



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GAT 21
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT

BENEFÍCIOS DA APLICAÇÃO DO CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DA REGIÃO SUL

Daniel Tavares Rodrigues(*)

Marco Aurélio Quadros

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

RESUMO

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, o controle de tensão adequado é de suma importância para o alcance de objetivos como a manutenção de uma operação com alta qualidade e confiabilidade ao menor custo possível, garantindo dessa forma a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Esses objetivos vão ao encontro dos objetivos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Com esse intuito, o presente trabalho apresenta os benefícios da aplicação do controle coordenado de tensão em casos de tempo real do sistema elétrico da região Sul utilizando ferramentas avançadas de análises de redes, disponíveis no sistema SEM (Energy Management System) do Centro Regional de Operação Sul (COSR-S).

Esta aplicação visa definir estratégias de otimização do controle de tensão para algumas regiões pré-definidas, proporcionando uma melhora significativa tanto para a operação em Tempo Real quanto para a segurança elétrica do sistema interligado nacional da região Sul.

PALAVRAS-CHAVE

Controle Coordenado de tensão, Fluxo de potência ótimo, Segurança Elétrica, Qualidade

1.0 - INTRODUÇÃO

No atual contexto de competitividade que se encontra o mercado de energia elétrica ao redor do mundo, e com o aumento significativo da complexidade dos sistemas elétricos ocorridos nos últimos anos, a segurança e a qualidade elétrica têm cada vez mais ganhado importância.

Neste sentido é que várias concessionárias e ISOs (Independent System Operator) ao redor do mundo têm realizado pesquisas com o CCT (Controle Coordenado de Tensão). Esse referido controle tem sido muito estudado na Itália e França, apresentando bons resultados tanto na operação em condições normais como em condições de contingências (condições N-1).

No Brasil foram realizados estudos com o Controle Coordenado de Tensão na Área Rio (Rio de Janeiro e Espírito Santos) [1] e na área de concessão da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul [2]. Todos esses trabalhos visaram um controle coordenado de tensão nas respectivas áreas buscando um perfil de tensão uniforme para diferentes cenários de carregamentos, melhorando dessa forma a qualidade e segurança da energia transmitida.

No Sistema Sul, com a entrada de novos empreendimentos principalmente no sistema de transmissão e com a crescente demanda de potência, a operação em tempo real tem se tornado cada vez mais complexa e tem-se observado que a tomada de decisão na operação em tempo real necessita de ferramentas que auxiliem os operadores de sistema. A experiência dos operadores é muito importante, para analisar os resultados da solução proposta por essas ferramentas computacionais.

O objetivo do controle coordenado de tensão é buscar um perfil de tensão mais uniforme visando evitar o colapso de tensão, descongestionando alguns troncos de transmissão e melhorando tanto a operação em tempo real como a resposta dinâmica para eventuais contingências no sistema elétrico.

O presente trabalho irá apresentar os benefícios deste controle aplicado no sistema da Rede de Operação da Região Sul, área de atuação do Centro Regional de Operação do Sistema Sul (COSR-S), utilizando-se de ferramentas computacionais disponíveis neste centro de operação, quais sejam, o Fluxo de Potência Ótimo, disponível no EMS (Energy Management System) do Sistema Alstom e o Organon, ferramenta de análise de sistemas elétricos de potência que será utilizado para as análises de respostas dinâmicas à contingências de linhas de transmissão.

Essas duas ferramentas estão integradas com o Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) recebendo informações das UTRs (Unidades Terminais Remotas) na operação em tempo real. Para a realização deste estudo, o sistema sul será dividido em regiões bem distintas, onde o controle de tensão é mais crítico, principalmente no verão, no qual são encontradas diversas dificuldades para o controle de tensão devido à carga muito elevada e concentrada em alguns pontos do sistema; nos períodos de cargas leve e mínima, onde devido ao aumento de linhas de transmissão de extra-alta-tensão (EAT), o controle de tensão em algumas barras tem sido dificultado.

2.0 - CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO

Utilizando-se a filosofia do controle coordenado de tensão, a região sul será dividida em regiões, representadas por barras pilotos, onde os recursos de controle de tensão para a respectiva região terão influência somente na região de interesse. Lembrando que neste estudo só serão levados em consideração os recursos de controle de tensão que estão disponíveis na rede de operação do sistema elétrico da região sul.

A barra escolhida como barra piloto de uma determinada região tem que ser a barra cuja magnitude de tensão representa todas as magnitudes de tensões das barras daquela região. Assim qualquer variação nos módulos das tensões das barras da região será refletida na magnitude da tensão da barra piloto e assim qualquer ação de controle de tensão nesta barra, tentando restaurar o seu perfil de tensão, será uma ação para a manutenção do perfil de tensão das barras da região [3].

Assim será definido um valor específico de tensão, ou um intervalo pequeno de valores de tensão, bem criterioso, para cada barra piloto que representa cada região do sistema sul. Com isso pretende-se otimizar a utilização dos recursos de controle de tensão de cada região, mantendo o perfil de tensão das referidas barras pilotos em um patamar constante para diferentes perfis de carregamento do sistema, visando alguns objetivos, como os citados abaixo:

- maximização de reservas girantes de potência reativas;
- redução de perdas de potência ativa e reativa.
- auxílio à operação em tempo real;
- aumento da margem de Segurança Elétrica [4]
- melhores respostas dinâmicas à eventuais contingências no sistema elétrico de potência (perda de geração e perda de linhas de transmissão) [5]
- minimização de intercâmbios de potência reativa entre regiões

2.1 Filosofia do Controle Coordenado de Tensão

A filosofia do controle coordenado de tensão, também denominado por alguns autores como controle hierárquico de tensão devido à existência de níveis hierárquicos na determinação das ações de controle de tensão, tem uma grande similaridade com o Controle Automático de Geração (CAG), utilizado para a manutenção de uma operação com a frequência flat, sendo definido tempos de resposta e prioridades bem distintos para cada nível de controle [6].

No nível mais baixo do controle coordenado de tensão, o Controle Primário de Tensão (CPT), ou seja, o que possui uma resposta mais rápida a qualquer desvio do valor especificado de tensão, encontram-se os reguladores de tensão das máquinas síncronas, responsáveis pela manutenção das tensões terminais das unidades geradoras.

No sistema Sul existem duas modalidades de operação das máquinas síncronas: A primeira modalidade é como gerador e a segunda como compensador síncrono. Em ambas modalidades, as máquinas síncronas podem operar subexcitada ou sobreexcitada, sendo um controle contínuo de injeção ou absorção de potência reativa no sistema elétrico. A modalidade de operação de cada máquina síncrona é definida conforme as condições do sistema elétrico naquele momento específico.

No nível imediatamente acima, o Controle Secundário de Tensão (CST), encontram-se os elementos específicos para controle de tensão, como por exemplo os bancos de capacitores, reatores e os LTCs dos transformadores.

No nível mais acima, Controle Terciário de Tensão (CTT), encontra-se o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que definirá o ponto de operação ótimo das máquinas síncronas para um determinado ponto de operação do sistema. Este último nível tem uma atuação de caráter preventivo, garantindo a segurança elétrica do sistema, em face às contingências mais severas [7].

O controle de tensão é necessário para a manutenção de um perfil adequado de tensões, antecipando-se a eventos que venham acarretar a degradação do perfil de tensão vindo a provocar a oscilação de tensão, fazendo com que as cargas mais sensíveis venham a sair de operação.

Esses valores de tensões são definidos por estudos elétricos, que levam em consideração os critérios de segurança elétrica definidos nos Procedimentos de Rede, documentos que regem os estudos elétricos e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

3.0 - REGIÕES DE ESTUDO

O sistema Sul será dividido em regiões, representadas por suas barras pilotos, onde o controle de tensão tem encontrado maiores dificuldades para manter o perfil de tensão. Para cada região também será definido um período do ano e um patamar de carga mais crítico. As regiões a serem estudadas são as seguintes:

3.1 Região Leste do Estado de Santa Catarina

Essa região no período de verão tem uma grande elevação na carga, proporcionado pelo grande fluxo de turistas que nesse período deslocam-se para essa região, onde se localizam os principais balneários. Devido ao carregamento elevado nas linhas de transmissão e transformadores que atendem a referida região, as tensões nas subestações tendem a ficar em um valor abaixo do valor desejado para essas barras. Os recursos de controle de tensão para essa região são:

- 01 Banco de Capacitor de 50 Mvar da subestação 230 kV de Palhoça;
- 02 Bancos de Capacitores de 125 Mvar da subestação 230 kV de Blumenau;
- Compensador síncrono da Subestação 138 kV de Ilhota;
- LTC's dos transformadores da região;
- 02 Reatores manobráveis de 150 Mvar, sendo 01 de barra e outro de linha, da subestação 525 kV de Blumenau;
- 02 Reatores manobráveis de 150 Mvar, sendo 01 de barra e outro de linha, da subestação 525 kV de Curitiba;
- UTE Jorge Lacerda constituída por 07 unidades geradoras à carvão;

A barra piloto desta região é a barra de 230 kV da Subestação de Blumenau e o período crítico é a carga média do verão. Um controle adequado do perfil de tensão dessa região é importante no sentido de aliviar o carregamento de potência reativa nos transformadores 230/138 kV da região (principalmente das subestações de Blumenau e Itajaí) bem como para dar suporte de reativos em uma eventual contingência de linhas de transmissão que atendem à região, sendo a mais crítica a perda da LT 525 kV Blumenau – Campos Novos Circuito 1.

3.2 Região Oeste do estado do Rio Grande do Sul

Região que possui uma sazonalidade de demanda de potência elétrica bem característica devido à irrigação da plantação de arroz, conhecida como Levante Hidráulico, período no qual a demanda de energia elétrica aumenta muito devido aos motores utilizados para essa finalidade. Além disso, esse período coincide com o período de verão, onde a carga em todo o estado do Rio Grande do Sul tem uma significativa elevação.

Todo o sistema de transmissão dessa região é dimensionado para atender a esta demanda, embora no restante do ano a demanda solicitada seja bem inferior, tendo como destaque a demanda do período do inverno. Portanto o sistema de transmissão dessa região em boa parte do ano trabalha bem abaixo do SIL (Source Impedance Line), gerando muita potência reativa no sistema, fazendo com que seja necessária a utilização de muitos dispositivos de absorção de reativos para o controle de tensão da região.

O maior problema dessa região é quando a operação é realizada sob intervenções nos equipamentos de controle de tensão no período de inverno. Um exemplo bem característico dessa situação foi quando houve a intervenção na Linha de Transmissão 525 kV Santo Ângelo / Ytá, com a Usina Termelétrica de Uruguiana fora de operação para manutenção anual, realizada a cada período de inverno. A barra piloto desta região é a barra de 230 kV da Subestação Santo Ângelo.

Os recursos de controle de tensão dessa região são os seguintes:

- UTE Uruguiana (02 unidades geradoras a gás e 01 unidade geradora à vapor);
- Filtros da Conversora de frequência de Uruguiana e de Rivera;
- LTC's dos transformadores da região;
- 01 Reator de barra manobrável de 150 Mvar da subestação 525 kV de Santo Ângelo;
- 01 Reator de linha manobrável de 30 Mvar da subestação 230 kV de Maçambará;
- 03 Reatores manobráveis, sendo 01 de linha e 02 de barra, de 25 Mvar da subestação 230 kV de Alegrete 2;

3.3 Região Sul do estado do Rio Grande do Sul

Região extremamente dependente de geração térmica da UTE Presidente Médici, tanto em operação normal quanto em operação em contingência. O despacho desta usina é tanto para a manutenção do perfil de tensão em operação normal quanto para o suporte de reativo em condição de contingência de linhas de transmissão, sendo a contingência mais severa a da LT 230 kV Cidade Industrial – Pelotas 3. A manutenção deste perfil de tensão exige mais potência despachada pela UTE Presidente Médici quando há exportação de energia para o Uruguai, via conversora de frequência de Rivera. Os recursos de controle de tensão desta região são os seguintes:

- UTE Presidente Médici, sendo composta por 02 unidades geradoras de 55 MW e 02 unidades geradoras de 120 MW;
- Banco de Capacitor de 25 Mvar da Subestação 230 kV de Quinta;
- Filtros da Conversora de Frequência de Rivera;
- LTC's dos transformadores da região;
- 01 Reator de barra manobrável de 30 Mvar da subestação 230 kV de Presidente Médici;
- 01 Reator de barra manobrável de 25 Mvar da subestação 230 kV de Quinta;
- Recebimento de energia através da Conversora de Frequência de Rivera;
- UTE Uruguiana (02 unidades geradoras a gás e 01 unidade geradora à vapor).

Estes dois últimos recursos de controle de tensão, quando necessários, precisam ser bem avaliados, visto que a geração elevada na UTE Uruguiana, ou alto recebimento de potência do Uruguai, combinada com um despacho de geração baixa, ou nula, na UTE Presidente Médici, faz com que o perfil de tensão da região Sul do estado do Rio Grande do Sul seja reduzido.

Isto é provocado pelo alto carregamento das linhas de transmissão que interligam a região Oeste à região Sul, fazendo com que as mesmas operem acima do SIL, piorando o perfil de tensão da região Sul.

A barra piloto dessa região é a barra 230 kV da subestação de Pelotas 3 e o período mais crítico é a carga média do verão devido a elevação natural da carga combinada com a exportação de energia elétrica para o Uruguai pela conversora de frequência de Rivera. Este último fato sempre ocorre neste período do ano pela elevação de carga no sistema elétrico uruguaio, combinado com a indisponibilidade de geração interna.

3.4 Região da Grande Porto Alegre

Nesta região existe uma elevada concentração de carga e para proteção dos equipamentos do sistema de potência, existe um esquema de corte de carga, chamado lógica 2 do ECE do estado do Rio Grande do Sul, que atua quando a tensão na barra de 525 kV da Subestação de Gravataí atinge 441 kV.

A partir deste ponto o esquema começa a cortar carga por estágios. Cada estágio está programado para cortar uma quantidade específica de carga em um tempo pré-definido em determinada subestação.

O nível de tensão que faz atuar o esquema é esperado quando há contingências em linhas de transmissão de 525 kV, sendo a mais severa para o atendimento à região a perda da LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita.

A barra piloto dessa região é a barra de 525 kV da subestação de Gravataí e o período mais crítico é a carga média do verão.

No período de verão são utilizados todos os possíveis recursos para evitar a atuação deste esquema, e mesmo assim dependendo da condição de carga e geração interna do estado do Rio Grande do Sul, é constatado através de simulações em tempo real que a perda da LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita faz atuar a lógica 2 do ECE do Estado do Rio Grande do Sul.

Os recursos de controle de tensão para evitar a atuação desta lógica são:

- Geração Hidráulica interna ao estado do Rio Grande do Sul (UHE's Jacuí, Itaúba, Dona Francisca e Passo Real);
- Geração Térmica interna ao estado do Rio Grande do Sul (UTE's Uruguaiana, Presidente Médici e Canoas);
- 05 bancos de capacitores de 100 Mvar, sendo 04 na subestação 230 kV de Gravataí 2 e 01 na subestação 230 kV de Campo Bom;
- LTC's dos transformadores da região;
- 02 Reatores manobráveis, sendo 01 de barra e outro de linha, de 150 Mvar da Subestação 525 kV de Gravataí;
- 01 Reator de barra manobrável de 150 Mvar da Subestação 525 kV de Caxias.

4.0 - PROGRAMAS DE ANÁLISES

Os programas utilizados para esta análise dos benefícios da aplicação do controle coordenado de tensão são o fluxo de potência convencional, o fluxo de potência ótimo junto com um programa de análise de transitório eletromecânicos e regime estático chamado Organon.

Os programas de fluxo de potência são os fornecidos no sistema EMS da Alstom e são utilizados na operação em tempo real do COSR-S, apresentando excelentes resultados na solução de problemas na rede de operação de responsabilidade do COSR-S.

O Organon é uma ferramenta computacional desenvolvida pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) tanto para análise em regime permanente como para análise em regime transitório. Ressalta-se que o Organon é uma ferramenta ainda em testes, não homologado, mas que já apresenta resultados satisfatórios quando comparado à situações verificadas em tempo real e com resultados de outros programas já testados e homologados como por exemplo o Anarede e o Anatem do CEPEL e logo será uma ferramenta de análise de redes usada por todos os agentes do setor elétrico.

5.0 - CONCLUSÕES

No atual contexto do setor elétrico brasileiro, é de vital importância que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no uso de suas atribuições institucionais, preze, além da economicidade, pela segurança elétrica e pela crescente qualidade da energia elétrica.

Neste sentido, o ONS trabalha desenvolvendo novas ferramentas para análise de regime permanente e regime transitório, tanto para ambientes de estudo quanto para ambiente de operação em tempo real, visando prover resultados que auxiliem a tomada de decisões certas para a garantia do suprimento de energia elétrica.

Este trabalho apresentou os benefícios do controle coordenado de tensão, obtidos com o auxílio de ferramentas avançadas de análise de redes, fazendo com que o sistema elétrico ganhe qualidade e segurança elétrica adicionais. Os referidos benefícios deste controle são inúmeros, podendo ser citados os mais significativos:

- O aumento da margem de segurança estática e dinâmica proporcionado pelo aumento da reserva de potência reativa e pela redução do carregamento de equipamentos do sistema elétrico;
- A redução dos custos operacionais do sistema elétrico proporcionado pela redução das perdas e pelo despacho ótimo de potência reativa das máquinas síncronas que operam como compensadores síncronos;

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Glauco N. Taranto, Nelson Martins, Djalma M. Falcão, Antônio C.B. Martins - Controle Secundário de Tensão, Suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipotéticos de Sua Utilização na Área Rio –

[2] R.K.Pavão, L.E.Bremermann, F.A.B.Lemos, A. Manzoni, A. Bazanella, D.Coutinho, L.C.Werberich - Avaliação e Benefícios da Aplicação de Estratégia de Controle Secundário de Tensão no Sistema CEEE — X SEPOPE, Florianópolis, 2006

- [3] Sandro Corsi, Giuseppe Cappai, Ivan Valade - Wide Area Voltage Stability Protection — X SEPOPE, Florianópolis, 2006
- [4] M.E.Karystianos, V.C.Nikolaidis, C.D. Vournas - Loadability Limits And Emergency Countermeasures Against Voltage Collapse
- [5] A.Berizzi, A.Silvestri, D.Volpi, D. Zaninelli, R.Marconato - Dynamic Interactions Among Areas in Secondary Voltage Regulation
- [6] Marija D. Ilic, Xiaojun Liu, Gilbert Leung, Michael Athans, Christine Vialas, Patrick Pruvot - Improved Secondary and New Tertiary Voltage Control
- [7] Sandro Corsi, P. Marannino, N. Losignore, G. Moreschini, G. Piccini - Coordination Between The Reactive Power Scheduling Function And The Hierarchical Voltage Control Of The EHV ENEL System.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Daniel Tavares Rodrigues: Nascido em Fortaleza em 10 de Julho de 1980. Engenheiro eletricitista, formado pela UFC/Brasil, atualmente realizando pós-graduação pela UFSC/Brasil, trabalhando no ONS desde 2005, atuando atualmente nas áreas de operação em tempo-real e pré-operação.

Marco Aurélio Quadros: Nascido em Florianópolis em 21 de Novembro de 1974. Engenheiro eletricitista, formado e pós-graduado pela UFSC/Brasil, trabalhando no ONS desde 1999 nas áreas de operação em tempo-real, sistemas de supervisão e controle e treinamento de operadores.