



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

GAT 09
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IV

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

ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO E IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS CRÍTICAS DA REDE ELÉTRICA DO ESTADO DE SÃO PAULO

Luciano José da Silva

Luiz C. P. da Silva, Carlos A. Castro

Erasmio Fontana

FURNAS

FEEC/UNICAMP

CTEEP

RESUMO

O objetivo deste trabalho é investigar o grau de segurança da rede elétrica do Estado de São Paulo em relação ao risco da ocorrência de colapso de tensão. São considerados no estudo um número significativo de casos base (N-0) e casos com contingências simples (N-1). Métodos baseados no cálculo de curvas PV são utilizados para a avaliação das margens de estabilidade dos diferentes cenários de operação. A técnica de análise modal é aplicada para a identificação de áreas críticas em relação à estabilidade de tensão, permitindo capturar as regiões da rede elétrica do Estado de São Paulo que requerem maior atenção. Utilizando a metodologia de análise modal foi ainda possível verificar a abrangência das contingências capturadas através do método da curva PV, possibilitando mensurar o impacto de cada contingência como local, de área ou sistêmico. Os resultados desta pesquisa permitem concluir que a malha principal do Estado é redundante, não havendo a perda sistêmica da estabilidade de tensão para cenários de contingências simples.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de Tensão, Colapso de Tensão, Análise de Segurança.

1.0 - INTRODUÇÃO

Devido à ocorrência de blecautes em sistemas de energia elétrica de vários países nas últimas décadas relacionados a problemas de instabilidade de tensão, há atualmente grande interesse no estudo deste problema (1-6). O problema da estabilidade de tensão relaciona-se à distância de um determinado ponto de operação ao limite de estabilidade, definida como sendo a margem de estabilidade (1). Segundo os procedimentos de rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), a margem de estabilidade de tensão para o caso base deve ser de no mínimo $(6 + D/ DI)\%$, onde D é a demanda instantânea e DI a demanda integralizada em um dado período, e para a condição de contingência simples, maior ou igual a 6% (4,5), sendo um dos objetivos deste trabalho, a verificação do atendimento destas condições para o caso específico da rede elétrica do Estado de São Paulo.

Este artigo apresenta estudos da margem de estabilidade de tensão para o caso base e pós-contingência da rede elétrica do estado de São Paulo através do cálculo de curvas PV, capturando contingências críticas em relação ao fenômeno da estabilidade de tensão. Foram observadas as margens de estabilidade de tensão para diversos horários de um dia, considerando as seguintes hipóteses: (a) a ocorrência ou não de contingências, (b) o crescimento de carga somente na área interna, (c) intercâmbios constantes para cada horário, (d) cargas com fator de potência constante e modeladas como injeções de potência constante (4-6).

Apesar de fornecer informação importante com relação às margens de estabilidade, o método de curvas PV não propicia a identificação de barras ou áreas críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão, as quais representam os locais mais deficientes do sistema, e consequentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade. Utilizando a metodologia de análise modal foi possível identificar as áreas críticas do sistema e também verificar a abrangência das contingências capturadas através do método da curva PV (2-3).

2.0 - ANÁLISE DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO DO ESTADO DE SÃO PAULO PARA CENÁRIOS (N-0) E (N-1)

O objetivo desta seção é diagnosticar a operação do sistema elétrico do Estado de São Paulo em relação ao risco de ocorrência de um colapso de tensão através do cálculo de curvas PV, e identificar as principais contingências com impacto na margem, denominadas por contingências críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão. Utilizando os dados da rede para os dias 06, 18 e 19 de fevereiro de 2004, obteve-se a margem de estabilidade de tensão para diversos intervalos, formando um dia completo.

As figuras 1 e 2 permitem uma visão global dos testes realizados, mostrando o comportamento da margem para cada horário do dia, bem como sua relação com a demanda e geração de potência ativa e reativa pela área interna. Observa-se que as piores margens e as maiores demandas de potência ativa e reativa ocorrem no período de carga média do dia 19, conforme mostrado pela figura 2. Alguns comportamentos da margem, sem a devida correlação com a variação de demanda, estão associados a mudanças na topologia das redes interna ou externa, o que também pode provocar forte impacto na margem de estabilidade de tensão. A figura 1 apresenta a variação de demanda e geração na área interna durante o período de um dia. A figura 2 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de um dia.

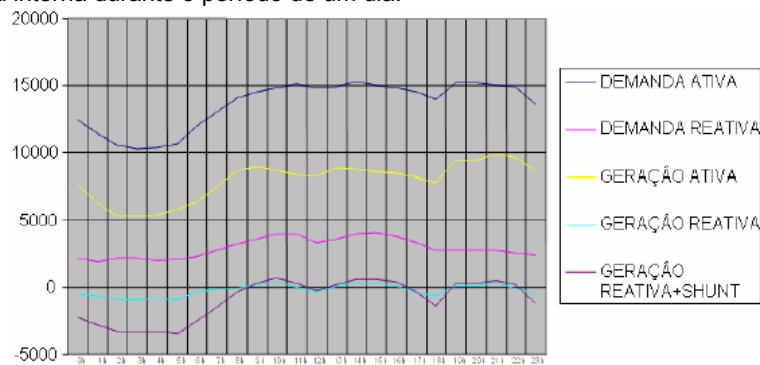


FIGURA 1 – Demanda e Geração para intervalos de um dia

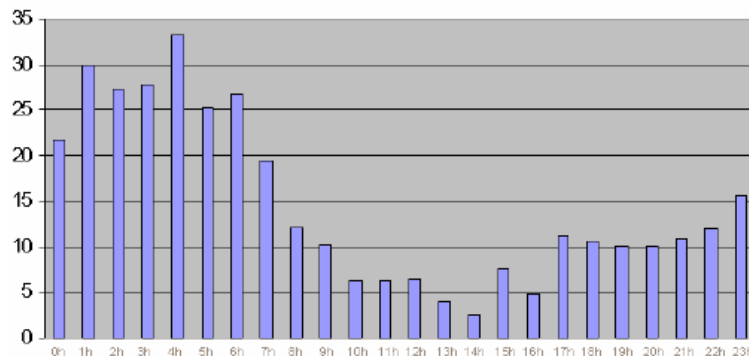


FIGURA 2 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de um dia quase completo.

Observa-se que, para a rede elétrica do Estado de São Paulo, os valores (N-0) da MET para alguns horários estão abaixo das recomendações do WECC [4] e ONS [5], que sugerem margens mínimas de 5% e 6%, respectivamente, mesmo considerando a contingência simples mais severa (N-1). As margens encontradas para os períodos de carga leve são bastante satisfatórias. Isto se deve aos baixos carregamentos para o período. Conseqüentemente, estes baixos carregamentos fazem com que as linhas de transmissão operem com característica capacitiva, elevando o perfil de tensão da rede. Ações de redução da tensão nas barras de controle são necessárias, como por exemplo, redução da tensão nos terminais dos geradores, inserção de reatores e até mesmo, o desligamento de algumas linhas de transmissão. Na mudança da faixa de carga leve para carga média, as demandas de potência ativa e reativa aumentam, reduzindo a MET. Por volta de 12h00, ocorre uma pequena redução no carregamento, elevando a tensão do sistema, sendo necessárias pequenas ações corretivas para manutenção do perfil da tensão da rede. A dificuldade em obter os dados da rede do Estado de São Paulo contribuiu para que um dia de estudo fosse formado por períodos dos dias 18 e 19 de fevereiro de 2004. Estes dias antecederam o feriado de carnaval (24 de fevereiro), com possíveis alterações no comportamento da rede e resultados diferentes se comparados a um dia completo de operação comum.

Para medir o grau de segurança pós-contingência (N-1) da operação do sistema elétrico do Estado de São Paulo em relação à estabilidade de tensão, foi efetuada a análise da margem de estabilidade de tensão (N-1) via curva PV, para os diversos horários de um dia. Quando o fluxo de potência diverge (capacidade de geração do sistema não atende à demanda total da rede) o programa diminui o nível de carregamento até que seja obtida uma

solução para a configuração analisada. Neste caso, a margem de segurança negativa indica a necessidade de se cortar carga. Considerações adotadas durante os estudos:

- Foi realizada a análise somente das contingências simples;
- Foi feito o estudo das contingências relacionadas à saída de ramos pertencentes à área interna e daqueles em que ao menos uma de suas barras terminais pertença à área interna (ramos de intercâmbio).

A figura 7.3 demonstra o comportamento da margem de estabilidade de tensão pós-contingência para cada uma das 900 contingências simuladas às 12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004. Observa-se que a margem para o caso base é de 6,35% e um número bastante reduzido de contingências causaria uma redução significativa no valor da margem.

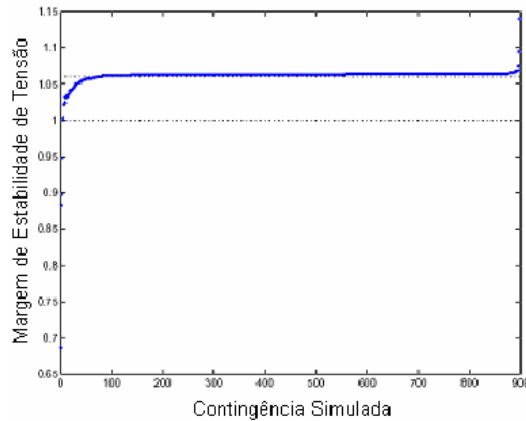


FIGURA 3 – Classificação das Contingências (12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004).

Seguindo a recomendação do ONS, classificam-se as contingências que violam as condições mínimas de 6% para a margem, considerando aproximadamente 900 ramos internos e 48 de intercâmbio. Para margens baixas já para o caso base, sem considerar contingência alguma, apenas as 30 mais severas foram capturadas, por horário. Várias contingências reduzem a margem sem que o sistema atinja um ponto de operação instável ($MET > 0$). Aquelas que levariam o sistema à instabilidade apresentam margens negativas. Observa-se que apenas 7,67% das contingências analisadas não satisfazem o critério estabelecido pelos Procedimentos de Rede do ONS. Este percentual cai para 3,11%, se o critério do WECC for adotado, demonstrando que a grande maioria das contingências não afeta as condições de operação da rede com relação à estabilidade de tensão. No total foram 229 contingências com impacto superior a 5% na margem, considerando todos os horários. Levando em conta as sobreposições, ou seja, contingências que aparecem em vários horários, o total de contingências críticas é reduzido para 68. No estudo realizado durante um dia completo, pôde-se observar que poucos ramos são responsáveis por margens negativas, com necessidade de realizar algum tipo de intervenção na rede para manutenção da estabilidade de tensão do sistema.

3.0 - IDENTIFICAÇÃO DE BARRAS E ÁREAS CRÍTICAS DO ESTADO DE SÃO PAULO EM RELAÇÃO À ESTABILIDADE DE TENSÃO

A utilização das técnicas de análise modal permite identificar as barras e áreas críticas em relação à margem de estabilidade de tensão para o caso base (N-0) do sistema elétrico do Estado de São Paulo, mostrando os locais mais deficientes do sistema. O estudo considerando diferentes condições de carregamento, despachos de geração, intercâmbios e topologias ao longo de um ano ou mais, poderia identificar com maior precisão os locais mais deficientes da rede. Devido à dificuldade de obtenção do banco de dados com informações da rede, tal estudo foi realizado considerando apenas um dia completo.

Este estudo enfoca o significado prático de três diferentes índices modais. Dois deles relacionam-se às barras PQ e podem ser usados para a identificação das áreas de carga críticas a partir de pontos de vista de potência ativa e reativa. O terceiro índice relaciona-se às barras PV e revela a influência da injeção de potência ativa dos geradores na estabilidade de tensão do sistema. Este índice é proposto para a classificação dos geradores a partir de uma perspectiva injeção de potência ativa (3).

3.1 Barras críticas de carga em relação à potência ativa

A figura 4 ilustra os fatores de participação ativos da área São Paulo de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área interna cujas demandas de potência ativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Essa informação poderá ser usada para determinação de corte de carga, a fim de melhorar a margem de estabilidade de tensão em situações extremas de operação, envolvendo a ocorrência de contingências severas. Observa-se que muitas barras mostram baixo fator de participação ativo, o que significa que um corte de carga nessas barras não traria benefícios significativos para a melhoria da estabilidade de tensão do sistema.

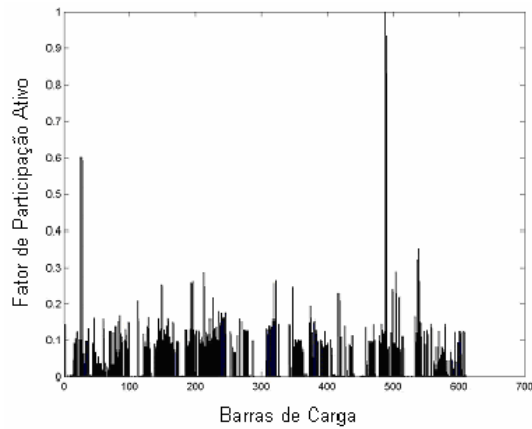


FIGURA 4 – Fator de participação ativo para a área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004

Através de observações realizadas durante este trabalho, definiu-se uma barra como crítica, quando a média aritmética dos fatores de participação ativos, ao longo de um dia, é maior ou igual a 0,3. O uso do fator de participação médio visa à identificação de barras críticas que predominam em diferentes condições de operação do sistema. Exemplos de barras classificadas como críticas, em relação à demanda de potência ativa, foram as subestações SCA (Santa Cabeça), APA (Aparecida), ITARARE, ETTESO, TATUI, TAUBATÉ.

3.2 Barras críticas de carga em relação à potência reativa

A figura 5 ilustra os fatores de participação reativos da área São Paulo de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área interna cujas demandas de potência reativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Esta informação poderá ser usada para a alocação ou controle de equipamentos de suporte de reativos, para a melhoria da estabilidade de tensão.

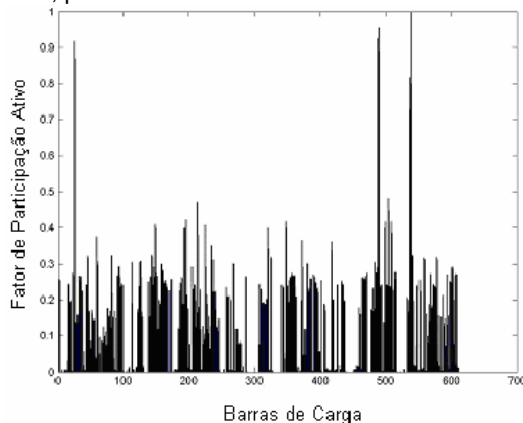


FIGURA 5 – Fator de participação reativo para a área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004

De maneira idêntica à análise realizada para barras críticas em relação à potência ativa, uma barra é considerada crítica quando a média aritmética dos fatores de participação reativos, ao longo de um dia, é maior ou igual a 0,3. Exemplos de barras classificadas como críticas, em relação à demanda de potência reativa, foram as subestações TAUBATE, ETTESO, APARECIDA, SCA (Santa Cabeça), CAJATI, REGISTRO. Barras críticas que apresentam altos valores para o fator de participação ativo e reativo, tanto as ações de controle de potência ativa como de potência reativa trariam melhorias para a margem de estabilidade de tensão. As análises de áreas críticas ativas e reativas se complementam, permitindo um diagnóstico completo em relação às medidas capazes de provocar uma melhoria significativa na estabilidade de tensão do sistema.

3.3 Impacto dos geradores na estabilidade de tensão

Uma componente importante na análise da estabilidade de tensão refere-se aos geradores e sua capacidade de controle de tensão e de transferir energia pela rede com o mínimo de depreciação das reservas de reativos estáticas e dinâmicas do sistema. A fim de incluir essa componente na análise utilizam-se os fatores de participação dos geradores para identificar aqueles que mais afetam negativamente a margem de estabilidade de tensão do sistema (aqueles com os menores fatores de participação).

Geradores que apresentam alto fator de participação ativo transmitem potência ativa pela rede com menor impacto e depreciação das reservas de reativos do sistema. Estes geradores são os menos responsáveis pela instabilidade do modo crítico. Conseqüentemente, se parte da geração de potência ativa do sistema puder ser transferida para estes geradores, as margens de estabilidade de tensão do sistema aumentam significativamente.

Um baixo fator de participação, por outro lado, indica o gerador cujo aumento na injeção de potência ativa causaria uma rápida depreciação nas reservas de reativos do sistema.

Geradores com alto fator de participação ativo apresentam as seguintes características:

- localizam-se próximos aos centros de carga;
- injetam quantidades menores de potência ativa no sistema;
- apresentam maiores tensões terminais;
- localizam-se em áreas com maiores reservas de reativos ou com melhor perfil de tensão.

Exemplos de geradores que apresentam alto fator de participação ativo ao longo do dia:

SANTO ANGELO	(+250 à -175) MVar	440KV
PIRATININGA (ETUPI)	850 MW	230KV
JURUMIRIM	100 MW	230KV

Por outro lado, geradores com baixo fator de participação ativo têm as seguintes características:

- localizam-se em pontos distantes com relação aos centros de carga;
- localizam-se em áreas com baixo suporte de reativos;
- injetam grandes quantidades de MW no sistema.

Exemplos de geradores que apresentam baixo fator de participação ativo ao longo do dia:

ILHA SOLTEIRA	3450 MW	440KV
PORTO PRIMAVERA	1540 MW	440KV
ÁGUA VERMELHA	1400 MW	440KV
JUPIA	1330 MW	440KV
TRÊS IRMAOS	800 MW	440KV
CAPIVARA	640 MW	440KV
TAQUARUÇU	550 MW	440KV
TRÊS LAGOAS	240 MW	138KV
ROSANA	370 MW	138KV
PROMISSÃO	260 MW	138KV

3.4 Identificação das áreas críticas em relação à estabilidade de tensão

A utilização das técnicas de análise modal possibilita definir regiões críticas em relação à estabilidade de tensão através do agrupamento de barras críticas geoeletricamente próximas. Os estudos realizados nesta pesquisa resultaram na identificação de cinco pequenas áreas críticas em relação à estabilidade de tensão:

Região 01	Botucatu
Região 02	Taubaté
Região 03	Bragança
Região 04	Sul
Região 05	Capital

Para o estudo de determinação das áreas críticas, considera-se a média aritmética dos fatores de participação ativo e reativo, nos períodos de carga leve, média e pesada. Em praticamente todos os estudos realizados a área de Taubaté aparece como a principal área crítica do estado em relação à estabilidade de tensão.

Cteep terá direito à receita anual por reforços em instalações de transmissão

A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (Cteep) terá direito a uma Receita Anual Permitida de R\$ 10,8 milhões por investir na implantação de reforços em instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado para atender a região do Vale do Paraíba do Sul, em São Paulo. Estes reforços foram previstos no Programa de Ampliações e Reforços 2005/2007 e no Programa Determinativo da Expansão da Transmissão 2004/2007.

As obras aprovadas compreendem a reconstrução das linhas de transmissão Aparecida – Santa Cabeça (41,5 km), Taubaté – Aparecida (41,5 km), São José dos Campos – Taubaté (34,7 km) e o 1º circuito da LT Mogi – São José dos Campos (49,4 km), todas em 230 KV. A Cteep também irá implantar módulos de entrada de linha, em 230 KV, associados à implantação do 2º circuito da LT Taubaté – Aparecida, além da recapacitação das linhas Mogi – São José dos Campos (2º circuito) e Mogi (Furnas) – Mogi (Cteep). Os novos equipamentos têm previsão de entrada em operação comercial entre março de 2007 e agosto de 2008.

A Anel calculou em aproximadamente R\$ 94,1 milhões os investimentos a serem realizados pela Cteep na implantação dos reforços, valor compatível com o custo-padrão.

Os valores correspondentes à Receita Anual Permitida serão considerados durante os primeiros 15 anos da prestação do serviço, a partir do início de operação comercial dos reforços, sendo reduzidos à metade para os 15 anos subsequentes. A Receita Anual Permitida é estabelecida pela Agência para remunerar os investimentos realizados pelas transmissoras em instalações de transmissão de energia elétrica. Essa receita também cobre os custos de operação e manutenção que as empresas têm com esses empreendimentos.

FIGURA 6 – Boletim Informativo número 198 da ANEEL

A figura 6 apresenta a divulgação do boletim número 198 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) confirmando a necessidade de reforços nas instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado para a região do Vale do Paraíba, conforme Programa de Ampliações e Reforços 2005/2007. As obras aprovadas compreendem a reconstrução das linhas de transmissão em 230kV Aparecida – Santa Cabeça, Taubaté – Aparecida, São José dos Campos – Taubaté, Mogi – São José dos Campos circuito 1, além da implantação do segundo circuito Taubaté – Aparecida e a recapacitação das linhas Mogi – São José dos Campos circuito 2, Mogi (Furnas) – Mogi (CTEEP). Os novos equipamentos em previsão de entrada em operação comercial entre março de 2007 e agosto de 2008.

4.0 - ANÁLISE DAS CONTINGÊNCIAS CRÍTICAS EM RELAÇÃO AO IMPACTO NA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO E ABRANGÊNCIA SOBRE O SISTEMA

Nesta seção explora-se o potencial das técnicas de análise modal para verificar a abrangência e tipos de impacto (local, de área ou sistêmico) que algumas contingências simples, capturadas através do método da curva PV, causam na rede elétrica. Utilizando a metodologia de análise modal foi possível verificar a abrangência das contingências capturadas através do método da curva PV, possibilitando mensurar o impacto como local, de área ou sistêmico. São analisadas as 68 contingências que reduzem a Margem de Estabilidade de Tensão em relação ao caso base em no mínimo 5 pontos percentuais, a fim de definir o tipo de impacto como local, de área ou sistêmico. O espectro modal permite a visualização gráfica dos fatores de participação normalizados, indicando as barras que mais participam do modo crítico, ou seja, os pontos preferenciais da rede para aplicação das ações de controle ou de reforço.

O estudo realizado considerando um dia completo levou a identificação de 17 ramos responsáveis pelas 68 contingências mais críticas com impacto na margem superior a 5 pontos. Cada contingência dessa lista foi estudada através da análise modal. Os resultados foram extremamente importantes para que uma interpretação completa e aprofundada do valor obtido para a margem de estabilidade de tensão de um dado ponto de operação pudesse ser formulada. Por exemplo, a contingência do transformador EDGARD DE SOUZA estudada na figura 7, mostra um impacto fulminante na margem de estabilidade em diversos horários, indicando possíveis colapsos de tensão caso a contingência ocorra. No entanto, o espectro de participação considerando essa contingência mostra uma abrangência extremamente localizada na vizinhança da subestação, de forma que um possível colapso de tensão não atingiria uma área geográfica expressiva, ou seja, essa contingência pode ser claramente definida como sendo de impacto local, uma vez que há impacto na margem, mas não há abrangência sobre o sistema.

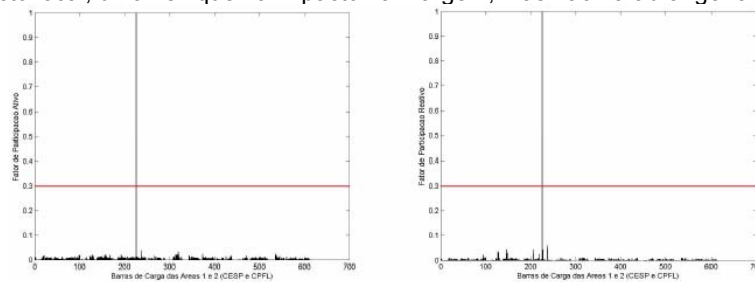


FIGURA 7 – EDGARD DE SOUZA 230-88KV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

EDGARD DE SOUZA 230/88KV - ABRANGÊNCIA LOCAL

Contingência (Local) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 12,17 pontos, de 12,01% para -0,16%.
 Contingência (Local) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 6,61 pontos, de 12,01% para 5,40%.
 Contingência (Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 10,40 pontos, de 10,20% para -0,20%.
 Contingência (Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,18 pontos, de 10,20% para 5,02%.
 Contingência (Local) às 15h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,13 pontos, de 7,45% para +2,32%.
 Contingência (Local) às 17h do dia 18/02, reduzindo a margem em 5,10 pontos, de 11,09% para +5,99%.
 Contingência (Local) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 8,65 pontos, de 11,97% para +3,32%.

Barras Críticas:

FPA: EDGARD DE SOUZA (88kV).

FPR: EDGARD DE SOUZA (88kV).

O estudo da contingência CACHOEIRA PAULISTA – TAUBATÉ 500 kV também revela um impacto expressivo na margem em diversos horários. Nesse caso a análise do espectro de participação pós-contingência, apresentado na figura 8, indica abrangência restrita à área de Taubaté, incluindo barras como Santa Cabeça, Aparecida e Taubaté. Portanto, pode-se classificar essa contingência como sendo de impacto em área, ou seja, um possível colapso de tensão devido à ocorrência dessa contingência não teria a capacidade de provocar desligamentos em cascata, levando todo o sistema ao colapso.

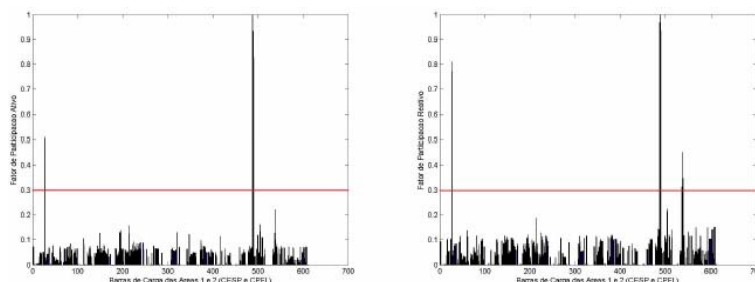


FIGURA 8 – CACHOEIRA PAULISTA_Taubaté: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

CACHOEIRA PAULISTA_Taubaté 500KV - ABRANGÊNCIA DE ÁREA

Contingência (Área) às 12h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,75 pontos, de 6,35% para 0,60%.
 Contingência (Área) às 13h do dia 19/02, reduzindo a margem em 8,93 pontos, de 3,91% para -5,02%.
 Contingência (Área) às 14h do dia 19/02, reduzindo a margem em 6,54 pontos, de 2,45% para -4,09%.
 Contingência (Área) às 16h do dia 19/02, reduzindo a margem em 9,05 pontos, de 4,72% para -4,33%.

Barras Críticas:

FPA: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV).

FPR: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV).

Todas as 68 contingências com alto impacto na margem foram estudadas seguindo este critério. Como resultado principal dessa busca pôde-se concluir que nenhuma das contingências com grande impacto na margem tem abrangência distribuída por toda a rede. Ou seja, não foi encontrada nenhuma contingência simples capaz de provocar um colapso de tensão generalizado pela rede elétrica do Estado de São Paulo. Isto se deve, claramente, à redundância das grandes malhas de transmissão em 440 e 500 kV existentes no sistema atual. Para efeito de exemplificação é estudada uma contingência sistêmica, no entanto, com baixo impacto na margem. Trata-se da contingência ARARAQUARA_SANTA BARBARA 440KV, cujo espectro modal apresentado na figura 9 revela uma abrangência sistêmica, com fatores de participação elevados distribuídos por todas as regiões do Estado. Esta contingência se acontecesse às 14h do dia 19, reduziria a margem em 1,85 pontos, de 2,45% para 0,60%. O espectro de participação reativo é bastante abrangente, enquanto o de participação ativa é localizado. As barras mais sensibilizadas, tanto pela participação ativa como pela reativa, são TAUBATÉ, STA CABEÇA e APARECIDA, reforçando a idéia de que esta região merece cuidados especiais quanto ao fenômeno da estabilidade de tensão.

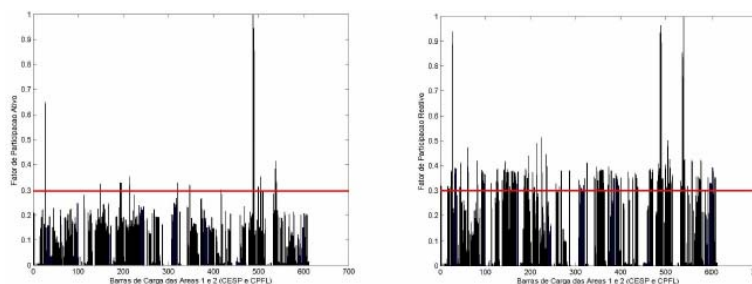


FIGURA 9 – ARARAQUARA_SANTA BARBARA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

A contingência entre APARECIDA e TAUBATÉ 230kV é utilizada para análise da aplicação de reforços na rede em condições N-1. A contingência simulada às 13h do dia 19/02 apresenta abrangência local, reduzindo a margem de estabilidade de tensão em 5 pontos, de 3,91% para -1,09%. As barras preferenciais para aplicação das ações de controle ou de reforço são aquelas que apresentam os maiores FPA e FPR, responsáveis por maiores participações no modo crítico. O corte de carga é realizado de forma escalonada e com fator de potência constante para as barras críticas de 88kV de alto FPA (APA 82, SCA 8F e SCA 80). A barra de APARECIDA 88kV demanda 65.00MW e 17.86MVar, enquanto as barras de SANTA CABEÇA 88kV demandam 63.67MW e 12.02MVar, totalizando 128.67MW e 29.88MVar.

Percebe-se, através da figura 10(a) que há uma grande recuperação da margem de estabilidade de tensão do sistema quando os cortes de carga são realizados nas barras críticas obtidas através da análise modal pós-contingência. Ou seja, o afundamento da margem devido à contingência é severo, no entanto sua recuperação também é simples e direta, com ações corretivas na vizinhança da contingência. A barra de TAUBATÉ 500kV, com o maior FPR, representa a melhor opção para aplicação de reforço (inserção de potência reativa) a fim de melhorar a margem de estabilidade de tensão da rede. Verifica-se a melhoria expressiva da margem através da inserção de blocos de 50MVar, representando o chaveamento de bancos de capacitores shunt. A figura 10(b) ilustra o comportamento da margem com a aplicação de reforços na barra de Taubaté.

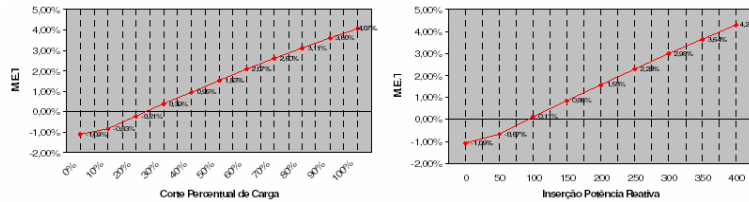


FIGURA 10 – (a) Corte de Carga x M.E.T - Barras de APARECIDA e SANTA CABEÇA 88kV às 13 horas do dia 19/02; (b) Inserção de Reativos x M.E.T para a barra crítica de TAUBATÉ 500kV às 13 horas do dia 19/02.

5.0 - CONCLUSÃO

Uma conclusão interessante dessa pesquisa é que a maior parte das contingências com impacto relevante na margem de estabilidade de tensão apresenta apenas abrangência localizada em torno das primeiras vizinhanças das barras associadas à contingência, enquanto que as contingências com abrangência sistêmica não produzem impacto significativo na margem, por fazerem parte de uma malha redundante que oferece caminhos alternativos ao fluxo de potência sem depreciar de forma significativa as reservas de potência reativa do sistema. Ou seja, pode-se concluir que o sistema elétrico do Estado de São Paulo pode se tornar seguro em termos do problema de estabilidade de tensão, considerando um critério (N-1), com a simples aplicação de reforços localizados em torno de algumas contingências críticas do sistema, de forma a evitar colapsos de tensão locais (de pequena abrangência) em torno destas áreas. Quanto ao risco de colapso de tensão sistêmico, o que é de maior interesse, pode-se concluir que o sistema está bem resguardado, podendo perder elementos simples das principais malhas de alta tensão sem impactar significativamente a margem de estabilidade de tensão.

Outra conclusão do trabalho é conceitual, mas também muito importante, e diz respeito a uma reinterpretação da margem de estabilidade de tensão obtida via curva PV. O que os resultados dessa pesquisa permitem concluir é que a margem de estabilidade para casos (N-1) é pouco significativa do ponto de vista prático se não vier acompanhada de uma análise da área de impacto da contingência sobre o sistema. Uma contingência pode provocar forte impacto na margem, mas ao mesmo tempo ter abrangência extremamente reduzida a algumas barras da rede, não configurando, portanto, uma contingência severa.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Kundur, P., Power System Control and Stability. Editora Mc Graw-Hill, 1994.
- (2) Gao, B., "Voltage Stability Analysis of Large Power Systems", 1992, Tese de doutorado, University of Toronto, Canada.
- (3) Silva, Luiz Carlos Pereira, " Uma expansão dos Métodos de Curva PV e de Análise Modal estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica". Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Março, 2001.
- (4) Força Tarefa de Estabilidade de Tensão - GTCP, "Critérios e procedimentos de Estabilidade de Tensão para Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro", VII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, maio 21-26, 2000, Curitiba, PR, Brasil.
- (5) Força Tarefa "Colapso de Tensão", 1999, Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força - Tarefa "Colapso de Tensão" do GTAD/SCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros, XV SNPTEE, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- (6) WECC Reactive Power Reserve Work Group, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, disponível em <http://www.wecc.biz/main.html>, 1998.