

2

Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

Conforme apresentado no Capítulo 1, o controle de tensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), o SEP brasileiro, é realizado pelos operadores de tempo real, com base em diversas informações, tais como: valores atuais e tendências das grandezas elétricas (na maioria das vezes tensões, em kV, e potências reativas, em *Mvar*); topologia do SIN, período de carga (mínima/leve, média ou pesada); e suas sensibilidades na atuação dos dispositivos de controle com base em suas experiências passadas.

As informações de valores das grandezas elétricas e de sua topologia são obtidas das diversas subestações do SIN e concentradas em um aplicativo computacional denominado Sistema de Supervisão e Controle (SSC). As informações de cada subestação percorrem grandes distâncias, em alguns casos milhares de quilômetros, das mais distintas formas: via fibra ótica, microondas, satélite, *carrier*, dentre outras, até chegarem ao centralizador referente ao SSC. Uma vez no SSC, as informações ficam disponíveis através de gráficos e diagramas aos operadores de tempo real em diversas telas, para que os mesmos possam utilizá-las de forma prática, viabilizando a tarefa do controle de tensão.

A tarefa do controle de tensão tem como principal objetivo impedir que as tensões dos barramentos sob sua responsabilidade ultrapassem valores limites não permitidos. Tais valores são definidos tanto pelas características dos equipamentos presentes no SEP quanto pelos estudos realizados no planejamento / pré-operação. Estes estudos informam as diretrizes para a operação indicando, para cada barramento, a faixa de tensão (valor inferior e superior de referência) que não pode ser ultrapassada, de forma a garantir uma tensão de qualidade para o consumidor final [ONS, 2007].

As faixas de tensão são definidas para cada período de carga (pesada, média ou leve / mínima), podendo apresentar valores iguais em períodos de carga diferentes.

Barramentos próximos aos centros de carga que apresentem valores altos de tensão, acima do limite superior da faixa, podem causar danos aos equipamentos dos consumidores e das subestações do SEP (pára-raios, disjuntores, transformadores, dentre outros). Tensões baixas também podem causar danos em motores, interromper processos industriais baseados em eletrônica de potência e levar a operação do sistema elétrico a uma região não segura, caso ocorra uma alteração no SEP (por exemplo, o desligamento de uma linha de transmissão ou a entrada de um grande bloco de carga).

A carga (Z) de um SEP possui duas componentes (equação (1)): a resistiva ou real (símbolo: R , unidade: Ω) e a reativa ou imaginária (símbolo: X , unidade: Ω). A reatância pode ser indutiva (X_L) ou capacitiva (X_C), conforme apresentado na equação (2).

$$Z = R + jX \quad (1)$$

$$X = X_L - X_C \quad (2)$$

A potência total fornecida às cargas de um SEP recebe o nome de Potência Aparente (símbolo: S , unidade: VA). Esta potência, assim como a carga, possui duas componentes: a ativa ou real (símbolo: P , unidade: W) e a reativa ou imaginária (símbolo: Q , unidade: var). A potência reativa pode estar sendo fornecida ou absorvida, dependendo, respectivamente, se a carga é predominantemente indutiva (Q_L) ou capacitiva (Q_C).

$$S = P + jQ \quad (3)$$

$$Q = Q_L - Q_C \quad (4)$$

Parte da potência aparente fornecida pelo SEP será transformada em trabalho pela resistência e parte será armazenada, não realizando trabalho, em virtude da reatância. A potência pode ser representada através do triângulo de potência (Figura 2), constituído pelas três potências S , P e Q .

Nota-se que o cosseno do ângulo φ é uma relação entre a potência ativa e a potência aparente; por essa razão ele é um parâmetro denominado fator de potência (fp). Quando o fp é unitário indica que a carga é puramente resistiva.

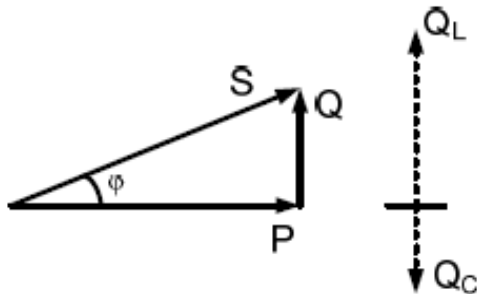


Figura 2 – Triângulo de potências

Uma carga resistiva funciona como um dissipador de energia, utilizando toda a potência ativa fornecida pelas unidades geradoras do SEP. As cargas indutivas absorvem potência reativa e armazenam energia sob a forma de campo eletromagnético, como é o caso de reatores (indutores) e motores. As cargas capacitivas, por sua vez, fornecem potência reativa ao SEP e armazenam energia sob a forma de campo elétrico, como é o caso de condensadores e filtros.

Os níveis de tensão dependem grandemente do fluxo de potência reativa do sistema elétrico. Quando há deficiência de potência reativa, o nível de tensão cai; inversamente, quando há excesso de potência reativa o nível de tensão sobe. Portanto, controlam-se os níveis de tensão em um sistema elétrico controlando-se a geração, a absorção e o fluxo de potência reativa no sistema.

Praticamente todas as cargas possuem, em sua composição, uma grande parte indutiva e, portanto, absorvem potência reativa (*var*). Reatores em paralelo também absorvem *var*, ao passo que capacitores em paralelo geram *var*. Os cabos condutores das linhas de transmissão também geram *var*, em virtude da alta capacitância entre estes e o solo. Além de reatores, capacitores e cabos condutores, também é possível controlar os fluxos de *var*, e, conseqüentemente, os níveis de tensão, ajustando-se a excitação das unidades geradoras e compensadores síncronos, ou alterando-se os taps dos transformadores.

Portanto, para efetuar o controle de tensão os operadores atuam nos diversos recursos, ou equipamentos de controle de tensão (ECT), presentes no SEP

(capacitores e reatores em paralelo, potência reativa de compensadores síncronos, compensadores estáticos e unidades geradores e tapes de transformadores). A decisão de quando e em qual ECT atuar depende, principalmente, das influências destes ECT nos valores de tensão dos diversos barramentos do SEP.

A manobra para o controle de tensão pode ser realizada localmente (na subestação onde está instalado o ECT) ou remotamente (em local distante à subestação através do envio de telecomando).

A alteração da tensão de um barramento pode resultar em violações em outros barramentos. Desta forma, embora os conceitos fundamentais de controle de tensão sejam simples, sua implementação prática em sistemas de potência é bastante complexa. Isto por que:

- ✓ Os ECT são localizados, ou seja, são instalados em locais definidos pelos estudos de planejamento / pré-operação, e, desta forma, os mesmos não podem ser retirados para a realização do controle de tensão em outra localidade do SEP; e
- ✓ Os ECT são independentes, não existindo nenhum tipo de controle ou automatismo entre os mesmos.

Uma vez que as cargas e, portanto, os fluxos de *var* e as tensões mudam continuamente, as medidas ou manobras de controle de tensão devem também ser tomadas continuamente.

A seguir apresenta-se como os ECTs (geradores, tapes de transformadores, banco de capacitores, etc.) podem ser utilizados durante o controle de tensão, além das restrições existentes na sua utilização [ELETROBRAS, 1990].

2.1. Controle de Tensão Mediante Ajuste da Excitação das Unidades Geradoras

A tensão nos terminais de uma unidade geradora geralmente é controlada por um regulador automático que induz mudanças na corrente de excitação do gerador, de modo a manter a tensão a níveis constantes preestabelecidos. Quando a tensão cai abaixo do ponto de ajuste, a corrente de excitação aumenta. Com isto, o gerador passa a suprir mais potência reativa (maior valor de *var*), mas a produção de potência ativa (*W*) não se altera significativamente. Quando a tensão

nos terminais ultrapassa o ponto de ajuste, o regulador reduz a corrente de excitação, o que faz com que a geração de *var* também diminua. Se a corrente de excitação for suficientemente reduzida, o gerador passará a absorver *var*.

Conforme mencionado na seção anterior, nos sistemas elétricos as tensões são controladas pela quantidade de *var* suprida ou absorvida. Os pontos de ajuste dos reguladores de tensão podem ser alterados de modo a controlar a produção de *var* do gerador. Isto, porém, deve ser feito com cuidado porque, caso se reduza demais a excitação da unidade geradora (ou seja, se ocorrer subexcitação), a unidade pode tornar-se instável. Por outro lado, caso essa corrente aumente demais, a unidade geradora pode ficar sobre excitada, provocando um possível superaquecimento do rotor.

A Figura 3 mostra um SEP exemplo que possui três unidades geradoras idênticas, cada uma delas suprindo 50 MW e absorvendo 20 Mvar ligadas a um sistema de transmissão para atendimento de uma carga de 80 MW e 10 Mvar conectada ao barramento F.

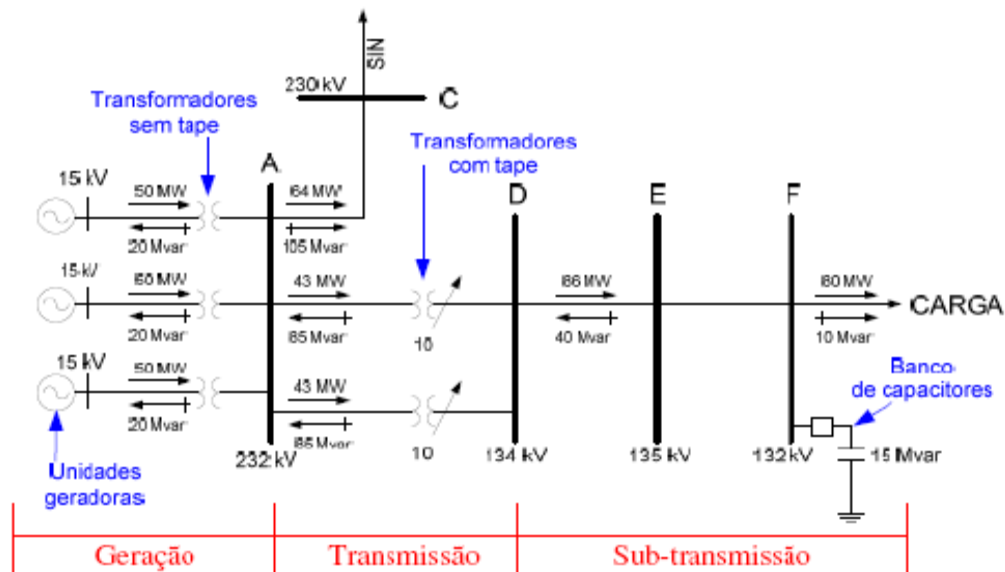


Figura 3 – SEP exemplo

As unidades geradoras possuem tensão nominal de 15 kV, os barramentos A e C 230 kV e os demais 138 kV. Cada unidade geradora possui um transformador elevador de 15 kV para 230 kV e existem dois transformadores abaixadores de 230 kV para 138 kV entre os barramentos A e D. Estes dois últimos

transformadores possuem seus tapes na posição dez (10), podendo variar de zero a dezesseis (0-16). Existe disponível para ser inserido ou ligado no barramento F um banco de capacitores de 15 Mvar. O quadrado (símbolo de um disjuntor) compreendido entre o banco de capacitores e o barramento F indica se o mesmo está ligado (quadrado preenchido em preto) ou desligado (quadrado não preenchido).

As linhas contínuas que conectam os barramentos representam linhas de transmissão. Os barramentos de 138 kV e as linhas de transmissão que os conectam constituem um sistema radial, uma vez que entre o barramento D e a carga, no barramento F, não existe uma linha de transmissão que os conecte ao SIN.

As setas horizontais marcadas com um traço vertical indicam o fluxo de *var* que entra no gerador, o que significa que a unidade está absorvendo *var* (fator de potência em avanço). Se o fluxo de *var* tivesse a direção oposta, isso indicaria que a unidade fornece *var* (fator de potência em atraso). A figura também mostra que está sendo entregue ao SIN o total de 64 MW e 105 Mvar.

Na Tabela 1 são indicadas faixas de tensão em cada período de carga para o SEP exemplo. Será considerado que o sistema está na carga leve (em negrito).

Suponha que o operador queira elevar em 4 kV a tensão do barramento de 230 kV da usina (terminal de alta), elevando-a de 232 kV para 236 kV. Para tal, ele eleva o ponto de ajuste do regulador de tensão das três unidades geradoras e, conseqüentemente, eleva a injeção de *Mvar*. Ao fazer isto, a situação passa a ser aquela mostrada na Figura 4. Nota-se que a produção de *MW* não se altera, mas as unidades geradoras passam a fornecer *var* e todas as tensões do SEP se elevam.

Tabela 1 – Faixas de tensão para o SEP exemplo

Tensão nominal (kV)	Leve / Mínima (kV)	Média (kV)	Pesada (kV)
15	14,2 - 15,7	14,7 - 15,6	14,7 - 15,4
138	131,1 - 144,9	135,2 - 143,5	135,2 - 142,1
230	218,5 - 241,5	225,4 - 239,2	225,4 - 239,2

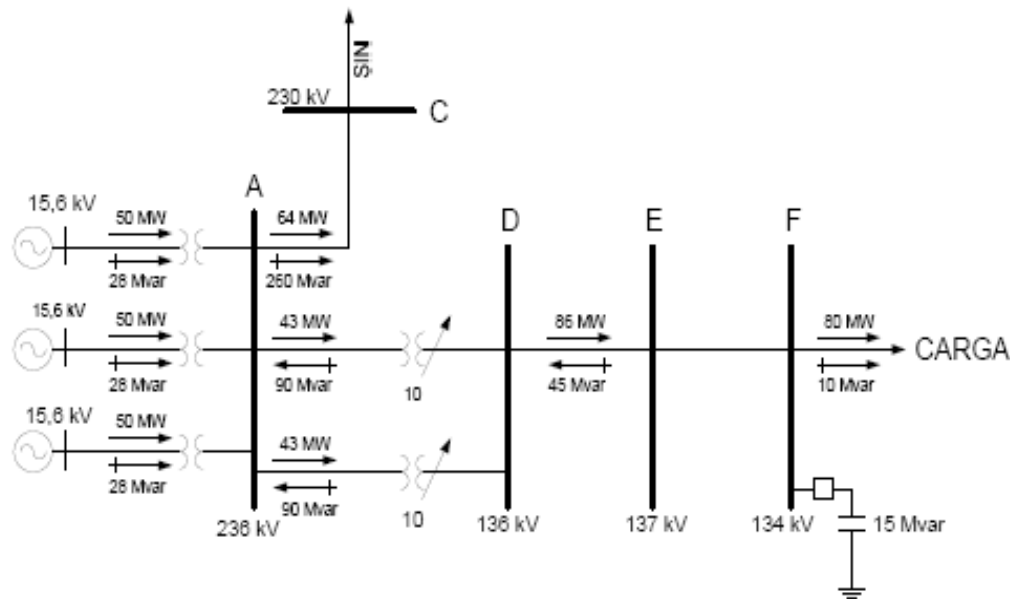


Figura 4 – Controle de tensão pelas unidades geradoras

Caso o desejado fosse a redução da tensão, o inverso deveria ser realizado, reduzindo-se o ponto de ajuste do regulador de tensão e, por conseqüência, a corrente de excitação dos geradores.

Quando existem vários geradores em uma só usina, como no caso da Figura 4, a tensão nos terminais e o nível de excitação de cada um deles devem ser controlados simultaneamente. Se somente um gerador for alterado, os controles automáticos dos outros tentarão compensar a diferença (até os limites de potência reativa de cada um) para manter a tensão da barra da estação no ponto de ajuste, causando um desequilíbrio de *var* entre as unidades geradoras. Na Figura 5 é possível notar que duas unidades geradoras permanecem absorvendo *var*, enquanto a que foi alterada passa a fornecer *var*, causando o mencionado desequilíbrio.

As tensões dos barramentos das usinas também podem sofrer alteração em virtude de alguma mudança no SEP, como, por exemplo, uma alteração de carga. Desta forma o operador deve estar sempre atento, impedindo a operação destas tensões em valores não permitidos.

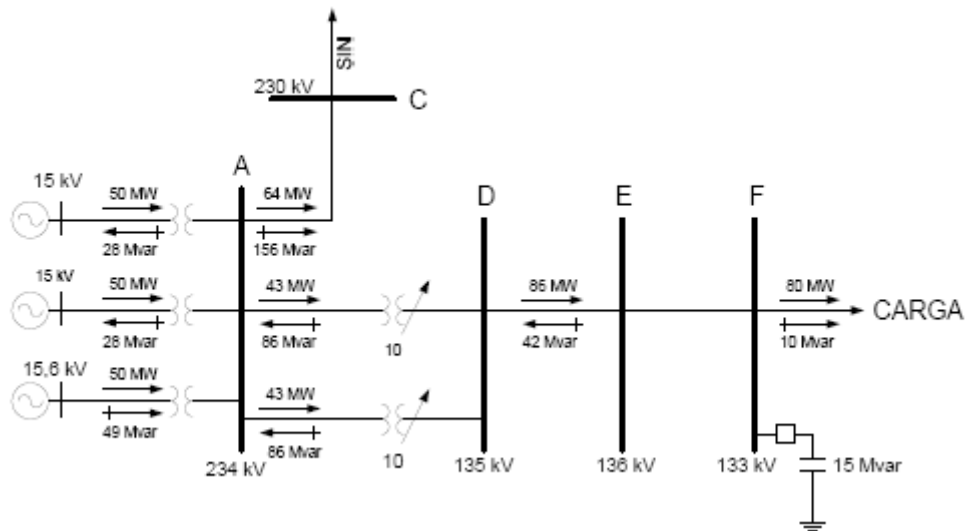


Figura 5 – Desequilíbrio de potência reativa entre unidades geradoras

No SIN o principal suporte de *var* vem das usinas. O modelo brasileiro é basicamente hidroelétrico, fazendo com que a maioria das usinas esteja: longe da carga (centenas de quilômetros) e presentes no Sistema de Transmissão (em 230, 345, 440, 500 e 765 kV), conforme apresentado no Capítulo 1. A alteração de alguns kV na tensão do barramento de alta das usinas acarreta uma alteração de tensão em diversos outros barramentos. Assim, as tensões das usinas são utilizadas para o controle de tensão do Sistema de Transmissão, o que é fundamental para a manutenção das tensões das usinas dentro das faixas. Esse tipo de controle com geradores é, portanto, chamado de “ajuste grosso”.

Já os bancos de capacitores e de reatores em paralelo ou tapes de transformadores estão, em sua maioria, localizados próximos aos barramentos de carga, sendo utilizados na tarefa de “ajuste fino” do controle de tensão, conforme descrito nas seções a seguir.

2.2. Controle de Tensão por Tapes de Transformadores

É possível controlar as tensões de um sistema elétrico mudando-se os tapes dos transformadores. Quase todos os transformadores possuem tapes no enrolamento de alta ou de baixa tensão e, às vezes, em ambos os enrolamentos. Trocando-se os tapes, altera-se o número de espiras no lado de alta ou de baixa e, com isto, o valor da tensão também é alterado.

A troca de tapes pode ser feita com o transformador desligado ou quando o mesmo está conectado ao SEP. Neste último caso, diz-se que o transformador tem "comutação sob carga". A troca de tapes sob carga pode ser feita manualmente ou eletro manualmente pelo operador, ou ainda de forma automática, quando o transformador for dotado de relé regulador de tensão capaz de trocar os tapes automaticamente. A mudança de tapes altera os fluxos de *var* do sistema, podendo, em alguns casos, causar uma mudança de produção ou absorção de *var* nas unidades geradoras.

Quando se supre potência a partir de uma rede de alta tensão para uma rede de distribuição de tensão mais baixa, a posição dos tapes dos transformadores pode ser alterada de modo a controlar a tensão no lado de baixa. Este tipo de controle de tensão é frequentemente necessário durante o dia, à medida que ocorrem mudanças na carga.

Embora na maioria dos casos os tapes dos transformadores sejam utilizados para controlar o valor da tensão no lado de baixa, estes também podem ser utilizados no controle do valor de tensão do lado de alta.

Suponha que dois transformadores idênticos estejam ligados em paralelo, como na Figura 4, e que ambos estejam com seus tapes na posição dez (10). Suponha também que o despachante tente aumentar em 4 kV a tensão no lado de baixa, ajustando-se os tapes dos transformadores.

Sabendo que as tensões das unidades geradoras já estão próximas ao máximo permitido, o operador de tempo real, conhecedor da influência da alteração destes tapes no valor da tensão do lado de baixa tensão, decide que para a realização de tal elevação devem ser elevados três tapes, indo para a posição treze (13). A Figura 6 mostra os fluxos e tensões resultantes.

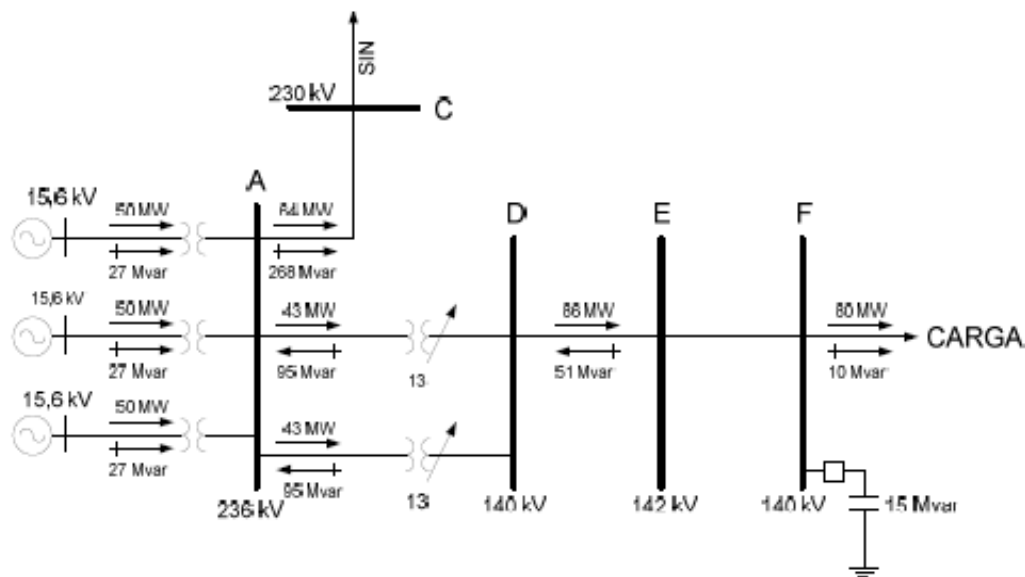


Figura 6 – Controle de tensão pelos tapes de transformadores

Observa-se que a quantidade de *MW* que flui em cada transformador não mudou e que todas as tensões dos barramentos cujo valor nominal é 138 kV elevaram. Em SEPs mais interligados, diferentemente do SEP radial do exemplo, a alteração dos tapes para a elevação da tensão do lado de baixa (menor tensão) pode acarretar na redução da tensão do lado de alta, e vice-versa. O operador deve estar atento a esta condição, impedindo que os barramentos apresentem valores de tensão não permitidos.

Quando uma subestação tem dois ou mais transformadores operando em paralelo, deve-se ter o cuidado em ajustar os tapes de todos os transformadores para o mesmo valor, e não somente de um. Um ajuste desigual dos tapes de transformadores que operam em paralelo provoca uma distribuição desigual do fluxo de *var* (Figura 7). Não se deve permitir que esta situação perdure indefinidamente, uma vez que gera fluxo desnecessário de *var* entre os transformadores, além da possibilidade do transformador com maior fluxo de *var* apresentar violação do seu limite de *MVA* (sobrecarga). O despachante pode igualar novamente o fluxo de *var* nos transformadores igualando a posição dos tapes (ou seja, ajustando também o tape do outro transformador para aumentar a tensão em 4 kV). Após o ajuste a condição volta à normalidade (Figura 6).

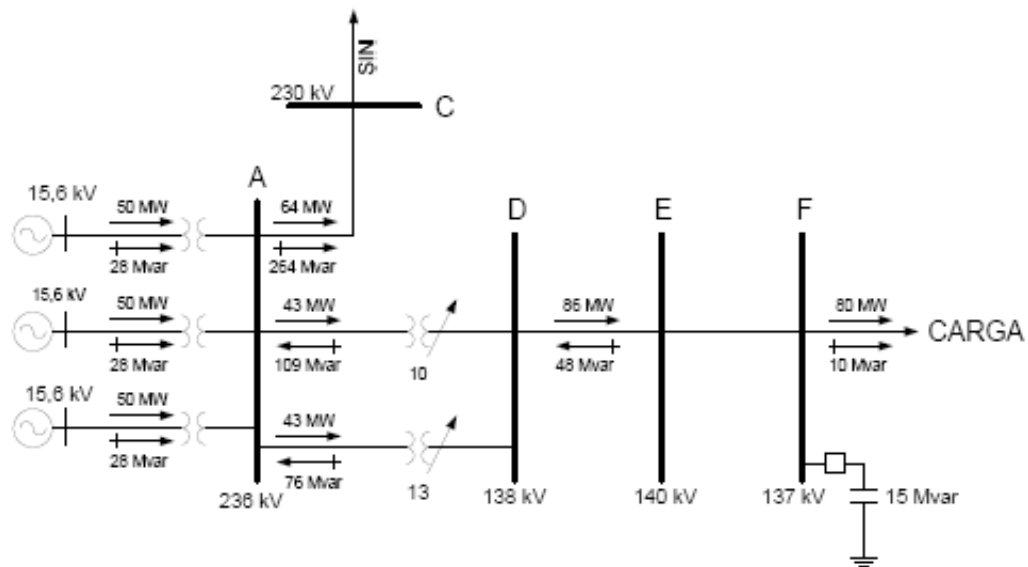


Figura 7 – Desequilíbrio de potência reativa entre os transformadores

Quando se tem transformadores diferentes ligados em paralelo (por exemplo, transformadores de tamanhos diferentes ou com métodos de refrigeração diferentes), pode ocorrer substancial diferença de fluxo de *var*. Em tais casos, pode ser conveniente e necessário adotar ajustes desiguais de tapes a fim de igualar os fluxos.

Como pôde ser visto, as tensões dos barramentos, principalmente dos barramentos de carga, podem ser controladas através dos tapes dos transformadores. Porém também foi descrito que a alteração do valor do tape, na maioria dos casos, causa alterações tanto das tensões do lado de baixa quanto do lado de alta tensão. Tal alteração pode levar a tensão do lado de alta para valores fora das faixas pré-estabelecidas. Desta forma, a utilização desse tipo de ECT pode ser combinada com bancos de capacitores e de reatores em paralelo (ou *shunt*), conforme a seguir.

2.3. Controle de Tensão por Banco de Capacitores e de Reatores em Paralelo

Foram apresentados até agora dois métodos básicos de controlar as tensões de um sistema elétrico. O primeiro, através do controle da geração ou absorção de *var* pelas unidades geradoras, ajustando-se o regulador de tensão (isto é, a

corrente de campo), e o segundo através da mudança do ajuste dos tapes dos transformadores de modo a elevar ou rebaixar as tensões e alterar os fluxos de *var* em uma rede.

Outros equipamentos no sistema elétrico podem ser utilizados para controlar tensões. Bancos de capacitores ligados em paralelo ao sistema geram *var* e elevam as tensões. Reatores ligados em paralelo absorvem *var* e reduzem as tensões. Tais ECTs são tidos como paralelos (ou shunt), pois os mesmos possuem uma extremidade conectada ao SEP e outra aterrada.

Em todo sistema de transmissão e distribuição existem diferentes problemas de controle de tensão. Alguns se devem a quedas (ou elevações) de tensão ao longo de um circuito em virtude de mudanças nos fluxos de *var* em condições de carga constante, ao passo que outros são mais complexos devido a variações de tensão decorrente de mudança de carga.

Um exemplo destes tipos de problema ocorre freqüentemente em sistemas de transmissão ou distribuição radiais. A Figura 8 mostra o sistema radial em 138 kV do SEP exemplo, após entrada de 20 MW de carga adicionais (totalizando 100 MW de carga). A entrada deste bloco adicional de carga causa a redução das tensões de todos os barramentos do sistema radial, levando a tensão do barramento F para valores próximos ao limite inferior (Tabela 1). As tensões do lado de alta não sofreram alteração em virtude da atuação automática dos reguladores de tensão das unidades geradoras. Tal atuação pode ser observada pela elevação do valor de *var* das mesmas (de 28 para 30 Mvar).

Uma possibilidade para elevar os valores de tensão do lado de baixa seria a elevação da posição dos tapes dos transformadores, porém estes tapes já estão na posição treze (13), e os três restantes (16 é a posição máxima) não solucionariam o problema. A próxima solução possível seria a elevação das tensões das unidades geradoras, porém, como visto no item anterior, as mesmas já estão com tensão próxima ao limite superior.

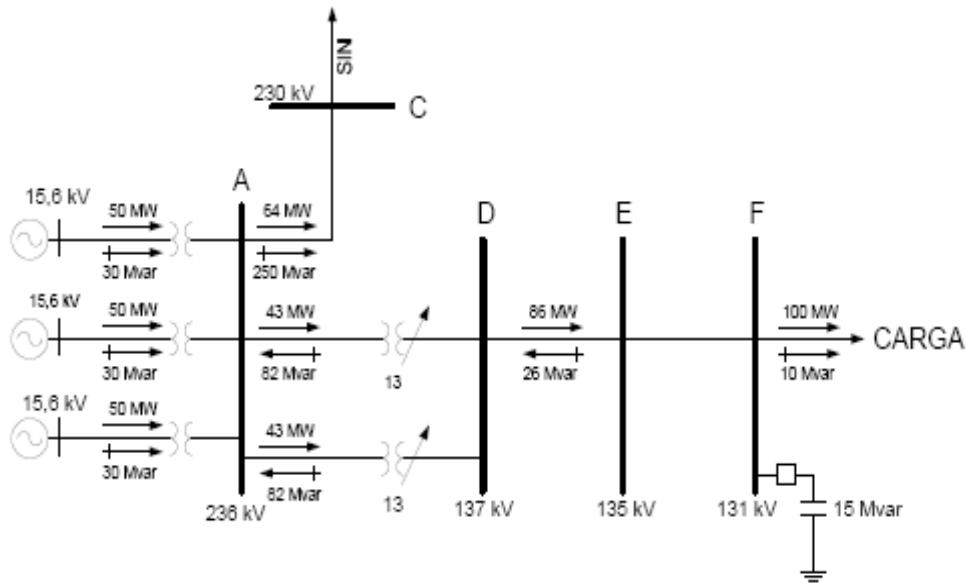


Figura 8 – Entrada de 20 MW de carga no barramento F

Não dispondo de outra alternativa, a manobra realizada será a de ligar o banco de capacitores presente no barramento F. Como esperado, após a manobra as tensões do sistema radial elevaram-se (Figura 9).

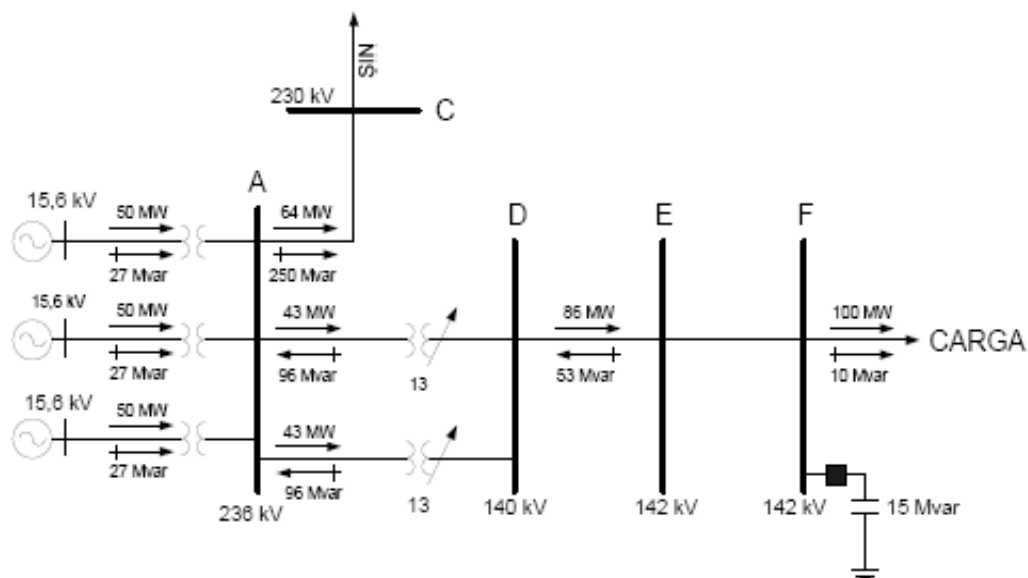


Figura 9 – Manobra para ligar o banco de capacitores de 15 Mvar

Dependendo de onde estão instalados, os bancos de capacitores ou de reatores em paralelo também podem ser utilizados para o “ajuste grosso”, elevando ou reduzindo, como visto com as unidades geradoras, as tensões de todo um tronco de transmissão. Neste caso, os bancos de capacitores possuem valores de potência reativa maiores que os conectados aos barramentos de carga.

Se existisse um banco de capacitores instalado no barramento A do SEP exemplo e este fosse ligado, todas as tensões do SEP se elevariam (exceto das barras controladas automaticamente pelas unidades geradoras) e as unidades geradoras reduziriam o fornecimento de *var*. Para o banco de reatores o inverso ocorreria: as tensões seriam reduzidas e as unidades geradoras passariam a fornecer mais *var*. Este tipo de ação é muito utilizado quando se deseja que unidades geradoras e compensadores síncronos operem com *var* próximo de zero, pois estes bancos de capacitores ou de reatores passam a fornecer ou absorver, respectivamente, os *var* fornecidos ou absorvidos pelas unidades geradoras ou compensadores síncronos, criando margem para seus reguladores automáticos de tensão acompanharem a entrada de carga ou atuarem em casos de ocorrências no SEP.

Além do que já foi apresentado, outro aspecto importante é o controle dos valores das tensões dos terminais de longas linhas de transmissão.

2.4. Controle de Tensão dos Terminais de Longas Linhas de Transmissão

Em Sistemas de Transmissão, com tensões nominais de 138 kV ou acima, que exigem linhas mais longas, os operadores podem encontrar valores altos de tensão quando se abre uma das extremidades de uma linha longa e a outra extremidade permanece energizada. O problema se deve ao "Efeito Ferranti" [ELETROBRAS, 1990] e é provocado pelos *var* gerados ao longo da linha pela capacitância natural do circuito. Uma linha de 150 quilômetros de comprimento gera uma quantidade substancial de *Mvar*. Quando o circuito está carregado, esses *var* são absorvidos pelas perdas de *var* ao longo da linha e na carga.

Quando o circuito está levemente carregado, ou aberto em uma das extremidades, esses *var* não são absorvidos e podem causar tensão inaceitavelmente alta na extremidade aberta. Em uma linha aberta, a proporção

entre a tensão no lado receptor (E_r) e a tensão no lado transmissor (E_t) varia em função do comprimento da linha, como mostra a Figura 10.

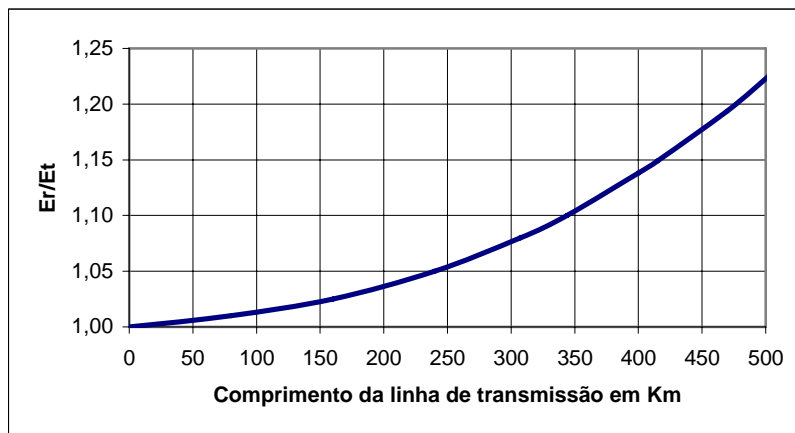


Figura 10 – Elevação da tensão por “Efeito Ferranti”

O equipamento ligado a uma longa linha de transmissão levemente carregada ou aberta em uma extremidade pode não ter sido projetado para suportar, durante muito tempo, as tensões máximas indicadas na referida figura. No caso de linhas de mais de 150 quilômetros de comprimento, deve haver algum meio de absorver os *var* gerados pela corrente capacitiva da linha. Neste caso, instalam-se reatores em paralelo nos terminais do circuito para absorver esses *var*. Em alguns casos, reatores em paralelo podem ser automaticamente ligados à linha sempre que um disjuntor se abre. Em outros casos, esses reatores em paralelo podem permanecer ligados permanentemente em ambas as extremidades da linha.

Quando um circuito de transmissão está com seu carregamento elevado, bancos de capacitores em paralelo podem ser instalados na subestação próxima à carga, a fim de gerar *Mvar* adicionais destinados a manter o valor da tensão dentro dos limites. No caso de linhas de transmissão fortemente carregadas, a queda de tensão ao longo da linha pode ser excessiva (como no exemplo do circuito radial que vimos anteriormente). Na maioria dos casos, esses bancos de capacitores são ligados e desligados de modo a suprir as diferentes necessidades de *var* exigidas pelos diferentes valores de carga e condições do sistema.

Em virtude da natureza variável da carga, torna-se necessário, às vezes, suprir *var* e absorver *var* no mesmo local, porém, em horários diferentes. As duas funções podem ser exercidas por uma combinação de bancos de capacitores e

reatores, dotada de mecanismos de manobra e controle. Costuma-se dar a essa combinação o nome de compensador estático. Quando a tensão é baixa, o compensador estático supre var , quando a tensão é alta ele absorve var .

Certas empresas instalam compensadores síncronos como meio auxiliar de controle de tensão. Trata-se de grandes máquinas elétricas rotativas, construídas como um gerador, mas operadas como um motor (isto é, sem acionamento por turbina). Os compensadores síncronos não geram W . Controlando-se a corrente de excitação, pode-se fazer com que eles gerem ou absorvam var . Quando a tensão no sistema é baixa, a corrente de campo do compensador é aumentada, de modo a gerar var . Em períodos de tensões elevadas no sistema, reduz-se a excitação do compensador síncrono para que a unidade passe a absorver var .

Pode-se, então, resumir as técnicas de controle de tensão apresentadas como se segue:

- ✓ Para realizar a tarefa de controle de tensão os operadores de tempo real utilizam diversos ECT;
- ✓ O operador de tempo real deve observar todas as variáveis relacionadas ao controle de tensão, atuando nos ECT de forma que as tensões nos barramentos de sua responsabilidade não operem fora das faixas;
- ✓ É possível controlar as tensões de um SEP gerando-se var , absorvendo-se var ou redistribuindo-se o fluxo de var no sistema;
- ✓ Unidades geradoras de usina e compensadores síncronos podem gerar e absorver var , dependendo do nível de excitação da unidade;
- ✓ Bancos de capacitores em paralelo geram var e reatores em paralelo absorvem var ;
- ✓ Mudando-se os tapes dos transformadores, alteram-se as condições locais de tensão e, portanto, altera-se o fluxo de var no sistema. A mudança de tapes não afeta o fluxo de MW ;
- ✓ As unidades geradoras das usinas são principalmente utilizadas para efetuar o “ajuste grosso” durante controle de tensão, elevando ou reduzindo as tensões dos barramentos de um subsistema; por outro lado, na maioria das vezes os bancos de capacitores, reatores e tapes de transformadores são utilizados para o controle local da tensão, ou seja, efetuam o “ajuste fino”.

A próxima seção apresenta um exemplo real de como são realizadas ações de controle de tensão em um barramento de carga.

2.5. Exemplo Real de Controle de Tensão

Na Figura 11 é apresentado um exemplo real de controle de tensão. O gráfico representa os valores e a faixa de tensão do barramento de 138 kV da estação de Jacarepaguá, uma das barras do SIN e de propriedade de Furnas Centrais Elétricas S.A., em um dia útil. Nesta estação estão conectados os principais circuitos que alimentam os consumidores da LIGHT nas proximidades do bairro de Jacarepaguá.

É possível notar às 07h a transição de faixa do período de carga leve para o período de carga média, assim como a elevação do valor da tensão neste horário. É importante ressaltar que para este barramento as faixas para os períodos de carga média e pesada são iguais.

Essa elevação de tensão foi realizada pelos operadores de tempo real que, utilizando os ECTs disponíveis (tapes e bancos de capacitores), alteraram o valor da tensão deste barramento.

Tensão da Estação Jacarepaguá 138 kV

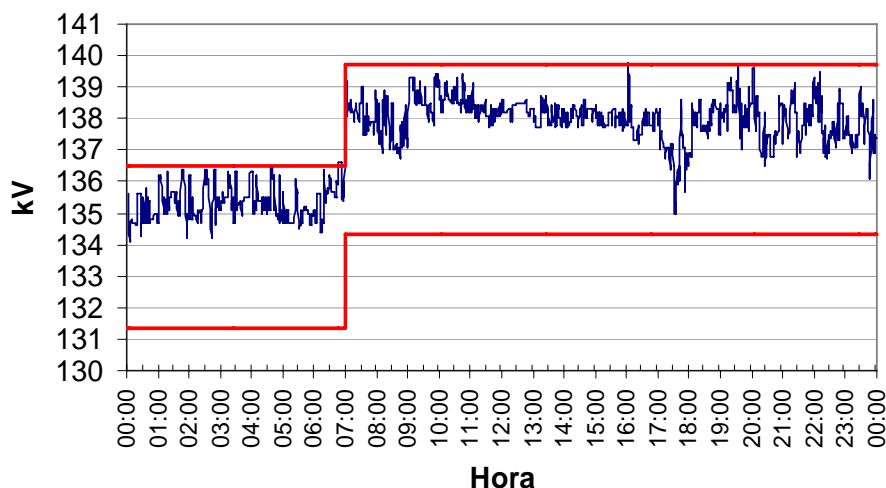


Figura 11 – Mudança de período de carga

A Figura 12 apresenta o detalhamento da Figura 11 entre os horários de 17h e 19h, mostrando uma parte do período de carga pesada. Nesta figura verifica-se que, às 17h30min, o valor de tensão foi reduzido com a entrada de carga no período de carga pesada.



Figura 12 – Correção da tensão no período de carga pesada

Com a entrada de carga e a aproximação do valor da tensão para o seu limite inferior, ações são tomadas para a elevação do seu valor, tendo como medida principal a inserção de um banco de capacitores em paralelo desta estação às 17h42min. Nota-se também que, após a inserção do banco de capacitores, o valor da tensão permanece reduzindo (após 17h43min), indicando que se a manobra não tivesse sido realizada a tensão ultrapassaria seu limite inferior, acarretando em tensões baixas para os consumidores.

Embora a manobra para a elevação da tensão tenha sido realizada na própria subestação, também deve ser considerado, no processo de decisão, o valor das tensões das outras subestações e a influência dos demais equipamentos deste sistema. Este processo procura otimizar a quantidade de manobras, evitando excessos, esgotamento dos recursos ou até manobras conflitantes, como por exemplo, ligar um banco de capacitores em uma subestação e ligar um banco de reatores em uma subestação vizinha.

Deste modo, o controle depende, fundamentalmente, da interpretação destas diversas informações pelo operador que, embora o faça impedindo as

violações, nem sempre resulta na otimização das manobras e dos recursos. Esta falta de otimização ocorre em virtude de vários aspectos:

- a) o operador de tempo real não possui uma ferramenta para a otimização de tais recursos;
- b) algumas ações de controle de tensão são realizadas de forma diferente, dependendo do operador que está realizando a tarefa no momento;
- c) ECTs de um dado subsistema, com influência em outro(s) subsistema(s), podem ser manobrados sem o conhecimento dos operadores deste(s) outro(s) subsistema(s), tornando a operação de ambos os SEP não ótima.

O controle de tensão é um assunto muito estudado, pois está diretamente ligado à qualidade, confiabilidade e custo da energia fornecida aos consumidores. O custo da energia está tomando ainda maior importância com a reestruturação dos setores elétricos, pois empresas (ou agentes) estão sendo remuneradas quando a potência reativa de suas unidades geradoras é utilizada para atendimento ao controle de tensão do SEP. Este uso gera um encargo identificado como *serviço ancilar*. Tal encargo é pago por todos os consumidores em suas “contas de luz” e a falta de otimização durante o controle de tensão pode aumentar o seu valor.

Muitas táticas foram pensadas para que o controle de tensão fosse realizado de forma otimizada. Buscando esta condição ótima, em alguns países da Europa o controle de tensão já é realizado de forma coordenada.

2.6. Controle Coordenado de Tensão

Como dito anteriormente, o controle de tensão é realizado tradicionalmente de forma “manual”. Entretanto, motivados pelas reestruturações das regras do setor elétrico em todo o mundo, os responsáveis pela operação dos SEP estão buscando sua evolução de forma a adaptar-se a este “novo mundo” [TARANTO, 2002].

A coordenação ocorre em três níveis hierárquicos: primário, secundário e terciário. Além de coordenado, este controle também é realizado utilizando dados de tempo real e de forma descentralizada, uma vez que o sistema elétrico em questão é dividido em subáreas; cada área possui seus controles primário e secundário, ficando para o terciário a responsabilidade de realizar a coordenação entre as subáreas. A seguir são explicados cada um dos níveis de hierarquia citados.

O controle primário de tensão, em inglês *Primary Voltage Control (PVC)*, atua com a resolução temporal de segundos e é realizado pelos controladores automáticos de tensão presentes nas unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos. Cada controlador é responsável por manter a tensão de um barramento de uma subárea do SEP em um valor pré-determinado. Este nível de controle compensa as rápidas variações que ocorrem nestas tensões.

O controle secundário de tensão, em inglês *Secondary Voltage Control (SVC)*, atua com a resolução temporal de minutos e realimenta os *PVC* de sua subárea, atualizando os valores de referência de tensão dos barramentos e atuando nos equipamento de resposta mais lenta, como tapes de transformadores. Este nível de controle tem como objetivo o controle da tensão de barramentos “piloto” previamente definidos, além de otimizar a potência reativa das unidades geradoras. Este nível de controle também compensa as variações de tensão mais lentas.

O controle terciário de tensão, em inglês *Tertiary Voltage Control (TVC)*, é o último nível na hierarquia e realimenta os *SVC* de todas as subáreas, assegurando que o controle está sendo realizado de forma segura e econômica, garantindo a otimização do controle de tensão. O *TVC* executa um fluxo de potência ótimo a cada quinze minutos ou por solicitação do operador (após a ocorrência de uma alteração do SEP).

A Figura 13 [TARANTO, 2002] apresenta um modelo do controle coordenado de tensão. Nesta figura V_p representa o valor da tensão do barramento (ou barra) “piloto”; $V_p Opt$ é o valor ótimo calculado pelo *TVC* para o V_p ; V_{ref} é o valor de referência de tensão das unidades geradoras fornecido ao *PVC* pelo *SVC* para que V_p seja igual à $V_p Opt$; V_t é o valor de tensão do barramento terminal das unidades geradoras e E_{fd} é o valor de tensão fornecida pelo *PVC* às unidade geradoras para que V_t seja igual a V_{ref} .

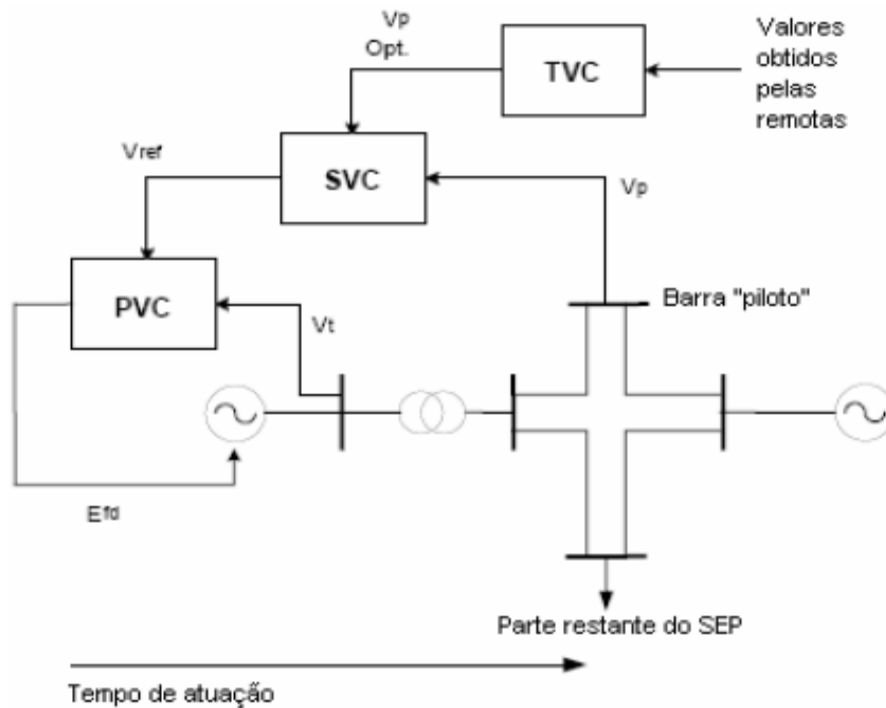


Figura 13 – Modelo do controle coordenado de tensão

Na Itália e na França já se realiza este controle de forma automática e coordenada [TARANTO, 2002]. Na Bélgica [HECKE, 2000] e Espanha o controle de forma coordenada ainda não foi totalmente estabelecido, porém técnicas para o TVC já foram estudadas e aplicadas como ferramentas de auxílio à decisão.

Recentemente, soluções para o problema de controle de tensão de SEP também vêm sendo encontradas utilizando-se técnicas de inteligência computacional. Um SVC baseado em Redes Neurais Artificiais (RNA) [HAYKIN, 1999] para unidades geradoras é sugerido em [GUBINA, 1999]. O SVC do artigo em questão foi utilizado no SEP fictício de testes IEEE 30. O SEP em questão possui 30 barras, sendo 20 barras de carga e 10 de geração. O autor utilizou a topologia *Multi-Layer Perceptron* com treinamento *Back-propagation* e uma camada intermediária. Foram utilizados de três a cinco neurônios na camada de entrada (um para a tensão do gerador e as demais para os valores das potências reativas de cada linha conectada à usina, com valores normalizados entre 0 e 1), seis na intermediária e um na saída (referente à tensão de referência, podendo assumir qualquer valor entre 0,9 e 1,1).

Para o autor, o SVC baseado na técnica de RNA pode controlar de forma sub-ótima e robusta a tensão em uma ampla quantidade de pontos de operação do SEP, além de permitir fácil re-treinamento caso ocorra alguma alteração no SEP.

Diferentemente do artigo em questão, que utilizou um SEP de testes fictício, treinado com valores simulados, para o controle de tensão utilizando apenas unidades geradoras, este trabalho utiliza dados reais de um SEP real, com o objetivo de criar um sistema de auxílio à decisão para o controle de tensão utilizando outros tipos de ECT como bancos de capacitores, reatores e tapes de transformadores.

Outros trabalhos já utilizaram técnicas de Lógica *Fuzzy* para avaliação dos benefícios da existência de um SVC no Brasil [TARANTO, 2000]. O SVC em questão foi testado no SEP da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo, subsistema do SIN, utilizando alguns ECTs deste sistema para a correção das tensões e verificações quanto à instabilidade de tensão após ocorrências como: a perda de uma linha de transmissão ou a entrada de carga. No artigo também ocorreu a alteração do barramento “piloto” para verificação da resposta do SVC. Os resultados tidos como preliminares indicaram benefícios com a aplicação do SVC, aumentando o controle e a segurança do SEP, além de indicar a importância da escolha correta da barra “piloto”, que para o sistema em questão estaria dentre as de maior tensão.

O SEP utilizado em [TARANTO, 2000] e seus dados, embora simulados, possuíam uma representação próxima do real. Não foram utilizados todos os ECT disponíveis no SEP. O artigo se diferencia do trabalho desta dissertação por apresentar um sistema secundário de controle de tensão e mostrar análises quanto à instabilidade de tensão em casos de contingência. Este trabalho não realizou tais análises, uma vez que as ações dos operadores em tempo real não entram neste mérito, e sim na manutenção das faixas de tensão dentro dos limites estabelecidos, objetivo do trabalho.

Muito tem se estudado para a aplicação de um controle coordenado de tensão no Brasil, porém o SIN possui dispositivos de controle complexos, com usinas suprindo grandes centros de carga através de longos troncos de transmissão, ao contrário dos europeus que possuem sua geração próxima às barras de carga. Em sistemas elétricos com as características do SIN, o chaveamento de grandes blocos de compensação em paralelo e/ou atuação manual

em tapes de transformadores provocam grande impacto no sistema, requerendo coordenação durante estas manobras, em função das interações entre estes controles e da possibilidade de impacto adverso associado a suas atuações.

Assim, no Brasil, o controle de tensão é realizado pelos operadores de tempo real, o que torna a disponibilidade de uma ferramenta de apoio no processo de decisão uma solução bastante atraente, principalmente no treinamento de novos operadores de Centros de Operação de sistemas elétricos de grande porte. A aplicação desta ferramenta é um passo importante para a criação de um SVC ou TVC visando o controle de tensão de forma coordenada no Brasil. Desta forma, este trabalho tem a intenção de desenvolver um sistema de apoio à decisão baseado em RNAs.

2.7. Aplicações de RNA nos SEPs

Com o advento de novas tecnologias e regras de mercado em virtude da reestruturação do setor elétrico, as empresas ligadas aos SEP estão reformulando seus processos, passando a utilizar as técnicas de Inteligência Computacional (IC) nos mais diversos problemas [MOMOH, 2000].

Por serem capazes de tratar problemas complexos, de natureza não linear, as técnicas de IC, em particular RNA, têm sido amplamente aplicadas nos mais diversos problemas relacionados aos SEP para a classificação de padrões, reconhecimento de padrões, otimização, previsão e controle automático.

Em [HAQUE, 2005] é realizado um resumo dos diversos artigos publicados sobre aplicações de RNA no SEP no *IEEE proceedings* e conferências do ramo nos períodos de 1990 a 1996 e 2000 a 2005. A quantidade de artigos publicados em cada período e seus respectivos assuntos podem ser vistos na , indicando de forma clara o aumento destes.

Dentre as diversas aplicações de Redes Neurais presentes no SEP [HAQUE, 2005 e CIGRE, 1995], destacam-se as de previsão de carga [VELLASCO, 2004], diagnóstico de falhas [RAMOS, 2003], planejamento operacional [RONALDO, 1999], análises de segurança estática [AGGOURE, 1991], e dinâmica [KUMAR, 1991]. Nesta seção do trabalho é apresentado um histórico da RNA aplicada no SEP e, de forma sucinta, um resumo sobre as aplicações acima apresentadas. Em

[HAQUE, 2005] também é apresentado um gráfico que mostra, percentualmente, o número de publicações para cada aplicação, Figura 14.

Nas seções a seguir são apresentadas, de forma sucinta, as aplicações apresentadas acima.

Tabela 2 – Quantidade de artigos publicados utilizando técnicas de RNA entre os períodos de 1990-1996 e 2000-2005 [HAQUE, 2005].

Assunto	Quantidade de artigos publicados de 1990 a 1996	Quantidade de artigos publicados de 2000 a abril de 2005
	RNA	RNA
Planejamento		
- Expansão		
Geração	-	1
Transmissão	-	1
Distribuição	-	-
- Estrutural		
Potência Reativa	1	-
- Confiabilidade	-	1
Operação		
(i) Instalação		
- Programação de geração	-	4
- Despacho econômico	1	14
- Despacho ótimo	-	-
- Despacho de potência reativa	1	1
- Controle de tensão	4	3
- Avaliação de segurança		
Estática	7	3
Dinâmica	6	9
- Programação de manutenções	3	1
- Gerenciamento de contratos	-	-
- Monitoramento de equipamentos	4	3
(ii) Sistema		
- Previsão de carga	12	23
- Gerenciamento de carga	-	-
- Processamento de alarmes	13	20
- Restauração de serviços	-	2
- Alteração de Redes	-	-
- Análise de contingências	1	2
- TFCA	-	-
- Estimação de estado	4	2
Análises / Modelagem		
- Fluxo de potência	4	4
- Harmônicas	-	3
- Estabilidade Transiente	5	9
- Estabilidade Dinâmica	13	7
- Simulação / operadores	-	1
- Proteção	7	4



Figura 14 – Percentual do número de publicações para cada aplicação apresentada em [HAQUE, 2005]

2.7.1. Previsão de Carga

A previsão de carga, para diferentes horizontes ou prazos, é um assunto de grande importância no SEP. É a partir desta previsão que serão definidas tanto a quantidade de energia que deverá ser gerada para o minuto seguinte do dia corrente quanto à necessidade de novas usinas ou linhas de transmissão para daqui a 20 anos ou mais. A previsão é categorizada em três grupos: curto prazo (de quinze minutos a uma semana), médio prazo (de um mês a cinco anos) e longo prazo (superior a cinco anos).

Para a realização da previsão de carga, em resumo, são fornecidos diversos insumos, como por exemplo: valor da carga na hora anterior, no dia anterior e a temperatura, sendo que a rede neural apresenta na sua saída a carga prevista. Conforme pode ser visto em [CIGRE, 1995] o modelo mais utilizado para esta aplicação é o *Multi-Layer Perceptron (MLP)* com algoritmo de treinamento *Back-Propagation* [HAYKIN, 1999].

2.7.2. Diagnóstico de Falhas

Quando há uma ocorrência no SEP como, por exemplo, a abertura de uma ou mais linhas de transmissão por falha (curto-circuito), é necessária uma rápida

interpretação por parte dos operadores do que ocorreu e que tipo de ação deve ser tomada. O diagnóstico e a localização de falhas auxiliam o operador, permitindo que este, a partir das informações fornecidas pelos relés de proteção das linhas de transmissão do sistema, otimize os recursos e reduza o tempo em que a linha ficará desligada

Para o diagnóstico de falhas, as entradas fornecidas à RNA são as informações dos relés de proteção e da operação do(s) disjuntor(es) da(s) linha(s). Como na aplicação para previsão de carga, o modelo mais utilizado também para esta aplicação é o *MLP* com *Back-Propagation*.

2.7.3. Planejamento Operacional

De todas as práticas de planejamento aparece em destaque o Despacho econômico. Com as reestruturações das regras de comercialização de energia dos SEP de diversos países, a existência de um despacho de energia elétrica que reduza os custos desta se faz cada vez mais importante. A obtenção do despacho ótimo está diretamente ligada às limitações de transmissão existentes e à previsão de carga, pois conhecendo esta última é possível determinar o montante de energia a ser gerado, ficando o despacho ótimo responsável por definir em quais usinas isto ocorrerá, respeitando as limitações.

Para esta aplicação, diferentemente das demais apresentadas, o modelo de redes neurais mais utilizado é o de Hopfield, demonstrando boa capacidade na solução do problema de otimização.

2.7.4. Análise de Segurança

A análise de segurança pode ser dividida em dois grupos: estática e dinâmica. A análise estática avalia o SEP em regime permanente, ou seja, sem levar em consideração os transitórios no domínio do tempo. Estes são utilizados na análise dinâmica, que trabalha com todos os fenômenos dinâmicos e dependentes no tempo. Ambas as análises têm como principal objetivo garantir que a demanda de energia seja atendida, sem que ocorram violações dos limites aceitáveis de frequência e de tensão após perturbações no SEP.

Assim como as duas primeiras aplicações o modelo mais utilizado para esta aplicação é o MLP com back-propagation.

Embora o problema do controle de tensão também seja de extrema importância para a operação dos SEPs, não se encontra com facilidade artigos deste tema utilizando técnicas de RNA. Algumas soluções encontradas utilizando técnicas de IC relacionadas ao controle de tensão foram apresentadas na seção 2.6, sendo aplicadas no controle de tensão coordenado.

Como verificado na , é pequena a quantidade de artigos referentes à utilização de RNAs no controle de tensão. Os objetivos e as modelagens dos poucos trabalhos de utilização de RNAs no controle de tensão não foram apresentados em [HAQUE, 2005].

O modelo para o sistema de apoio à decisão para o controle de tensão em tempo real, objetivo deste trabalho, é apresentado no próximo capítulo.