

Ferramenta Computacional para a Análise de Segurança de Redes Elétricas com Relação à Estabilidade de Tensão

Carlos A. Castro (UNICAMP), Luiz Carlos P. da Silva (UNICAMP) e Erasmo R. Fontana (CTEEP)

Resumo - Este trabalho tem por objetivo propor a utilização de ferramentas computacionais apropriadas para a análise de segurança de redes elétricas com relação à estabilidade de tensão. Dois procedimentos serão propostos: (a) a seleção e avaliação das contingências severas do ponto de vista da estabilidade de tensão, e (b) a determinação das variáveis de controle mais eficientes para o restabelecimento de uma margem de estabilidade aceitável, tanto em condições normais de operação como em situações de contingência. São apresentados resultados da utilização das ferramentas desenvolvidas no sistema interligado nacional.

Palavras-chave—Estabilidade de tensão; Análise de segurança; Análise de contingências.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem um papel fundamental na economia dos países [1]. Logo, o seu fornecimento através da operação segura e confiável dos sistemas elétricos de potência (SEP) é muito importante. A operação com alto grau de segurança demandaria altos investimentos e resultaria em uma operação proibitivamente cara. Os esforços atuais em termos de pesquisas e aplicações são no sentido de obter o melhor compromisso possível entre *segurança e economia*.

A estabilidade de sistemas de potência tem sido amplamente reconhecida como um dos problemas mais importantes relacionados com a operação segura de redes. Muitos blecautes ocorridos nos últimos 25 anos foram causados por instabilidades e são exemplos da importância deste assunto. O blecaute ocorrido na costa nordeste dos EUA e Canadá em 14 de agosto de 2003 é o mais recente exemplo da dimensão e da gravidade das conseqüências de instabilidades em um sistema de potência.

O problema pode ser ilustrado de forma bastante simplificada com o auxílio da rede de 2 barras mostrada na figura 1. A demanda no barramento de carga em um certo instante é P_{cb} (*cb* significa *caso base*). A magnitude de tensão no barramento de carga será igual a um valor que depende da própria demanda e dos parâmetros da linha de transmissão. Conforme a carga varia, a magnitude de tensão também varia. Existe um valor de carga máxima que pode ser atendida, P^* . Neste ponto, a matriz Jacobiana referente às equações de fluxo de carga torna-se singular. A chamada *margem de estabilidade*, ou *margem de segurança ao colapso de tensão*

pode ser dada por $\Delta P = P^* - P_{cb}$. Se uma carga maior que P^* for solicitada, a rede entrará em um modo de operação instável.

Uma estimativa da margem de segurança pode ser obtida de várias formas, incluindo a utilização do fluxo de carga da continuação, métodos diretos, métodos baseados em sensibilidade, etc. No entanto, para certas aplicações não é necessário conhecer a margem de segurança, mas somente algum indicador da situação de operação da rede, que não precisa necessariamente ter algum significado físico. Há vários *índices de proximidade ao colapso de tensão* propostos na literatura, em geral baseados no fato de que a matriz Jacobiana do fluxo de carga torna-se singular no ponto de máximo carregamento. A figura 1 ilustra o comportamento de diversos índices de estabilidade que podem ser encontrados na literatura. Nota-se que alguns índices são limitados, tendendo para 1 ou para 0 quando o sistema se aproxima do ponto de máximo carregamento. Outros índices podem ser ilimitados, por exemplo, tendendo a infinito no ponto de máximo carregamento.

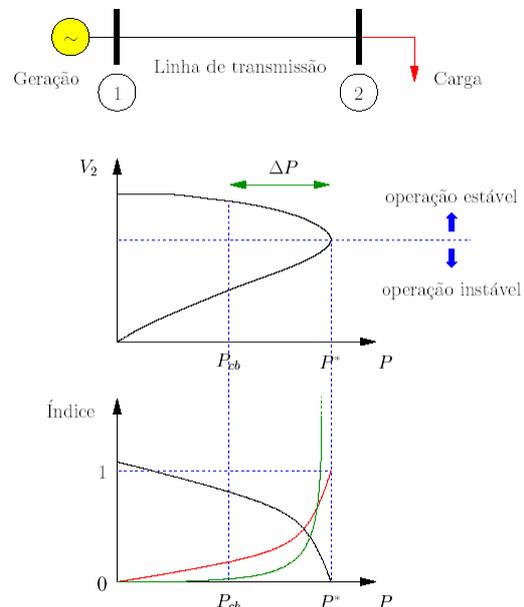


Figura 1. Ilustração do problema de estabilidade de tensão e do comportamento de diversos índices de estabilidade de tensão.

Uma característica importante dos índices de estabilidade de tensão é a sua facilidade de cálculo. Assim, a eficiência computacional pode ser um fator importante em ambientes para os quais as restrições de tempo computacionais são severas.

Hoje, percebe-se claramente a necessidade da inclusão de aspectos da estabilidade de tensão na operação em tempo real e no planejamento da operação, em especial: (a) na mo-

Este trabalho foi financiado pela CTSEP, através de convênio com a UNICAMP, dentro do programa de P&D da ANEEL.

C.A. Castro e L.C.P. Silva trabalham na Universidade Estadual de Campinas (e-mail: ccastro@ieec.org, lui@dsce.fee.unicamp.br).

E.R. Fontana trabalha na Companhia de Transmissão Paulista (e-mail: erfontana@ctsep.com.br).

nitoração da rede, a fim de fornecer, por exemplo, a margem de segurança da rede com relação à estabilidade de tensão; **(b)** na análise de contingências, a fim de determinar as contingências cujos impactos sobre a margem de segurança da rede com relação à estabilidade de tensão são mais intensos; e **(c)** na análise preventiva/corretiva, a fim de possibilitar ações de controle rápidas e adequadas em situações em que a segurança da rede com relação à estabilidade de tensão se veja comprometida.

II. SELEÇÃO E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Uma vez conhecido o estado de operação corrente da rede (caso base), pode-se iniciar o processo de análise de segurança, que começa com a verificação de violações de seus limites operacionais. Em caso positivo, deve-se imediatamente realizar o controle corretivo, ou seja, ações de controle devem ser realizadas de forma a eliminar as violações que foram detectadas.

Caso a rede encontre-se em um ponto de operação em que a carga seja atendida e que não haja violações dos limites operacionais, deve-se verificar qual seria o efeito da ocorrência de contingências na rede, sob o ponto de vista de violações dos limites operacionais. Este tipo de análise é denominado de *análise de contingências*, ou seja, simula-se a ocorrência de contingências e avalia-se seu impacto sobre a operação da rede. Os limites operacionais tradicionalmente levados em conta na análise de contingências são as sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores (MW) e sobre ou subtensões em barramentos.

Caso seja detectado o aparecimento de violações após a ocorrência de uma certa contingência, pode-se [2]: **(a)** desenvolver uma estratégia corretiva, que será usada caso a contingência realmente ocorra; ou **(b)** desenvolver uma estratégia preventiva, e implementá-la imediatamente, de forma que a contingência passe a não provocar mais violações;

Para uma rede de grande porte, como é o caso do sistema interligado brasileiro, e em particular da CTEEP, o número de contingências a ser analisado faz com que em princípio uma análise exaustiva dos efeitos de todas essas contingências seja impraticável. Assim, é uma prática geral realizar a análise **(a)** de todas as contingências simples (um equipamento sai de operação) e **(b)** das contingências múltiplas (dois ou mais equipamentos saem de operação) cujas ocorrências sejam mais prováveis, de acordo com critérios definidos pela própria empresa operadora da rede. Mesmo após a redução dos casos a serem analisados, o número total de casos continua grande, especialmente para redes de grande porte. O problema de análise de contingências, que é uma função a ser executada durante o ciclo de operação em tempo real, é amplamente conhecido como um dos processos de análise que demandam maior tempo de processamento [3].

As redes elétricas de potência atuais são projetadas de forma que possam suportar todas as contingências simples, ou seja, a saída de um único equipamento não deve causar nenhum tipo de violação de limites operacionais. Neste caso a rede também é chamada de *segura* ($n - 1$). Durante certos períodos de tempo, a rede pode vir a operar sob condições não usuais, como por exemplo, quando equipamentos estão

fora de serviço para manutenção ou mesmo devido à ocorrência de uma contingência anteriormente. Neste caso, a rede pode se tornar vulnerável a certas contingências simples, além das contingências múltiplas. Por essa razão, deve-se em princípio analisar todas as contingências definidas segundo o critério mencionado anteriormente.

A análise de contingências pode ser realizada classicamente através da resolução de um problema de fluxo de carga para cada contingência da lista de contingências mais prováveis. Em seguida é feita a verificação de possíveis violações, tarefa bastante simples de ser realizada. No ambiente de operação em tempo real, entretanto, múltiplas resoluções de problemas de fluxo de carga tornam-se impraticáveis devido às restrições de tempo de computação. Um procedimento de análise de contingências já bem aceito consiste em dividir o processo em diferentes níveis e em cada um desses níveis um modelo apropriado de rede assim como uma técnica de cálculo e análise de resultados são utilizados. Na prática, dois níveis são em geral utilizados. A lista completa de contingências (ou de contingências mais prováveis) é inicialmente analisada através de um método muito simples e rápido do ponto de vista de tempo computacional. As contingências são classificadas de acordo com algum critério que leve em conta seus impactos sobre a operação da rede, em particular no que se refere a violações dos limites operacionais. Aquelas consideradas mais severas (classificadas no topo da lista ordenada) merecem uma análise bastante detalhada a fim de se verificar as reais violações e elaborar estratégias corretivas/preventivas. As contingências severas são submetidas então à *análise de contingências* clássica, ou seja, resolve-se um problema de fluxo de carga completo para cada uma delas. O processo de análise simplificada é normalmente denominado *seleção de contingências*. Na prática, devido aos fatores já descritos anteriormente, a seleção de contingências normalmente é realizada somente para as contingências simples.

Normalmente a classificação das contingências é feita com base no cálculo dos chamados *índices de performance* (na prática conhecidos por sua denominação inglesa *performance indices* - PI) para cada uma delas. PI é um escalar que reflete o montante de violações que ocorrerá caso a contingência considerada venha a ocorrer. As contingências com os maiores valores de PI são consideradas as mais severas. Sabe-se também que, especialmente para redes de grande porte, a maioria das contingências acabam tendo um PI pequeno, ou seja, a ocorrência da maioria delas não resulta em violações. Com relação às contingências múltiplas, em geral estas não são submetidas ao processo de seleção de contingências, sendo analisadas diretamente através de um método detalhado (análise de contingências). Além disso, as contingências múltiplas a serem analisadas são escolhidas com rigor, de forma que somente aquelas cujas ocorrências são muito prováveis sejam incluídas.

Neste trabalho, a idéia é propor um PI para a estabilidade de tensão e classificar as contingências de acordo com esse PI, de forma que as contingências que resultem em pequenas margens de segurança ao colapso de tensão sejam classificadas no topo da lista.

Na realidade, o grau de severidade de cada contingência depende também da legislação sobre o assunto. Por exemplo, dentre os procedimentos de rede adotados pelo ONS, são estabelecidas as diretrizes básicas para a implementação, revisão e gerência dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP), que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e Esquemas de Controle de Segurança (ECSs). Para condição normal de operação, a margem de segurança com relação à estabilidade de tensão deve ser maior ou igual que $(6 + DI/D)\%$, em que DI é a demanda máxima instantânea e D é a demanda máxima integralizada de uma hora. Já a margem para condição de contingência simples deve ser maior ou igual a 6%. Nos casos de contingências múltiplas a norma ainda será estabelecida após estudos [4]. Já o WECC (Western Electricity Coordinating Council) estabelece que deve-se ter uma margem mínima de 5% considerando a ocorrência de uma contingência simples, 2,5% para contingências duplas e maior que zero para os casos de múltiplas contingências (perda simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão) [5].

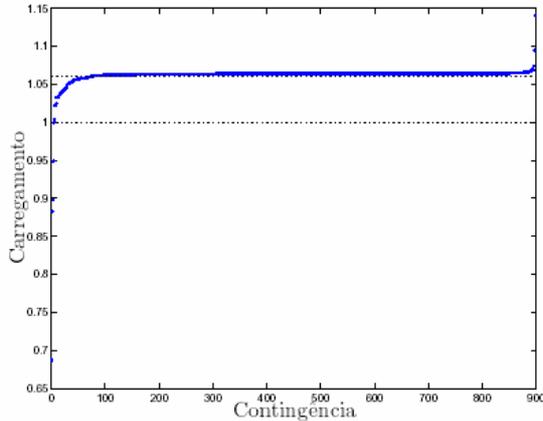


Figura 2. Classificação das contingências.

O gráfico da figura 2 mostra as margens de segurança obtidas para todas as contingências simples da área da CTEEP para um determinado dia e horário em que a margem de estabilidade para o caso base é de 6,4%. Nota-se que algumas poucas contingências apresentam margens preocupantes, e a maioria delas não causa impacto significativo sobre a margem de estabilidade. Um dos objetivos deste trabalho de pesquisa foi investigar a possibilidade de identificar as contingências severas, ou seja, aquelas que apresentam pequenas margens de estabilidade de tensão, utilizando índices de estabilidade de tensão.

III. ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Vários são os índices de estabilidade de tensão que foram propostos na literatura. Alguns deles serão brevemente descritos a seguir.

Em [6] foi proposto um indicador de proximidade ao colapso de tensão para uma barra, uma área, ou mesmo o sistema completo com base na sensibilidade da potência reativa gerada em relação às cargas reativas. Em [7] o indicador de proximidade ao colapso de tensão é calculado a partir da solução de um fluxo de carga convencional. Trata-se o pro-

blema do colapso de tensão como a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa, relacionada com a factibilidade da resolução das equações de fluxo de carga. Em [8] o mínimo valor singular da matriz Jacobiana é usado como índice de proximidade ao colapso de tensão. A matriz Jacobiana torna-se singular no ponto de colapso de tensão, e o mínimo valor singular tende a zero. Em [9] o estudo da estabilidade de tensão é realizada através da análise modal. Calcula-se um número especificado de autovalores e autovetores de uma matriz reduzida, derivada da matriz Jacobiana. Em [10] foi proposto um índice baseado nos fasores de tensão do sistema. Este índice também baseia-se no fato de que a matriz Jacobiana é singular no ponto de máximo carregamento. Em [11,12] é utilizado um índice baseado na análise do determinante de uma matriz oriunda da redução da matriz Jacobiana. Determina-se uma matriz D' para cada barra do sistema. O sinal e magnitude do determinante de D' correspondente a uma certa barra traduz a sensibilidade da magnitude e ângulo da tensão com relação a variações de carga ativa e reativa para aquela barra. Em [13] são propostos índices baseados na sensibilidade das perdas de potência ativa do sistema. A maior vantagem destes índices é a sua velocidade de cálculo, parecendo ser possível a sua aplicação para análise em tempo real. Em [14] foi proposto um único índice por barra, baseado em [13], mas que incorpora as sensibilidades com relação às potências ativa e reativa. Em [15,16,17] foram propostos índices de estabilidade baseados em ramos, ou seja, são calculados índices para cada ramo. O cálculo dos índices é extremamente rápido do ponto de vista computacional. Neste trabalho será utilizada uma formulação alternativa que considera os fluxos de potência ativa e reativa de forma integrada.

Considere a rede genérica mostrada na figura 3(a), em que ressalta-se o ramo ℓ , que conecta os nós k e m (linha de transmissão ou transformador). A figura 3(b) mostra o modelo usado caso o ramo seja uma linha de transmissão, e a figura 3(c) mostra o modelo para um transformador, de acordo com a proposta feita em [18]. Se o transformador for em fase, tem-se $\varphi = 0$. Se o transformador for defasador, tem-se $a = 1$. É possível obter uma expressão para os fluxos de potência ativa e reativa pelo ramo. Combinando as expressões de forma adequada, obtém-se uma equação de quarto grau em função da magnitude da tensão na barra receptora da potência. Esta equação admite quatro soluções. Essas soluções serão reais, ou seja, representam de fato uma tensão de operação factível para a rede, enquanto o máximo carregamento não é atingido. No ponto de carregamento máximo da rede, pelo menos uma das equações de quarto grau passará a apresentar soluções imaginárias. Com base nessa idéia, define-se o índice de estabilidade:

$$VSI_{\ell} = c_2^2 - 4c_4c_0 \quad (1)$$

em que:

$$\begin{aligned}
c_4 &= g^2 + (b + b^{sh})^2 \\
c_2 &= -2[gP_{mk} - (b + b^{sh})Q_{mk}] - a^{-2}y^2V_k^2 \\
c_0 &= P_{mk}^2 + Q_{mk}^2
\end{aligned} \quad (2)$$

Ressalta-se que VSI_ℓ tende a zero no ponto de máximo carregamento. A figura 4 mostra a curva PV para a rede da figura 1 em função do carregamento α . Nota-se o comportamento das tensões alta (estável, V_2^H) e baixa (instável, V_2^L). A figura 5 mostra o comportamento do índice VSI.

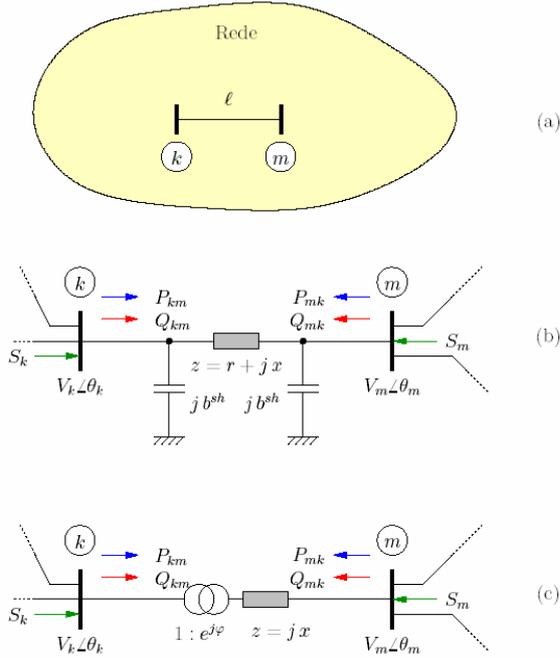


Figura 3. (a) Rede genérica; (b) Ramo $k - m$, linha de transmissão; (c) Ramo $k - m$, transformador.

IV. SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS SEVERAS

A. Princípios básicos e procedimentos

Alguns princípios básicos e procedimentos foram adotados durante os estudos e simulações e serão descritos a seguir: **(a)** A ideia é classificar as contingências com relação aos seus impactos sobre a estabilidade de tensão. Deseja-se que as contingências mais severas sejam corretamente classificadas em uma lista de severidade de contingências, de forma que aquelas no topo da lista sejam analisadas com mais detalhe e aquelas no final da lista sejam simplesmente descartadas, pois não representam perigo à operação da rede do ponto de vista da estabilidade de tensão; **(b)** Foram consideradas somente as contingências simples de ramo, ou seja, aquelas resultantes da saída de um ramo da rede. Em geral não se classifica contingências múltiplas, pois estas são consideradas severas o suficiente para que sejam realizadas análises mais detalhadas delas; **(c)** Foram consideradas somente as contingências relacionadas à saída de ramos pertencentes às áreas das empresas CTEEP e CPFL. Um ramo é considerado como pertencendo a essas áreas caso pelo menos uma de suas barras terminais pertença a uma das áreas. Isto significa que foram também simuladas contingências envolvendo ramos que conectam as áreas CTEEP e

CPFL às áreas vizinhas (esses ramos serão chamados de *ramos de intercâmbio*).

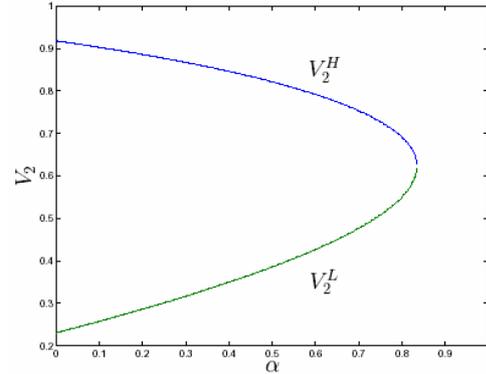


Figura 4. Curva PV para a rede da figura 1.

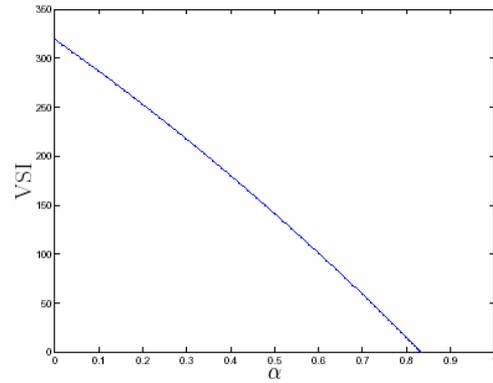


Figura 5. Índice VSI para o ramo da rede da figura 1.

B. Simulações

Inicialmente obteve-se uma lista das contingências a serem classificadas. Esta lista foi extraída do próprio banco de dados da rede. Para a configuração correspondente ao banco de dados em um determinado dia e hora, obteve-se 898 ramos. Todos os resultados apresentados nessa seção correspondem a esse banco de dados. Dos ramos selecionados, 48 ramos são de intercâmbio. Para as condições especificadas no banco de dados, obteve-se uma margem de carregamento de 6,4%, ou seja, a rede continua a operar de forma estável mesmo que as cargas (fator de potência constante) e gerações (potência ativa) sejam multiplicadas por 1,064. Para algumas das contingências da lista ocorre divergência do fluxo de carga, significando que naquela situação de contingência a rede não conseguirá operar. A figura 6 ilustra duas situações, em que a contingência 1 representa uma condição pós-contingência estável, e a contingência 2 representa uma condição instável.

A tabela I mostra as 30 contingências mais severas e seus respectivos fatores de carregamento. Verifica-se que as 5 contingências mais severas correspondem aos casos divergentes. As margens de segurança mínimas exigidas na legislação devem ser respeitadas, e, então, pode-se definir quantas contingências violam o mínimo estabelecido.

A tabela II mostra um resumo da simulação, apresentando informações importantes sobre as contingências analisadas. O fator de carregamento é denominado α . De acordo com a tabela II, 7,9% das contingências analisadas somente não satisfazem o estabelecido em [4], incluindo os casos diver-

gentes. Esta porcentagem cai para 3,3% se o critério do WECC [5] for adotado. Demonstra-se assim a importância de se ter um procedimento que possa, de forma eficiente, identificar as contingências mais severas e descartar a grande maioria das contingências (neste caso 92,1% de acordo com [4] e 96,7% de acordo com [5] cuja ocorrência não afeta as condições de operação da rede com relação à estabilidade de tensão.

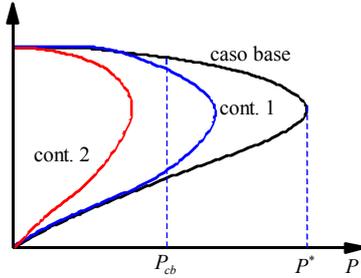


Figura 6. Situações de contingência.

Neste trabalho de pesquisa, várias alternativas para a definição dos *performance indices* baseados em índices de estabilidade de tensão foram implementadas e avaliadas. Somente uma delas será apresentada neste artigo. O *performance index* foi definido como:

$$PI_{\ell} = \min \{ VSI_j, j \in \Omega_{V_k}, j \neq \ell \} \quad (3)$$

em que Ω_{V_k} é o conjunto dos ramos conectados à barra de carga pertencente à área de estudo (neste caso, as áreas correspondentes à CESP e à CPFL) que apresentou a menor tensão pré-contingência na condição de máximo carregamento. Tomou-se adicionalmente uma providência especial com relação àquelas contingências que resultam em margem negativa. Para estas, não há convergência do fluxo de carga. No nosso caso, como utilizamos o fluxo de carga com otimização de passo [19], obtém-se um ponto de operação na fronteira de factibilidade e o multiplicador ótimo tende a zero. Assim, simplesmente atribuiu-se $PI_{\ell} = 0$ caso a contingência ℓ resulte em divergência do fluxo de carga.

A tabela III mostra as contingências que foram corretamente capturadas, com suas respectivas posições de acordo com as margens e com os índices, considerando que tomou-se as 50 contingências do topo da lista com a finalidade de capturar as 30 contingências mais severas. A taxa de captura neste caso foi de 93,3%, sendo que 28 das 30 contingências mais severas foram capturadas. As duas outras contingências que não foram capturadas aparecem na tabela IV.

É evidente que processos rápidos como o proposto implica em certos riscos, como por exemplo o da não captura de contingências severas. Esta é uma característica dos métodos de seleção de contingências propostos desde a década de 70, em que a seleção de contingências com impacto significativo em termos de sobrecarga de fluxo de potência ativa em ramos era o aspecto mais importante a ser considerado. Dos resultados das tabelas III e IV, nota-se também que se 25% das contingências da lista fossem tomadas, a taxa de captura seria de 100%. Este resultado é válido em geral.

TABELA I
LISTA DAS CONTINGÊNCIAS MAIS SEVERAS

Ordem	Ramo	De	Área	Para	Área	Fator
1	653	1611 SAOSIMA050A	3	18 AG.VERM.50J	1	0.6869531
2	220	1903 CPAULIST500	12	1370 TAUBATE 500	1	0.8828906
3	696	2070 T. PRETO500	12	1370 TAUBATE 500	1	0.8977344
4	33	33 APA	237	1365 TAUBATE 230	1	0.9487500
5	1646	1236 SCA	239	1236 SCA	14	0.9998438
6	32	33 APA	237	1236 SCA	239	1.0042187
7	14	17 AG.VERM.444	1	39 ARARAQUA448	1	1.0218750
8	16	17 AG.VERM.444	1	1136 R.PRETO 444	1	1.0221094
9	86	164 B. JARDIM440	1	1369 TAUBATE 440	1	1.0245312
10	94	184 BAURU	448	1268 CABREUVA440	1	1.0326562
11	95	184 BAURU	448	1268 CABREUVA440	1	1.0326562
12	62	91 ASSIS	440	1278 SUMARE 44P	1	1.0327344
13	96	184 BAURU	448	1016 DESTA 440	1	1.0328906
14	688	1278 SUMARE 44P	1	164 B. JARDIM440	1	1.0349219
15	611	1136 R.PRETO 444	1	1230 SBARBARA442	1	1.0358594
16	46	39 ARARAQUA448	1	1198 S.ANGELO448	1	1.0367187
17	1424	1931 GUARULHO342	12	585 ETTNOD 340	1	1.0376562
18	377	727 ISOLT44044p	1	184 BAURU 448	1	1.0401562
19	378	727 ISOLT44044p	1	184 BAURU 448	1	1.0401562
20	47	39 ARARAQUA448	1	1230 SBARBARA442	1	1.0403125
21	375	727 ISOLT44044p	1	39 ARARAQUA448	1	1.0421094
22	376	727 ISOLT44044p	1	39 ARARAQUA448	1	1.0421094
23	428	824 JUPIA 440	1	184 BAURU 448	1	1.0427344
24	45	39 ARARAQUA448	1	964 MMIRIM3 444	1	1.0434375
25	97	184 BAURU 448	1	1017 DESTA 443	1	1.0440625
26	363	1938 IBIUNA 340	12	549 ETIINT 340	1	1.0450781
27	364	1938 IBIUNA 340	12	549 ETIINT 340	1	1.0450781
28	253	522 EMBGUACU440	1	1017 DESTA 443	1	1.0469531
29	522	964 MMIRIM3 444	1	1198 S.ANGELO448	1	1.0488281
30	484	1984 M.CRUZES230	12	1411 VIRMGOQD230	1	1.0499219

TABELA II
RESUMO DA SIMULAÇÃO

Fator	# cont.	%	Faixa	# cont.	%
$\alpha < 1,00^{(*)}$	5	0,56	$\alpha < 1,00^{(*)}$	5	0,56
$\alpha < 1,01$	6	0,67	$1,00 < \alpha < 1,06$	66	7,35
$\alpha < 1,02$	6	0,67	$\alpha > 1,06$	827	92,09
$\alpha < 1,03$	9	1,00			
$\alpha < 1,04$	17	1,89			
$\alpha < 1,05$	30	3,34			
$\alpha < 1,06$	71	7,91			
$\alpha < 1,0642$	655	72,94			
$\alpha < 1,07$	895	99,67			
$\alpha > 1,07$	3	0,33			

* Casos infectivos.

V. IDENTIFICAÇÃO DAS ÁREAS CRÍTICAS VIA ANÁLISE MODAL

Embora forneçam informações importantes com relação à margem de estabilidade, os métodos baseados em curvas PV não permitem a identificação de áreas críticas de estabilidade de tensão, nem quais medidas resultam em melhoria da margem de estabilidade com maior eficiência. Propõe-se então em [9] um método de análise modal estática, que identifica as áreas críticas através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana do fluxo de carga reduzida para representar somente as sensibilidades de potência reativa com relação à magnitude de tensão. Com este método desenvolve-se, por exemplo, um procedimento eficiente para a identificação dos melhores locais para a instalação de compensadores estáticos, de forma a garantir aumento satisfatório nas margens de estabilidade [20]. A utilização em conjunto de métodos estáticos, baseados em cálculos de curvas PV, com a análise modal tem se mostrado como uma opção simples e confiável para a identificação de tipos, localização e capacidade de medidas de reforço adequadas contra a instabilidade de tensão em sistemas de energia [9,21-23].

A instabilidade de tensão ocorre, no entanto, devido a uma combinação das injeções de potência ativa e reativa de cargas e geradores. Ambos, o subproblema reativo e o subproblema ativo devem ser considerados em conjunto para

que uma visão completa do problema possa ser construída. Os dois subproblemas podem ser combinados como mostra a figura 7, para definir uma técnica de análise modal completa. O esquema faz uso da natureza desacoplada da matriz Jacobiana completa no ponto de singularidade. Usando-se os fatores de participação ativo e reativo de forma complementar, as características de estabilidade de tensão de um sistema de potência podem ser completamente exploradas, possibilitando a identificação das melhores barras para aplicação de corte de carga, ou dos melhores geradores para o direcionamento do despacho de potência ativa e reativa no sentido da melhoria da margem de estabilidade de tensão do sistema [24-25]. Abrem-se novas possibilidades do uso da análise modal para a identificação de diversas ações de controle, corretivas e/ou preventivas, que garantam o aumento da segurança na operação do sistema. Ressalta-se que as matrizes $J_{RP\theta}$ e J_{RQV} representam as sub-matrizes Jacobianas ativa e reativa, respectivamente, as quais são definidas em [26].

TABELA III
CONTINGÊNCIAS MAIS SEVERAS CAPTURADAS PELO PERFORMANCE INDEX PROPOSTO

Ramo	Posição margem	Posição índice	Ramo	Posição margem	Posição índice
653	1	3	46	16	20
220	2	2	1424	17	19
696	3	4	377	18	39
33	4	1	378	19	40
1646	5	5	47	20	42
14	7	46	375	21	33
16	8	31	376	22	34
86	9	47	428	23	43
94	10	21	45	24	41
95	11	22	97	25	29
62	12	23	363	26	24
96	13	18	364	27	25
688	14	38	253	28	27
611	15	48	522	29	30

TABELA IV
CONTINGÊNCIAS SEVERAS NÃO CAPTURADAS PELO PERFORMANCE INDEX PROPOSTO

Ramo	Posição margem	Posição índice
32	6	194
484	30	122

A. Aplicação da Análise Modal ao Sistema CTEEP

A figura 8 ilustra o fator de participação ativo para as barras de carga do sistema. Os índices são ordenados de acordo com o número das áreas e, dentro de cada área de acordo com suas magnitudes. Pode-se perceber que somente algumas barras dominam o espectro modal, com os maiores fatores de participação, com destaque para barras da subestação Vitória, dentro da área de Furnas. Essa característica pode ser visualizada na figura 4 onde é mostrada em cada área a barra que tem o maior fator de participação. Percebe-se claramente que os intercâmbios são indicados como áreas críticas do sistema, principalmente esses com FURNAS (área 12), LIGHT (área 14) e CERJ (área 6). As áreas 1 (CTEEP) e 2 (CPFL) que são as áreas internas mostram baixo fator de participação para esse caso base, fato que pode estar associado à baixa precisão do estimador de estado em relação às áreas externas, ou pode indicar realmente

um alto impacto das áreas externas nas condições de estabilidade de tensão do sistema CTEEP.

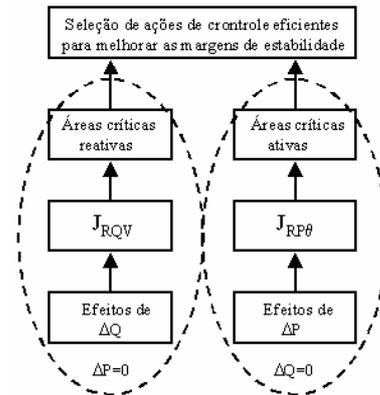


Figura 7 – Esquema ilustrativo para um método de análise modal completo.

A figura 9 mostra os fatores de participação ativos das áreas 1 (CTEEP) e 2 (CPFL) de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro das áreas internas. Pode-se identificar quais são as barras cujas demandas de potência ativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão. Essa informação poderá ser usada para a determinação de corte de carga, para o alívio da estabilidade de tensão em situações extremas de operação, envolvendo a ocorrência de contingências severas. As principais barras para esse caso estão nas subestações SCA, APA, ARARAS, TAUBATÉ, SJC, EMBRAER, JAGUARI, DEV.EK, DEV.EBE E KARIBE. Muitas barras mostram fator de participação ativo muito baixo, o que significa que um corte de carga nessas barras não traria benefícios significativos do ponto de vista de melhoria da estabilidade de tensão do sistema.

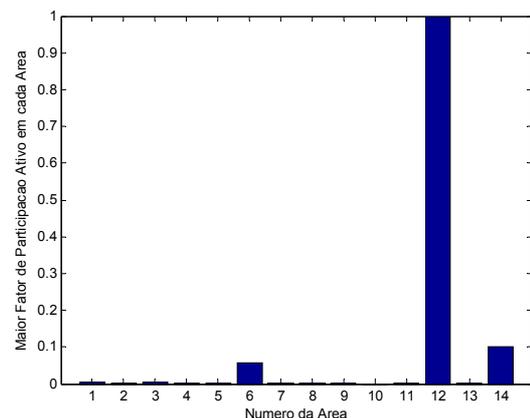


Figura 8 – Maior Fator de Participação Ativo em cada Área.

A figura 10 mostra os fatores de participação reativos das áreas 1 (CTEEP) e 2 (CPFL) de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro das áreas internas. Pode-se identificar assim, quais são as barras cujas demandas de potência reativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão. Essa informação poderá ser usada para a alocação ou controle de equipamentos de suporte de reativos, para a melhoria da estabilidade de tensão. As principais barras para esse caso estão nas subestações TAUBATÉ, SCA, APA, ARARAS, ETTESO, BJARDIM, SJC, ETPRI, EMBRAER, CENTRO. Comparando as barras

críticas reativas com a análise em termos de potência ativa, percebe-se algumas diferenças, mostrando que em alguns pontos do sistema uma ação de controle relacionada com potência reativa será eficiente, enquanto uma ação associada com potência ativa não traria melhoria significativa na margem de estabilidade de tensão. Essa visão complementar em termos de potência ativa e reativa permite um diagnóstico completo em relação às medidas preventivas e/ou corretivas capazes de provocar uma melhoria significativa na estabilidade de tensão do sistema.

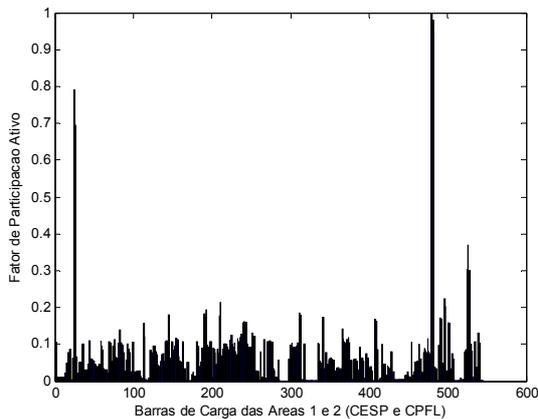


Figura 9 – Fatores de Participação Ativos nas Áreas Internas.

De forma similar às cargas, os geradores devem ter dois conjuntos de fatores de participação. Um conjunto relaciona-se a sua injeção de potência ativa e o outro a sua capacidade de suporte de potência reativa. A metodologia de análise modal convencional baseia-se na matriz Jacobiana reduzida reativa, a qual tem informação somente para barras de carga. Consequentemente, fatores de participação para os geradores não podem ser definidos usando somente a informação modal desta matriz. Com o uso da matriz reduzida ativa, no entanto, fatores de participação para os geradores a partir de uma perspectiva de potência ativa podem ser definidos. Os geradores que têm alto fator de participação são aqueles cuja injeção de potência ativa pode ser transmitida pela rede com o menor impacto em termos de depreciação das reservas de reativos do sistema. Estes são os menos responsáveis pela instabilidade do modo crítico. Assim, se parte da geração de potência ativa do sistema puder ser transferida para estes geradores, as margens de estabilidade de tensão aumentariam significativamente. Um baixo fator de participação, por outro lado, indica o gerador cujo aumento na injeção de potência ativa causaria uma forte depreciação nas reservas de reativos do sistema.

Uma análise dos fatores de participação ativos mostra que os geradores com alto fator de participação têm as seguintes características: 1) localizam-se próximos aos centros de carga; 2) injetam quantidades de potência ativa menores no sistema; 3) apresentam maiores tensões terminais; e 4) localizam-se em áreas com reservas de reativos folgadas ou com melhor perfil de tensão. Um aumento na saída de MW em qualquer desses geradores aumentaria significativamente as margens de estabilidade de tensão. Por outro lado, geradores com baixo fator de participação têm as seguintes características: 1) localizam-se em pontos distantes com relação aos centros de carga; 2) localizam-se em áreas com pobre suporte de reativos; e 3) injetam grandes quantidades de

MW no sistema. Estes geradores precisam de suporte de reativos do sistema para que possam injetar toda a sua saída de potência ativa na rede. Um aumento na injeção de ativos desses geradores causaria uma depreciação das reservas de reativos do sistema, resultando em diminuição nas margens de estabilidade. Uma aplicação deste índice seria no desenvolvimento de um esquema de redespacho da geração visando a melhoria das condições de estabilidade de tensão.

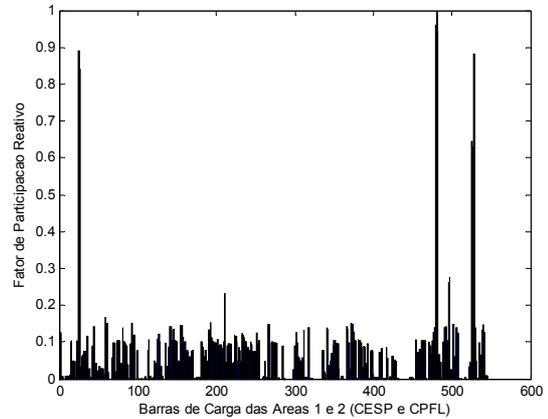


Figura 10I – Fatores de Participação Reativos nas Áreas Internas.

A tabela V mostra as unidades com os maiores e menores fatores de participação, sendo que várias unidades pequenas localizadas próximas aos centros de carga foram classificadas com altos fatores de participação, ou seja, com impacto positivo na margem de estabilidade de tensão caso sua injeção de potência ativa possa ser aumentada, e grandes usinas com localização distante dos centros de carga são as que apresentam os menores fatores de participação, sendo que a transmissão da energia produzida por essas usinas necessita de elevado suporte de reativos proveniente da rede, provocando a diminuição da margem de estabilidade de tensão.

A informação fornecida pela análise modal, sobre as barras de carga e de geração críticas, ainda pode ser utilizada para realizar a seleção das contingências críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão para um dado caso base. Esse resultado representa um aspecto inovador desse projeto, sendo que a técnica de análise modal está sendo utilizada pela primeira vez para a definição de um método de seleção de contingências críticas. O método baseia-se na simples idéia que as contingências críticas são aquelas na vizinhança das barras críticas. Buscamos desenvolver esse método para complementar a lista de contingências severas obtidas através de índices de proximidade ao colapso de tensão. Esses índices, por serem muito simplificados, podem mostrar, em alguns casos, baixa taxa de captura das contingências críticas. Chegamos então ao método de seleção de contingências críticas utilizando fatores de participação, e concluímos após uma bateria de testes, que a seleção de contingências com base na análise modal é bastante eficiente, capturando as contingências mais severas dentro de uma lista relativamente pequena de contingências, facilitando assim, uma análise completa de segurança associada à estabilidade de tensão e em tempo real. A partir das barras de carga e de geração críticas, as contingências com os maiores impactos na margem de estabilidade de tensão são selecio-

nadas e enviadas para uma análise completa via cálculo de curvas PV.

TABELA V
GERADORES COM OS MAIORES/MENORES FPA

Geradores/condensadores com impacto positivo na margem			Usinas com impacto negativo na margem
Nome	Barra	FPA	Nome
JAGUARI 3.0	313	1.000	CAPIVARA
PARAIBUN3.0	409	0.907	IBITINGA
S.ANGELO 10	470	0.426	ISOLTEIRA
JURUMIRI3.0	340	0.250	JUPIA
PIRAJU 11	419	0.247	NAVANH
PIRAJU 10	420	0.247	PPRIMARES
CHAVANTE3.2	134	0.226	T.IRMAOS
CHAVANTE3.1	133	0.224	T.LAGOAS
LNGARCEZ3.0	362	0.188	TAQUARUÇU
LNGARCEZ3.2	364	0.188	

A análise modal aplicada a um dado caso base permite a identificação das barras de carga críticas considerando os impactos das demandas de potência ativa e reativa, a lista de geradores críticos com impacto negativo na margem bem como a lista dos melhores geradores com impacto positivo na margem, e também uma lista de contingências críticas associadas às barras de carga e outra lista de contingências críticas associadas às barras de geração. Para o caso específico mostrado nesse artigo, conseguimos resultados expressivos, uma vez que a taxa de captura é de 100% caso se deseje capturar até as 25 contingências mais críticas, e cai para 86,7% considerando as 30 contingências mais severas. Além disso, o número de contingências capturadas pelo método é de 68 num total de mais de 900 contingências nas áreas 1 e 2, ou seja, o processo de seleção de contingências captura como críticas menos de 10% do montante, o que é um resultado muito bom. Ainda assim, esse número pode cair para 30, se o objetivo for capturar as 10 contingências mais severas.

VI. CONCLUSÕES

Com relação aos resultados obtidos durante a execução desse projeto de pesquisa pode-se dizer que: **(a)** os itens que constam no planejamento de execução do projeto foram todos realizados com sucesso; **(b)** os resultados obtidos indicam que há margem para progressos futuros, no desenvolvimento de ferramentas ainda mais eficiente e precisas, e que forneçam resultados adequados a um diagnóstico útil para o operador. Por exemplo, métodos rápidos de determinação da margem de estabilidade utilizando técnicas de otimização têm se mostrado uma boa opção. A utilização de inteligência artificial também é um caminho promissor. Além disso, a integração das duas abordagens pode resultar em resultados surpreendentes do ponto de vista de precisão de resultados e eficiência computacional; **(c)** é importante notar que em geral as margens de segurança são obtidas considerando-se uma única direção de aumento de carga. É importante que outras direções sejam consideradas, e que a direção que resulta na mínima margem de estabilidade de tensão seja identificada; **(d)** em tese é possível dotar os softwares desenvolvidos com interfaces amigáveis e integrá-los ao software já existente no centro de supervisão e controle da rede, de forma a montar um sistema de análise de segurança de redes eficiente.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Balu *et al*, "On-line power system security analysis," *Proceedings of the IEEE*, vol.80, n.2, 1992.
- [2] B. Stott, O. Alsac, A.J. Monticelli, "Security analysis and optimization," *Proceedings of the IEEE*, vol.75, n.12, 1987.
- [3] C.A. Castro, A. Bose, E. Handschin, W. Hoffmann, "Comparison of different screening techniques for the contingency selection function," *Electrical Power & Energy Systems*, vol.18, n.7, 1996.
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Procedimentos de Rede: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos," Submódulo 23.3.
- [5] 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.
- [6] J. Carpentier, R. Girard, E. Scano, "Voltage collapse proximity indicators computed from an optimal power flow," *Proc. of the 8th Power Systems Computation Conference*, 1984.
- [7] P. Kessel, H. Glavitsch, "Estimating the voltage stability of a power system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.1, n.3, 1986.
- [8] A. Tiranuchit, R.J. Thomas, "A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.3, n.1, 1988.
- [9] B. Gao, G.K. Morison, P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *Proc. IEEE PES Summer Meeting*, 1991.
- [10] F. Gubina, B. Strmenik, "Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, n.2, 1995.
- [11] R.B. Prada, X. Vieira Filho, P. Gomes, M.G. Santos, "Voltage stability system critical area identification based on the existence of maximum power flow transmission," *Proc. of the 11th Power Systems Computation Conference*, 1993.
- [12] R.B. Prada, J.O.R. Santos, "Fast evaluation of local bus voltage stability considering contingency analysis," *Proc. SIPOWER 95*, 1995.
- [13] T.H. Jung *et al*, "An approach for estimating voltage collapse proximity using a new index based on the system loss information," *CIGRE Session*, 1992.
- [14] O.M.S. Nema, C.A. Castro, "Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado em perdas de potência ativa -- potencial de utilização na operação em tempo real," *Proc. III SIMPASE*, 1996.
- [15] M. Moghavvemi, G.B. Jasmon, "New method for indicating voltage stability condition in power system," *Proc. IEE International Power Engineering Conference (IPEC)*, 1997.
- [16] M. Moghavvemi, M.O. Faruque, "Power system security and voltage collapse: a line outage indicator based for prediction," *Electrical Power and Energy Systems*, vol.21, 1999.
- [17] M. Chakravorty, D. Das, "Voltage stability analysis of radial distribution networks," *Electrical Power and Energy Systems*, vol.23, 2001.
- [18] Working Group on a Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data, "Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-92, n.6, 1973.
- [19] L.M. Braz, C.A. Castro, C.A.F. Murari, "A Critical Evaluation of Step Size Optimization Based Load Flow Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, n.1, 2000.
- [20] Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F., and Rinzin, C., 'SVC placement and transmission line reinforcement using critical modes', *IEEE Trans. on Power Systems*, 1994, vol. 9, no. 2, pp. 757-763.
- [21] Morison G.K., Gao B., and Kundur P., "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 3, 1993, pp. 1159-1171.
- [22] Aik D.L.H., and Andersson G., "Use of participation factors in modal voltage stability analysis of multi-infeed HVDC systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, 1998, pp. 203-210.
- [23] Pinto H.J.C.P., Martins N., Vieira X. F., Bianco A., Gomes P. and dos Santos M.G., "Modal Analysis for Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse", *Bulk Power System Voltage Phenomena III*, 1994, Davos, Switzerland.
- [24] Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.; Lima, F.G.M.; Soares, S.; "MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, 2004, pp. 1538 – 1545.
- [25] Menezes, T.V.; da Silva, L.C.P.; da Costa, V.F.; "Dynamic VAR sources scheduling for improving voltage stability margin", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no 2, 2003, pp. 969 – 971.

- [26] da Silva, L.C.P.; Wang, Y.; da Costa, V.F.; Xu, W.; “Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 5, 2002, pp. 564 – 570.