrências.

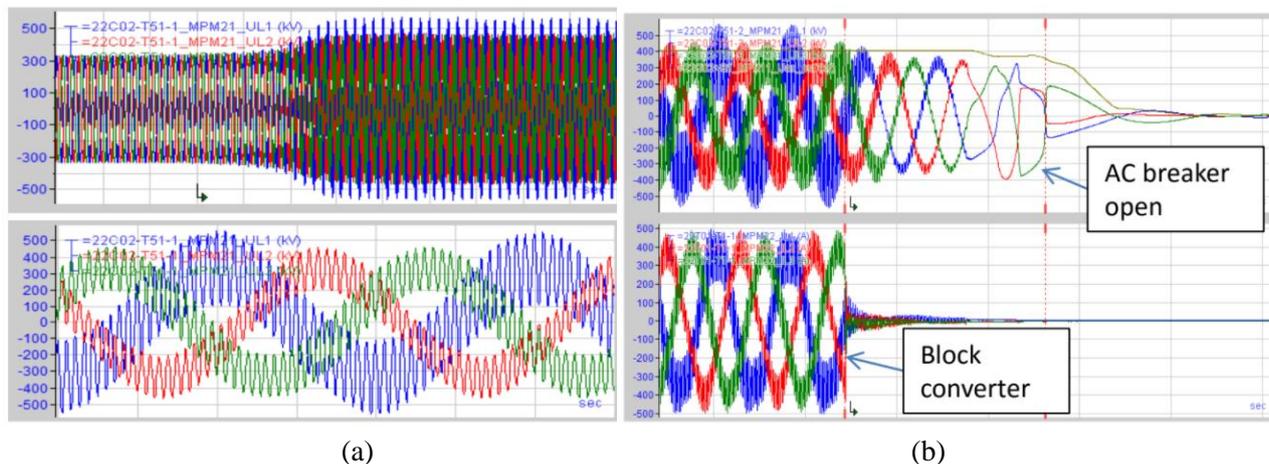


Figura 6.94. Oscilações de alta frequência em sistema VSC-HVDC INELFE.

- (a) Aparecimento de componente de alta frequência na tensão CA (superior) e detalhe da tensão CA (inferior).
 (b) Bloqueio do conversor e abertura do disjuntor CA (Superior: tensão CA. Inferior: corrente CA).

Estudos mostram que tais problemas não decorrem necessariamente de uma razão de curto-circuito (*short-circuit rate-SCR*) baixa da rede devido à alguma abertura da linha, mas estaria relacionado ao ajuste dos controladores dos conversores ⁷⁴. A figura 6.95 apresenta um diagrama unifilar para a simulação de um sistema VSC-HVDC baseado no MMC. Em um dado instante ocorre a abertura do disjuntor BRK, o que sistematicamente altera a característica de impedância da rede CA. A figura 6.96 mostra os efeitos de tal ação na Estação 1 para duas situações de controle. A figura (a) apresenta a tensão quando o controle do MMC utiliza filtros passa-baixa (FPB) com uma frequência de corte em 200 kHz na malha de corrente. Nota-se que após um transitório inicial, a oscilação é amortecida. A figura (b) apresenta a tensão quando o mesmo controle utiliza filtros passa-baixa (FPB) com uma frequência de corte em 2 kHz. A oscilação se torna sustentada, e fixa-se em 1,7kHz. A figura Figura (c) mostra o detalhe da tensão da figura (b). Note que antes da abertura de BRK o sistema é estável em ambos os casos, o que mostra que o estudo de possíveis instabilidades em faixas de frequências distintas no projeto de controladores devem ser considerados. Maiores detalhes podem ser vistos na referência da nota de rodapé.

Outros problemas emergentes envolvem também a aplicação de VSCs como *fontes de tensão* enquanto conectados à rede elétrica, e também a influência de algoritmos de sincronismo com rede na estabilidade do sistema.

⁷² Cutululis, N. A. (Ed.) (2018). MEDOW - Multi-terminal DC Grid for Offshore Wind, Final report. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E No. 317221

⁷³ <https://www.offshorewindindustry.com/news/troubleshooting-continues>

⁷⁴ H. Saad, Y. Fillion, S. Deschanvres, Y. Vernay and S. Denetière, "On Resonances and Harmonics in HVDC-MMC Station Connected to AC Grid," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 3, pp. 1565-1573, June 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2648887.

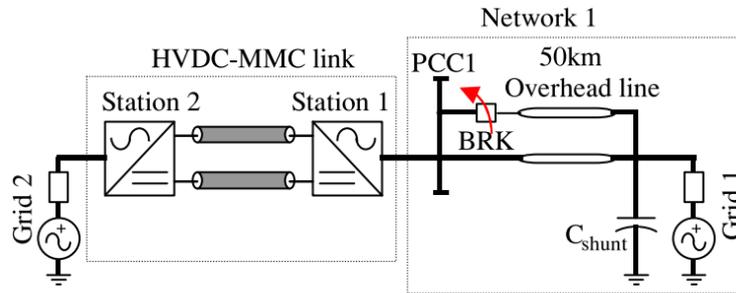


Figura 6.95. Esquemático de operação com alteração da configuração de rede.

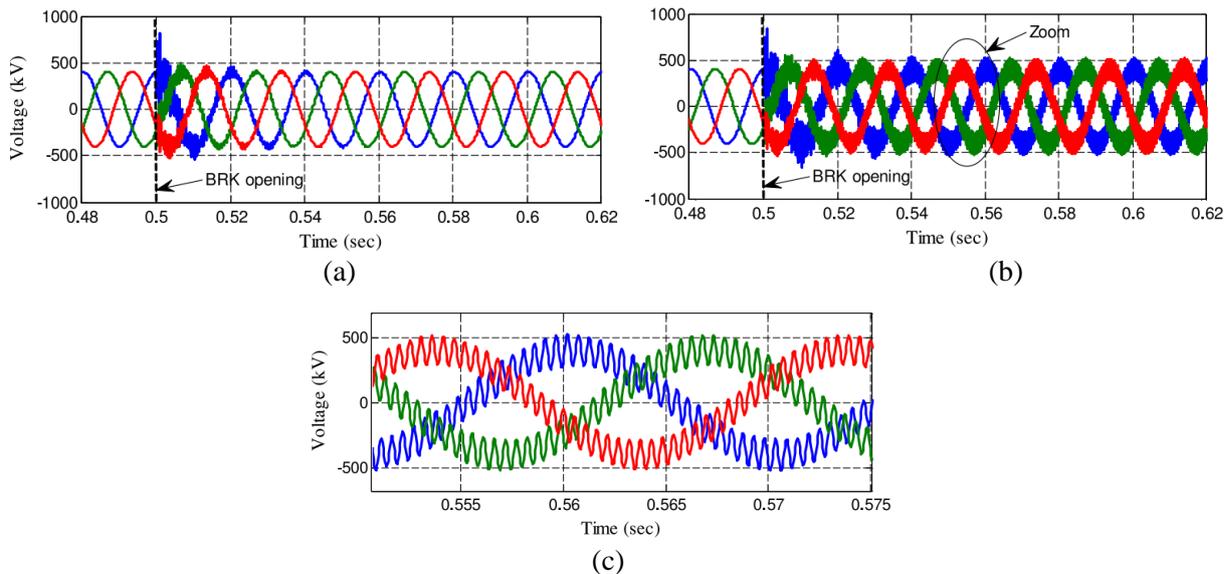


Figura 6.96. Formas de onda de tensão após a alteração da configuração de rede.
 (a) Uso de FPB com frequência de corte de 200 kHz para amostragem de corrente.
 (b) Uso de FPB com frequência de corte de 2 kHz para a amostragem de corrente.
 (c) Detalhe da forma de onda de tensão, com componente de 1,7 kHz.

6.10.5 Alguns exemplos de Sistemas HVDC

6.10.5.1 LCC-HVDC

Atualmente existem no mundo mais de 100 projetos de sistemas LCC-HVDC já realizados, dos quais diversas referências procuram listá-los (p.ex., ver nota de rodapé 56). Alguns desses projetos se localizam no Brasil. O sistema composto pelo “linhão de Itaipu” e suas Estações Conversoras em Foz de Iguaçu e em Ibiúna talvez seja o mais conhecido deles.

6.97. Traçado da linha HVDC de Itaipu inserida no SIN. A figura 6.97 apresenta o traçado da linha HVDC que liga as Estações Conversoras de Foz do Iguaçu e de Ibiúna. A figura 6.98 apresenta o digrama unifilar do sistema. O sistema retifica a tensão no lado do Paraguai (50 Hz), e faz a inversão para 60 Hz na Estação de Ibiúna. A distância é de cerca de 820 km, com potência de 1566 MW por polo e tensão de ± 600 kV⁷⁵.

⁷⁵ R. P. P. Santos, C. S. deAquino, E. C. Neto and S. R. M. Alves, "FURNAS HVDC system performance and experience," Proceedings of 1996 Transmission and Distribution Conference and Exposition, Los Angeles, CA, USA, 1996, pp. 164-169.

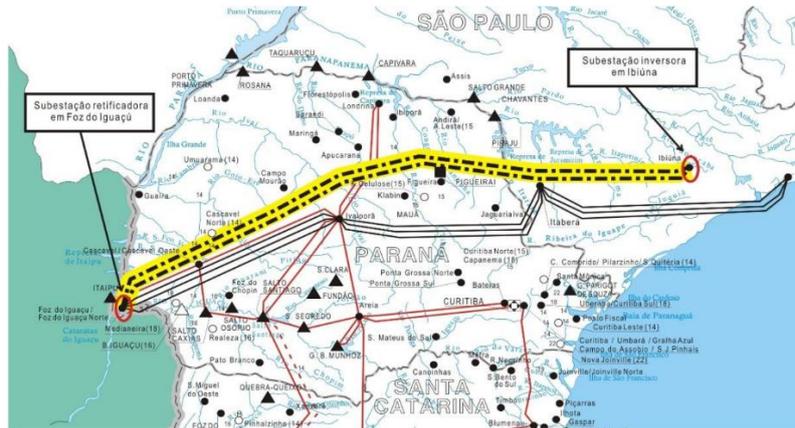
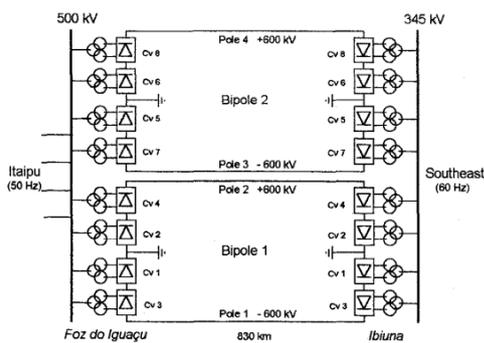


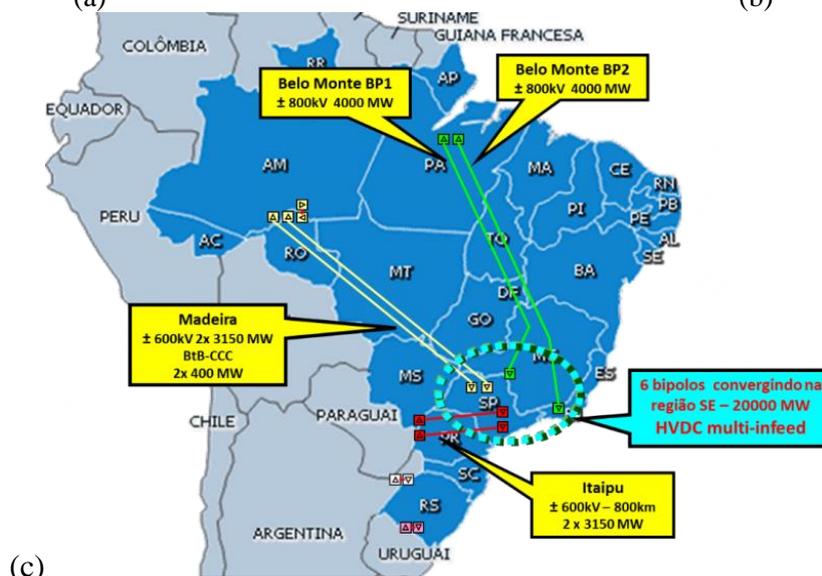
Figura 6.97. Traçado da linha HVDC de Itaipu inserida no SIN.



(a)



(b)



(c)

Figura 6.98. Estação Conversoras do sistema Itaipu.

(a) Diagrama unifilar. (b) Foto da Estação Conversora de Foz do Iguaçu. (c) Conexões HVDC no Brasil.

Outras instalações LCC-HVDC no Brasil são ⁷⁶:

- Linha HVDC Porto Velho-Araraquara
 Tensão: ± 600 kV
 Potência: 6300 MW (total)
 Distância: 2375 km
 Destina-se a transmitir a energia das usinas de Santo Antônio e Jirau ao sistema Sul.

⁷⁶ Portugal, Paulo Max Maciel, "Transmissão em Corrente Contínua com Tecnologia Híbrida Multiterminal de Conversores Fonte de Tensão e Corrente", Tese (doutorado) - UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

- Linha HVDC Norte-Sul (Xingu - Estreito / Nova Iguaçu)
Tensão: ± 800 kV
Potência: 4000 MW por bipolo
Distância: 2100 km / 2535 km
Destina-se a transmitir a energia da usina de Belo Monte.
- “Back-to-Back” na subestação Garabi (2200 MW): que faz a interligação assíncrona entre o Brasil (60 Hz) e a Argentina (50 Hz).
- “Back-to-Back” na subestação Rivera (70 MW) e Melo (500 MW): interligação entre o Brasil (60 Hz) e o Uruguai (50 Hz).
- “Back-to-Back” na subestação coletora Porto-Velho com o sistema 230 kV Acre-Rondônia.

6.10.5.2 VSC-HVDC

Diversas empresas têm desenvolvido o VSC-HVDC, principalmente utilizando o MMC recentemente. Em geral tais configurações são denominadas utilizando-se seus nomes comerciais⁷⁷. A Siemens lançou o primeiro VSC-HVDC baseado no MMC, em 2010⁷⁸, chamando-o de *HVDC Plus*. A ABB foi a primeira que desenvolveu projetos de VSC-HVDC e os denominou de *HVDC Light*. A primeira geração do HVDC Light consistia em projetos com Conversores de 2 ou 3 níveis, enquanto as novas gerações passaram a ter estruturas como o MMC. A Alstom Grid, a qual recentemente foi comprada pela General Electric, apresentou o *HVDC MaxSine*.

As figuras 6.99 (a) e (b) apresentam ilustrações dos sistemas VSC-HVDC baseados em MMC da ABB e Siemens, respectivamente. A figura 6.100 apresenta a solução HVDC Maxsine.

A primeira grande aplicação do HVDC-VSC com o MMC foi nos EUA em 2010, com a conexão de linhas HVDC submarinas em São Francisco, com os conversores MMC sendo fornecidos pela Siemens, conforme já apresentado anteriormente. Desde então, diversos outros projetos têm sido implantados ao redor do globo, além de iniciativas visando a integração de diversos sistemas de energia, tal como o INELFE.

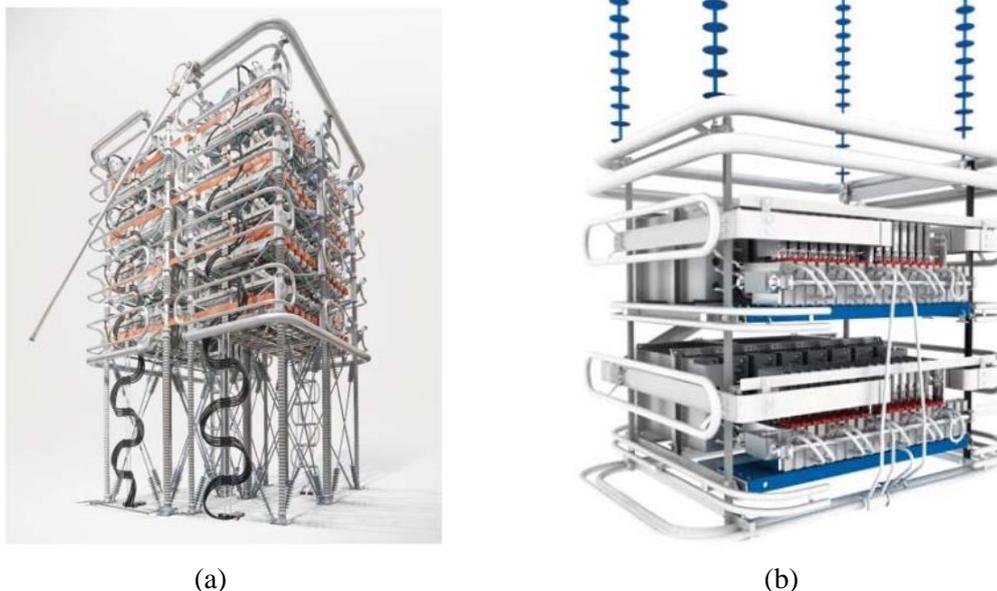


Figura 6.99. Ilustrações de sistemas VSC-HVDC baseados no MMC. (a) ABB. (b) Siemens.

⁷⁷ Kamran Sharifabadi; Lennart Harnefors; Hans-Peter Nee; Staffan Norrga; Remus Teodorescu, "Main-Circuit Design," in *Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*, IEEE, 2016, pp.60-132.

⁷⁸ T. Westerweller, K. Friedrich, U. Armonies, A. Orini, D. Parquet, and S. Wehn, "Trans bay cable—World's first HVDC system using multilevel voltage-sourced converter," in *CIGRÉ*, Paris, France, 2010, Paper B4-101.



Figura 6.100. Sistema VSC-HVDC MaxSine HVDC. (a) Projeto piloto. (b) Projetos comerciais.

O sistema HVDC multiterminal da ilha de Zhoushan, China, com cinco terminais, foi comissionada em 2014 e está em funcionamento^{79 80}. As Estações Conversoras são baseadas no MMC, e utilizam disjuntores CC de 200 kV baseados no conceito híbrido⁸¹. A figura 6.101 apresenta a localização das estações assim com uma foto de uma Estação Conversora.

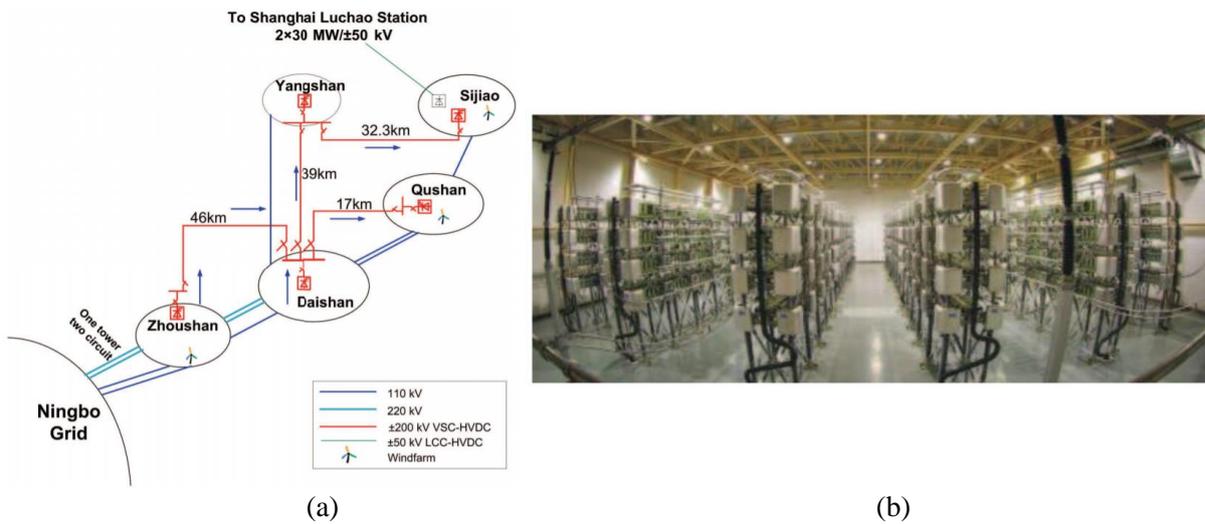


Figura 6.101. Sistema VSC-HVDC de Zhoushan, China. (a) Localização geográfica das Estações Conversoras. (b) Interior de Estação Conversora.

⁷⁹ <https://www.tdworld.com/digital-innovations/article/20969421/china-upgrades-capacity-to-the-zhoushan-islands>

⁸⁰ G. Tang, Z. He, H. Pang, X. Huang and X. Zhang, "Basic topology and key devices of the five-terminal DC grid," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, no. 2, pp. 22-35, June 2015, doi: 10.17775/CSEEJPES.2015.00016.

⁸¹ W. Zhou et al., "Development and test of a 200kV full-bridge based hybrid HVDC breaker," 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015, pp. 1-7, doi: 10.1109/EPE.2015.7309153.