

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas e Controle de Energia

**MELHORIA DAS MARGENS DE ESTABILIDADE DE
TENSÃO NO PROBLEMA DO PRÉ-DESPACHO DA
OPERAÇÃO ATRAVÉS DE CORTE MÍNIMO DE CARGA**

Igor Kopcak

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Orientador) – FEEC/Unicamp

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Co-orientador) – FEEC/Unicamp

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos – PUC-RS

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior – FEEC/Unicamp

Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior – FEEC/Unicamp

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Unicamp, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Campinas, março de 2003.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

K838m Kopcak, Igor
Melhoria das margens de estabilidade de tensão no problema do pré-despacho da operação através de corte mínimo de carga / Igor Kopcak.--Campinas, SP: [s.n.], 2003.

Orientador: Vivaldo Fernando da Costa e Luiz Carlos Pereira da Silva.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Análise modal. 3. Colapso (Eletricidade). I. Costa, Vivaldo Fernando da. II. Silva, Luiz Carlos Pereira da. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

*“Ninguém ensina ninguém,
ninguém aprende sozinho,
os homens se educam em comunhão.”*

Paulo Freire

Esse trabalho é dedicado a minha esposa Divina, como forma de retribuir sua especial dedicação durante todo o tempo em que convivemos, com quem aprendi e aprendo todos os dias;

Aos meus pais, Antonio e Elza, pela preocupação em tornar seus filhos não apenas intelectualmente capazes, mas também cidadãos. Parte desse trabalho é fruto do seu empenho;

E em especial a todos aqueles que mesmo excluídos da educação fundamental, mantiveram meus estudos através das mesmas escolas públicas que lhes são inacessíveis, mas onde sempre pude estar.

Resumo

A nova filosofia, que visa operar os sistemas de energia elétrica explorando ao máximo sua capacidade de transferência de potência, tem colocado os sistemas cada vez mais próximos de seus limites operacionais. Nesse contexto, torna-se importante saber quão distante se encontra o ponto de operação do limite de estabilidade de tensão do sistema e quais medidas tomar para colocá-lo a uma distância segura desse limite. Considerando a importância de assegurar margens mínimas de estabilidade de tensão durante a programação do Pré-Despacho da operação, esse trabalho propõe uma metodologia de corte mínimo de carga baseada na Análise Modal Expandida, como estratégia para garantir o atendimento dessa nova restrição. Resultados de simulações em sistemas teste mostram que a metodologia proposta pode ser uma ferramenta adequada para trazer o sistema para um ponto de operação seguro, do ponto de vista da estabilidade de tensão, minimizando os prejuízos do corte de carga.

Abstract

The new philosophy of operating electric power systems exploring their maximum power transfer capability has placed the systems close to their stability limits. Therefore, it is important to assess the distance from the equilibrium point to the system voltage stability limit, and how to keep an adequate security margin from this limit. Considering the importance of assuring minimum voltage stability margins during the short-term operation planning, this work proposes a minimum load shedding methodology based on the Expanded Modal Analysis technique as a strategy for assuring this new constraint. Simulation results with test systems show that the proposed methodology can be a powerful tool to assure voltage stability security, reducing the load shedding economical damage.

Agradecimentos

Sou profundamente grato aos professores Vivaldo e Luiz Carlos, por me aceitaram em seu grupo de pesquisa e por manterem um ambiente de trabalho sempre aberto ao diálogo, proporcionando que a interação dos membros conduza ao crescimento individual de todos.

Sou também grato aos professores Walter Cácio da Costa Milomem (Depto de Física/ICET/UFMT) e Mário Kiyoshi Kawaphara (Depto de Eng. Elétrica/FTEN/UFMT), pelo incentivo e recomendação que me facilitaram o ingresso e o desenvolvimento dessa pós-graduação.

Agradeço aos meus irmãos Yuri e Giorgia pela motivação e carinho e aos meus primos Elias e Uiram, sem a ajuda dos quais minha mudança para Campinas provavelmente não teria sido tão tranquila.

Agradeço a todos os amigos da pós-graduação, com os quais aprendi muito durante esses dois anos de trabalho, em especial aos alunos do DSCE, dos quais destaco: Jim, Alexandre, Taciana, Adriana e Carolina.

E finalmente, agradeço aos meus grandes amigos de graduação da UFMT, Guerra, Edilson, Mauro e Valdeí, pessoas cujo caráter, determinação e amizade me motivaram a continuar estudando.

Esse trabalho foi desenvolvido com apoio financeiro do CNPq e da FAPESP.

Índice

<i>Resumo</i>	<i>iii</i>
<i>Abstract</i>	<i>iii</i>
<i>Agradecimentos</i>	<i>iv</i>
<i>Lista de Figuras</i>	<i>vii</i>

Capítulo I

<i>Introdução</i>	<i>1</i>
-------------------	----------

Capítulo II

Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução	5
2.2 Estabilidade de Tensão	6
2.2.1 Margem de Estabilidade de Tensão através de Curvas PV	9
2.2.2 Análise Modal Estática	15
2.2.3 Fator de Participação Ativo das Barras de Carga: Testes Preliminares	22
2.2.4 Alívio de Congestionamento via Fatores de Participação Modal	30
2.2.5 Influência da Modelagem da Carga	36

Capítulo III

Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica

3.1 Introdução	49
3.2 Pré-Despacho da Operação	52
3.3 Fluxo de Potência Ótimo	53

3.3.1 Otimização do Despacho Ativo da Geração	58
---	----

Capítulo IV

Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão Através de Corte Mínimo de Carga

4.1 Introdução	71
4.2 Corte de Carga através de Geradores Fictícios	74
4.2.1 Resultados e Discussão	77
4.3 Corte de Carga Direto	87
4.3.1 Resultados e Discussão	92

Capítulo V

<i>Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros</i>	99
---	----

<i>Referências Bibliográficas</i>	103
-----------------------------------	-----

Lista de Figuras

Figura 2.1 -	Definição da Margem de Estabilidade de Tensão Através da Curva PV	10
Figura 2.2 -	Etapas de Previsão e Correção do Método da Continuação	12
Figura 2.3 -	Ilustração do Parâmetro de Continuação	13
Figura 2.4 -	(a) Parâmetro de continuação 'P-V-P'; (b) Parâmetro de continuação 'V'	14
Figura 2.5 -	Sistema teste: (a) barras de carga com demandas diferentes; (b) barras de carga com distâncias elétricas diferentes.	23
Figura 2.6 -	Efeitos da realocação de carga na margem de estabilidade de tensão do sistema: (a) Fator de participação modal e margem de estabilidade; (b) Carga ativa das barras e máxima transferência de potência do sistema	24
Figura 2.7 -	(a) Margem de estabilidade de tensão (MET); (b) Corte de carga na Barra 3	25
Figura 2.8 -	Efeitos da variação da reatância das linhas de transmissão na margem de estabilidade do sistema: : (a) Fator de participação modal e margem de estabilidade; (b) Reatância das linhas de transmissão	26
Figura 2.9 -	(a) Fatores de participação modal das barras de carga; (b) Corte de carga por barra, necessário para um ganho de 1% na margem de estabilidade de tensão	28
Figura 2.10 -	(a) Fatores de participação modal das barras de carga; (b) Variação percentual na Margem de Estabilidade de Tensão – MET, para um corte individual de 5MW em cada barra de carga	29
Figura 2.11 -	Fatores de participação reativo das barras de carga	32
Figura 2.12 -	Margem de estabilidade de tensão do sistema com inclusão de SVC na Barra 16	33
Figura 2.13 -	Ganho na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) com inclusão de SVC nas barras de carga	34
Figura 2.14 -	Fatores de Participação Ativos (FPA) das barras de geração	35
Figura 2.15 -	Ganho na Margem de Estabilidade de Tensão através de redespacho de potência ativa	36
Figura 2.16 -	Sistema teste	39
Figura 2.17 -	Fator de participação ativo para o caso base	41

Figura 2.18 -	Evolução da margem de estabilidade de tensão em função do corte de carga	42
Figura 2.19 -	Evolução das Perdas Reativas com corte de carga	43
Figura 2.20 -	Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 1 (potência constante)	44
Figura 2.21 -	Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 2 (corrente constante)	44
Figura 2.22 -	Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 3 (impedância constante)	45
Figura 2.23 -	Curva $V\lambda$ do sistema teste	45
Figura 2.24 -	Ilustração dos limites de estabilidade de tensão do sistema através da curva PV, para três diferentes modelos de carga: potência constante; corrente constante e impedância constante	47
Figura 3.1 -	Curva de Carga (um dia na semana)	53
Figura 3.2 -	Fator de Participação Ativo (FPA) dos geradores para o caso base	60
Figura 3.3 -	Custos de geração: Proporcionais ao FPA; Inversamente proporcionais ao FPA	61
Figura 3.4 -	Custos de geração proporcionais ao FPA e despachos de potência ativa	62
Figura 3.5 -	Custos de geração inversamente proporcionais ao FPA e despachos de potência ativa	63
Figura 3.6 -	Perdas Ativas, Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema (MET) e Geração Reativa Total para os testes realizados: 1 - Minimização de custos proporcionais aos FPA; 2 - Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste 1; 3 - Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA	64
Figura 3.7 -	Perfil de tensão do sistema para os testes realizados: PRO – Minimização de custos proporcionais aos FPA; Perdas – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste PRO; INV – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA	65
Figura 3.8 -	Custos proporcionais aos fatores de participação e despacho de potência ativa dos geradores, para limites de tensão relaxados	66
Figura 3.9 -	Custos inversamente proporcionais aos fatores de participação e despacho de potência ativa dos geradores, para limites de tensão relaxados	67
Figura 3.10 -	Perdas Ativas, Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema (MET) e Geração Reativa Total para os testes realizados com limites de tensão relaxados ($0,90 \leq V$	

	$\leq 1,10$): 1 – Minimização de custos proporcionais aos FPA; 2 – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste 1; 3 – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA	68
Figura 3.11 -	Perfil de tensão do sistema para os testes realizados: PRO – Minimização de custos proporcionais aos FPA; Perdas – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste PRO; INV – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA	69
Figura 4.1 -	Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em função do pré-despacho: Curva 1 - MET da solução inicial do pré-despacho; Curva 2 - MET com re-despacho reativo e/ou ativo; Curva 3 - MET com re-despachos reativo e ativo e corte de carga; Curva 4 - Curva de carga típica	74
Figura 4.2 -	Metodologia de Corte Mínimo de Carga no Pré-despacho, onde: FPO - Fluxo de Potência Ótimo; MET - Margem de Estabilidade de Tensão; e FPA - Fator de Participação Ativo	76
Figura 4.3 -	Fator de Participação Ativo (FPA) das barras de carga com carga ativa diferente de zero, para o caso base	78
Figura 4.4 -	Custos de geração relacionados aos fatores de participação ativo	78
Figura 4.5 -	Margem de estabilidade de tensão para corte de 1% da carga total do sistema, quando: 0 - Distribui-se o corte em todas as barras; 1 - Concentrou-se o corte em 50% das barras; 2 - Concentrou-se o corte em 25% das barras; 3 - Concentrou-se o corte em 15% das barras; 4 - Concentrou-se o corte em 10% das barras; 5 - Concentrou-se o corte em 5% das barras	79
Figura 4.6 -	Perdas de potência ativa e corte total de carga ativa para corte de 1% da carga total do sistema	80
Figura 4.7 -	Ganho percentual na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para corte de 1% da carga total do sistema	81
Figura 4.8 -	Ganho percentual na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para corte de 1% da carga total do sistema	82
Figura 4.9 -	Margem de Estabilidade de Tensão e geração de potência reativa total em relação às iterações de corte de carga	84
Figura 4.10 -	Evolução das perdas ativas e do corte de carga por iteração	85
Figura 4.11 -	Evolução dos seis maiores Fatores de Participação em função das iterações de	

	corte de carga	85
Figura 4.12 -	Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em termos de ganho percentual com as iterações de corte de carga	86
Figura 4.13 -	Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em termos de ganho percentual com as iterações de corte de carga	88
Figura 4.14 -	Algoritmo básico para metodologia de corte de carga direto	91
Figura 4.15 -	Fator de Participação Ativo e Reativo das barras de carga para o caso base	92
Figura 4.16 -	Barras que possuem FPA e FPR maiores que o valor médio	93
Figura 4.17 -	Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em função das iterações da metodologia de corte direto	94
Figura 4.18 -	Corte total das potências ativa reativa efetuado a cada iteração	94
Figura 4.19 -	Perdas ativas e geração reativa total em relação às iterações de corte de carga	95
Figura 4.20 -	Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) com as iterações de corte de carga, em termos de ganho percentual	96

Capítulo I

Introdução

A instabilidade de tensão é um fenômeno diretamente relacionado com a incapacidade do sistema em suprir sua demanda de potência ativa, ocasionada por um suporte de potência reativa inadequado. Considerando que a topologia do sistema não sofre mudanças significativas em curto prazo e em operação normal, a adequação do suporte de reativos dependerá do grau de carregamento e do despacho de potência dos geradores, sendo justamente esses fatores que tornam o problema tão atual [1-5].

Tendo por objetivo operar o sistema com despachos de energia econômica e energeticamente “ótimos”, a operação em tempo real busca se adequar às determinações do **programa de operação** (ou pré-despacho), tendo em vista que esse último contabiliza a otimização dos recursos energéticos fornecida pelos planejamentos de longo e médio prazos, bem como a minimização dos custos de geração e perdas de transmissão fornecida pelo planejamento de curto prazo [6-7]. Portanto, a operação em tempo real e, conseqüentemente, o ponto de operação do sistema são influenciados significativamente pelo programa de operação.

Quanto mais precisos forem os dados do sistema, das previsões de afliência e de carga, mais o programa de operação se aproximará da definição do ponto de operação do sistema em tempo real, sendo também mais responsável pelo grau de estabilidade com que o sistema trabalhará. Portanto, seria de se

esperar que o operador do sistema considerasse restrições de estabilidade de tensão em seus planejamentos de curto prazo. No entanto, no Brasil, apenas recentemente o **ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)** incluiu este tipo de restrição em suas normas operativas [3,5].

O que pode parecer uma incoerência, na verdade reflete que a preocupação em garantir margens mínimas de estabilidade de tensão é proveniente de problemas bastante atuais. A diminuição gradativa dos investimentos na expansão dos sistemas elétricos devida a restrições econômicas e ambientais e a desregulamentação do setor têm levado os sistemas elétricos interligados a operarem cada vez mais próximos dos seus limites de estabilidade para atenderem a crescente demanda da carga [5,8-13]. Nesse novo contexto, tornou-se importante conhecer quão distante encontra-se um determinado ponto de operação de seu limite de estabilidade de tensão, ou seja, descobrir com que margem de estabilidade de tensão o sistema está operando.

Da mesma forma, o corte de carga programado sob a perspectiva de garantia de margem mínima de estabilidade de tensão (aspecto preventivo) também é uma abordagem recente. Até o presente momento, o corte de carga foi referido como recurso extremo para estabilizar cenários de instabilidade angular pós-contingência/perturbação e, mesmo em se tratando de instabilidade de tensão, as referências ao corte de carga são mais frequentes nos casos em que contingências fazem com que o sistema não seja capaz de encontrar um novo ponto de operação estável [14-24].

Após afirmar que “não se deve executar corte de carga em cenários estáveis”, Van Cutsem et al [25] mostram como o contexto tem evoluído quando complementam que “entretanto, concordando com as normas de planejamento do Hydro-Québec este procedimento pode ser alterado permitindo corte de carga após incidentes estáveis, mas severos”. Sob a mesma perspectiva, o **WSCC (Western Systems**

Coordinating Council), Forças-Tarefas de estabilidade de tensão e o ONS já definem margens mínimas de estabilidade de tensão para a operação de seus respectivos sistemas, admitindo corte de carga quando as demais possibilidades de aumento da margem não forem capazes de garantir seu valor mínimo, mesmo que o ponto de operação seja estável [3,5,26].

Exigir que o pré-despacho respeite um determinado valor mínimo de margem de estabilidade de tensão significa aumentar a confiabilidade do sistema, no sentido em que aumentam as chances de se obter um novo ponto de operação estável para os casos de contingências severas, ou de demandas muito superiores à previsão de carga. Com esse objetivo o WSCC, por exemplo, recomenda uma margem de estabilidade de tensão maior ou igual a 5% (cinco por cento) em caso de contingência simples. Já o ONS sugere uma margem de estabilidade mínima maior ou igual a 6% (seis por cento) para a mesma situação.

Testes realizados no sistema de Furnas Centrais Elétricas [5], mostram que para algumas contingências simples este sistema apresenta margem de estabilidade de tensão inferior aos mínimos sugeridos tanto pelo ONS, quanto pelo WSCC. Portanto, até que novos investimentos de reforços ao sistema sejam feitos e considerando esgotados os recursos existentes capazes de aumentar a margem de estabilidade, garantir uma operação com níveis adequados de segurança implicará em lançar mão de corte de carga em locais e montantes adequados para devolver a margem mínima ao sistema.

O fato do atendimento a carga ser o objetivo principal do sistema, conduz ao consenso de que nos casos em que há necessidade de medidas preventivas/corretivas que garantam a operação segura do mesmo, relegue-se o corte de carga como última das alternativas [25,27-28]. Dessa forma, destaca-se a importância sobre o desenvolvimento de metodologias capazes de indicar uma direção ótima de corte de carga, independentemente da abordagem ser preventiva ou corretiva.

Partindo dessas prerrogativas, nesse trabalho desenvolve-se uma metodologia de corte mínimo de carga no âmbito do pré-despacho tendo por objetivo garantir margens mínimas de estabilidade de tensão. Essa dissertação organiza-se da seguinte forma.

No Capítulo 2, discutem-se os métodos de análise de estabilidade de tensão existentes, dando ênfase à **análise modal estática**, aos métodos de curvas PV e aos problemas associados ao relacionamento do corte mínimo de carga com a margem de estabilidade de tensão do sistema. São apresentados alguns resultados de testes de identificação de barras críticas através dos **fatores de participação** fornecidos pela análise modal, bem como dos efeitos da modelagem da carga na definição de corte mínimo.

O problema do pré-despacho é discutido no Capítulo 3, onde se estudam características do método de **fluxo de potência ótimo (FPO)**, mostrando resultados de testes quando minimizam-se diferentes funções objetivo.

O Capítulo 4 trata da metodologia proposta para inclusão da restrição de margem de estabilidade de tensão no problema do pré-despacho, garantida através de corte mínimo de carga. Nesse capítulo são apresentados os principais resultados desse trabalho, discutindo sobre sua eficácia e demais características observadas.

Finalizando, no Capítulo 5 apresentam-se as principais conclusões alcançadas por esses estudos, discorrendo também, sobre as contribuições e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo II

Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução

Com a filosofia vigente de utilização otimizada das instalações existentes em um sistema de energia elétrica, da busca de maximização do retorno econômico aos investidores e da introdução de competição entre os agentes, necessita-se, dentre outros fatores, garantir o livre acesso à rede de transmissão para todos os participantes do sistema interligado. Esse fato tem levado ao estressamento dos sistemas elétricos, pois ao contrário do que se esperava, o simples aumento da competição não foi capaz de motivar os investimentos necessários para sua expansão [8-13].

Como os investimentos em novas linhas de transmissão e novas unidades de geração têm, em sua grande maioria, retorno em longo prazo, há a tendência em evitar novas construções através do aumento da capacidade de transmissão da estrutura já existente, via compensação de reativos, inclusão de dispositivos *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)*, dentre uma série de outros mecanismos.

Nesse novo contexto, os limites de estabilidade de tensão surgem como um dos grandes entraves para a operação do sistema, tornando importantes as metodologias de análise de estabilidade de tensão que indiquem qual é a distância de um determinado ponto de equilíbrio ao limite de estabilidade, além daquelas

que fornecem indicativos das áreas críticas do sistema e, conseqüentemente, das possíveis medidas corretivas capazes de garantir um determinado nível de segurança [29].

Nesse capítulo, faz-se uma discussão sucinta do fenômeno associado à instabilidade de tensão e dos métodos de análise disponíveis na literatura, em especial aqueles que serão utilizados no decorrer desse trabalho.

2.2 Estabilidade de Tensão

A Estabilidade de Tensão pode ser definida como a capacidade de um sistema de energia elétrica de manter em níveis aceitáveis as tensões de todas as barras do sistema na condição de regime permanente, tanto normal, quanto após a ocorrência de um distúrbio. Considera-se que um sistema entra em estado de instabilidade quando uma perturbação causa uma queda progressiva e irreversível de tensão em uma ou mais barras, seja por um simples aumento de carga, seja por mudanças significativas na topologia do sistema (perda de grandes blocos de geração, perda de linhas de transmissão com grandes carregamentos, etc)[1-2,30-32].

Essa definição para estabilidade de tensão está relacionada à estabilidade no sentido de *Lyapunov* à qual adiciona-se o requisito de que as tensões não devem, necessariamente, retornar ao mesmo valor pré-perturbação, mas devem conseguir atingir um novo ponto dentro de uma faixa aceitável de valores.

Quando, com um aumento da carga (ou outra perturbação), há uma contínua queda nas magnitudes das tensões das barras diz-se que o sistema entrou em colapso de tensão, devido a sua incapacidade de atender suas demandas de potências ativa e reativa. Esse fenômeno é predominantemente

lento, podendo abranger dezenas de minutos e é um processo dinâmico fortemente relacionado com o tempo de resposta das cargas agregadas (como vistas dos barramentos de alta tensão) [1-2,30-32].

O mecanismo do colapso de tensão é dirigido pela característica particular das **cargas de potência constante**¹ de tender à recuperação de sua demanda de potência pré-falta. Quando ocorre queda de tensão por uma perturbação qualquer, esse tipo de carga compensa-a exigindo uma corrente maior do sistema. Esse acréscimo de corrente aumenta as perdas nos elementos série do sistema, reduzindo ainda mais as tensões das barras com suprimento deficiente de reativos o que, conseqüentemente, aumenta a exigência de corrente pela carga. Esse processo realimentado ocasiona o colapso de tensão [32,33].

As análises de estabilidade de tensão podem ser subdivididas em duas categorias:

- i. *Estabilidade de Grandes Perturbações*: é a resposta do sistema quando submetido a distúrbios significativos, tais como a ocorrência de uma falta na rede de transmissão, perdas de grandes blocos de geração ou de carga. Esses casos são normalmente estudados usando simulações no domínio do tempo, e exigem uma modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema [1,2,34].
- ii. *Estabilidade de Pequenas Perturbações*: é a resposta do sistema quando submetido a pequenas e graduais variações na carga, ou a perda de elementos pouco significativos. Esses casos permitem uma modelagem simplificada, onde a dinâmica dos componentes do sistema pode ser

¹ Característica de diversas cargas (ou grupo de carga associado a algum dispositivo de controle de tensão, como OLTCs – *On-Load Tap Changers*) que tendem a retornar ao seu valor de potência pré-perturbação, em regime permanente. Note que esse retorno não é instantâneo, envolvendo um processo que depende do comportamento dinâmico da carga [32].

representada por modelos linearizados em torno do ponto de equilíbrio

[1,2,34].

Os estudos sobre estabilidade de tensão podem ser realizados através de análises dinâmicas em quaisquer circunstâncias, ou através de **análises estáticas**², quando o problema trata de fenômenos com resposta dinâmica lenta. Apesar dessa restrição, os métodos estáticos possuem algumas vantagens sobre os métodos dinâmicos, especialmente quando se deseja calcular as margens de estabilidade [34].

Os métodos dinâmicos mais comuns para análise da estabilidade de tensão envolvem simulação não linear no domínio do tempo (normalmente para grandes perturbações) ou análise modal (para pequenas perturbações). Simulações no domínio do tempo requerem modelagem dinâmica completa para o sistema, e reproduzem cronologicamente o fenômeno da instabilidade de tensão de forma mais precisa. Entretanto, esse método exige enorme esforço computacional em sua análise, além de não fornecer informações sobre o grau (margem) de estabilidade do sistema. Sua aplicação é restrita a situações específicas do colapso de tensão [10,22,23], e para complementar ou verificar os resultados da análise estática.

Já os métodos de análise modal são de grande valia para a identificação de pontos de bifurcação (situações em que há perda de estabilidade), bem como para ajudar na escolha de ações preventivas e/ou corretivas capazes de melhorar a segurança do ponto de operação. Essa informação é obtida através do cálculo dos autovalores e autovetores críticos da matriz de estados do sistema, onde essa última deriva da

² Ressalta-se que apenas um sistema dinâmico pode experimentar instabilidade, mas esses métodos são assim chamados por basearem-se nas equações de fluxo de carga e normalmente associam o limite de máxima transferência de potência ao limite de estabilidade de tensão do sistema. Os métodos estáticos são mais adequados que os dinâmicos para a análise de fenômenos lentos associados à instabilidade de tensão [1,2,32,36].

linearização das equações algébricas e diferenciais não-lineares que descrevem a dinâmica de um sistema elétrico.

Os métodos estáticos para análise da estabilidade de tensão buscam responder questões relativas às margens de estabilidade, bem como aos mecanismos de instabilidade. Podem propiciar uma rápida e simples avaliação das condições críticas do sistema, associadas à singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga, visto que tal singularidade pode representar, satisfazendo-se alguns critérios, instabilidade de tensão traduzida por uma bifurcação sela-nó da matriz de estados do modelo dinâmico linearizado. Além disso, esses métodos permitem a definição de índices para a comparação entre diferentes pontos de operação, de modo a se obter uma seleção qualitativa das condições mais críticas de operação [1,2,4,32-37].

Dentre os métodos estáticos, destacam-se as metodologias de curvas PV e QV, onde o primeiro é normalmente usado para avaliar a margem de estabilidade de tensão do sistema como um todo, indicando a região em que o sistema pode encontrar um ponto de operação estável, já o segundo, comumente complementa as análises do método de curvas PV, evidenciando as deficiências no suporte de potência reativa de uma barra, ou de um grupo específico de barras [1,4,5,26,36].

2.2.1 Margem de estabilidade de tensão através de curvas PV.

O método das curvas PV é atualmente a forma mais aceita de determinação das margens de estabilidade de tensão de um sistema [5,26]. Elas são obtidas através da solução de uma série de fluxos de potência considerando incrementos sucessivos de carga, de acordo com uma direção pré-selecionada. Há grande discussão a respeito dos vários fatores que devem ser considerados na determinação de curvas PV. Ainda não existe consenso, por exemplo, quanto à forma com que devem ser incrementadas as cargas e mesmo quanto aos geradores que devem suprir esse aumento na demanda, mas já existem definições de

critérios para estudos de estabilidade de tensão julgando ser mais conveniente proceder os acréscimos de carga em todas as barras da área de estudo, mantendo o fator de potência constante e repartindo esses aumentos entre todos os geradores, esperando que esta metodologia represente o pior cenário.

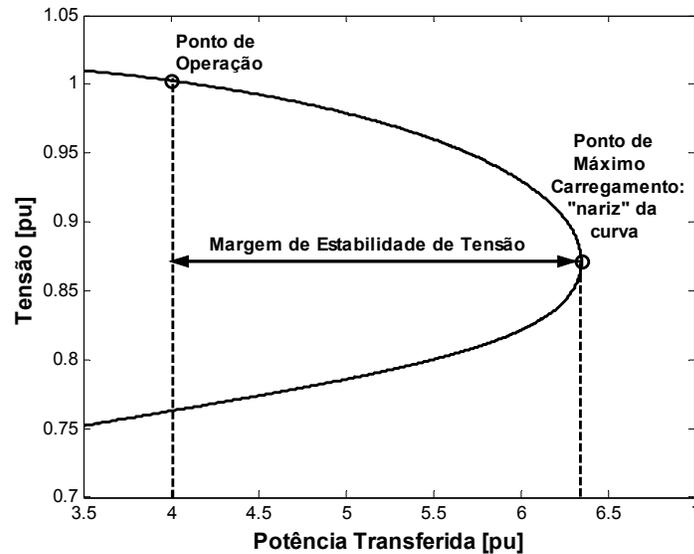


Figura 2.1 – Definição da Margem de Estabilidade de Tensão Através da Curva PV.

Os estudos através de curvas PV fazem parte das abordagens estáticas de análise de estabilidade de tensão e são normalmente usados pelas concessionárias de energia elétrica para definir a demanda máxima que o sistema pode atender, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão. Considera-se como demanda máxima o ponto denominado “nariz” da curva PV, visto que nesse ponto a matriz jacobiana do fluxo de carga é singular³ [1,2,32]. Dessa forma, define-se a margem de estabilidade de tensão como sendo a diferença entre o “nariz” da curva PV (demanda máxima) e o ponto de operação, como mostra a Figura 2.1.

³ Ressalta-se que o ponto de máximo carregamento somente coincide com o ponto de singularidade da matriz jacobiana do fluxo de carga, quando a carga é modelada como potência constante [1,2,32].

Portanto, a Margem de Estabilidade de Tensão é o máximo acréscimo de carga que o sistema pode atender, a partir do caso base, até que seja atingido o ponto de instabilidade de tensão [1-5,7,36,42].

Comumente utiliza-se o método de Newton nos programas de fluxo de potência para a obtenção de curvas PV. Como esse método apresenta problemas de convergência à medida que a matriz Jacobiana se aproxima da singularidade, torna-se necessário o uso de metodologias complementares para que se obtenham curvas PV completas. O *Método da Continuação* resolve esse problema alterando a formulação do fluxo de potência de modo a evitar a singularidade da matriz Jacobiana, alcançando um ponto de equilíbrio independentemente do nível de carregamento do sistema [38-41].

O método da continuação consiste em acrescentar o nível de carregamento do sistema como uma nova variável no conjunto de equações não-lineares que representam os balanços de potência ativa e reativa das barras do sistema no modelo de fluxo de carga convencional. O método é, então, dividido em quatro etapas: *etapa de previsão*, *etapa de correção*, *etapa de parametrização* e *controle de passo* [38-41].

Na *etapa de previsão* garante-se um incremento de carga no sistema, fornecendo um estado da rede aproximado para esse novo nível de carga. Isso pode ser feito dando-se um passo sobre a reta tangente a curva a partir de um ponto inicial sobre a mesma, obtido pelo fluxo de carga convencional. Um preditor secante também pode ser usado para fazer a previsão do novo estado, possuindo algumas vantagens sobre o método do vetor tangente, mas em [41] mostra-se que a técnica de previsão pelo vetor tangente é usualmente mais precisa do que a da secante.

Independentemente da técnica de previsão utilizada, na Figura 2.2 observa-se que, dependendo do tamanho do passo, o ponto previsto pode estar consideravelmente fora da curva que se deseja obter.

Assim, usa-se a etapa de correção para trazer o estado da rede de volta a curva original, ou seja, encontra-se a solução do fluxo de carga convencional tendo como partida o ponto dado pela etapa de previsão.

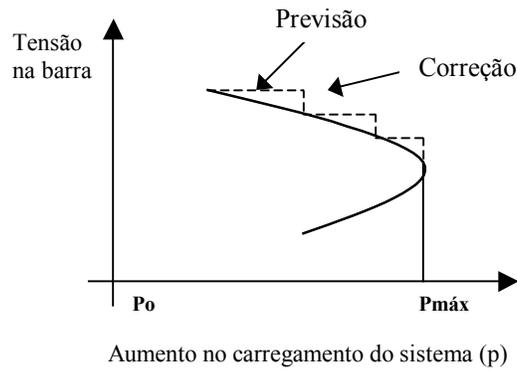


Figura 2.2 – Etapas de previsão e correção do Método da Continuação.

A etapa de correção é feita, a partir do ponto estimado, solucionando o sistema convencional aumentado por uma equação. Esta equação adicional especifica o valor de uma das variáveis de estado. Logo, a solução correta é obtida da seguinte forma: para um valor específico de um dos estados (mantido com o mesmo valor anteriormente estimado), verifica-se o valor que as outras variáveis devem ter. Nesse processo é necessário fazer uma parametrização local para que a singularidade da matriz Jacobiana seja contornada e para dar robustez ao método na região de máximo carregamento. Nessa parametrização uma das variáveis de estado é escolhida como sendo o parâmetro de continuação, sendo seu valor determinado a cada passo [38-41].

Dessa forma, para uma aplicação eficiente do método da continuação é de fundamental importância a escolha do parâmetro da continuação adequado. Essa escolha é feita a partir da análise da variação dos estados entre os dois últimos pontos corretos. Aquele que tiver a maior variação será o

parâmetro de continuação. Pode-se entender melhor observando a Figura 2.3 que mostra uma curva PV típica de sistemas de potência.

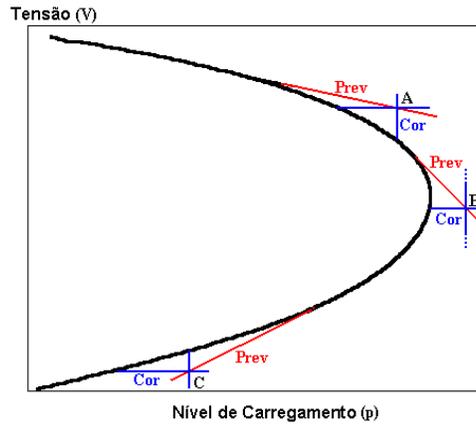


Figura 2.3 – Ilustração do Parâmetro de continuação: Prev.=etapa de previsão; Cor.=etapa de correção.

Nota-se que tendo como previsão os pontos A ou C, pode-se fazer a correção fixando-se tanto o parâmetro de carga quanto a tensão. No entanto, tendo o ponto B como previsão o único caminho capaz de levar o ponto de volta a curva é o que mantém a tensão constante, ou seja, a escolha da carga como parâmetro de continuação nessas condições levaria o método a divergência.

Assim, pode-se ter duas possíveis soluções para a escolha do parâmetro de continuação, as quais estão ilustradas na Figura 2.4. Na primeira, Figura 2.4(a), o carregamento é usado como parâmetro enquanto o carregamento do sistema estiver distante da região de singularidade. Ao se aproximar do ponto crítico o parâmetro de continuação passa a ser a tensão em uma das barras, geralmente a tensão da barra crítica (a barra que sofre a maior variação de tensão quando a carga do sistema é incrementada, ou ainda, a barra com a maior quantidade de carga do sistema).

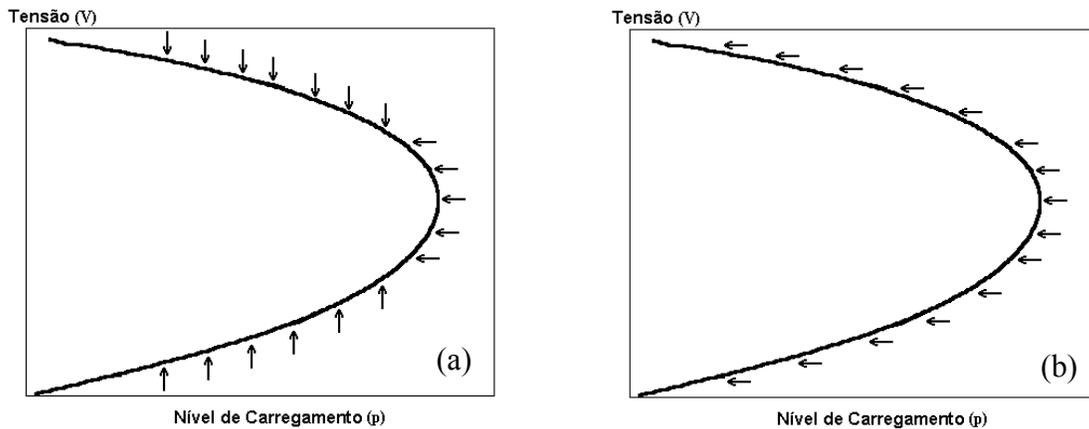


Figura 2.4 – (a) Parâmetro de continuação 'P-V-P'; (b) Parâmetro de continuação 'V'.

A segunda solução possível é usar a tensão na barra crítica como parâmetro de continuação ao longo de toda a curva PV, como mostra a Figura 2.4(b). O que tornaria desnecessária as mudanças no parâmetro durante o processo de solução. A barra crítica pode ser identificada observando qual é a barra que sofre a maior queda de tensão quando a carga é incrementada.

Para que se obtenha a condição de máximo carregamento com maior precisão, aplica-se o *controle de passo*. Um método simples de se fazer este controle é baseado no número de iterações da etapa de correção. Se este for pequeno, o sistema ainda está sob condições de carga leve ou normal e o tamanho do passo pode ser mantido. Entretanto, se o número de iterações da etapa de correção é grande, o sistema está estressado (próximo do “nariz” da curva) e o tamanho do passo para a próxima iteração deve ser diminuído.

Dessa forma, o método da continuação resolve o problema da obtenção de curvas PV. Mas essa metodologia limita-se a definição de margens, pouco dizendo sobre as áreas e/ou barras críticas para estabilidade de tensão, fazendo com que sejam necessárias análises complementares para determinar

deficiências específicas do sistema [1-5,30-33]. Nesse trabalho, identificam-se as áreas críticas do sistema através da análise modal estática.

2.2.2 Análise Modal Estática

O método da Análise Modal Estática [42] consiste na análise da matriz Jacobiana reduzida, obtida a partir do modelo estático de um sistema de potência linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, expresso por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

ΔP : variação incremental de potência ativa

ΔQ : variação incremental de potência reativa

$\Delta\theta$: variação incremental do ângulo da tensão nodal

ΔV : variação incremental da magnitude da tensão nodal

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema. Ela pode ser alterada para incluir as características de regime permanente (estáticas) dos geradores, cargas e dispositivos de compensação reativa [1,42].

Da equação matricial (2.1) temos que:

$$\Delta P = J_{P\theta} \Delta\theta + J_{PV} \Delta V \quad (2.2)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \Delta \theta + J_{QV} \Delta V \quad (2.3)$$

Supondo, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa nulas ($\Delta P = 0$), podemos re-arranjar as equações (2.2) e (2.3) e a estabilidade de tensão pode ser avaliada apenas considerando a relação entre a tensão e a potência reativa, como podemos ver abaixo:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.4)$$

ou,

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.5)$$

onde, J_R é a matriz Jacobiana reduzida do sistema e é dada por:

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (2.6)$$

A estabilidade do sistema pode ser analisada através do sinal das sensibilidades V-Q (relação entre tensão e potência reativa) de todas as barras do sistema. Quando a sensibilidade V-Q é positiva significa que a tensão vai aumentar quando houver uma injeção de potência reativa em uma dada barra. O sistema é estável se todas as sensibilidades V-Q do sistema forem positivas. Porém, se pelo menos uma sensibilidade V-Q for negativa, o sistema será instável. Quanto menor a sensibilidade mais estável é o sistema e esta se torna infinita no limite de estabilidade de tensão onde a matriz J_R é singular [1,42].

Apesar de podermos avaliar a estabilidade de tensão determinando as sensibilidades V-Q em todas as barras, esta forma de análise é muito limitada, pois a instabilidade de tensão não ocorre para barras individuais, e sim para modos individuais, exibindo para cada barra do sistema um grau de participação diferente. Dessa forma, foi desenvolvida a análise modal estática [1,42], para superar as deficiências do método de sensibilidades V-Q.

A análise modal estática consiste na determinação dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos associados a matriz Jacobiana reduzida. Inicialmente, é necessário entender o conceito de modo de instabilidade de tensão. Para o i -ésimo modo tem-se:

$$\Delta v_i = \frac{1}{\lambda_i} \Delta q_i \quad (2.7)$$

onde,

Δv_i : é a tensão modal

Δq_i : é a potência reativa modal

λ_i : é o autovalor

Cada tensão modal é uma combinação linear das variáveis das tensões das barras do sistema, e cada potência modal é uma combinação linear das respectivas potências reativas das barras do sistema.

Analisando a equação (2.7) temos que para:

$$\lambda_i = 0,$$

qualquer variação de reativos na barra i irá causar uma variação muito grande na sua tensão causando o colapso de tensão.

$$\lambda_i > 0,$$

as variações Δv_i e Δq_i ocorrem no mesmo sentido, indicando que o sistema é estável.

$$\lambda_i < 0,$$

as variações Δv_i e Δq_i ocorrem em sentido contrário, ou seja, um aumento na injeção de reativos causaria um decréscimo da tensão, indicando que o sistema é instável.

A partir do cálculo dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos de J_R são obtidos **fatores de participação (FP)** das barras de carga (tipo PQ) nos modos críticos, fornecendo informações importantes sobre os mecanismos da instabilidade e as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão.

O fator de participação (FP) da barra k no modo i é definido por:

$$\text{FP}_{ik} = \mathbf{u}_{ik} \mathbf{v}_{ki} \quad (2.8)$$

onde:

\mathbf{u}_{ik} : autovetor direito da barra k associado a λ_i

\mathbf{v}_{ki} : autovetor esquerdo da barra k associado a λ_i

Logo, o FP é o produto, elemento por elemento, dos autovetores esquerdo e direito da matriz Jacobiana reduzida J_R . Esse FP, por ser calculado considerando apenas a variação da potência reativa, é chamado de Fator de Participação Reativo de Carga (FPR de Carga), uma vez que a matriz reduzida J_R contém sensibilidades somente para barras de carga (tipo PQ).

Se J_R é singular, uma pequena variação de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras. As áreas críticas são identificadas pelos autovetores de J_R , revelando as barras onde o aumento de consumo de reativos da carga seria mais

prejudicial para a estabilidade do sistema. Ou seja, essas barras representam os melhores locais para corte de carga reativa (instalação de bancos de capacitores shunt ou de compensadores estáticos de reativos, por exemplo) [36].

A técnica de análise modal proposta por Gao, tem ampla aceitação em empresas de energia para a identificação de áreas/barras críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão. A principal aplicação dessa técnica reside na alocação de bancos de capacitores shunt visando à melhoria das margens de estabilidade de tensão [1,42]. No entanto, o método de Gao não permite avaliar a estabilidade de tensão sob o ponto de vista das variações de potência ativa, pois toda sua modelagem parte da hipótese de que a variação de potência ativa é nula ($\Delta P = 0$). Esse fato torna o método incapaz de avaliar o impacto de geradores e cargas (ativas) na margem de estabilidade de tensão do sistema.

A **análise modal expandida** proposta por Da Silva [36] preenche esta lacuna do método de Gao. O método de Gao baseia-se no senso comum de que as variações de tensão são mais sensíveis às variações de potência reativa, mas isso pode não ser verdade quando o sistema opera com carregamentos elevados, em regiões próximas ao ponto de singularidade da matriz Jacobiana. Nessa região, as sensibilidades em relação à potência ativa passam a ser significativas e podem ser, inclusive, maiores do que as sensibilidades relacionadas às variações de potência reativa. Dessa forma, ao levar em consideração as variações de potência ativa, Da Silva define os fatores de participação ativos, permitindo avaliar o impacto de geradores e cargas nas margens de estabilidade de tensão.

Complementando a Análise Modal Estática [42], a Análise Modal Expandida [36] considera que as variações de potência ativa ΔP podem causar variações significativas na tensão conforme a topologia do sistema e o seu nível de carregamento. Assim, o método define duas matrizes reduzidas: uma considerando

nulas as variações de potência ativa ($\Delta P = 0$), denominada J_{RQV} , idêntica a matriz J_R da análise modal estática conforme a Equação 2.6; e uma nova matriz reduzida denominada $J_{RP\theta}$, ao considerar as variações de potência reativa nulas ($\Delta Q = 0$).

Obtém-se a matriz reduzida $J_{RP\theta}$ de forma similar à demonstração realizada para obtenção da matriz reduzida J_R (agora renomeada J_{RQV}). Quando $J_{RP\theta}$ é singular, significa que uma pequena variação de potência ativa pode levar uma ou mais barras do sistema ao colapso de tensão. Portanto, o autovetor crítico de $J_{RP\theta}$ revela as barras onde acréscimos no consumo de potência ativa são mais prejudiciais para a estabilidade de tensão do sistema, identificando os melhores locais para corte de carga, expansão da geração, ou redespacho da geração objetivando a melhoria da margem de estabilidade de tensão.

Conforme se mostra em [36], as matrizes reduzidas contêm as mesmas informações da matriz Jacobiana completa e são singulares no mesmo ponto⁴. Assim, ambas as matrizes J_{RQV} e $J_{RP\theta}$ permitem identificar o ponto de colapso de tensão do sistema, uma sob o aspecto da potência reativa e a outra da potência ativa, respectivamente.

Portanto, retornando às Equações (2.2) e (2.3), obtêm-se ao considerar $\Delta P = 0$:

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (2.9)$$

onde:

⁴ Devido a essa equivalência, seria mais eficiente computacionalmente obter os autovetores e autovalores (e conseqüentemente os fatores de participação) diretamente da matriz Jacobiana completa, devido a sua esparsidade e por dispensar o cálculo das matrizes reduzidas, mas por motivos didáticos, nesse trabalho utilizam-se as matrizes jacobianas reduzidas que permitem uma melhor diferenciação dos fatores de participação relacionados as variações de potência ativa e reativa.

$$J_{RQV} = J_R, \text{ de acordo com a Equação (2.6)}$$

E, da mesma forma, considerando $\Delta Q = 0$ obtêm-se:

$$\Delta \theta = J_{RP0}^{-1} \Delta P \quad (2.10)$$

onde:

$$J_{RP0} = [J_{P0} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q0}] \quad (2.11)$$

Para a definição de uma metodologia de corte mínimo de carga, centra-se a atenção no **Fator de Participação Ativo (FPA)**, definido pela multiplicação dos autovetores direito e esquerdo associados ao autovalor crítico λ_i da matriz J_{RP0}

$$FPA_{ik} = u_{ik} v_{ki} \quad (2.12)$$

O motivo de tal destaque reside no fato do FPA fornecer uma classificação das barras cujas demandas/injeções de potência ativa causam o maior impacto na margem de estabilidade de tensão do sistema, o que permite realizar ações de controle relacionadas à saída de potência ativa dos geradores, e à demanda de potência ativa das barras de carga.

Para poder analisar separadamente os efeitos de geradores e barras de carga, o FPA é dividido em dois componentes:

$$\text{FPA} = \begin{bmatrix} \text{FPA}_{pV} \\ \text{FPA}_{pQ} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

onde:

FPA_{pV} : fator de participação ativo das barras de geração;

FPA_{pQ} : fator de participação ativo das barras de carga.

Quanto maior for o fator de participação ativo de uma determinada barra, maior será a variação na margem de estabilidade de tensão caso nela haja uma variação de potência ativa, ou seja, os maiores fatores de participação identificam os melhores locais para aumentar o despacho de potência ativa, ou para a realização de corte de carga, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão.

Diante do exposto, pode-se calcular com o método da continuação um ponto próximo ao ponto de singularidade da matriz Jacobiana, onde se aplica a análise modal expandida, permitindo a identificação das áreas críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão.

2.2.3 Fator de Participação Ativo das Barras de Carga: Testes Preliminares

Para familiarização com as metodologias discutidas nesse capítulo, bem como para avaliar sua aplicabilidade em um programa de corte mínimo de carga (como se sugere nesse trabalho), foram realizados alguns testes preliminares em dois sistemas: em um sistema de seis barras para um melhor entendimento de conceitos e no sistema *New England* de 39 barras, para complementação dos estudos. Os resultados aqui discutidos, relacionados aos Fatores de Participação Ativo das barras de carga, foram apresentados em [43].

O primeiro sistema teste utilizado consiste, basicamente, de três centros de carga atendidos por um gerador. A referência angular é fornecida por uma barra eletricamente distante, de modo que o suporte de potência reativa seja assumido quase integralmente pela barra PV (que também atende toda a demanda de potência ativa do sistema).

Na Figura 2.5 têm-se duas situações derivadas da topologia básica do sistema teste: um caso de barras com cargas diferentes e equidistantes eletricamente da geração, como mostra a Figura 2.5(a); e um caso onde as barras possuem cargas iguais, mas com distâncias elétricas da geração distintas, representado na Figura 2.5(b). Em ambos os casos a carga ativa total do sistema é de 390MW.

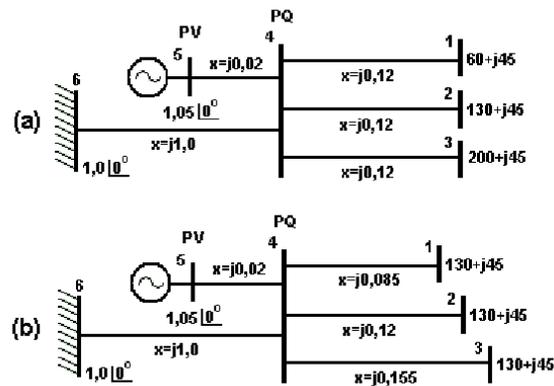


Figura 2.5 – Sistema teste: (a) barras de carga com demandas diferentes; (b) barras de carga com distâncias elétricas diferentes.

O teste consistiu em determinar o impacto das demandas de potência ativa das três barras de carga na margem de estabilidade de tensão do sistema para os casos (a) e (b) da Figura 2.5.

Todas as margens de estabilidade de tensão foram obtidas através de curvas PV, utilizando a tensão como parâmetro de continuação. No caso dos sistemas da Figura 2.5, a Barra 3 foi a barra piloto escolhida por corresponder a menor tensão.

Para o caso (a) da Figura 2.5, são mostrados na Figura 2.6(a) os fatores de participação para as três barras de carga. No Passo 1, que representa o caso base, vê-se que a Barra 3 tem um fator de participação bastante superior ao das demais barras sendo, portanto, a barra que mais afeta negativamente a margem de estabilidade de tensão do sistema. Transferiu-se carga ativa da Barra 3 para a Barra 1 em passos de 10MW, até que ambas atingissem 130MW. Nos passos de 2 a 8 tem-se a variação dos fatores de participação e da margem de estabilidade de tensão do sistema, de acordo com a transferência de carga ilustrada na Figura 2.6(b).

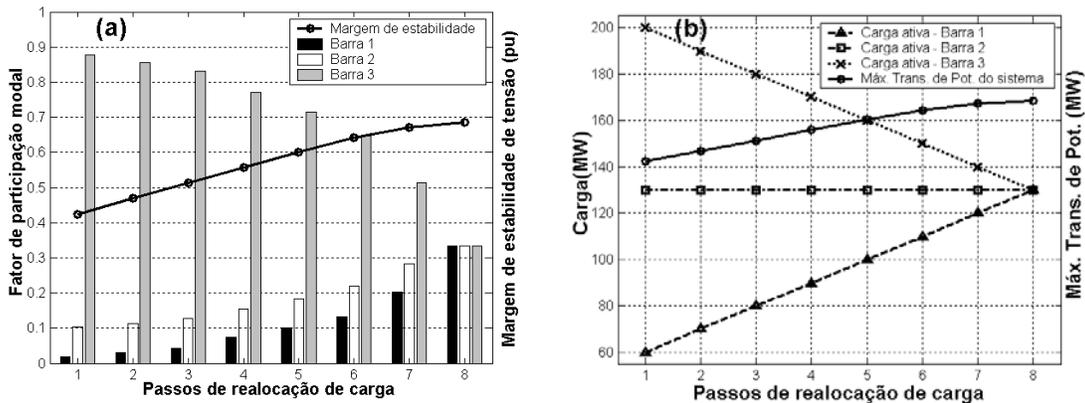


Figura 2.6 – Efeitos da realocação de carga na margem de estabilidade de tensão do sistema: (a) Fator de participação modal e margem de estabilidade; (b) Carga ativa das barras e máxima transferência de potência do sistema.

Como se pode notar há um ganho significativo na margem de estabilidade de tensão, passando de 42,46% para 68,47%, apenas fazendo uma melhor distribuição de carga entre as barras, mantendo seu valor total.

Na Figura 2.7(a) compara-se a evolução da margem de estabilidade obtida transferindo-se carga da Barra 3 para a Barra 1, com a margem obtida simplesmente cortando carga na Barra 3. A Figura 2.7(b) ilustra os passos de corte de 10MW aplicados até a Barra 3 atingir 130MW. Nessa figura mostra-se que o corte de carga produz um ganho ainda maior na margem de estabilidade de tensão (79,19% de margem),

do que a distribuição de carga entre as barras mostrada na Figura 2.6. Isso poderia ser concluído intuitivamente, dado à simplicidade do sistema da Figura 2.5(a), mas chama a atenção o fato da diferença passar a ser significativa somente após o 5º passo, quando a disparidade entre os fatores de participação, Figura 2.6(a), é menor.

Neste caso, os resultados fazem da realocação de carga uma alternativa bastante superior ao corte de carga, por atingir valores de margem de estabilidade de tensão similares mantendo a mesma demanda do sistema.

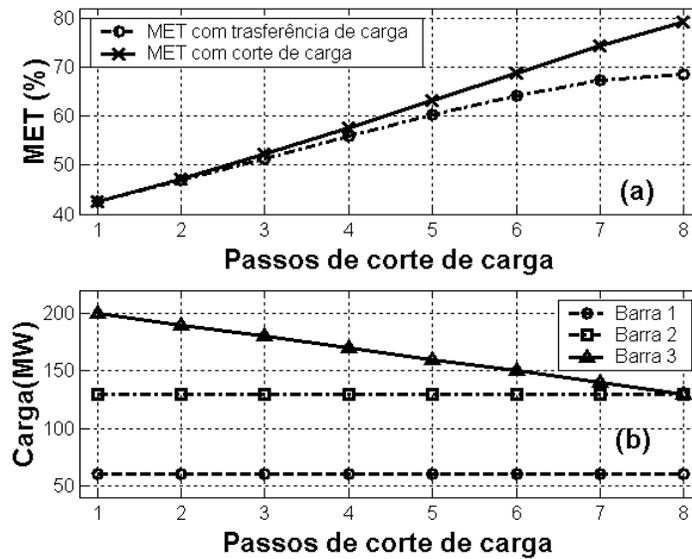


Figura 2.7 – (a) Margem de estabilidade de tensão (MET); (b) Corte de carga na Barra 3.

Mostra-se dessa forma que assim como se interpretam altos fatores de participação como indicação de grande impacto na margem de estabilidade de tensão, também pode-se dizer o inverso: baixos fatores de participação indicam pouco impacto na margem de estabilidade. Portanto, a Barra 1 apresenta-se como preferencial para acréscimos de carga, tanto que ao receber carga seus efeitos negativos na margem de estabilidade foram pequenos em comparação ao ganho proporcionado pela retirada de carga na Barra 3.

Retornando ao sistema da Figura 2.5(b), têm-se os fatores de participação para as três barras de carga na Figura 2.8(a). O passo 1 representa o caso base e similarmente ao caso anterior, onde a barra mais carregada teve o maior fator de participação, vê-se que a barra mais distante eletricamente do gerador é a que mais afeta a margem de estabilidade do sistema, no caso, a Barra 3.

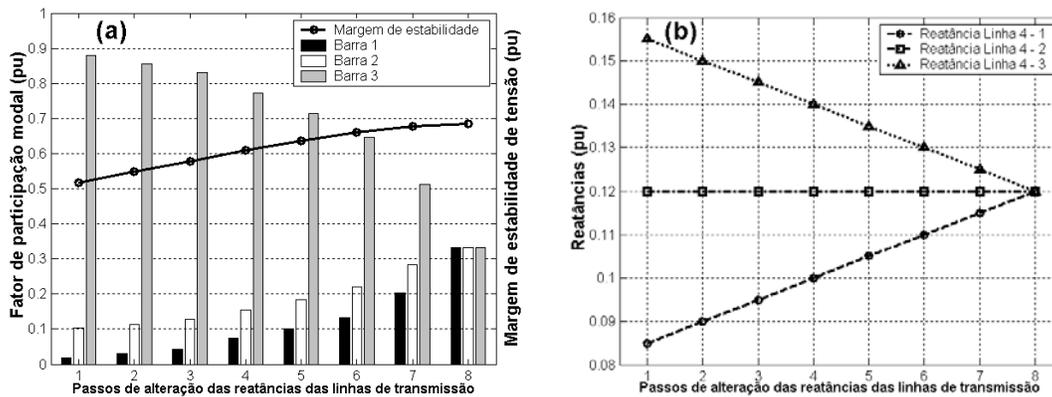


Figura 2.8 – Efeitos da variação da reatância das linhas de transmissão na margem de estabilidade do sistema: : (a) Fator de participação modal e margem de estabilidade; (b) Reatância das linhas de transmissão

Nos passos de 2 a 8 tem-se a evolução dos fatores de participação modal e da margem de estabilidade de tensão do sistema a medida em que se alteram as reatâncias das linhas 4-3 e 4-1, em passos de 0,005pu, até que se igualem ao valor de 0,12pu. Vale ressaltar que se trata de uma simulação que pode ser interpretada como compensação série nas linhas de transmissão.

Nos resultados descritos, Figuras 2.6 e 2.8 especialmente, mostra-se que os fatores de participação estão intimamente ligados à topologia e ao ponto de operação do sistema, mostrando serem bons indicadores das margens de segurança com que se está operando o sistema e onde intervir para melhorá-las.

Interpreta-se a melhoria da margem de estabilidade como sendo fruto da redução das perdas reativas do sistema através da redistribuição de carga ou da compensação das linhas de transmissão, onde conseqüentemente melhora-se o perfil de tensão e aumenta-se a reserva de reativos dos geradores. Assim, quanto mais equilibrados forem os fatores de participação, mais próximo estará o sistema de uma situação de perdas mínimas e de máxima margem de estabilidade de tensão.

No sistema *New England* avaliou-se mais especificamente os efeitos do corte de carga na margem de estabilidade de tensão do sistema, comparando-se os resultados com os fatores de participação modal.

A metodologia consistiu em arbitrar um ganho de 1% na margem de estabilidade de tensão e testou-se, individualmente em cada barra de carga, qual o corte de carga necessário para atingir tal meta.

Na Figura 2.9(a) têm-se os fatores de participação das barras de carga do sistema *New England* para o caso base e na Figura 2.9(b) têm-se os cortes de carga realizados nas barras correspondentes.

Analisando-se primeiramente a região I da Figura 2.9(b) (barras em preto), vê-se que o corte necessário nessas barras para atingir 1% de ganho na margem de estabilidade reflete-se de forma inversa aos fatores de participação, ou seja, as barras com maiores fatores de participação necessitaram menor corte de carga para atender a meta e vice-versa. As discrepâncias observadas devem-se ao fato dos fatores de participação modal serem obtidos através da análise linearizada do sistema, que é válida somente para variações incrementais [1,2,36,41]. Mas mesmo para as grandes variações de carga apresentadas na Figura 2.9(b) percebe-se que os fatores de participação realmente indicam as barras que mais afetam a margem de estabilidade de tensão.

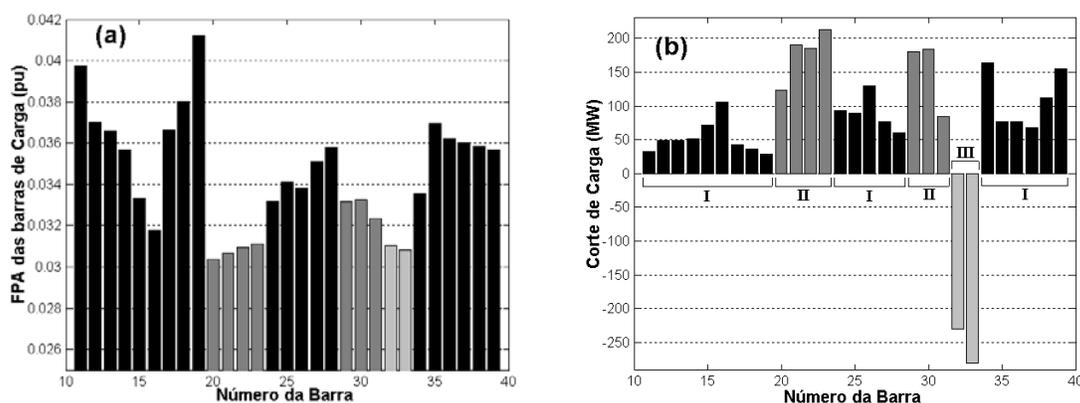


Figura 2.9 – (a) Fatores de participação modal das barras de carga; (b) Corte de carga por barra, necessário para um ganho de 1% na margem de estabilidade de tensão.

Na região II da Figura 2.9 (barras em cinza escuro), têm-se barras com FPA predominantemente baixos, onde mesmo com cortes de carga consideravelmente superiores, não se conseguiu atingir 1% de aumento na margem. Apresentaram uma característica de baixa variação da margem de estabilidade em relação à diminuição da demanda e, além disso, valores de corte superiores aos apresentados na Figura 2.9(b) fazem com que a margem de estabilidade decresça. Tomando-se, por exemplo, a Barra 19 (pertencente à região I) com um fator de participação modal de 4,12%, tem-se que foi suficiente um corte de 28,7MW para alcançar a meta de 1% de ganho, já na Barra 23 (pertencente à região II) com um fator de participação de 3,11%, mesmo com um corte de 212,4 MW, o máximo de ganho que se conseguiu na margem de estabilidade de tensão foi de 0,63%.

Na região III da Figura 2.9, que engloba as Barras 32 e 33, tem-se um comportamento bastante distinto das demais. Nestas barras necessitou-se acrescentar carga para que a margem de estabilidade de tensão crescesse. Em ambas, qualquer valor de corte implicou em redução da margem. Na Barra 33, por exemplo, conseguiu-se um crescimento máximo de 0,80% na margem de estabilidade para um aumento de carga de 280 MW. Similarmente à região II, a região III caracterizou-se por barras com baixo fator de

participação, baixa variação na margem de estabilidade com a variação da demanda e incapacidade de atingir a meta de 1% de ganho.

Esses resultados são importantes, pois mostram que cortes de carga em barras inadequadas resultariam apenas em prejuízos para o sistema, visto que nessas barras necessitam-se cortes de grandes parcelas de potência para pequenos ganhos na margem de estabilidade de tensão.

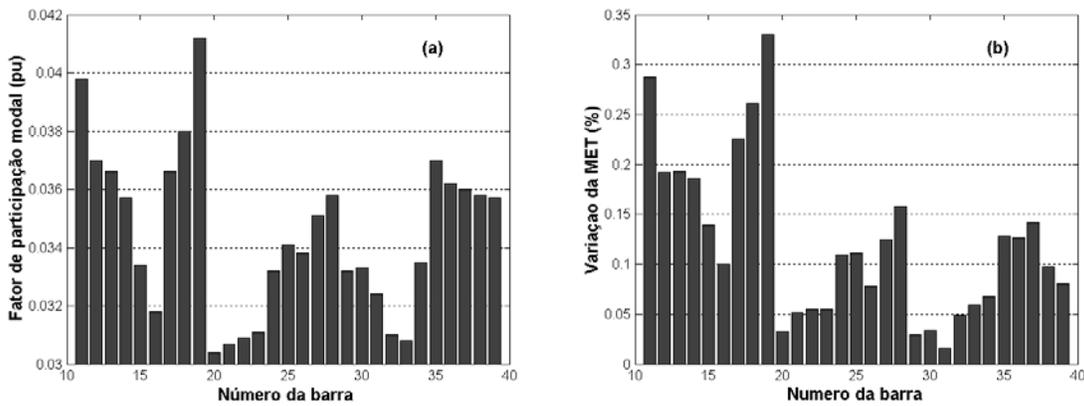


Figura 2.10 – (a) Fatores de participação modal das barras de carga; (b) Variação percentual na Margem de Estabilidade de Tensão – MET, para um corte individual de 5MW em cada barra de carga.

A Figura 2.10 mostra que para pequenas variações no carregamento os fatores de participação modal representam ainda melhor o comportamento não linear do sistema. O teste consistiu em verificar a variação percentual absoluta na margem de estabilidade de tensão, em relação ao caso base, a medida em que se cortava 5MW de carga, isoladamente, barra por barra. Nota-se que as variações na margem, Figura 2.10(b), é bastante semelhante aos fatores de participação das barras de carga, Figura 2.10(a), reforçando a discussão de que esses últimos apontam as barras que mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema.

2.2.4 Alívio de Congestionamento via Fatores de Participação Modal

Visto que o aumento da margem de estabilidade de tensão (ou, o aumento da máxima capacidade de transferência de potência) é viabilizado pela redução das perdas do sistema, pode-se interpretá-lo, também, como resultado do alívio no congestionamento da malha de transmissão. Com esse propósito, foram realizados testes onde se propõe que os fatores de participação modal podem ser uma ferramenta útil na definição de esquemas de gerenciamento de congestionamento. Essas idéias são discutidas em [44] e seus resultados são apresentados a seguir.

O nível de segurança na operação de sistemas elétricos de potência é avaliado segundo aspectos estáticos e dinâmicos e diz-se que um determinado despacho de energia causa congestionamento do sistema, quando há violação de pelo menos um dos limites de segurança. Segurança estática refere-se aos limites de fluxo de potência e aos limites de níveis de tensão aceitáveis para operação. Já segurança dinâmica deriva dos limites relacionados ao comportamento dinâmico do sistema, como aqueles determinados por avaliações de estabilidade transitória (*TSA - Transient Stability Assessment*) e por avaliações de estabilidade de tensão (*VSA - Voltage Security Assessment*) [11].

Congestionamento devido à segurança estática é a principal restrição para transmissão de energia analisada até então, pois sua detecção é realizada através de modelos de fluxo de carga simplificados (normalmente Fluxo de Carga DC) que apresentam pequeno custo computacional, permitindo o estudo de diversos cenários, auxiliando na definição da capacidade de transmissão ainda disponível (*ATC - Available Transfer Capability*) entre duas áreas de um sistema [11].

No entanto, com o crescente nível de carregamento dos sistemas elétricos, passa a ser importante avaliar restrições dinâmicas de segurança, além de definir mecanismos para contornar possíveis situações

de congestionamento geradas por violações de tais restrições. Assim, a análise modal expandida pode ser uma ferramenta útil na definição de esquemas de gerenciamento de congestionamento por dois aspectos:

- a) A análise modal depende da obtenção da curva PV do sistema (para obtenção do modo crítico), o que conseqüentemente, traria informações sobre possíveis violações de restrições de margens mínimas de estabilidade de tensão, revelando se o sistema está congestionado do ponto de vista de uma importante restrição de segurança dinâmica;
- b) Independentemente da violação ser sobre restrições de segurança estáticas ou dinâmicas (excetuando-se aquelas relacionadas à estabilidade de ângulo e de grandes perturbações), pode-se aliviar o congestionamento partindo das informações dos fatores de participação modal. Através de redespacho dos geradores, de inclusão de dispositivos de controle de potência reativa e incentivo de cargas interruptíveis nos locais indicados pelos fatores de participação, consegue-se diminuir as perdas do sistema, pois consegue-se um melhor direcionamento dos fluxos de energia ativa e reativa através dos ramos. Dessa forma, pode-se melhorar o perfil de tensão do sistema, contornando violações de limites de tensão, aliviar o intercâmbio de potência em um ramo específico, contornando violações da máxima capacidade de transferência do ramo, além do principal benefício que é o aumento na margem de estabilidade de tensão, contornando possíveis violações do limite de margem mínima de estabilidade de tensão.

Com esse propósito, foram realizados testes no sistema *New England* que consistiram em avaliar os efeitos da compensação reativa (nas barras de carga) e do redespacho ativo dos geradores na margem de

estabilidade de tensão do sistema, segundo a direção indicada pelos fatores de participação reativo e ativo, respectivamente.

A Figura 2.11 apresenta os Fatores de Participação Reativo (FPR) das barras de carga, para o caso base. Similarmente ao FPA, os Fatores de Participação Reativo indicam as barras onde mudanças na injeção/consumo de potência reativa causam maior impacto na margem de estabilidade. Dessa forma, aumentos na injeção de potência reativa nas barras com altos FPR resultariam em maiores ganhos na margem de estabilidade de tensão.

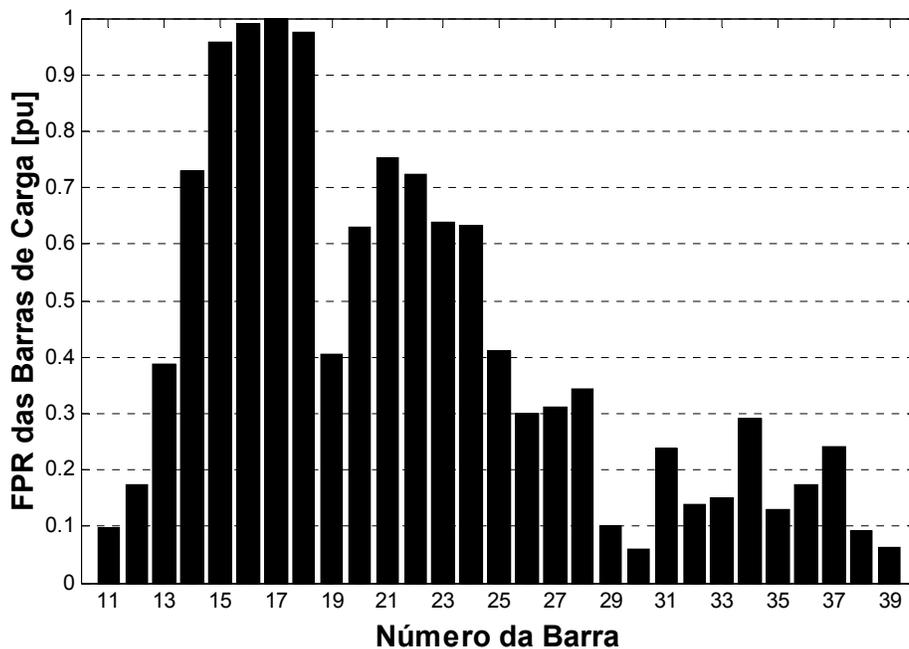


Figura 2.11 – Fatores de participação reativo das barras de carga.

Os testes consistiram em simular compensação de reativos com a inclusão de um *SVC* (*Static Var Compensator*). Sua modelagem consistiu na conexão de uma barra PV fictícia (com $P=0$) à barra cuja tensão se desejava controlar, através de um ramo cuja reatância é igual ao valor em pu do inverso do ganho do SVC [1].

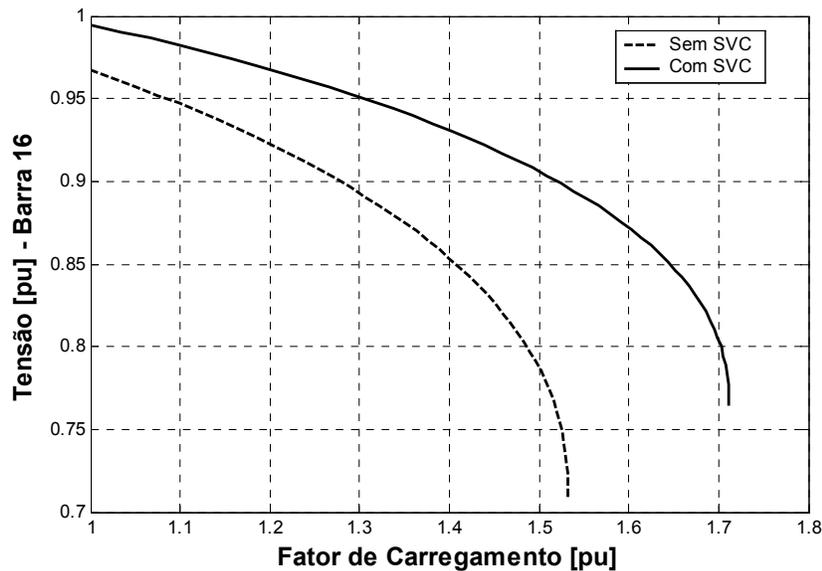


Figura 2.12 – Margem de estabilidade de tensão do sistema com inclusão de SVC na Barra 16.

Na Figura 2.12 tem-se a margem de estabilidade de tensão do sistema para o caso base e quando ocorre a inclusão de um SVC na Barra 16. Nota-se que há um aumento significativo da capacidade de transferência de potência do sistema, além da melhora no perfil de tensão.

Para checar o relacionamento dos fatores de participação reativos com o impacto das barras sobre a margem de estabilidade de tensão, foi alternada a conexão do SVC em cada uma das barras de carga e verificado o ganho proporcionado na margem. Na Figura 2.13 percebe-se que a inclusão de SVC nas barras com maiores fatores de participação fornece melhores resultados.

Quando se comparam as Figuras 2.11 e 2.13 podem ser percebidas pequenas discrepâncias entre elas. Tais discrepâncias podem ser atribuídas à modelagem do SVC, o qual não teve limitações em sua capacidade de injeção de reativos, quando a análise modal é válida apenas para variações incrementais. Independente disso, nota-se que existe grande similaridade entre essas figuras. Além de indicar que em

determinados locais a alocação de compensação de reativos pode não trazer os benefícios desejados, mesmo que a capacidade do dispositivo adotado seja “infinita”.

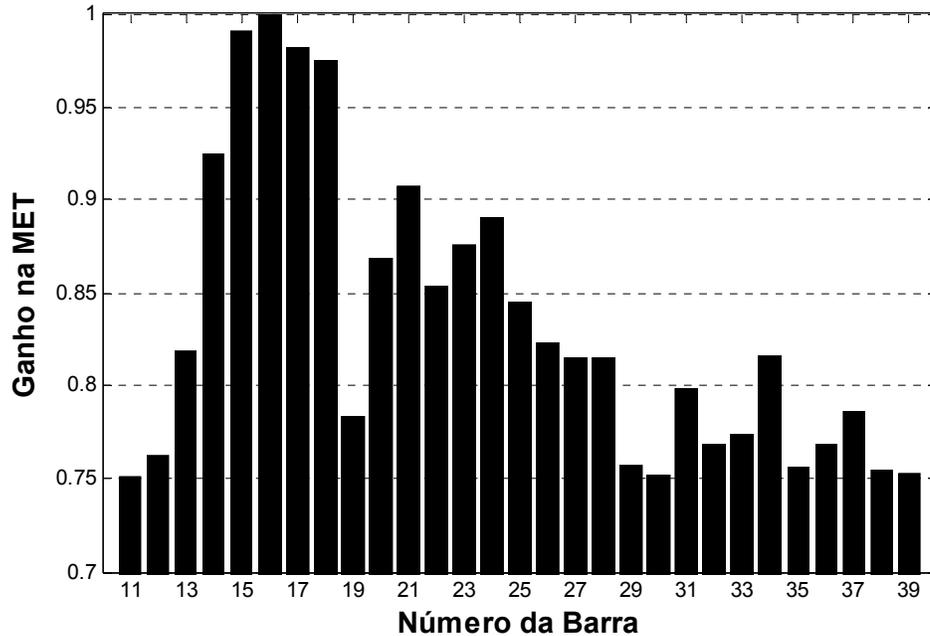


Figura 2.13 – Ganho na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) com inclusão de SVC nas barras de carga.

Os testes a seguir foram realizados para avaliar o impacto do redespacho de potência ativa dos geradores no alívio do congestionamento do sistema.

A Figura 2.14 mostra os fatores de participação ativos dos geradores para o caso base. A Barra 2 não possui FPA pois essa é a barra de referência do sistema, cujas sensibilidades são retiradas da matriz jacobiana do fluxo de carga convencional.

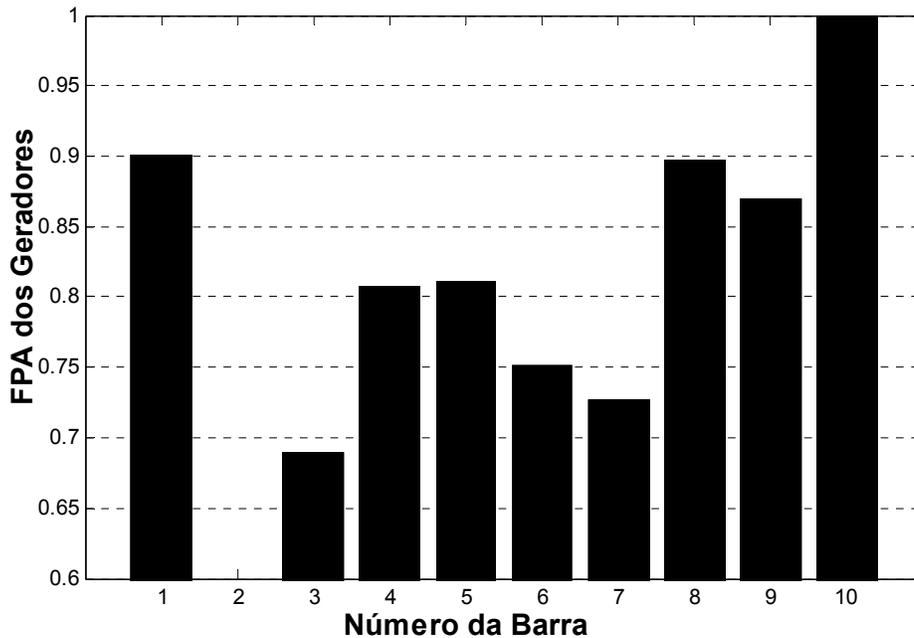


Figura 2.14 – Fatores de Participação Ativos (FPA) das barras de geração.

Os FPA maiores indicam os geradores que devem ser incentivados a gerar mais potência ativa, portanto, procedeu-se o redespacho dos geradores reduzindo a geração da Barra 3 em 20MW e aumentando em mesmo valor, alternadamente, a geração de cada um dos outros geradores.

A Figura 2.15 mostra os resultados do redespacho onde novamente os melhores ganhos foram obtidos nas barras que possuem maior fator de participação. Note que não existe ganho para a Barra 3, pois todos os resultados têm essa barra como referência. Tomando a Barra 1 como exemplo, a figura deve ser interpretada da seguinte forma: ganho proporcionado na margem de estabilidade de tensão quando aumenta-se a geração da Barra 1 em 20MW e reduz-se a geração da Barra 3 em mesma quantia.

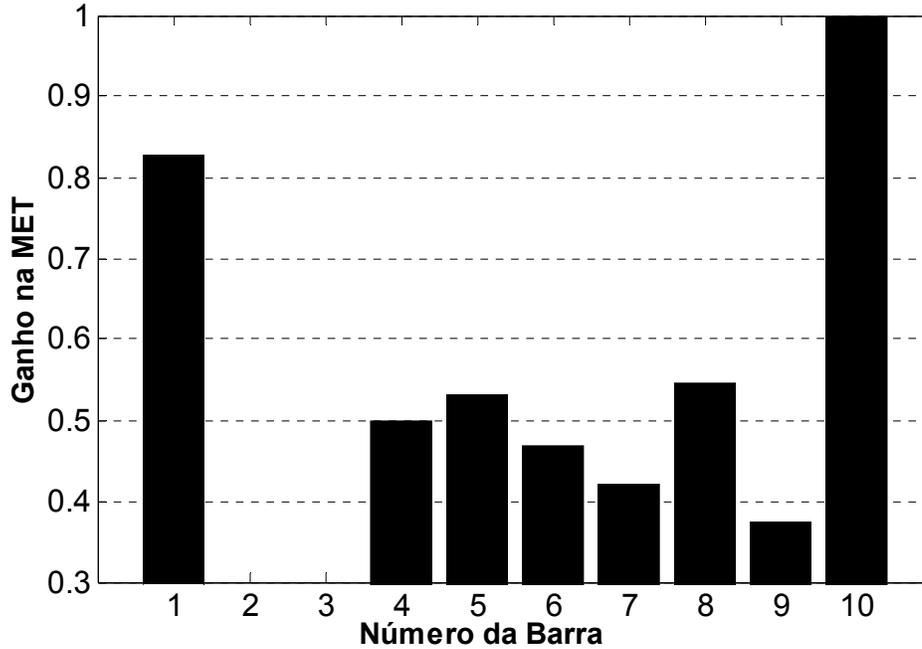


Figura 2.15 – Ganho na Margem de Estabilidade de Tensão através de redespacho de potência ativa.

Todos os resultados aqui discutidos revelam a importância de metodologias de identificação de áreas críticas, mostrando que a análise modal expandida, pode auxiliar em estudos de sistemas de potência sob enfoques diferenciados, poupando tempo de análise e ajudando na tomada de decisões.

2.2.5 Influência da Modelagem da Carga

Nos estudos de estabilidade de tensão deve-se dispensar atenção especial aos dispositivos de controle de potência reativa e ao comportamento da carga agregada, visto que toda a dinâmica do fenômeno de instabilidade de tensão pode ser atribuída a resposta desses componentes do sistema [1,2,16,30-32].

Dessa forma, quando se toma a decisão de reduzir o carregamento do sistema visando garantir sua operação estável, uma modelagem adequada da carga é de extrema importância na definição dos locais e montantes de corte de carga a serem efetuados [16].

Existem diversos modelos disponíveis na literatura para a representação dos comportamentos dinâmicos e de regime permanente das cargas [45-49], mas as dificuldades em determinar o comportamento das cargas de cada sistema fazem com que não haja consenso sobre o modelo mais adequado para estudos de estabilidade [46].

As dificuldades dizem respeito à forma com que os barramentos de alta tensão “enxergam” a carga. Nesses barramentos não se distingue o comportamento de cargas isoladas, vê-se apenas o comportamento daquilo que se denomina “carga agregada”, que consiste no comportamento associado à resposta conjunta de todas as cargas ligadas ao barramento, à forma como essas cargas são utilizadas pelos consumidores, aos dispositivos e equipamentos de controle de tensão, bem como à topologia das redes de distribuição que as alimentam. São tantos os fatores que influenciam no comportamento da carga agregada, que em sistemas reais uma determinada modelagem matemática pode não ser válida para todas as barras, além de uma mesma barra exigir-se modelos diferentes para cada hora do dia e para cada período sazonal do ano [31,47].

Portanto, em estudos de estabilidade de tensão é bastante comum a modelagem da carga apenas como um consumo de potência constante, especialmente naqueles baseados nas equações de fluxo de potência. Tal modelagem é normalmente utilizada, pois na ausência de maiores informações sobre a carga do sistema em estudo, espera-se que admissão de seu comportamento como potência constante corresponda ao cenário mais pessimista [31,32].

Mas em se tratando de medidas preventivas e emergenciais para assegurar a operação estável do sistema, o corte de carga é aquela cujos prejuízos sócio-econômicos para a sociedade são mais evidentes. Dessa forma, a utilização de modelos condizentes com o real comportamento da carga pode devolver margens adequadas de segurança ao sistema, minimizando os prejuízos decorrentes do corte de carga. Há de se deixar claro que a adoção de modelos “pessimistas” só se justifica quando não se possuem informações precisas sobre o sistema, pois tal postura contradiz qualquer metodologia de definição de corte “mínimo” de carga.

Além da necessidade de conhecimento das características da carga do sistema, uma definição de prioridades de corte de carga adequada ao problema pode trazer diferenças significativas na definição dos montantes de corte de carga, bem como no grau de segurança do sistema. Aqui serão abordados alguns aspectos dessa questão.

Normalmente, nos estudos de sistemas elétricos de potência sobre estabilidade e planejamento da operação desprezam-se características particulares dos sistemas de distribuição de energia, modelando seu comportamento apenas como injeções de potência ativa e reativa nas subestações da malha de transmissão. Tal modelagem facilita as análises, mas havendo necessidade de suspender parte do fornecimento de energia realizado por uma barra específica, a escolha dos consumidores/alimentadores a serem desligados pode influenciar no comportamento do sistema.

Visando minimizar os prejuízos sócio-econômicos sobre a região em condições emergenciais de fornecimento de energia, o Decreto Nº 93.901 de 1987, por exemplo, define uma prioridade de corte de carga que poupa o setor produtivo (indústrias e empresas agropecuárias) em detrimento de cortes mais severos em consumidores residenciais, comerciais e iluminação pública.

Tal postura pode alterar o comportamento da carga agregada, tornando sua resposta mais próxima de cargas de potência constante, devido à manutenção do fornecimento a indústrias (cujas cargas são predominantemente de potência constante) e ao desligamento de consumidores residenciais e comerciais (nos quais predominam cargas de impedância constante) [47]. Essa prioridade definida especialmente sob um enfoque econômico pode satisfazer requisitos de redução da demanda para fins energéticos, mas sob o ponto de vista de estabilidade, pode-se deixar o sistema mais suscetível ao colapso de tensão, além de conduzir ao desligamento de um número maior de consumidores para obter uma mesma margem de estabilidade de tensão.

Na Figura 2.16, tem-se o sistema de 6 barras utilizado para ilustrar os efeitos da modelagem da carga na definição dos montantes de corte de carga para aumento da margem de estabilidade de tensão.

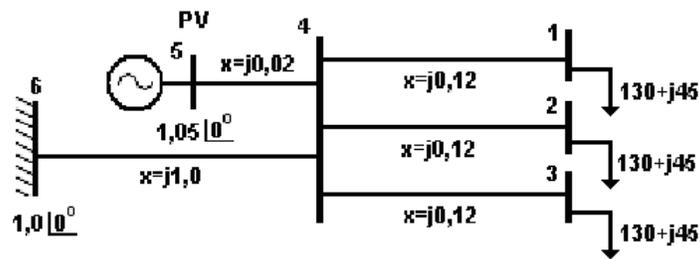


Figura 2.16 – Sistema teste.

Existem diversos modelos para representação da carga em estudos estáticos de estabilidade de tensão. Nos testes aqui apresentados foi utilizado um modelo polinomial, também referido na literatura como modelo ZIP [1], descrito nas equações 2.14 e 2.15:

$$\begin{aligned} P_c &= (a + bV + cV^2)P_o \\ Q_c &= (d + eV + fV^2)Q_o \end{aligned} \quad (2.14)$$

$$\left. \begin{array}{l} 0 \leq a \leq 1 \\ 0 \leq b \leq 1 \\ 0 \leq c \leq 1 \\ 0 \leq d \leq 1 \\ 0 \leq e \leq 1 \\ 0 \leq f \leq 1 \\ a + b + c = 1 \\ d + e + f = 1 \end{array} \right\} \quad (2.15)$$

Onde: P_c e Q_c são, respectivamente, as potências ativa e reativa efetivamente consumidas; P_o e Q_o são as potências ativa e reativa “nominais” da carga, ou seja, as potências demandadas quando a tensão em seu barramento é igual a 1pu; V é a magnitude da tensão na barra em que se conecta a carga; e ' a ', ' b ', ' c ', ' d ', ' e ', e ' f ' são os coeficientes que definem o tipo de carga:

' a ' e ' d ' correspondem a parcela da carga agregada que responde como potência ativa e reativa constantes, respectivamente;

' b ' e ' e ' correspondem a parcela da carga agregada que responde como corrente ativa e reativa constantes, respectivamente;

' c ' e ' f ' correspondem a parcela da carga agregada que responde como resistência e reatância constantes, respectivamente.

Foi escolhido um modelo de carga diferente para cada barra, de modo a avaliar tanto a eficácia dos Fatores de Participação Ativo na identificação de barras críticas, como o impacto de cada modelo de carga nas margens de estabilidade de tensão do sistema.

No sistema da Figura 2.16, P_o e Q_o são idênticos para as três barras de carga, valendo, respectivamente, 130MW e 45MVA_r. A Barra 5 possui uma geração fixa de 390MW, sendo que apenas a Barra 6 (Barra slack) responde pelos incrementos de carga no cálculo das curvas PV e Vλ. A Barra 1 foi modelada como potência constante ($a=d=1$, $b=e=0$ e $c=f=0$), a Barra 2 foi modelada como corrente constante ($a=d=0$, $b=e=1$ e $c=f=0$) e finalmente, a Barra 3 foi modelada como impedância constante ($a=d=0$, $b=e=0$ e $c=f=1$).

Na Figura 2.17 têm-se os fatores de participação ativo para o caso base. Nota-se que a Barra 1, modelada como potência constante, é aquela que mais afeta a margem de estabilidade de tensão, visto que possui o maior FPA.

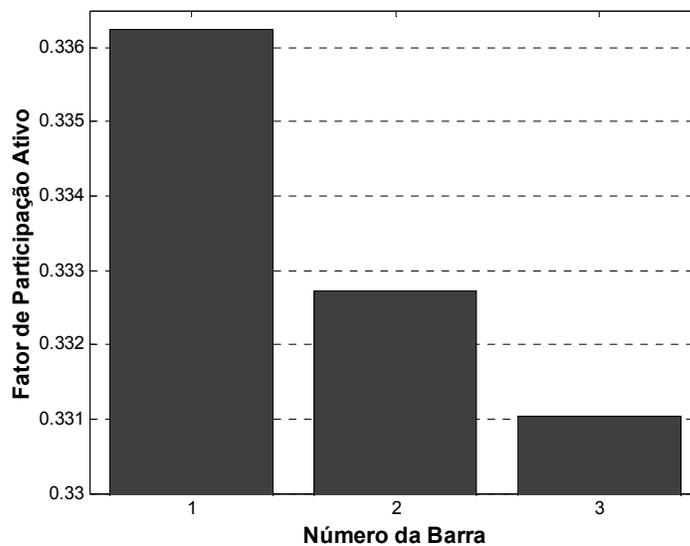


Figura 2.17 – Fator de participação ativo para o caso base.

Foram executados cortes de carga em passos de 5MW alternadamente em cada barra, até um corte máximo de 30MW, verificando-se seus efeitos sobre o comportamento do sistema. Os resultados podem ser observados nas Figuras 2.18 a 2.22.

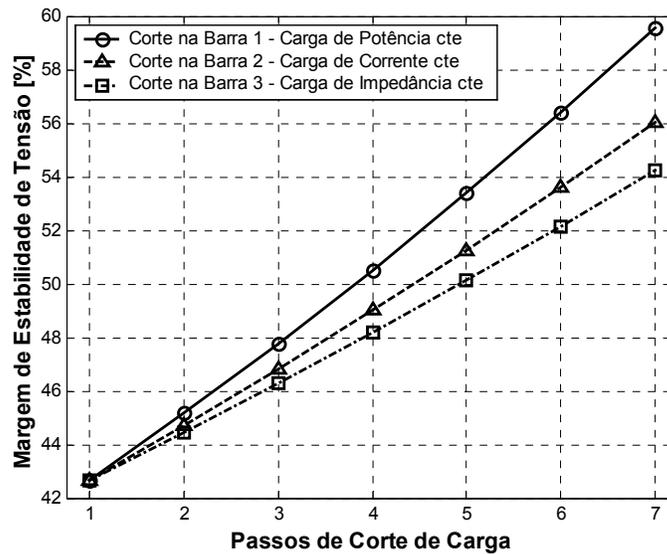


Figura 2.18 – Evolução da margem de estabilidade de tensão em função do corte de carga.

Na Figura 2.18 mostra-se que para os mesmos montantes de corte, conseguem-se maiores ganhos na margem de estabilidade de tensão quando esses são aplicados nas cargas de potência constante e que o pior desempenho acontece para as cargas de impedância constante.

O aumento da margem de estabilidade de tensão está associado à redução das perdas do sistema e, conseqüentemente, ao aumento da reserva de reativos. Na Figura 2.19, ilustra-se esse comportamento, onde os cortes efetuados na Barra 1 proporcionaram a maior redução das perdas, ou em outras palavras, o maior alívio do sistema de transmissão.

Nas Figuras 2.20, 2.21 e 2.22, tem-se a variação dos fatores de participação ativo em função do corte dos três tipos de carga testados. Quando o corte de carga é realizado sobre as cargas de potência constante há uma redução na diferença entre os FPA, indicando que o impacto na MET produzido pela Barra 1, vai se tornando menor em relação as demais barras, na medida em que sua demanda vai sendo reduzida (Figura 2.20).

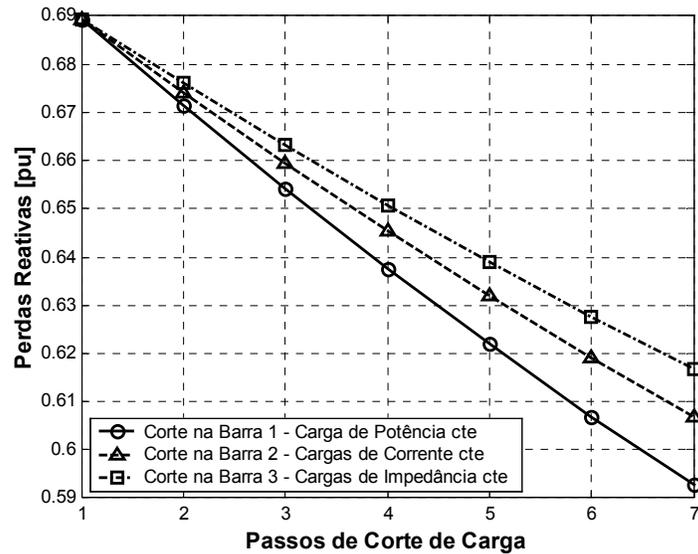


Figura 2.19 – Evolução das Perdas Reativas com corte de carga.

Já quando o corte é efetuado em cargas de corrente, ou impedância constante (Figuras 2.21 e 2.22, respectivamente), nota-se que há um aumento na distância entre os FPA, reforçando a indicação da Barra 1 (potência constante) como preferencial para corte de carga visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão.

Esses últimos resultados mostram que os fatores de participação são sensíveis às mudanças na topologia do sistema. Isso implica que a adoção de modelos de carga mais condizentes com o comportamento real da carga agregada pode tornar as informações dos FPA mais precisas, conduzindo a minimização dos prejuízos ocasionados por cortes de carga desnecessários.

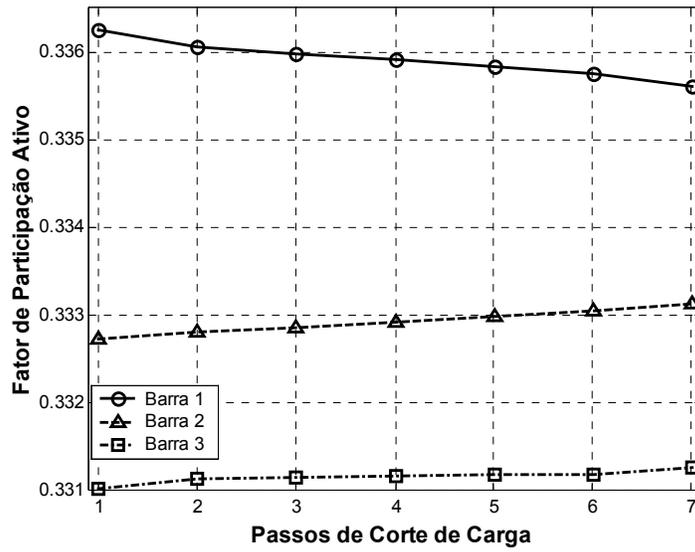


Figura 2.20 – Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 1 (potência constante).

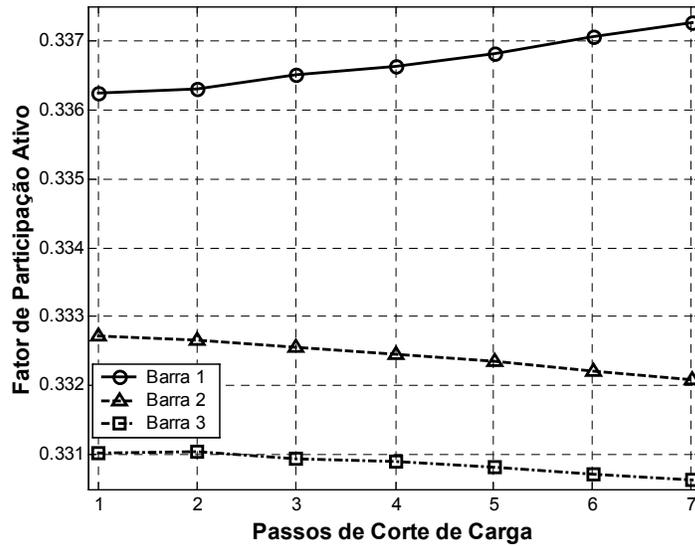


Figura 2.21 – Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 2 (corrente constante).

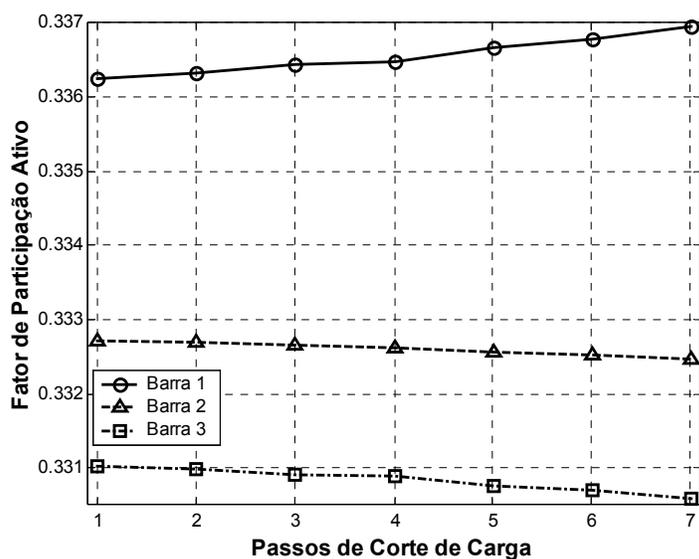


Figura 2.22 – Evolução dos Fatores de Participação Ativo em função do corte de carga na Barra 3 (impedância constante).

A Figura 2.23 mostra através das curvas $V\lambda$ como o corte nos diferentes tipos de carga proporciona o aumento da margem de estabilidade de tensão, fazendo com que o sistema opere em uma região mais segura.

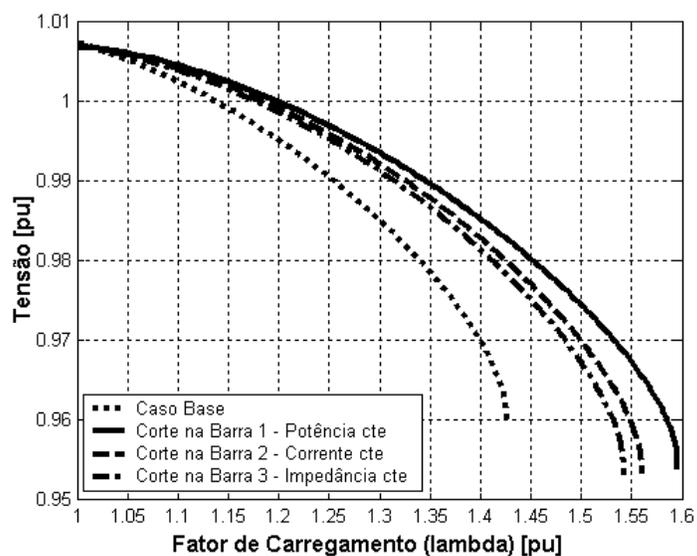


Figura 2.23 – Curva $V\lambda$ do sistema teste.

É importante ressaltar que a margem de estabilidade de tensão, nesse caso, é avaliada em função da curva $V\lambda$ e não da curva PV. Portanto nesses testes, atingir um maior fator de carregamento (λ - lambda) significa simplesmente que o sistema aumentou a distância do ponto de operação para o ponto de colapso de tensão (“nariz” da curva $V\lambda$). Isso não implica, necessariamente, em alteração da máxima potência que o sistema pode atender de forma efetiva.

A Figura 2.24 ilustra a curva PV do sistema, traçada para facilitar essa discussão. Ela foi obtida adotando-se o mesmo modelo de carga para as barras 1, 2 e 3. Foram então calculadas três curvas PV: para as cargas modeladas como potência constante, como corrente constante e como impedância constante.

Como resultado, têm-se três curvas coincidentes, mostrando que o ponto de máxima transferência de potência do sistema mantém-se inalterado, independente do modelo de carga adotado. A grande diferença em relação às cargas de potência constante está no limite de estabilidade de tensão, que para cargas dependentes da tensão, deixa de coincidir com o ponto de máxima transferência de potência (“nariz” da curva PV), permitindo que o sistema encontre pontos de operação estáveis na parte inferior da curva.

Dessa forma, quando existem cargas dependentes da tensão na modelagem do sistema, atingir um fator de carregamento (λ) maior pode ser interpretado como o atendimento de um número maior de consumidores e não necessariamente, como o atendimento de uma maior demanda de potência. Já quando as cargas são todas modeladas como potência constante, as curvas PV e $V\lambda$ são coincidentes, fazendo com que os limites de máxima transferência de potência e de estabilidade de tensão sejam representados pelo mesmo ponto, o “nariz” de uma dessas curvas.

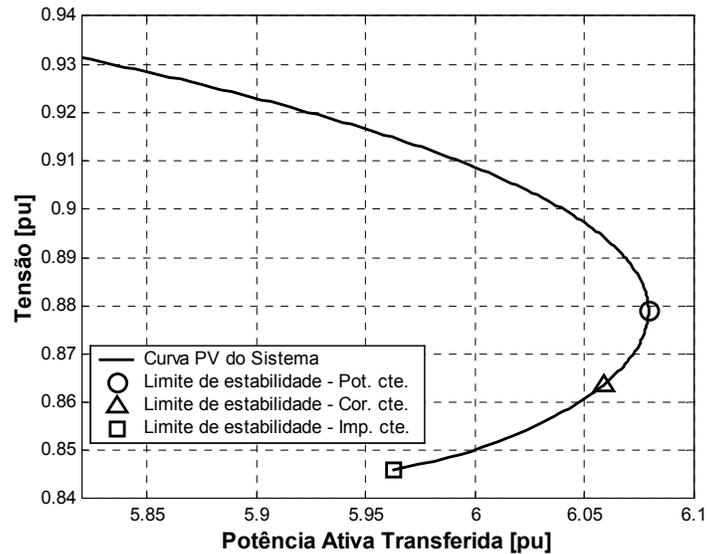


Figura 2.24 – Ilustração dos limites de estabilidade de tensão do sistema através da curva PV, para três diferentes modelos de carga: potência constante; corrente constante e impedância constante.

Retornando a questão do impacto dos diferentes tipos de carga sobre a estabilidade do sistema, os resultados mostram que o corte mínimo de carga implica no corte das cargas de potência constante. Portanto, uma prioridade de corte de carga definida sob o enfoque das restrições de estabilidade de tensão deve considerar tal característica.

Mantendo a visão de evitar os prejuízos que cortes no setor produtivo podem trazer, ressalta-se a importância de medidas de incentivo a cargas interruptíveis, onde seriam fornecidas tarifas diferenciadas para consumidores (com predomínio de cargas de potência constante) que permitam a suspensão de seu fornecimento de energia em casos de margens de estabilidade de tensão reduzidas.

Isso reforça, também, o uso de medidas emergenciais bastante difundidas entre os operadores dos sistemas elétricos, como o bloqueio de tap de transformadores (tipo OLTC) [48], através do qual,

diminui-se a tendência de recuperação de carga após distúrbios que provoquem queda de tensão, prevenindo o sistema contra um colapso de tensão.

Capítulo III

Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica

3.1 Introdução

Os recursos das matrizes energéticas de um sistema elétrico, assim como a demanda exigida pelas cargas, possuem comportamento variável ao longo do tempo. Portanto, compatibilizar as características energéticas de sistemas hidrotérmicos com a demanda, mantendo uma operação econômica e confiável, já é um problema de elevada complexidade, mesmo sem entrar no mérito de que os estudos de planejamento devem se inserir no contexto multiuso dos reservatórios das usinas hidráulicas [50,51].

Em termos matemáticos, o planejamento da operação mostra-se um problema estocástico e não-linear, o que o torna computacionalmente inviável para sistemas reais de grande porte. Tal complexidade e dimensão do problema exigem uma decomposição do mesmo. Com isso, o planejamento da operação é dividido em 3 etapas [6]:

1. Planejamento de Longo Prazo

Nessa etapa considera-se a operação com um horizonte de vários anos à frente. Seu objetivo é avaliar as condições de atendimento dos requisitos de mercado, em termos de economia e confiabilidade energética.

2. Planejamento de Médio Prazo

Consiste no planejamento da operação relativa ao primeiro ano do horizonte de longo prazo. O objetivo desta etapa é determinar uma política de operação individualizada para cada unidade geradora, atendendo as suas restrições operativas e a demanda global de cada intervalo, de acordo com os custos definidos no planejamento de longo prazo.

3. Planejamento de Curto Prazo

Essa etapa consiste basicamente em determinar a operação horária das unidades geradoras para um horizonte de curto prazo (1 dia a 1 semana), sendo também denominado **programa de operação (PO)**. Por se tratar de um problema de planejamento para um horizonte muito próximo da operação em tempo real, este planejamento tem por objetivo a compatibilização das restrições elétricas em tempo real com as restrições energéticas (planejamentos de médio/longo prazo).

Dependendo da divisão funcional adotada na gestão do sistema, a programação da operação pode incluir a programação semanal em base diária, e a programação diária em base horária, também chamada de **pré-despacho**. A programação da operação representa a ponte entre os estudos de planejamento energético, em que predominam os aspectos hidrológicos e econômicos, e a supervisão da operação, onde predominam os aspectos elétricos, como níveis de tensão, sobrecargas, limites de estabilidade, etc [6].

A programação da operação para cada unidade geradora no horizonte de curto prazo pode ser determinada através da resolução sequencial de **fluxos de potência ótimo (FPO)** para cada intervalo de tempo. O FPO é uma ferramenta computacional baseada num modelo de problema de otimização não

linear que envolve os centros de geração, os centros de consumo, os equipamentos da rede elétrica como transformadores, reatores, capacitores, dispositivos *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)* e outros equipamentos, representados por seus limites físicos de operação. Ele fornece uma orientação ao operador ou planejador do sistema elétrico de como estas variáveis devem ser ajustadas de modo que os centros de geração, os centros de consumo e os equipamentos que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades e um ou mais objetivos econômicos sejam maximizados/minimizados.

Um aspecto a ser considerado na programação da operação e que tem crescido em importância, é o relacionado às restrições de estabilidade de tensão. Normalmente, faz-se o controle de tensão do sistema através de dispositivos e equipamentos de controle de potência reativa como bancos de capacitores/reatores e compensadores estáticos ou síncronos instalados em barras críticas. Porém, apenas a compensação fornecida por esses componentes pode não ser suficiente. Nesse caso, resta como alternativa o re-despacho de geração ativa, a otimização dos reativos dos geradores, ou o corte de carga [51,52].

O despacho de geração ativa em mercado competitivo de energia elétrica tem sido bastante discutido na literatura, pois afeta diretamente os custos de operação dos sistemas elétricos de potência [6-8,10-13]. Um mercado competitivo requer livre acesso ao sistema de transmissão por parte dos agentes participantes, mas permitir que o despacho de energia baseie-se simplesmente nas forças do mercado pode comprometer a confiabilidade do sistema, visto que tanto cargas quanto geradores necessitam de suporte de reativos diferenciados para absorver/injetar potência ativa, em função do ponto em que estão conectados à malha de transmissão. Portanto, além dos custos, perdas de energia e limites físicos de equipamentos e linhas normalmente considerados, um despacho de geração ótimo deve considerar, também, a margem mínima de estabilidade de tensão a ser obedecida pela operação.

Partindo de um programa de operação que não satisfaça os valores de margem de estabilidade mínimos, pode-se fazer um redespacho ativo e/ou reativo dos geradores para atender a restrição violada [7,54-57], mas nem sempre haverá flexibilidade no sistema que permita satisfazer os requisitos de segurança apenas com redespacho, e é nesses casos que uma metodologia de corte de carga voltada para recuperação de margens de estabilidade de tensão mostra-se necessária [11,53]. Além disso, em [11] mostra-se que em sistemas desregulados, com despachos de energia definidos no mercado *spot*, o corte de carga (interruptível) é uma alternativa economicamente mais atrativa para alívio de congestionamento do sistema, do que o redespacho de potência ativa dos geradores.

3.2 Pré-despacho da Operação

O pré-despacho consiste em resolver um FPO para cada intervalo de tempo de um dia (geralmente intervalos de 1 hora), levando em consideração a curva de carga estimada do sistema em estudo. Normalmente, os sistemas elétricos apresentam curvas de carga semelhantes a da Figura 3.1, com grande variação da demanda ao longo do dia, onde os valores máximos ocorrem entre as 17 e 21 horas.

Para cada hora do dia em questão, tem-se uma solução do FPO considerando a respectiva demanda de potências ativa e reativa do sistema, obtidas pelo fator de carga da hora correspondente. O pré-despacho subordina-se aos planejamentos energéticos de médio e longo prazo fazendo com que cada gerador atenda uma meta de geração diária ou semanal, definida por esses planejamentos. Dessa forma, ao final do pré-despacho tem-se para cada gerador do sistema, as magnitudes da potência ativa e da tensão geradas em cada intervalo considerado, além da definição de *taps* de transformadores e do ponto de operação de outros controladores e dispositivos.

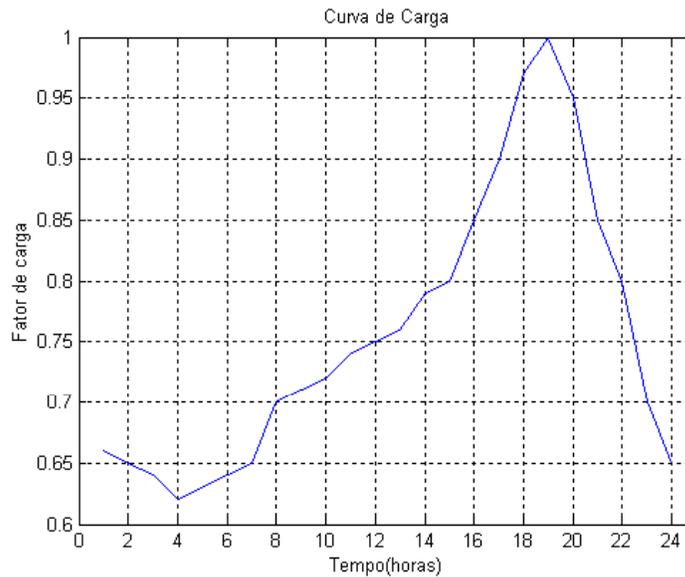


Figura 3.1 – Curva de Carga (um dia na semana).

Esta definição da produção média de energia elétrica para todos os intervalos de tempo do próximo dia (pré-despacho) é utilizada pela Operação em Tempo Real como uma referência operativa do sistema. A menos de algum desvio significativo entre as condições previstas e as condições verificadas, o sistema operará em torno desse programa proposto. Portanto, é razoável que o Pré-despacho forneça diretrizes de corte de carga para a operação em tempo real, caso já seja previsto que em determinados períodos não se conseguirá manter a margem mínima de estabilidade de tensão.

3.3 Fluxo de Potência Ótimo

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é uma ferramenta matemática/computacional de otimização que tem como principal objetivo minimizar os custos de geração e transmissão de energia, de acordo com a disponibilidade das fontes. Consiste no cálculo do Fluxo de Potência de um sistema de energia elétrica onde determinadas variáveis controladas (normalmente despachos de potência ativa, magnitude de tensões, *tap* de transformadores e etc) podem ser ajustadas, por exemplo, para alcançar uma maior eficiência dos

conjuntos turbina/gerador, um melhor gerenciamento das aflúências e níveis de reservatórios, um menor custo de geração e menores perdas elétricas na transmissão. Além disso, a solução do FPO deve respeitar os limites físicos dos equipamentos e componentes do sistema, fato que aumenta ainda mais a complexidade do problema.

De acordo com a formulação do FPO, sua solução pode fornecer ao operador do sistema elétrico uma orientação quanto ao melhor despacho de cada unidade geradora, do ponto de vista econômico e/ou de segurança, garantindo que os limites operacionais do sistema não serão violados. Trata-se, portanto, de uma ferramenta de elevada importância no planejamento da operação por permitir a inclusão de restrições consideradas relevantes na definição de um ponto de operação ótimo.

O problema de Fluxo de Potência Ótimo consiste em encontrar o ponto de mínimo de uma determinada função (chamada de função objetivo), sujeita a restrições específicas relacionadas à operação de um sistema elétrico de potência. Matematicamente, o problema pode ser modelado como o seguinte problema de programação não linear:

$$\text{Min}_x \quad f(x) \tag{3.1}$$

$$\text{s.a} \quad g(x) = 0 \tag{3.2}$$

$$h(x) \leq 0 \tag{3.3}$$

onde:

$$x \in \mathcal{R}^n$$

$$f : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}$$

$$g : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^m, m \leq n$$

$$h : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^p$$

$$f, g, h, \in C^2$$

A **função objetivo**, Equação (3.1), representa os critérios de desempenho da operação dos sistemas elétricos que se deseja otimizar/minimizar, tais como custo de geração, perdas ativas nas linhas de transmissão, desvios de tensão a partir de um valor pré-estabelecido, ou uma combinação desses critérios.

Atualmente, as técnicas de otimização mais estudadas para aplicação em FPO são as denominadas Pontos Interiores e Programação Paramétrica [58].

Foge ao escopo desse trabalho o desenvolvimento de um programa de FPO, e portanto, o estudo é direcionado ao entendimento de programas disponíveis, de forma a permitir o acréscimo de restrições de estabilidade de tensão, bem como das informações necessárias para a realização de um programa de corte mínimo de carga.

No caso do programa utilizado [59], a função objetivo pode ser composta por uma ou pela combinação das seguintes opções:

1. Minimização dos custos de geração;
2. Minimização da geração de potência ativa da barra *slack*;
3. Minimização da geração de potência reativa da barra *slack*;
4. Minimização das perdas ativas do sistema;
5. Minimização das perdas reativas do sistema;
6. Minimização da reatância ajustável de ramos;
7. Minimização de Shunts ajustáveis de barras;
8. Minimização de cargas ajustáveis;
9. Minimização de fluxo de intercâmbio entre áreas;
10. Maximização de intercâmbio de potência ativa entre áreas.

Quanto à minimização de custos de geração, o programa possui bastante versatilidade para a escolha da função que melhor represente a curva de custo da geração. Ela pode ser definida como uma função descontínua composta de trechos lineares ou de trechos quadráticos, ou como uma função contínua composta pelo polinômio abaixo:

$$\text{Custo} = \left(\text{Custo}_0 + AP_{\text{ger}} + BP_{\text{ger}}^2 + Ce^{DP_{\text{ger}}} \right) E \quad (3.4)$$

onde:

Custo_0 = constante de integração do custo de combustível;

P_{ger} = potência ativa gerada;

A = coeficiente do custo linear;

B = coeficiente do custo quadrático;

C = coeficiente do custo exponencial;

D = coeficiente do expoente;

E = escala de dimensão do custo (por exemplo, litro/hora quando o custo é dado em R\$/litro);

O conjunto de restrições de igualdade, Equação (3.2), representa as próprias equações de balanço de potência do fluxo de carga convencional. Já as restrições de desigualdade, Equação (3.3), representam restrições funcionais relacionadas aos limites operacionais dos equipamentos e componentes do sistema, que no caso do *software* utilizado podem ser compostas pela combinação dos seguintes limites:

1. Limites de magnitude de tensão das barras;
2. Limites de fluxo de potência das linhas de transmissão (em MW, MVA_r, MVA, ou Ampere);
3. Limites de fluxo de intercâmbio entre áreas (em MW e/ou MVA_r);
4. Limite de geração de potência reativa dos geradores;
5. Limite de geração de potência ativa dos geradores;
6. Limites de geração de período de reserva;

7. Limites de shunts de barra;
8. Limites de reatância de ramos;
9. Limites de cargas ajustáveis;

Nesse trabalho, foram utilizados como restrições de desigualdade apenas os limites de tensão das barras e os limites de geração de potência ativa e reativa dos geradores.

Quanto aos limites de tensão, eles podem ser admitidos no problema de quatro formas diferentes:

1. Apenas para relatório: nessa opção o programa pode admitir qualquer valor de tensão e apenas adverte quando o estado convergido possui tensões que violaram os limites;
2. Como limites rígidos: nesse caso as restrições são introduzidas como funções barreira (logarítmica) que forcem as variáveis dentro de seus limites;
3. Como penalidade linear: nessa opção as restrições são adicionadas na função objetivo como uma função linear descontínua, de modo que ela seja igual a zero sempre que a variável em questão está dentro da região factível (dentro dos limites arbitrados), e igual a uma função linear, cujas características forcem o retorno da variável para a região factível, sempre que essa viole algum dos limites;
4. Como penalidade quadrática: nessa opção as restrições são adicionadas na função objetivo como uma função quadrática descontínua, de modo que ela seja igual a zero sempre que a variável em questão está dentro da região factível (dentro dos limites arbitrados), e igual a uma função quadrática,

cujas características forçam o retorno da variável para a região factível, sempre que essa viole algum dos limites;

Nos testes realizados os limites de tensão foram tratados como penalidades quadráticas, utilizando-se os limites rígidos apenas nas barras cujas tensões mantiveram a violação dos limites após a convergência.

A opção por esse método deve-se às seguintes particularidades do problema:

1. O tratamento dos limites como penalidade quadrática (ou linear) permite que as variáveis violem as restrições durante o processo de convergência, dando maior flexibilidade ao programa para encontrar um ponto de mínimo factível com as restrições.
2. Dada a inflexibilidade dos limites rígidos (função barreira logarítmica) o programa poderia divergir ou não encontrar uma melhor solução (mesmo que essa fosse factível), caso esses limites fossem aplicados a todas as barras. Além disso, como a função logarítmica é contínua em todo intervalo factível, a solução convergida sempre incorporará algum resíduo devido à inclusão dessas funções na função objetivo.

3.3.1 Otimização do Despacho Ativo da Geração

Para familiarização e aprendizagem da ferramenta de Fluxo de Potência Ótimo do software PSS/E®, foram realizados testes de otimização dos custos de geração ativa do sistema *New England*.

A escolha da curva que melhor represente o custo de geração depende do conhecimento de diversos fatores. No caso de unidades térmicas, ela é normalmente composta pelo custo do combustível utilizado na geração, pelos custos de operação e manutenção da usina e pelos custos associados à amortização do capital investido na construção. Já para usinas hidroelétricas a maior ênfase na definição dos custos parte do planejamento energético, visando maximizar o rendimento dos conjuntos turbina-gerador.

Nesses testes preliminares foi utilizada, arbitrariamente, a curva de custo polinomial conforme a Equação 3.4, adotando-se os seguintes valores para os coeficientes:

$$Custo_0 = 1;$$

$$A = 0,02;$$

$$B = 0,05;$$

$$C = 0 \text{ (zero)};$$

$$D = 0 \text{ (zero)};$$

$$E = \text{variando conforme o gerador e o tipo de teste.}$$

O coeficiente ' E ' foi ajustado de acordo com os fatores de participação ativos dos geradores mostrados na Figura 3.2. De modo que os custos criados ora incentivavam a geração na direção de maximização da margem de estabilidade de tensão, ora incentivavam a geração na direção contrária.

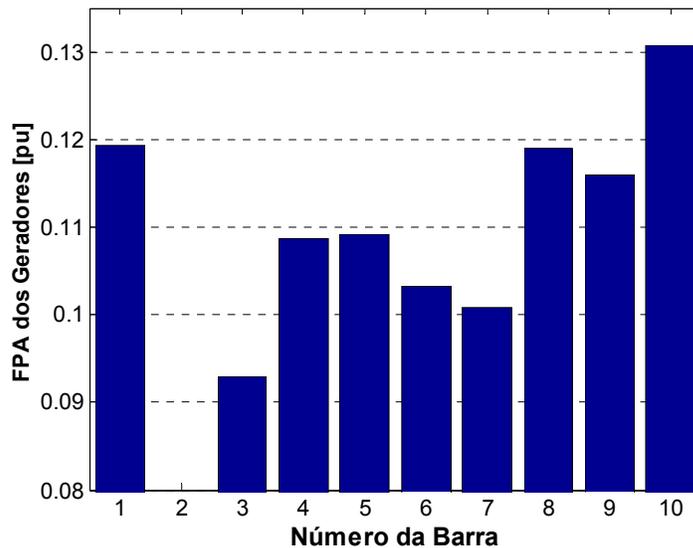


Figura 3.2 – Fator de Participação Ativo (FPA) dos geradores para o caso base.

Sabendo-se que a otimização do despacho ativo dos geradores busca minimizar o custo de geração, definiram-se os custos dos geradores da seguinte forma:

1. Custos proporcionais aos fatores de participação ativos (Pro)

Esses custos produzem um despacho de geração prejudicial para a margem de estabilidade de tensão, pois atribui custos maiores para os geradores que deveriam ser incentivados a gerar mais potência ativa.

2. Custos inversamente proporcionais aos fatores de participação (Inv)

Esses custos produzem um despacho de geração que maximiza a margem de estabilidade de tensão do sistema, pois atribui custos baixos para os geradores que devem ser incentivados a gerar mais.

A Figura 3.3 mostra os custos criados em relação aos fatores de participação. Note que não existe fator de participação para a barra *slack* (Barra 2) e que seu custo foi então definido como o custo médio de cada caso.

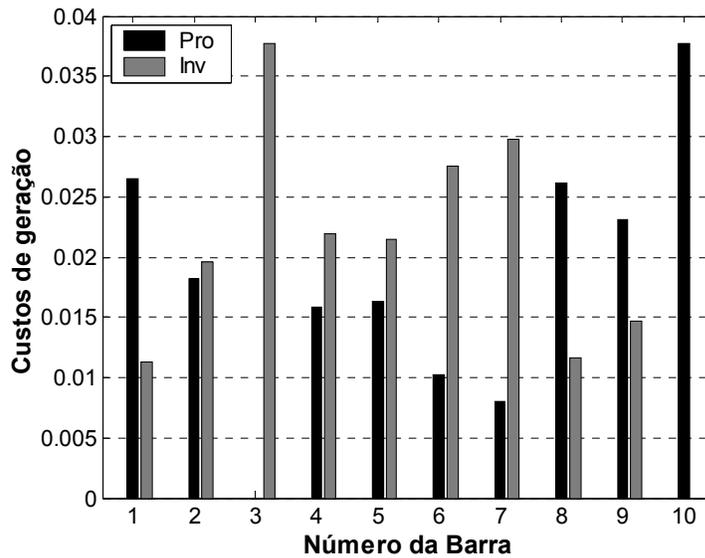


Figura 3.3 – Custos de geração: Pro – proporcionais ao FPA; Inv – inversamente proporcionais ao FPA.

Para os testes, as tensões foram limitadas entre 0,95 e 1,05 pu. A geração de potência ativa ficou limitada entre zero e 1,5 vezes a geração do caso base e a geração de potência reativa máxima foi relaxada para 2,5 vezes a geração do caso base.

O despacho ótimo de potência ativa, sob o ponto de vista de minimização dos custos de geração proporcionais aos fatores de participação, são dados na Figura 3.4. Nessa figura, vê-se que o despacho não acompanha exatamente a indicação dos custos, ou seja, maior geração nos geradores com menores custos e vice-versa. Essas diferenças são devidas as restrições que o processo de otimização deve obedecer, pois seguir numa direção mais fiel aos custos pode significar divergência do fluxo de carga, ou mesmo violações dos limites de tensão.

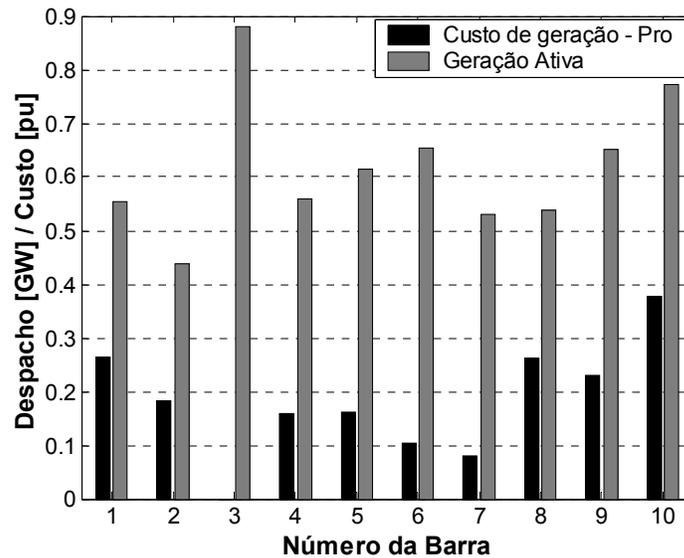


Figura 3.4 – Custos de geração Pro (proporcionais ao FPA) e despachos de potência ativa.

A opção de minimização das perdas de potência ativa na transmissão fornecida pelo *software* permite fazer um “ajuste fino” da solução ótima obtida com a minimização de custos de geração. Nesse caso, o programa fixa o despacho ativo convergido de todos os geradores, com exceção da barra *slack*, e faz um re-despacho da potência reativa objetivando minimizar as perdas ativas do sistema.

Fixando o despacho de potência ativa da Figura 3.4 e minimizando-se as perdas ativas do sistema, tem-se uma redução de 5,2% nas perdas de potência ativa, passando de 49,8MW para 47,2MW. Essa redução produz um ganho na margem de estabilidade de tensão de 0,52%, fazendo com que essa passe de 70,60% para 70,97%.

Usando-se os custos de geração inversamente proporcionais aos fatores de participação, têm-se os resultados apresentados na Figura 3.5. Esses custos direcionam a geração de potência ativa para a maximização da margem de estabilidade de tensão do sistema. É interessante notar que com esse despacho obteve-se uma redução das perdas ainda maior do que apenas minimizando as perdas ativas do despacho

obtido com os custos de geração prejudiciais a margem. A redução alcançada chega a 7,63%, passando de 49,8MW para 46,0MW e o ganho na margem de estabilidade de tensão é igual a 9,26%, aumentando a margem de 70,60% para 77,14%.

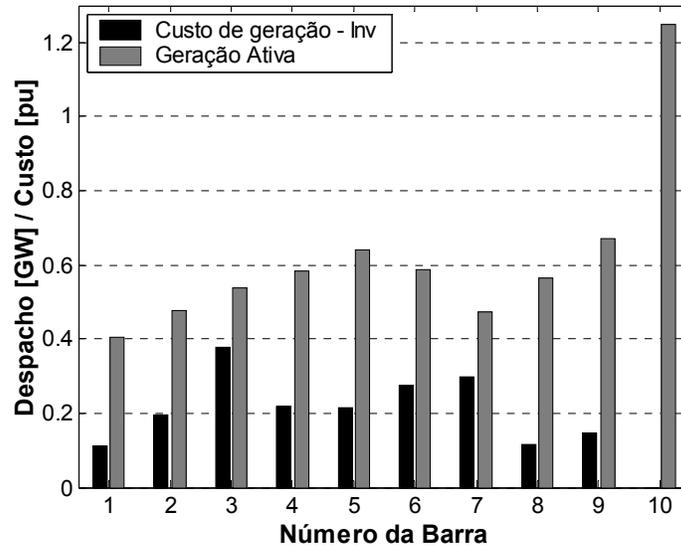


Figura 3.5 – Custos de geração Inv. (inversamente proporcionais ao FPA) e despachos de potência ativa.

A Figura 3.6 compara qualitativamente os resultados dos três testes realizados, evidenciando a íntima ligação entre margem de estabilidade de tensão, reserva de potência reativa e perdas do sistema, como discutido no capítulo anterior.

Pode-se afirmar que o aumento da margem de estabilidade de tensão está relacionado à diminuição das perdas e ao aumento da reserva de reativos do sistema. Aumentar a margem de estabilidade de tensão significa dizer que o sistema ampliou sua capacidade de transmissão de potência, e isso passa a ser possível graças ao aumento da reserva de reativos (traduzida pela diminuição da geração reativa total) e a diminuição das perdas do sistema, como mostra a Figura 3.6.

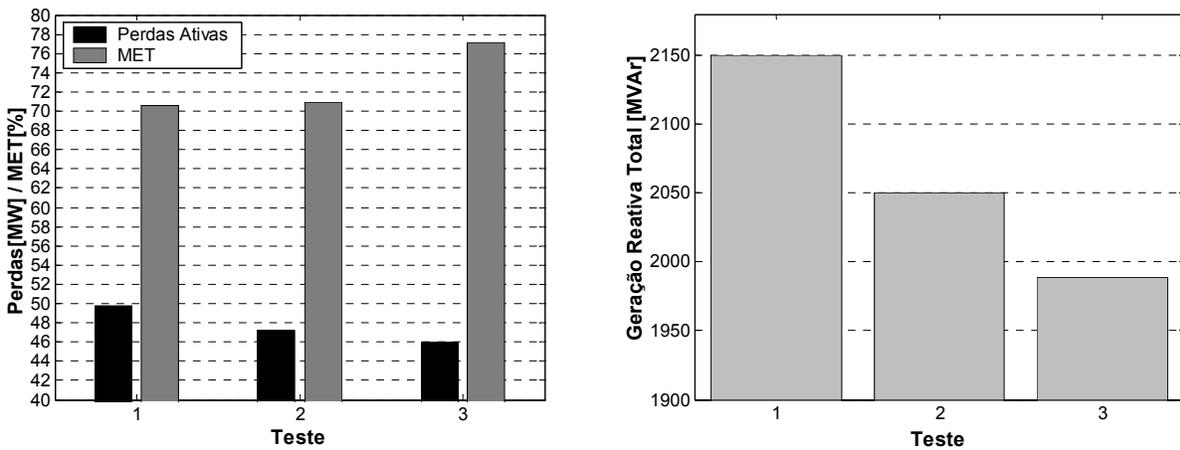


Figura 3.6 – Perdas Ativas, Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema (MET) e Geração Reativa Total para os testes realizados: 1 – Minimização de custos proporcionais aos FPA; 2 – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste 1; 3 – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA.

O perfil de tensão do sistema para os três testes realizados, ilustrado na Figura 3.7, permite comentários interessantes quanto aos resultados obtidos. Nota-se que o processo de otimização de perdas, mesmo reduzindo a injeção de potência reativa total no sistema, consegue um perfil de tensão consideravelmente superior para todas as barras do sistema ao eliminar parte das perdas na transmissão.

Já o despacho obtido com a otimização de custos inversamente proporcionais aos fatores de participação (que reduz ainda mais a injeção de potência reativa), mesmo diminuindo a tensão de alguns geradores (barras de 1 a 10), consegue fazer com que o perfil de tensão da maioria das barras de carga (barras de 11 a 39) seja maior ou igual ao anteriormente obtido, pois neste caso o despacho ativo também favorece a diminuição das perdas do sistema.

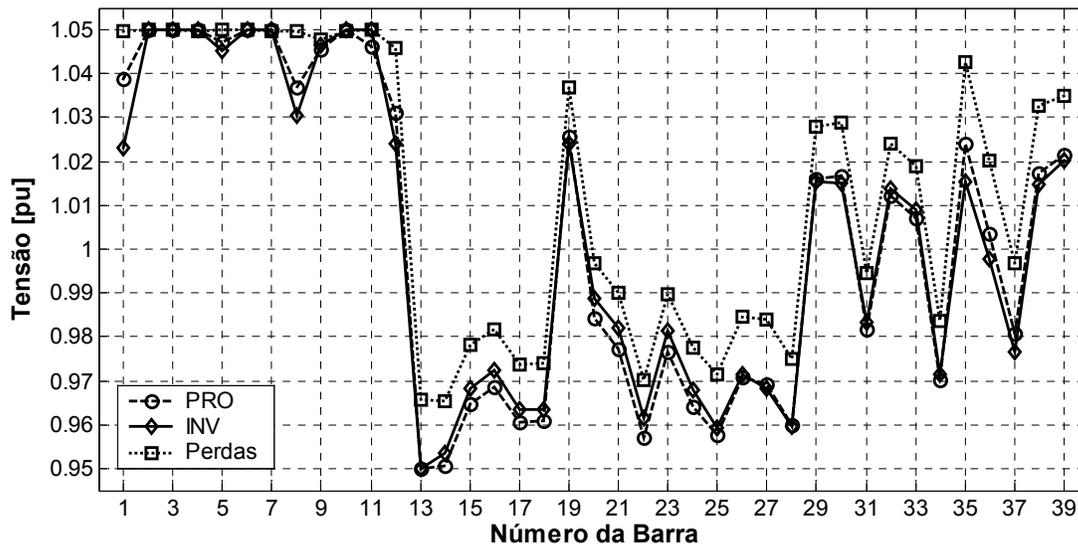


Figura 3.7 – Perfil de tensão do sistema para os testes realizados: PRO – Minimização de custos proporcionais aos FPA; Perdas – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste PRO; INV – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA.

Um dos grandes problemas quanto à análise de resultados de programas de Fluxo de Potência Ótimo reside nas dificuldades em isolar os efeitos das variáveis em estudo. No processo de otimização da função objetivo necessita-se que as variáveis sejam ajustadas livremente para que se atinja o mínimo da função, mas restrições operativas fazem com que as variáveis devam ser limitadas a uma determinada faixa de valores tidos como aceitáveis.

Privilegiar a otimização da função objetivo relaxando as restrições pode conduzir a resultados mais condizentes com os objetivos de minimização, mas pode levar a estados operacionalmente inviáveis, por violar os limites reais do sistema. Por outro lado, restrições mais severas prejudicam o processo de minimização da função objetivo, inclusive podendo conduzir o método à divergência por não conseguir encontrar um ponto de operação factível com as restrições.

Esse quadro torna-se ainda mais árido acrescentando-se que o problema de fluxo de potência ótimo é não linear e muitas vezes não convexo. Portanto, os ajustes entre as restrições e a função objetivo variam de sistema para sistema e de acordo com o tipo de teste.

Dessa forma, supôs-se que nos testes anteriores não houve muita fidelidade entre os custos e os despachos ativos dos geradores devido às restrições do problema. Assim, eles são aqui repetidos relaxando os limites de tensão para 0,90 e 1,10pu, esperando que haja uma relação mais próxima entre os custos e os despachos de potência ativa evidenciando os efeitos do direcionamento fornecido pelos fatores de participação modal.

Aplicando-se a mesma metodologia dos testes anteriores, na Figura 3.8 têm-se os resultados quando os custos de geração são proporcionais aos fatores de participação ativo dos geradores, relaxando-se os limites de tensão entre 0,90 e 1,10pu.

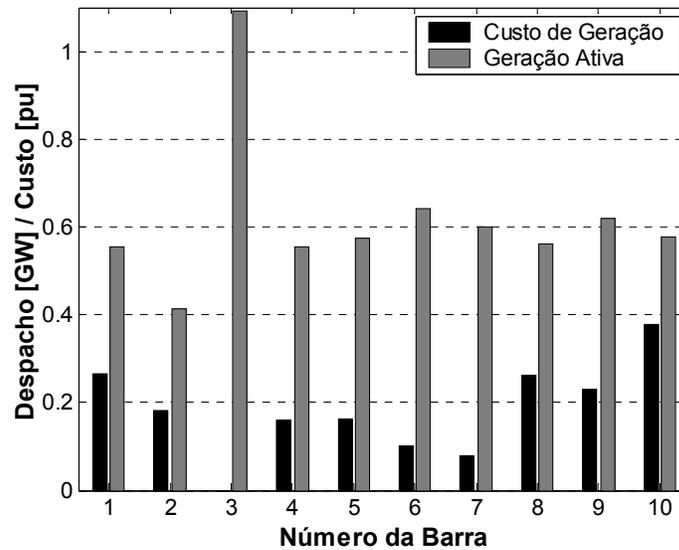


Figura 3.8 – Custos proporcionais aos fatores de participação e despacho de potência ativa dos geradores, para limites de tensão relaxados.

Percebe-se que houve uma considerável melhora na relação entre os custos e os despachos de geração, especialmente no caso das Barras 3 e 10, que representam o menor e o maior custo, respectivamente. Com isso, tem-se uma redução da margem de estabilidade de tensão do sistema, visto que os geradores se aproximaram mais do pior despacho de potência ativa. A margem que era de 70,60%, passou para 64,44%, o que significa uma redução de 8,74%.

Fixou-se o despacho de potência ativa da Figura 3.8 e minimizaram-se as perdas ativas do sistema, onde apenas a Barra 2 (*slack*) possuiu liberdade para alterar a geração de potência ativa, assumindo a diminuição das perdas. Nesse caso, houve uma redução de 9,84%, fazendo com que as perdas passem de 54,9MW para 49,5MW. Além disso, houve um ganho na margem de 13,76%.

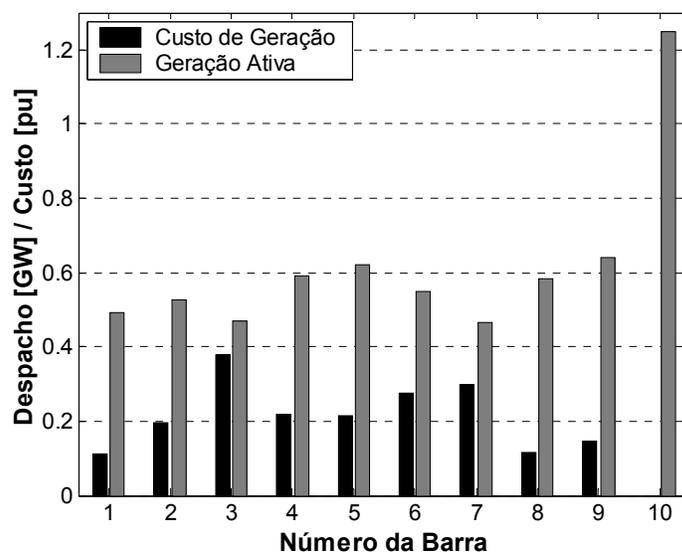


Figura 3.9 – Custos inversamente proporcionais aos fatores de participação e despacho de potência ativa dos geradores, para limites de tensão relaxados.

Fazendo-se os custos inversamente proporcionais aos fatores de participação e mantendo os limites de tensão relaxados, têm-se os resultados apresentados na Figura 3.9. Nota-se que as mudanças mais significativas em relação ao mesmo despacho com limites mais restritos ocorre para as Barras 1 e 3.

Vale ressaltar que em ambos os casos os despachos ativos foram mais fiéis aos custos do que para os despachos com custos proporcionais aos fatores de participação.

A Figura 3.10 faz a comparação entre os testes realizados com os limites de tensão relaxados, onde novamente os custos inversamente proporcionais aos fatores de participação conduzem aos melhores resultados, do ponto de vista da margem de estabilidade de tensão.

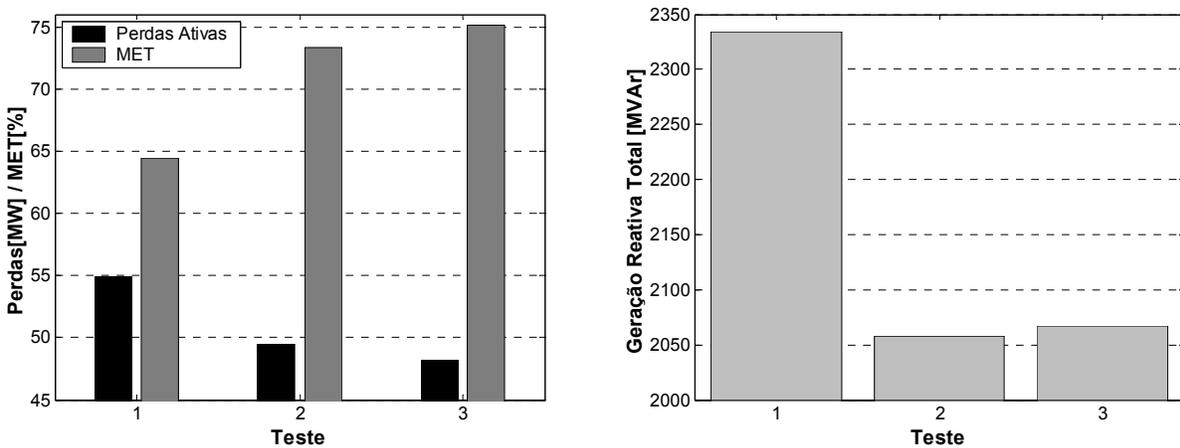


Figura 3.10 – Perdas Ativas, Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema (MET) e Geração Reativa Total para os testes realizados com limites de tensão relaxados ($0,90 \leq V \leq 1,10$): 1 – Minimização de custos proporcionais aos FPA; 2 – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste 1; 3 – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA.

Como dito anteriormente, o relaxamento da restrição permitiu maior flexibilidade na minimização da função objetivo, melhorando a relação entre custos e despachos ativos. Em contrapartida, permitiu-se maior flexibilidade também na geração de potência reativa, fato que conduziu a margens menores que as obtidas com limites de tensão mais restritos, em ambos os despachos. Isso se deve ao fato das reservas de reativos terem sido diminuídas com a maior injeção de reativos no sistema (ver Figuras 3.6 e 3.10).

Exceção se faz para a minimização de perdas, visto que esta foi beneficiada pela maior flexibilidade no despacho de reativos. Vale lembrar que nesse software a minimização de perdas é feita fixando-se as potências ativas do estado convergido e fazendo-se o re-despacho reativo dos geradores. Com isso, conseguiu-se uma considerável melhora em relação à minimização de perdas feita com os limites de tensão mais restritos, fazendo com a margem de estabilidade de tensão do sistema chegasse a 73,18% contra os 70,97% obtidos anteriormente.

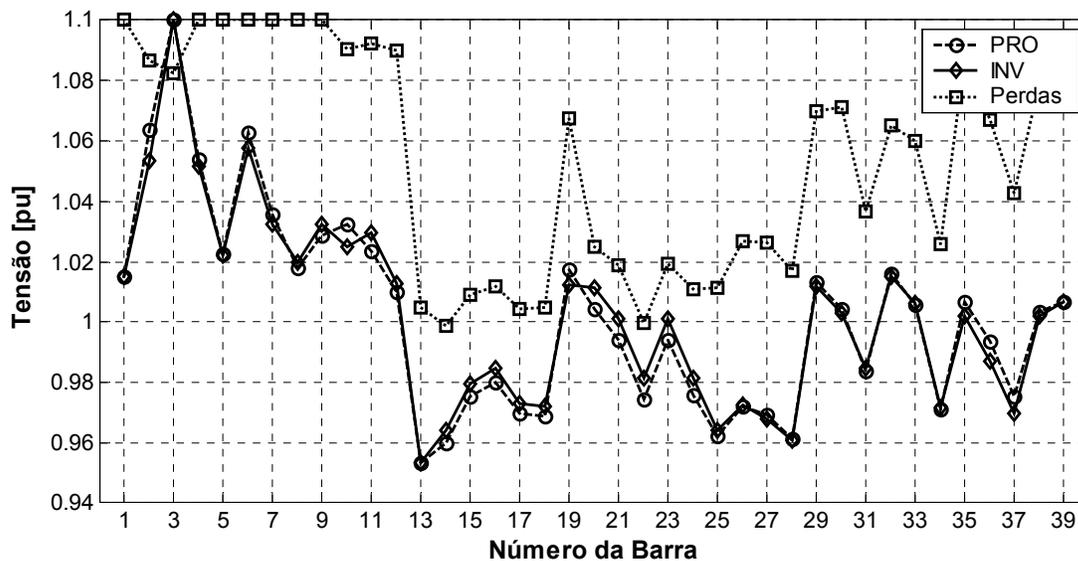


Figura 3.11 – Perfil de tensão do sistema para os testes realizados: PRO – Minimização de custos proporcionais aos FPA; Perdas – Minimização das perdas ativas considerando o estado convergido do Teste PRO; INV – Minimização de custos inversamente proporcionais aos FPA.

A Figura 3.11 mostra o perfil de tensão obtido para os três testes realizados com os limites de tensão relaxados. Nota-se um perfil de tensão consideravelmente superior para o caso de minimização de perdas, ao passo que os demais despachos apresentam, novamente, um perfil de tensão bastante próximo.

Capítulo IV

Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão Através de Corte Mínimo de Carga

4.1 Introdução

Nos capítulos anteriores discutiu-se os problemas associados ao pré-despacho que tornam razoável sugerir a inclusão de restrições de estabilidade de tensão nessa escala do planejamento da operação. No entanto, tão importante quanto acrescentar restrições é fornecer subsídios para que o sistema consiga satisfazê-las. Há, portanto, duas questões distintas a considerar: como acrescentar critérios de segurança de estabilidade de tensão no problema de pré-despacho; e que ferramentas fornecer ao planejador para que esse mantenha o sistema operando de acordo com esses novos critérios de segurança.

O pré-despacho é obtido através de programas de fluxo de potência ótimo que consistem em um problema de otimização não-linear, onde a função objetivo representa os critérios de eficiência de um sistema elétrico, sujeita as restrições operacionais e de segurança. Portanto, seria conveniente inserir os limites de margem de estabilidade de tensão como uma nova restrição dentro da modelagem do FPO.

Uma modelagem desse gênero faria com que a solução encontrada pelo fluxo de potência ótimo incorporasse os ajustes das variáveis (módulos e ângulos das tensões e ajustes de controladores) para

impedir violações da margem mínima de estabilidade de tensão pré-definida, de forma semelhante aos ajustes que os programas convencionais produzem para que a solução atenda às restrições de balanço de potência do fluxo de carga, por exemplo.

Entretanto, margens de estabilidade de tensão são obtidas através de processos iterativos, pois não há como equacionar seu cálculo em função das variáveis de estado e/ou das variáveis de controle do sistema. Tal característica impossibilita o seu acréscimo como restrição na modelagem de um fluxo de potência ótimo, justificando a despreocupação em desenvolver um programa de FPO específico para os propósitos desse trabalho.

Devido a essa limitação, a inclusão de restrições de margens mínimas de estabilidade de tensão no âmbito do pré-despacho depende de um processo iterativo, onde se checaria a margem de estabilidade para cada solução do fluxo de potência ótimo, procedendo as alterações necessárias para que uma nova solução do FPO elimine possíveis violações. Esse processo pode ser representado pelo seguinte algoritmo:

- i. Obtém-se uma solução inicial para o pré-despacho atendendo a minimização de uma dada função objetivo, restrições operacionais de equipamentos e as metas energéticas estabelecidas para cada gerador;
- ii. Para todos os intervalos de tempo resolvidos pelo pré-despacho inicial calcula-se a respectiva margem de estabilidade de tensão, utilizando o método da continuação;
- iii. Se em todos os intervalos de tempo a margem de estabilidade de tensão estiver acima do valor arbitrado, então o atual programa de operação apresenta margens de estabilidade adequadas e encerra-se o processo.

Porém, se em algum intervalo a margem estiver abaixo desse valor mínimo segue-se para o passo (iv);

- iv. Reprograma-se o despacho de geração de potência reativa e/ou ativa dos intervalos com margem de estabilidade de tensão reduzida visando aumentar a margem de estabilidade;
- v. Testa-se se o re-despacho e demais ajustes de controladores foram capazes de atender a margem de estabilidade de tensão mínima: em caso positivo, segue-se para o passo (vii), caso contrário, segue-se para o passo (vi);
- vi. Efetua-se corte de carga até que seja atingida a margem mínima de estabilidade de tensão, nos intervalos onde essa não foi alcançada apenas com o re-despacho;
- vii. Reprogramam-se os intervalos com “folga” na margem de estabilidade de tensão visando o atendimento das metas energéticas, caso elas tenham sido afetadas nos passos (iv) e (vi);
- viii. Interrompe-se o processo quando todos os intervalos atenderem os requisitos mínimos de margem e obedecerem às metas energéticas.

A Figura 4.1 ilustra a aplicação desse algoritmo em relação a uma curva de carga típica de um dia, onde: a Curva 1 representa a margem de estabilidade de tensão para o resultado inicial do pré-despacho, passos (i) e (ii) do algoritmo; a Curva 2 representa a margem de estabilidade de tensão com re-despacho ativo e reativo dos intervalos que violam a margem mínima e re-despacho dos demais intervalos para atendimento das metas econômico/energéticas, passos (iv) e (vii); a Curva 3 representa a margem de estabilidade de tensão obtida efetuando-se corte de carga nos intervalos onde os re-despachos ativo e reativo não foram suficientes para atender a margem mínima de estabilidade, passos (vi) e (vii); e a Curva 4

representa a curva de carga do sistema, mostrando como decrescem as margens na medida em que o carregamento aumenta, mostrando também, que a precaução de utilizar o corte de carga como último recurso já garante uma redução no montante de carga a ser cortado.

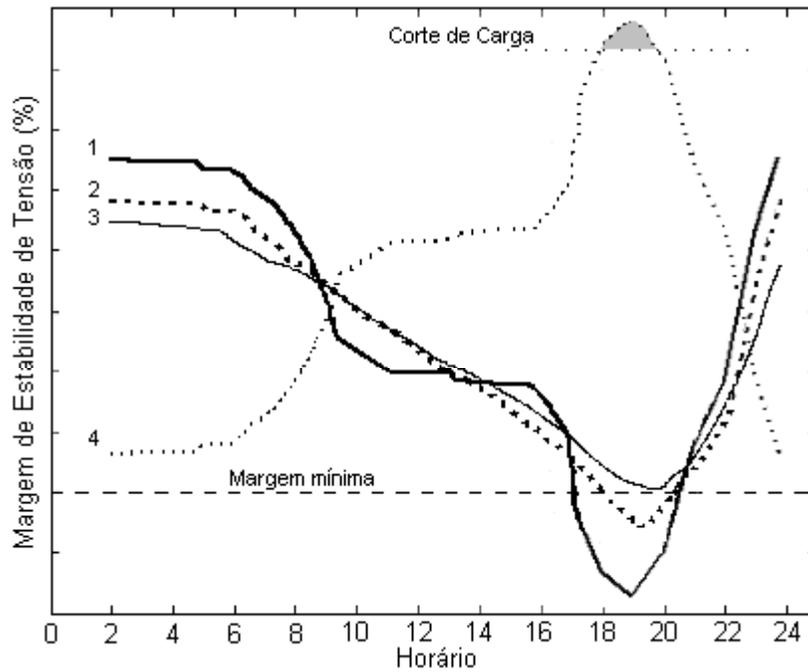


Figura 4.1 – Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em função do pré-despacho: Curva 1 – MET da solução inicial do pré-despacho; Curva 2 – MET com re-despacho reativo e/ou ativo; Curva 3 – MET com re-despachos reativo e ativo e corte de carga; Curva 4 – Curva de carga típica;

Nesse trabalho pré-supõe-se que os recursos de re-despacho e demais ajustes de injeção de reativos esgotaram-se sem atingir um valor aceitável de margem de estabilidade. Assim, nos itens seguintes descrevem-se as propostas para garantir margens mínimas de estabilidade de tensão no pré-despacho através de corte de carga.

4.2 Corte de Carga através de Geradores Fictícios

Quando cargas e geradores são modelados como injeções de potência ativa e reativa, o corte de carga numa determinada barra possui o mesmo efeito que aumentar em mesma proporção a geração de

potência nessa barra. Assim, uma metodologia para corte de carga no fluxo de potência ótimo poderia ser a criação de geradores fictícios ligados às barras de carga, cujos custos de geração estariam relacionados aos respectivos fatores de participação modal, de modo a incentivar a geração nas barras onde cortes de carga trariam maiores benefícios para a margem de estabilidade de tensão.

A metodologia de penalizar/incentivar a geração através de custos, que incorporam as informações dos fatores de participação, mostrou-se satisfatória em trabalhos do grupo de estudo ao qual esse se insere, para fins de redespacho da geração visando o aumento da margem de estabilidade de tensão [7,54-57]. Portanto, será testada a mesma metodologia, aplicada agora aos geradores fictícios.

O diagrama de blocos da Figura 4.2 ilustra o mecanismo básico do algoritmo a ser implementado.

Quanto à implementação dos geradores fictícios, foram observados os detalhes a seguir:

1. Foram criados geradores fictícios apenas para as barras de carga (PQ) que possuem carga ativa, sendo 17 das 29 barras PQ do sistema *New England*;
2. Como se pretende avaliar apenas o efeito das variações de potência ativa na margem de estabilidade de tensão, não se permitiu a geração de potência reativa nos geradores fictícios, fixando suas potências reativas máximas e mínimas em zero ($Q_{\max} = 0$ e $Q_{\min} = 0$);
3. Limitou-se a geração de potência ativa entre zero e 10MW ($P_{\max} = 10\text{MW}$ e $P_{\min} = 0$), o que produziria um corte de carga máximo equivalente a 2,77% da carga total do sistema, ou 170MW (caso todos geradores fictícios fornecessem sua potência máxima);

4. Atribuíram-se as mesmas curvas de custo dos geradores “reais” (Equação 3.4, com $Custo_0 = 1$, $A = 0,02$, $B = 0,05$, $C = 0$ e $D = 0$), variando-se apenas a ordem de grandeza dos custos, E , de acordo com o fator de participação da barra.

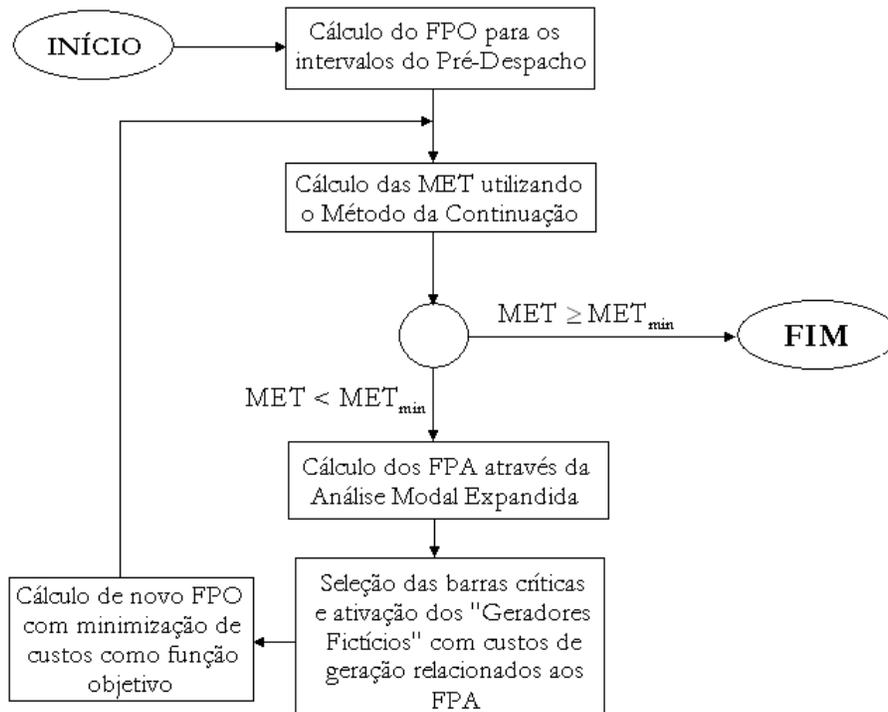


Figura 4.2 – Metodologia de Corte Mínimo de Carga no Pré-despacho, onde: FPO – Fluxo de Potência Ótimo; MET – Margem de Estabilidade de Tensão; e FPA – Fator de Participação Ativo.

Quanto às barras de geração “reais” do sistema, tentou-se evitar que o novo despacho com corte de carga causasse grandes desvios nas injeções de potência ativa do despacho original (que é aqui considerado como o despacho econômica e energeticamente ótimo), fazendo-se os seguintes ajustes:

1. Adotou-se como “Caso Base” o despacho da Figura 3.4, cuja margem de estabilidade é igual a 70,60% (para maiores detalhes, ver item 3.3.1 - *Otimização do despacho ativo da geração*);

2. Fixou-se a potência ativa máxima igual à potência ativa gerada no caso base
($P_{\max} = P_{\text{casobase}}$);
3. Definiu-se como limite de geração de potência ativa mínima, menos 1% da geração do caso base ($P_{\min} = P_{\text{casobase}} * 0,99$);
4. Adotaram-se curvas de custo e coeficientes iguais (Equação 3.4) para todos os geradores;
5. Mantiveram-se os mesmos limites para geração de potência reativa do caso base;

Note que o corte de carga tem como limite a geração de potência ativa mínima dos geradores reais, que foi fixada em 99% da geração do caso base, equivalendo a um corte de 61MW, aproximadamente. Fizeram-se os geradores fictícios com capacidade superior a esse valor para forçar os geradores reais para a sua geração mínima, como forma de manter um maior grau de fidelidade com o perfil de geração do caso base.

4.2.1 Resultados e Discussão

A utilização de corte mínimo de carga tem sido justificada pela tendência dos sistemas elétricos operarem com carregamentos cada vez mais elevados e, conseqüentemente, com menores margens de segurança. No caso dos testes aqui realizados, o despacho escolhido como referência possui uma grande margem de estabilidade de tensão (70,60%), mas isso não compromete a avaliação da aplicabilidade da metodologia proposta, pois pretende-se mostrar que a margem pode ser aumentada, o que independe do seu valor inicial.

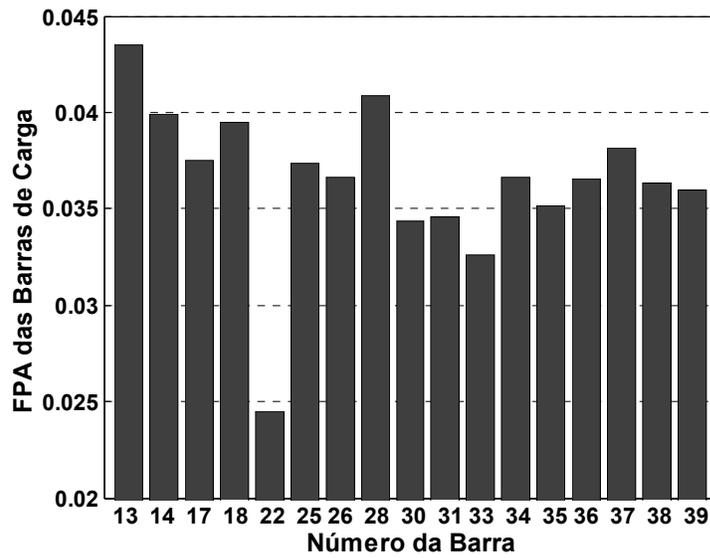


Figura 4.3 – Fator de Participação Ativo (FPA) das barras de carga com carga ativa diferente de zero, para o caso base.

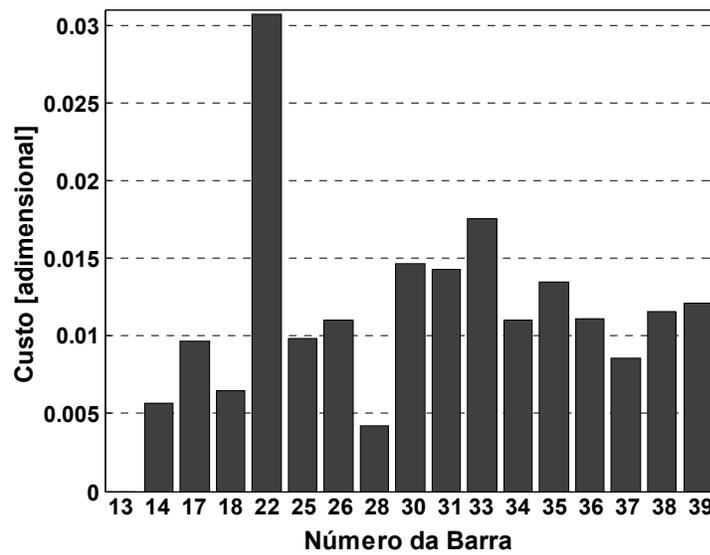


Figura 4.4 – Custos de geração relacionados aos fatores de participação ativo.

A Figura 4.3 mostra os Fatores de Participação Ativo das barras candidatas a corte de carga do sistema, a partir dos quais foram criados os custos de geração para os geradores fictícios mostrados na Figura 4.4.

Note que os custos são inversamente proporcionais aos FPA, pois numa barra com alto fator de participação deve-se incentivar o corte de carga, o que significa atribuir um baixo custo ao gerador fictício, segundo a metodologia adotada.

Os testes foram conduzidos para avaliar a metodologia quanto à escolha das barras candidatas ao corte e consistiram em manter um mesmo valor de corte de carga total (aproximadamente 60MW, ou 1% da carga total), mudando apenas o número de barras em que ele foi aplicado.

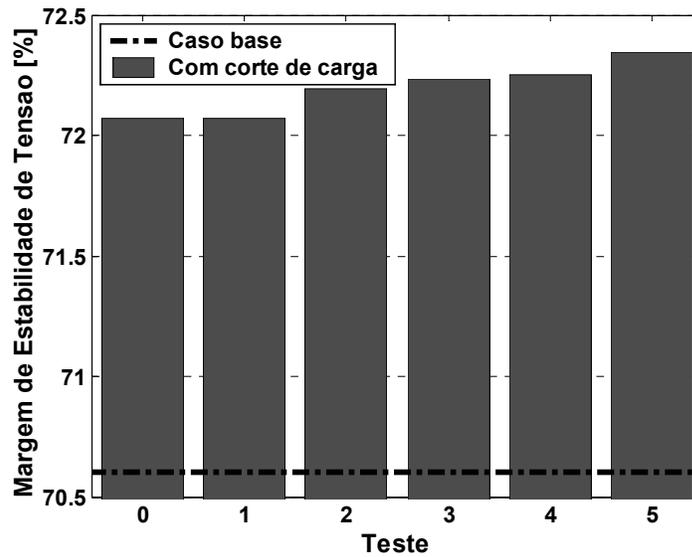


Figura 4.5 – Margem de estabilidade de tensão para corte de 1% da carga total do sistema, quando: 0 – Distribui-se o corte em todas as barras; 1 – Concentrou-se o corte em 50% das barras; 2 – Concentrou-se o corte em 25% das barras; 3 – Concentrou-se o corte em 15% das barras; 4 – Concentrou-se o corte em 10% das barras; 5 – Concentrou-se o corte em 5% das barras.

Na Figura 4.5, são comparados os resultados para os 6 diferentes casos simulados: o Teste 0 (zero) foi obtido disponibilizando todas as 17 barras com carga para os cortes; o Teste 1 consistiu em concentrar o corte apenas nas 8 barras com maior fator de participação; o Teste 2 concentrou o corte apenas em 4 barras; o Teste 3 concentrou o corte nas 3 melhores barras; o Teste 4 concentrou o corte nas duas melhores barras; e o Teste 5 representa os resultados quando aplica-se o corte apenas em uma barra.

Ressalta-se que foi necessário aumentar a capacidade de geração dos geradores fictícios (para manter o mesmo valor de corte total) na medida em que se diminuía o número de barras candidatas.

A Figura 4.6 mostra a as perdas de potência ativa e os valores de corte efetuados em cada caso. Nota-se que os três últimos testes executaram um corte de carga levemente superior aos demais, correspondendo também aos casos que obtiveram maiores margens de estabilidade (Figura 4.5). Mas não se deve atribuir o maior ganho na margem a tal fato, pois a redução na geração de potência ativa total é aproximadamente igual em todos os casos, visto que ela se compõe da soma do corte de carga com a redução das perdas ativas. O maior ganho na margem de estabilidade de tensão para esses casos deve-se, na verdade, à concentração do corte de carga apenas nas melhores barras candidatas.

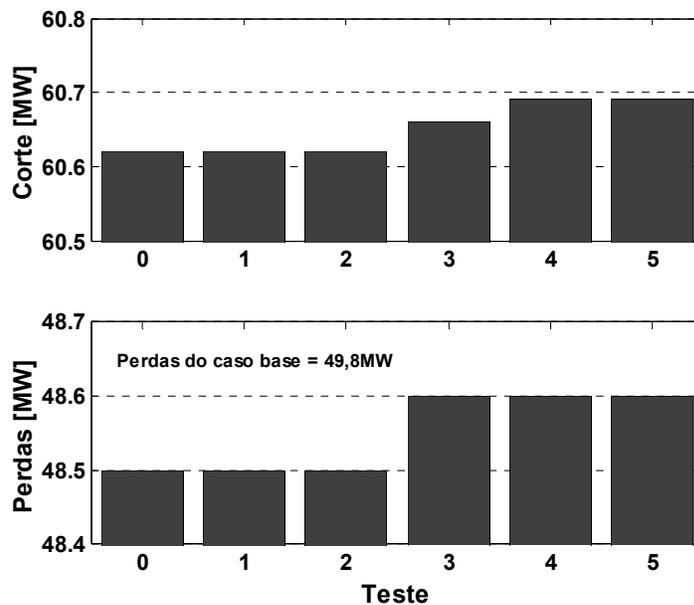


Figura 4.6 – Perdas de potência ativa e corte total de carga ativa para corte de 1% da carga total do sistema.

A Figura 4.7 mostra o relacionamento da margem com a disponibilização de barras para corte em termos de ganho percentual, facilitando a visualização da vantagem em disponibilizar apenas as barras críticas para corte de carga.

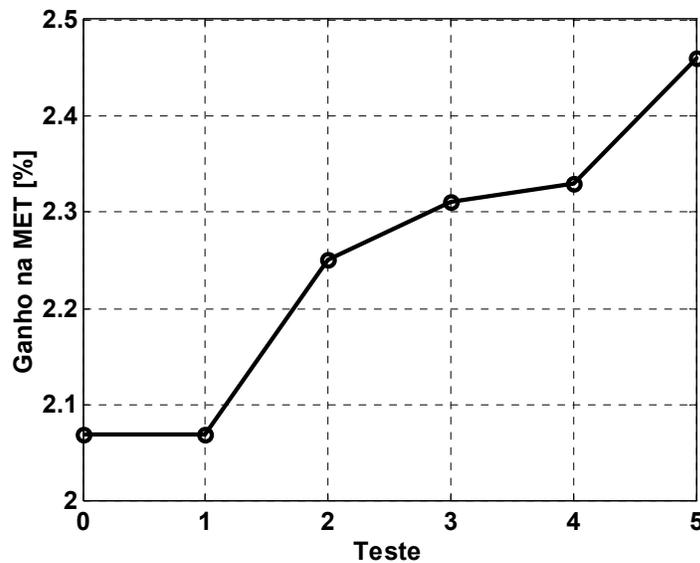


Figura 4.7 – Ganho percentual na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para corte de 1% da carga total do sistema.

Nos resultados apresentados pelas Figuras 4.5 a 4.7 pode ser encontrado um comportamento que difere dos demais. Enquanto na maioria dos casos em que se reduziu o número de barras candidatas houve aumento da margem de estabilidade de tensão, não se observa o mesmo quando se reduziram as barras candidatas de dezessete para oito (Testes 0 e 1, respectivamente), nota-se na verdade que os valores são idênticos.

Isso ocorreu, pois não houve distribuição do corte em todas as barras, mesmo com elas estando disponíveis. No processo de minimização de custos do fluxo de potência ótimo foi “mais atrativo” despachar a geração máxima dos seis geradores fictícios com menores custos, totalizando os 60MW de corte permitido, deixando os demais com geração nula. Como o programa não “enxergou” os geradores

fictícios além do sexto menor custo, não houve diferença alguma em disponibilizar oito ou dezessete barras para corte de carga.

Para uma comparação mais qualitativa, foi reduzida a capacidade dos geradores fictícios para 5MW, tendo por objetivo forçar uma maior distribuição do corte entre as barras disponíveis. Os resultados são apresentados na Figura 4.8, onde confirma-se que os maiores ganhos na margem são proporcionados quando concentra-se o corte de carga apenas nas barras com maiores fatores de participação. Enquanto o corte distribuído entre todas as barras produz 0,5% de ganho na margem, a concentração do corte apenas nas barras críticas pode proporcionar um ganho que varia de 4 a 5 vezes maior, considerando a mesma quantia de carga eliminada.

Apesar das importantes informações fornecidas sobre a seleção das barras candidatas ao corte de carga, esses testes ainda não correspondem exatamente à metodologia proposta, visto que o corte foi executado independentemente de uma meta de margem a ser alcançada.

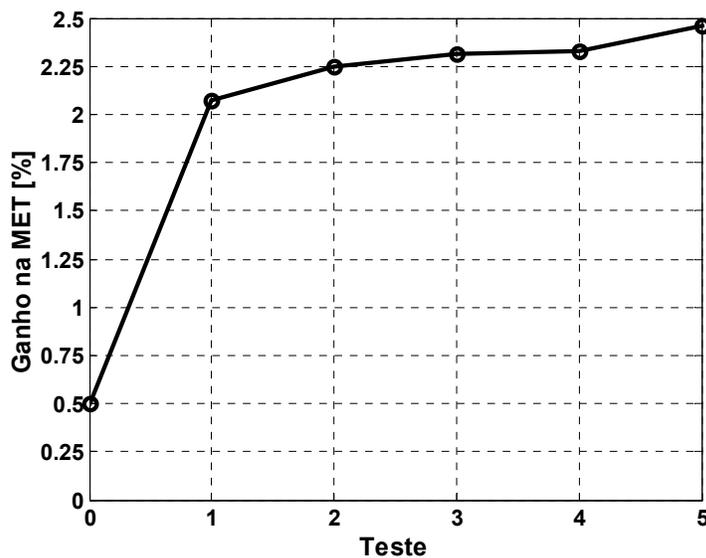


Figura 4.8 – Ganho percentual na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para corte de 1% da carga total do sistema.

Para simulações mais condizentes com a proposta de corte mínimo de carga no âmbito do pré-despacho foi arbitrado, como meta, um ganho de 10% na margem de estabilidade de tensão em relação ao caso base, sendo disponibilizadas para corte de carga apenas as barras com os 4 maiores fatores de participação.

Devido à discussão dos resultados anteriores, pode-se intuir que a meta seria atingida com um menor corte de carga, caso fosse disponibilizada para corte apenas a barra com o maior fator de participação. Mas a disponibilização de um número maior de barras deve-se ao pressuposto de que restrições sócio-econômicas não permitiriam ao operador concentrar o corte de carga em um único ponto do sistema, visto que isso poderia significar a suspensão do fornecimento de energia de cidades inteiras.

Os passos de corte de carga foram limitados em 1% da geração total, equivalendo a aproximadamente 60MW por iteração. Em relação ao processo iterativo, os geradores fictícios foram assim ajustados:

1. Adotou-se uma geração de potência ativa máxima igual a 20MW por iteração, $P_{\max}^{k+1} = P_g^k + 20\text{MW}$, $P_g^0 = 0$;
2. A geração de potência ativa mínima foi fixada como a geração obtida no despacho da iteração anterior, $P_{\min}^{k+1} = P_g^k$, $P_g^0 = 0$;
3. Os custos dos geradores fictícios foram recalculados a cada iteração, conforme a evolução dos fatores de participação ativo;
4. No caso do fator de participação da barra deixar de estar entre os quatro maiores na iteração seguinte, seu gerador fictício permanece ativo mas com as gerações de potência ativa máxima e mínima fixas no mesmo valor, no caso, o despacho da iteração anterior, $P_{\min}^{k+1} = P_{\max}^{k+1} = P_g^k$;

Onde:

P_g^k é a potência ativa despachada pelo gerador fictício na iteração k ;

P_{\min}^k é o limite de geração mínimo do gerador fictício na iteração k ;

P_{\max}^k é o limite de geração máximo do gerador fictício na iteração k ;

A Figura 4.9 mostra a evolução da margem de estabilidade de tensão e a geração de potência reativa total, para as cinco iterações de corte de carga efetuadas. A redução das perdas ativas em relação ao caso base, bem como o montante de corte de carga por iteração podem ser observados na Figura 4.10. Esses resultados mostram, novamente, a forte ligação da margem de estabilidade de tensão com as perdas e as reservas de potência reativa do sistema.

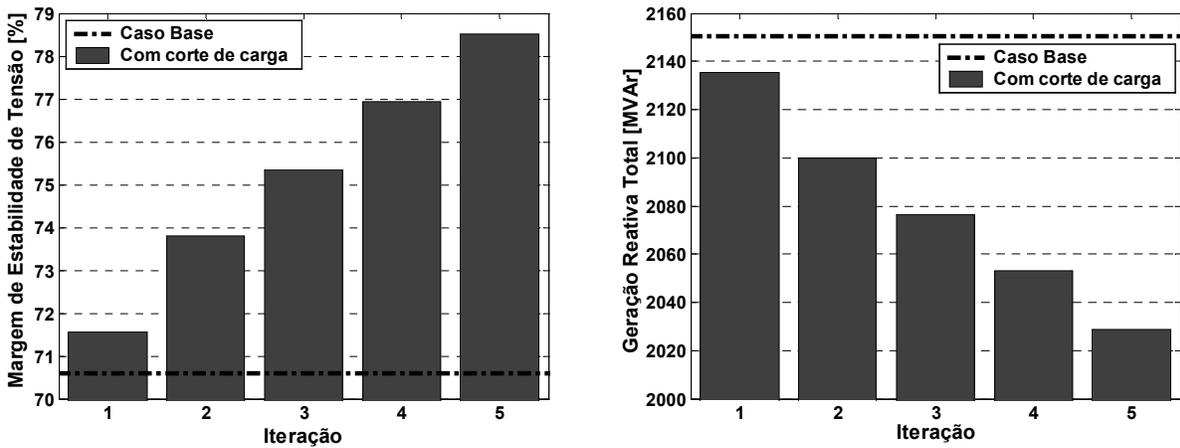


Figura 4.9 – Margem de Estabilidade de Tensão e geração de potência reativa total em relação às iterações de corte de carga.

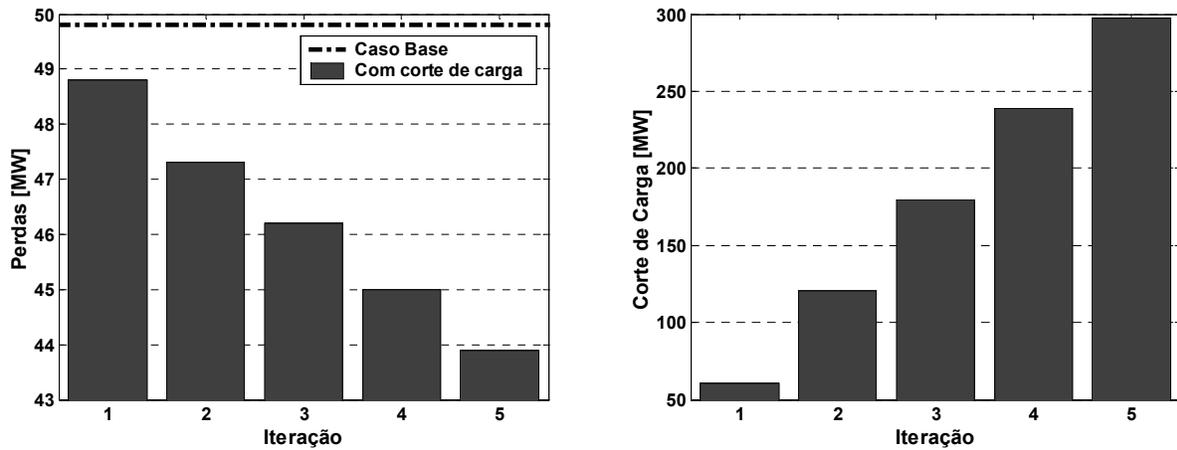


Figura 4.10 – Evolução das perdas ativas e do corte de carga por iteração.

A cada passo de corte de carga são produzidas mudanças no ponto de operação do sistema que se refletem no comportamento dos fatores de participação ativo. O corte de carga em uma determinada barra faz com que o impacto dessa sobre a margem de estabilidade seja diminuído em relação às demais, como mostra a Figura 4.11, onde se percebe a redução das diferenças entre os fatores de participação, a cada iteração.

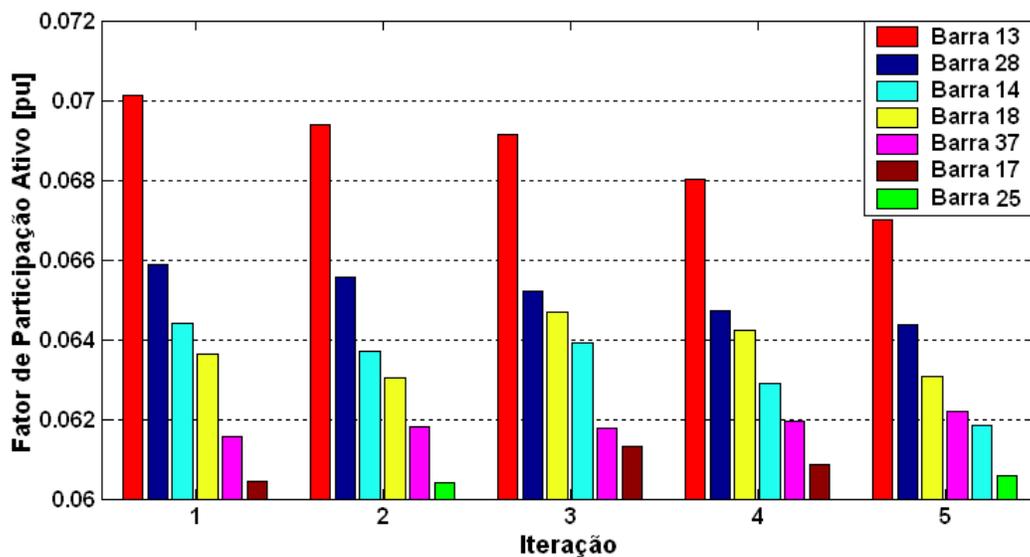


Figura 4.11 – Evolução dos seis maiores Fatores de Participação em função das iterações de corte de carga.

O comportamento do fator de participação da Barra 14 é o que melhor ilustra a capacidade da análise modal estática de assimilação das mudanças ocorridas no sistema. Os cortes de carga realizados sobre essa barra vão gradativamente reduzindo seu impacto na margem de estabilidade do sistema, até o ponto em que a Barra 37 assume sua posição, na quinta iteração, e a Barra 14 torna-se indisponível para novos cortes de carga (Figura 4.11). Vale lembrar que nesse teste concentrou-se o corte de carga apenas nas barras com os quatro maiores fatores de participação ativo.

A Figura 4.12 mostra a evolução da margem em termos de ganho percentual, onde o processo iterativo foi interrompido na quinta iteração, quando se alcançou um ganho superior a meta estabelecida de 10%. Note que o ganho atingido passa de 11%, visto que os passos de corte de carga foram fixados em aproximadamente 60MW. Isso implica que a adoção de um passo variável, com controle fundamentado na taxa de variação do ganho em relação ao montante de corte de carga, pode conduzir ao atendimento da meta suspendendo o fornecimento de energia de um número ainda menor de cargas.

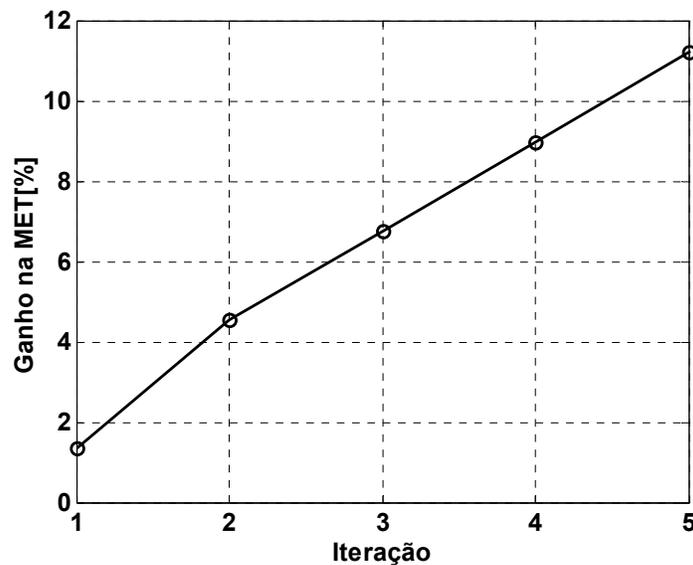


Figura 4.12 – Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em termos de ganho percentual com as iterações de corte de carga.

4.3 Corte de Carga Direto

A principal limitação da metodologia de corte de carga através de geradores fictícios está em não garantir uma distribuição da geração proporcional aos custos dos geradores, pois no processo de minimização do fluxo de potência ótimo pode haver restrições que prevaleçam sobre a função objetivo.

A proposta de corte mínimo de carga para aumento da margem de estabilidade de tensão está centrada na identificação de barras críticas fornecida pelos fatores de participação da análise modal expandida. Não produzir geração fiel aos custos dos geradores fictícios, significa não garantir que os maiores cortes de carga acontecerão nas barras mais adequadas, o que implica em não garantir que a meta de margem de estabilidade será atendida com o menor valor de corte de carga possível.

A alternativa que se propõe para contornar esse problema é a execução de corte de carga direto. Nesse caso, seria definido um pequeno valor de carga a ser cortado nas barras indicadas pelos fatores de participação, eliminando-o diretamente do banco de dados do sistema e obtendo-se uma solução do fluxo de potência ótimo original para esse novo nível de carregamento. Esse procedimento assegura que o corte ocorrerá nos locais e quantias preestabelecidos.

A Figura 4.13 mostra os resultados de um teste preliminar da metodologia de corte de carga direto, onde se cortou 60MW de potência em cada uma das cinco iterações, mantendo a divisão do corte, entre as quatro melhores barras candidatas, proporcional aos seus respectivos fatores de participação.

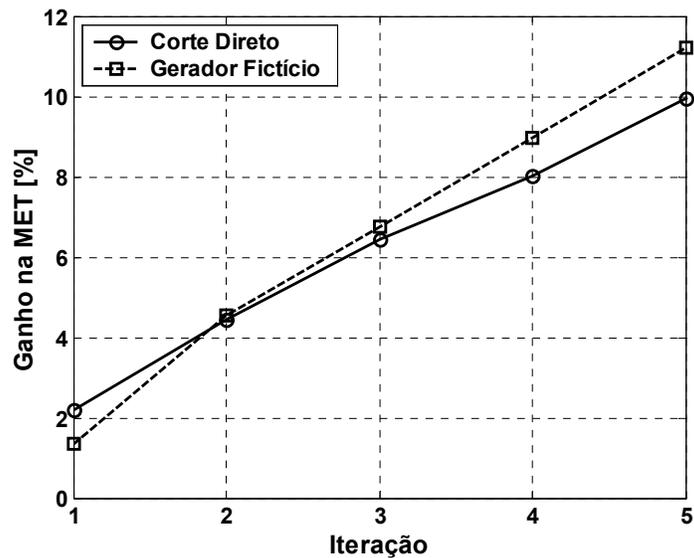


Figura 4.13 – Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em termos de ganho percentual com as iterações de corte de carga.

Note que os desempenhos das duas metodologias são bastante próximos, com destaque para o melhor desempenho obtido através da metodologia dos geradores fictícios, ao contrário do que era esperado.

Na verdade essa é uma comparação difícil, pois na maioria das iterações o método dos geradores fictícios concentrou a maior parte do corte em apenas três das quatro barras candidatas, quando se sabe (pelos testes anteriores) que quanto mais se concentra o corte de carga nas melhores barras, maior é o ganho na margem de estabilidade para um mesmo valor de corte. Há também a possibilidade de que as restrições relacionadas às tensões das barras tenham conduzido para um melhor despacho reativo dos geradores, favorecendo o maior aumento da margem de estabilidade de tensão que essa metodologia atingiu.

A confirmação dessa suposição pode mostrar que o prevailecimento das restrições do fluxo de potência ótimo sobre a função objetivo não conduz o sistema, necessariamente, para uma situação de pior

margem. Entretanto, mesmo que se consiga tal confirmação, restará saber se essa é uma característica particular do sistema *New England*, ou se essa resposta corresponde ao comportamento dos sistemas elétricos de potência como um todo. Portanto, nos testes finais será privilegiada a metodologia de corte de carga direto, visto que essa possui a vantagem de manter uma relação fiel com os fatores de participação, cuja eficiência na identificação de barras críticas tem sido comprovada em vários estudos com diferentes sistemas [7,9,29,35-37,42,54-57].

Além disso, existe uma questão ainda não considerada nos testes realizados. Tendo por objetivo avaliar a influência das variações de potência ativa na margem de estabilidade de tensão, optou-se por cortar apenas carga ativa, mantendo a potência reativa da carga inalterada. Obviamente que esse procedimento é incompatível com o comportamento real do sistema, onde as demandas de potência ativa e reativa estão vinculadas uma à outra, mas ele foi necessário para isolar as variáveis do problema.

Dessa forma, enquanto o método de corte de carga através de geradores fictícios necessitaria de modificações no programa de fluxo de potência ótimo para realizar cortes de potência ativa e reativa da carga, o método de corte de carga direto possibilita uma implementação muito mais simples. Para os geradores fictícios, poderia ser acrescentada uma restrição que vincule a geração de potência reativa à de potência ativa, de acordo com o fator de potência da carga. Já no corte de carga direto, bastaria respeitar o fator de potência da carga durante os cortes de potência ativa e reativa aplicados sobre o banco de dados do sistema.

Considerando que haverá mudanças nas potências ativa e reativa da carga, deve-se considerar as informações dos fatores de participação ativo e reativo na identificação das barras críticas, de modo a obter o melhor desempenho em termos de ganho na margem de estabilidade de tensão.

Um algoritmo básico para a metodologia de corte de carga direto, incluindo o controle de passo considerado necessário nos testes anteriores, pode ser definido pelo diagrama de blocos da Figura 4.14, onde:

MET^k é a Margem de Estabilidade de Tensão na iteração k ;

MET_{min}^k é a Margem de Estabilidade de Tensão mínima admitida para o sistema;

FPA e FPR são os Fatores de Participação Ativo e Reativo, respectivamente;

NBC representa o Número de Barras Candidatas ao corte de carga;

k é o contador de iterações;

CP_{total}^0 é passo de Corte de Potência ativa total inicial;

CP_{total}^k é passo de Corte de Potência ativa total da iteração k ;

K_i representa a razão entre as potências reativa e ativa da barra i ;

P_i^k e Q_i^k são as potências ativa e reativa da Barra i na iteração k e;

ΔMET^k representa a taxa de variação da MET , em pontos percentuais por MW cortado, na iteração k .

Três dos procedimentos empregados no algoritmo merecem destaque: (a) o cálculo da razão K garante que o fator de potência da carga será mantido constante durante o processo de corte; (b) a normalização dos fatores de participação ativo das barras candidatas permite a distribuição do corte de forma proporcional aos FPA, sem alterar o valor do corte total predefinido e; (c) a escolha de CP_{total}^0 que define tanto o valor de corte inicial, quanto o valor máximo de corte de carga admitido por iteração.

A definição de um valor máximo de corte de carga por iteração se faz necessária para garantir que o corte seja aplicado na direção que maximiza a margem de estabilidade de tensão, pois as informações dos fatores de participação são válidas apenas para variações incrementais nas potências ativa e reativa. A

Figura 4.11 discutida no item anterior deixa evidente tal necessidade, mostrando como evoluem os fatores de participação com os passos de corte, onde a redução do impacto de uma determinada barra sobre a margem de estabilidade pode ser diminuída até o ponto em que essa deixaria de estar entre as barras candidatas ao corte de carga.

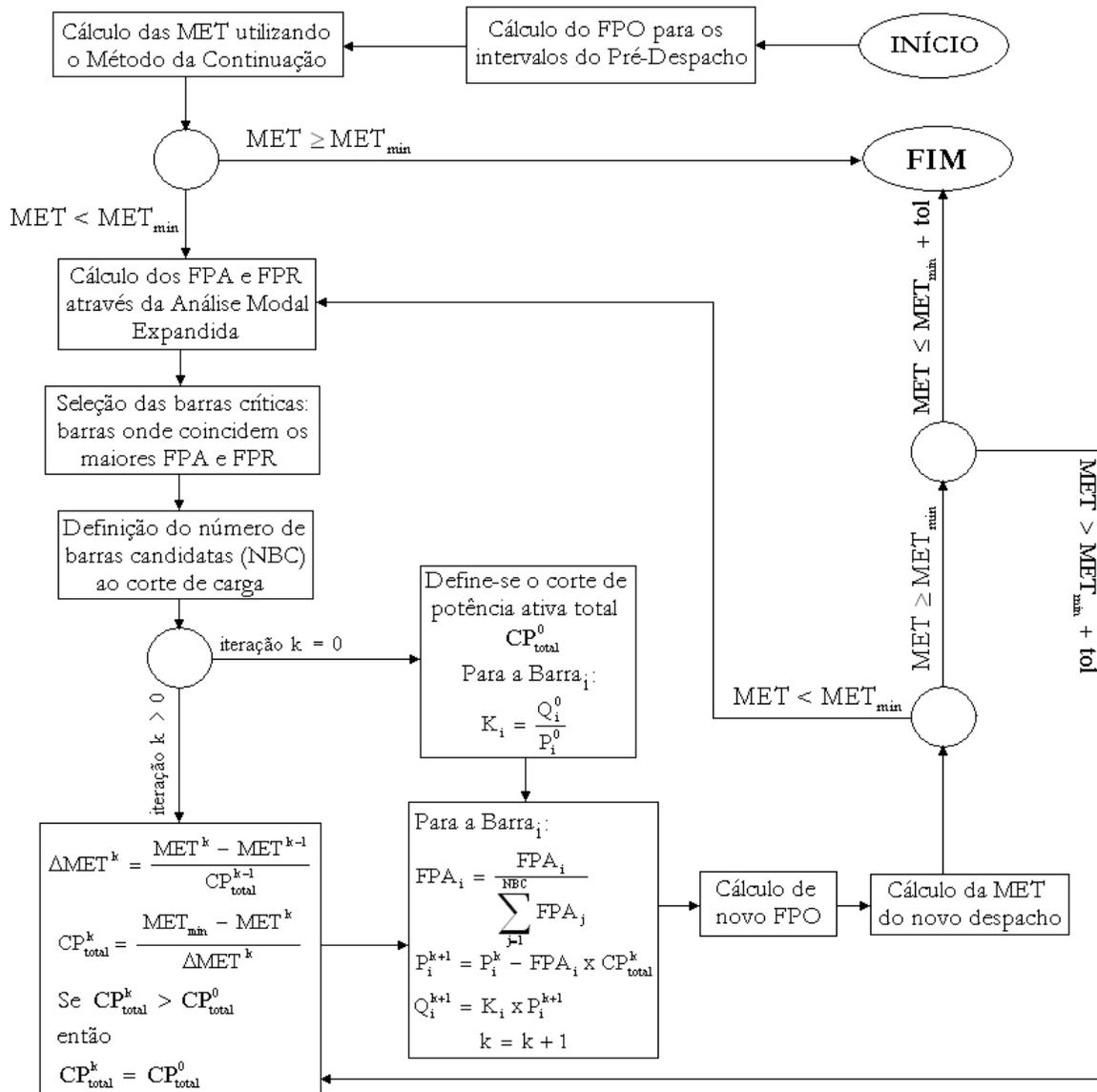


Figura 4.14 – Algoritmo básico para metodologia de corte de carga direto.

4.3.1 Resultados e Discussão

A Figura 4.15 mostra os fatores de participação ativo e reativo das barras de carga, a partir dos quais foram selecionadas as seis melhores barras candidatas ao corte (aquelas onde coincidem os maiores FPA e FPR), apresentadas na Figura 4.16.

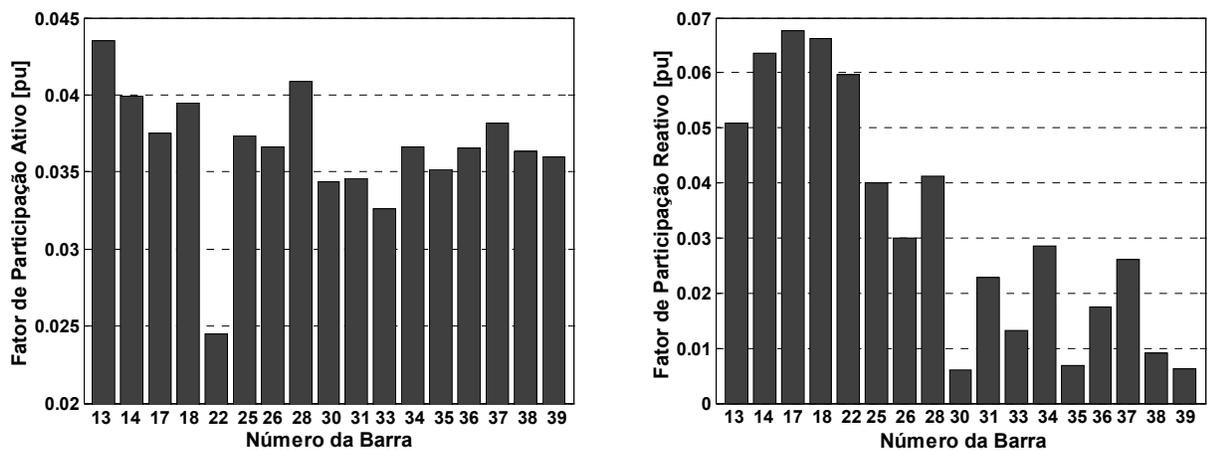


Figura 4.15 – Fator de Participação Ativo e Reativo das barras de carga para o caso base.

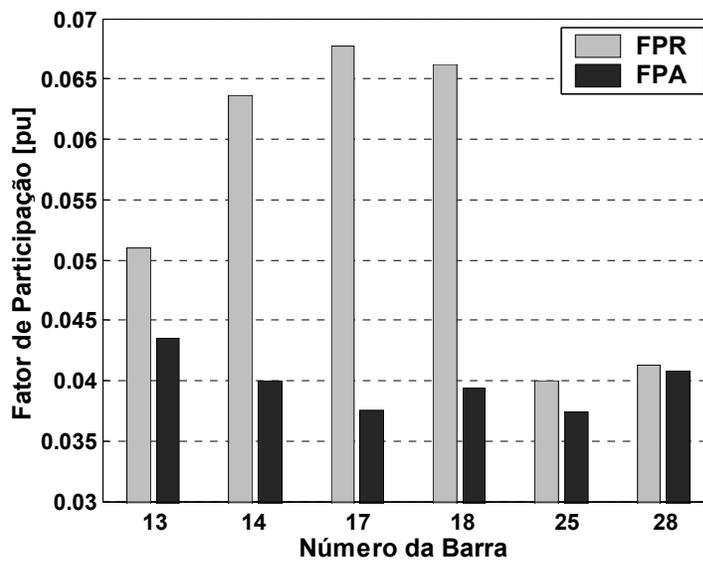


Figura 4.16 – Barras que possuem FPA e FPR maiores que o valor médio.

Vale ressaltar, que se prioriza a seleção das barras críticas pelos fatores de participação ativo e que o valor da potência reativa a ser cortada é definido a partir do corte de potência ativa, e não o contrário. A Barra 22 por possuir o quarto maior FPR e o menor FPA, por exemplo, é considerada inadequada para corte de carga, pois essas características indicam que seu impacto na margem de estabilidade de tensão deve-se muito mais a configuração do sistema do que a demanda que sua carga requer. Nesse caso, a inclusão de dispositivos de compensação de reativos traria maiores benefícios do que o corte de carga.

Foram então escolhidas apenas as barras com os quatro maiores fatores de participação ativo da Figura 4.16 (Barras 13, 14, 18 e 28), para os testes do algoritmo proposto. O passo de corte de carga inicial foi definido em 60MW.

Na Figura 4.17 tem-se a evolução da margem de estabilidade com as iterações de corte de carga, onde o passo se mantém constante em 60MW até a quarta iteração, quando é diminuído na tentativa de que se corte apenas o necessário para satisfazer a meta de margem mínima. Note que é ultrapassada a tolerância, fazendo com que o algoritmo resolva uma nova iteração com um passo de corte ainda menor.

Os passos de corte de carga de potência ativa, e do valor correspondente em potência reativa, podem ser observados na Figura 4.18, onde o corte de carga total necessário para o atendimento da meta foi definido na quinta iteração em 181,47MW e 57,94MVAr, ou 190,5MVA.

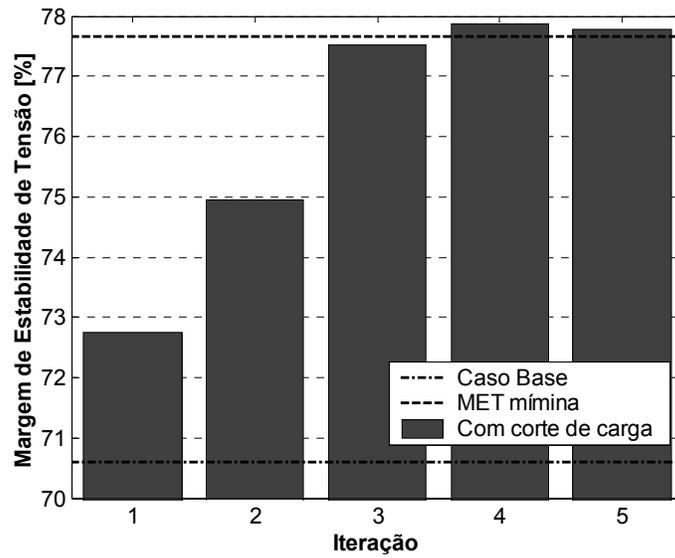


Figura 4.17 – Margem de Estabilidade de Tensão (MET) em função das iterações da metodologia de corte direto.

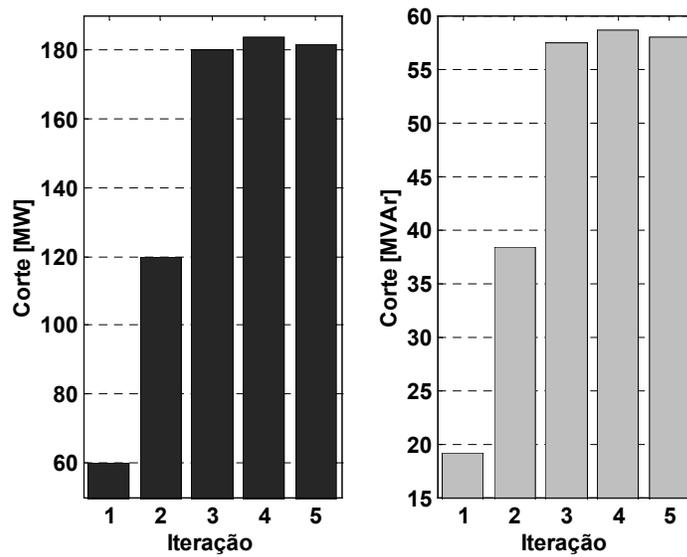


Figura 4.18 – Corte total das potências ativa reativa efetuado a cada iteração.

A Figura 4.19 mostra os benefícios que o corte de carga traz para o sistema em termos de redução das perdas de potência ativa e do aumento da reserva de reativos dos geradores.

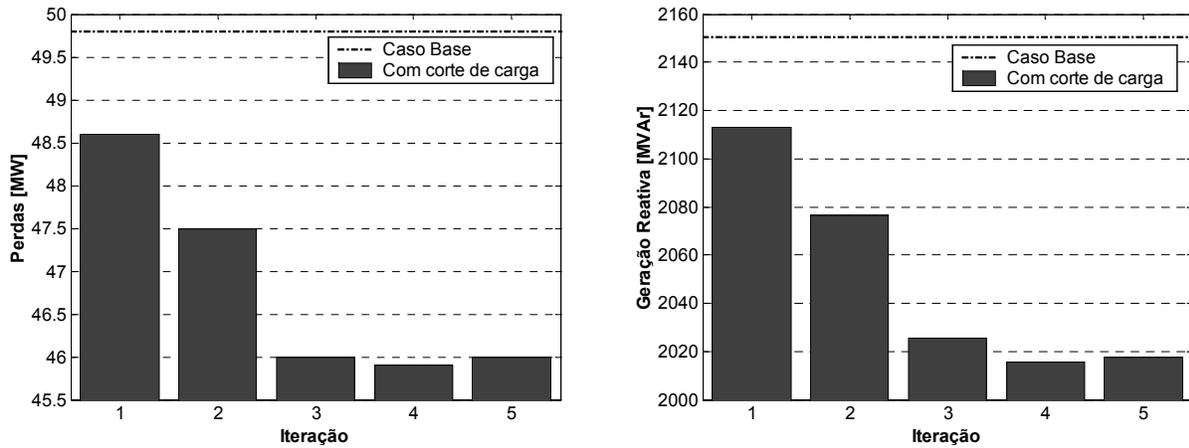


Figura 4.19 – Perdas ativas e geração reativa total em relação às iterações de corte de carga.

Na Figura 4.20 ilustra-se graficamente o comportamento do algoritmo de corte de carga direto aqui proposto. Nessa figura é mostrada a evolução da margem de estabilidade em termos de ganho percentual com as iterações de corte de carga.

Dada a não-linearidade do problema, o passo de corte de carga da iteração quatro, que é calculado sobre a taxa de variação da margem da iteração anterior, faz com que o ganho obtido seja maior do que a meta estabelecida de 10%. Como esse valor (10,29%) é superior a tolerância arbitrada (10 + 0,2%), retorna-se o sistema para o estado obtido na iteração três e recalcula-se o passo de corte de carga em relação à taxa de variação da margem atual (iteração quatro). Com isso, consegue-se refinar a solução, atingindo 10,16% de ganho na iteração cinco.

Note que não seria conveniente arbitrar tolerâncias muito menores, pois isso poderia implicar em passos de corte de carga muito pequenos, que ao serem divididos entre as barras candidatas e os geradores do sistema poderiam gerar problemas numéricos devidos a precisão dos cálculos do fluxo de potência ótimo. Além disso, na prática as execuções de cortes de carga se dão em valores discretos, onde provavelmente o menor corte realizável corresponde ao obtido pela abertura de um alimentador de

distribuição. Portanto, definir que o corte de carga numa determinada barra equivale a 1,5 vezes a carga média dos alimentadores ligados à mesma, implicará em suspensão do fornecimento de pelo menos dois alimentadores, tornando sem sentido esforços para verificar se o valor correto deveria ser 1,49 vezes, ao invés de 1,5.

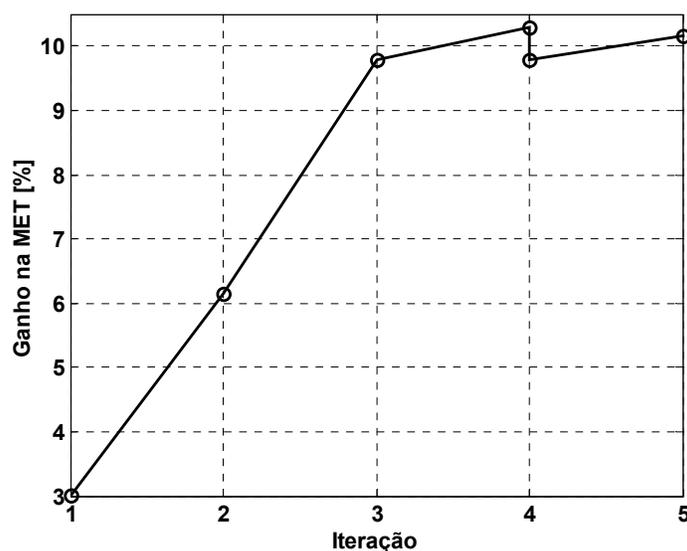


Figura 4.20 – Evolução da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) com as iterações de corte de carga, em termos de ganho percentual.

Na realização de todos os testes, partiu-se do pré-suposto que os recursos de redespacho ativo e reativo teriam se esgotado sem alcançar o valor de margem mínima, restando como alternativa apenas o corte de carga para devolver níveis de segurança relacionados à estabilidade de tensão. Mas considera-se que o corte de carga poderia ser diminuído ainda mais, caso fosse aproveitado o alívio proporcionado pela sua execução, para realização de redespachos de potência ativa e reativa intercalados com as iterações de corte de carga.

Como exemplo, fez-se a minimização de perdas ativas e reativas do estado obtido na quinta iteração da metodologia de corte de carga direto, o que conduziu a margem de 77,78% para 78,19%,

reduziu as perdas de potência ativa de 46MW para 45,6MW e aumentou a reserva de reativos em 14,5MVar. Dessa forma, o alívio proporcionado por um pequeno corte, mesmo não satisfazendo a meta de margem mínima de estabilidade de tensão, pode permitir que um novo redespacho da geração encontre flexibilidade suficiente para satisfazer a restrição, dispensando novos cortes de carga.

Capítulo V

Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros

Nesse trabalho, foram testadas e discutidas algumas ferramentas de análise de sistemas de energia elétrica, visando o desenvolvimento de uma metodologia de corte mínimo de carga para o aumento das margens de estabilidade de tensão.

Primeiramente, mostra-se que a identificação de barras críticas fornecida pela Análise Modal Expandida permite a tomada de decisões que conduzam ao aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema. Especificamente quanto à seleção de barras preferenciais para corte de carga, a informação dos Fatores de Participação Modal mostra-se suficientemente precisa para garantir que o aumento da margem se dará através do corte de carga mínimo.

Ambas as metodologias de corte de carga propostas mostraram resultados satisfatórios, mas a simplicidade e maior fidelidade com as informações dos fatores de participação tornam a escolha da “metodologia de corte de carga direto” vantajosa. Além disso, o algoritmo dessa metodologia pode ser resolvido por um programa de fluxo de carga convencional, diminuindo o esforço computacional das iterações de corte de carga.

Através do amadurecimento fornecido pelos resultados desse estudo, pode-se vislumbrar possibilidades de trabalhos futuros que permitiriam aumentar a segurança da operação dos sistemas elétricos do ponto de vista da estabilidade de tensão, como seguem:

1. Mostrou-se através de um sistema simples que a modelagem da carga tem influência significativa no comportamento da margem de estabilidade de tensão e que, conseqüentemente, pode conduzir a valores de corte de carga diferentes daqueles obtidos quando a carga é modelada como potência constante. Portanto, sugere-se o desenvolvimento de adequações que permitam estudar com mais profundidade a influência da modelagem da carga através de métodos estáticos, em especial o método da continuação e a análise modal expandida.

2. Discutiu-se sobre a impossibilidade de inclusão de margens de estabilidade de tensão, obtidas através de curvas PV, como restrição num programa de fluxo de potência ótimo. Mas considerando a conveniência de uma medida desse gênero, poderia ser desenvolvido um FPO com restrições que indiretamente garantam pontos de operação com margens de estabilidade maiores. Tais restrições poderiam ser baseadas em limites mínimos de reservas de reativos para fontes dinâmicas importantes, dada a forte ligação da margem de estabilidade de tensão com as reservas de reativos observada nos testes.

3. A eficiência dos fatores de participação na identificação de barras críticas, torna-os passíveis de serem utilizados na definição de esquemas de corte automático de carga, visando por exemplo, o aperfeiçoamento de métodos de corte de carga por sub-tensão.

4. Sugere-se também, a complementação das idéias propostas nesse trabalho através de testes em sistemas “reais”, combinando as opções de redespacho ativo, redespacho reativo e corte de carga, considerando a operação normal e sob contingências severas.

Referências Bibliográficas

- [1] Kundur, P., “Power System Stability and Control”, *McGraw-Hill*, 1994.
- [2] Taylor, C., “Power System Voltage Stability”, New York: *McGraw-Hill*, 1994, p. 273.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Critérios para estudos. In: ONS. *Procedimentos de rede*. Brasília, 2001. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.htm>>. Acesso em: 11 março 2003.
- [4] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, Final Report, “Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”, May, 1998, 154p., Disponível em: <<http://www.wsc.com>>.
- [5] 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.
- [6] Coopers & Lybrand Consultores, “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Operação e Otimização do sistema”, vol.3, ANEEL, 1997.
- [7] Moreira, F. S.; Da Silva, L.C.P.; da Costa, V.F. and Ohishi, T., “ Um procedimento para programação da operação incluindo restrições de estabilidade de tensão”, *SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2001, Campinas, SP, Brasil.
- [8] Ilic, M.; Galiana, F. and Fink, L., “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”, *Kluwer Academic Publishers*, 1998.
- [9] Xu, W.; Zhang, Y.; Da Silva, L.C.P. and Kundur, P., “Competitive Procurement of Dynamic Reactive Power Support Service for Transmission Access”, *Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting*, 2000, Seattle, USA.

- [10] Vargas, L. and Serrano, B.R., "Active-Reactive Power Economic Dispatch of Very Short Term in Competitive Electric Markets", *PPT 2001*, 2001 IEEE Porto Power Tech Conference.
- [11] Vournas, C. D., "Interruptible Load as a Competitor to Local Generation for Preventing Voltage Security", *Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol.1, pp. 236-240, 2001.
- [12] Shahidehpour, M. & Alomoush, M., *Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility*, New York: Marcel Dekker, 2001.
- [13] Doorman, G. L., "Optimal System Security Under Capacity Constrained Conditions", *IEEE Porto Power Tech Proceeding*, Vol.2, 6 pp, 2001.
- [14] Feng, Z., Ajarapu, V. And Maratukulam, D. J., "A practical Minimum Load Shedding Strategy to Mitigate Voltage Collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, Vol. 13, No. 4, pp 1285-1291.
- [15] Côté, P., Côté, S., and Lacroix, M., "Programmable Load Shedding Systems-Hydro-Québec's Experience", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001, Vol. 2, pp. 818-823.
- [16] Arnborg, S., Andersson, G., Hill, D. J. and Hiskens, J. A., "On Influence of Load Modelling for Undervoltage Load Shedding Studies", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, Vol. 13, no. 2, pp. 395-400.
- [17] Feng, Z. and Xu, W., "Fast Computation of Post-Contingency System Margins for Voltage Stability Assessments of Large-Scale Power Systems", *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, 2000, Vol. 147, No. 2, pp 76-80.
- [18] Kolluri, S., Tinnium, K. and Stephens, M., "Design and Operating Experience with Fast Acting Load Shedding Scheme in the Entergy System to Prevent Voltage Collapse", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2000, Vol. 2, pp. 1489-1494.
- [19] Moors, C., Lefebvre, D. and Van Cutsem, T., "Design of Load Shedding Schemes against Voltage Instability", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2000, Vol. 2, pp. 1495-1500.

- [20] Taylor, C. W., "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability", *IEEE Transactions on Power Delivery*, April 1992, Vol. 7, Issue 2, pp. 480-488.
- [21] Popovic, D. S., "A system approach to emergency load shedding in case of voltage instability", *International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech Budapest 99*, pp. 115-121, 1999.
- [22] Mitchell, M. A., Lopes, J. A. P., Fidalgo, J. N., McCalley, J. D., "Using a neural network to predict the dynamic frequency response of a power system to an under-frequency load shedding scenario", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, pp. 346-351, 2000.
- [23] Shyh-Jier, H., Chin-Chyr, H., "An automatic load shedding scheme including pumped-storage units", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 15, Issue 4, pp. 427-432, December 2000.
- [24] Leite da Silva, A. M., Cassula, A. M., Billinton, R., Manso, L. A. F., "Optimum load shedding strategies in distribution systems", *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, 2001, Vol. 2, 6 pp.
- [25] Cutsem, T. V., Moors, C. and Lefebvre, D., "Design of Load Shedding Schemes against Voltage Instability using Combinatorial Optimization", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002, Vol.2, pp.848-853.
- [26] Abed, A. M., "WSCC Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, pp. 191-197, 1999.
- [27] Xu, D. and Girgis, A. A., "Optimal Load Shedding Strategy in Power Systems with Distributed Generation", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol.2, pp.788-793, 2001.
- [28] Haghifam, M. R., Ghanbarnezhad, A., Lavaee, H., Khoshkholg, G., "Loadability Enhancement by Optimal Load Dispatch in Subtransmission Substation: A Genetic Algorithm", *CIREN IEE Conference Publication*, Vol.5, No.482, 5pp, 2001.
- [29] Gao, B., Morison, G.K. & Kundur, P., "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542, November 1992.

- [30] CIGRÉ Task Force 38.01.03, "Planning against Voltage Collapse," *Electra*, No. 111, pp. 55-75, March 1987.
- [31] Concordia, C. & Ihara, S., "Load Representation in Power System Stability Studies", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 4, pp.969-977, April 1981.
- [32] Pal, M.K., "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics", *Transactions on Power Systems*, Vol.01, No.01, pp.243-249, February 1992.
- [33] Hong, Y. Y. and Gau, C. H., "Voltage Stability Indicator for Identification of the Weakest Bus/Area in Power Systems", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 4, pp 305-309, 1994.
- [34] Morison, G. K., Gao, B. and Kundur, P., "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.3, pp.1159-1171, 1993.
- [35] Da Silva, L.C.P.; Da Costa, V.F. and Xu, W., 2000, "Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment", *Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting*, Seattle, USA, 2000.
- [36] Da Silva, L.C.P., "Uma expansão dos métodos de curvas 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.
- [37] Da Silva, L.C.P.; Da Costa, V.F. and Xu, W., "Assessment of Generator Impact on System Power Transfer Capability Using Modal Participation Factors", *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 2002.
- [38] Ajarapu, V. and Christy, C., "The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 416-423, February 1992.
- [39] Chiang, H.D.; Flueck, A.J.; Shah K.S. and Balu, N., "CPFLOW: A practical tool for tracing power systems steady-state stationary behavior due to load and generation variations", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 623-633, May 1995.

- [40] Alves, D. A., da Silva, L.C.P., Castro, C. A. and da Costa, V. F., “New Parameterization Schemes for the Continuation Load Flow Method”, *Proceedings of the IEEE-IEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000*, pp.179-184, London, UK, 2000.
- [41] Alves, D. A., “Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método de continuação”. *Tese de Doutorado*, UNICAMP, Campinas-SP, Junho, 2000.
- [42] Gao, B., “Voltage Stability Analysis of Large Power Systems”, *Tese de doutorado*, University of Toronto, Canada, 1992.
- [43] Kopcak, I., Naturesa, J.S., Da Silva, L.C.P & Da Costa, V.F., “Uma Avaliação do Impacto da Carga na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia via Fatores de Participação Modal”, *XIV Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 1719-1724, Natal-RN, Setembro 2002.
- [44] Kopcak, I., Naturesa, J.S., Da Silva, L.C.P & Da Costa, V.F., “Voltage Stability Margin Control by Using Modal Participation Factors”, *Aceto para IEEE Power Technologies Conference*, Bologna, junho 2003.
- [45] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance Simulation, “Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.10, No.1, February 1995.
- [46] Sarasua, A.E., Rehtanz, Ch., Handschin, E. & Mercado, P.E., “Analysis of System-Inherent Oscillations in Power Systems with Several Load Models”, *Proceedings of IEEE Power Technologies Conference*, September 2001.
- [47] Ohyama, T., Watanabe, A., Nishimura, K. & Tsuruta, S., “Voltage Dependence of Composite Loads in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No.11, November 1985.

- [48] Zhu, T.X., Tso, S.K & Lo, K.L., “An Investigation into the OLTC Effects on Voltage Collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.15, No.2, pp.515-521, May 2000.
- [49] Xu, W. & Mansour Y., “Voltage Stability Analysis using Generic Dynamic Load Models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.9, No.1, pp. 479-493, 1994.
- [50] Soares, S. and Salmazo, C.T., “Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, pp.1220-1227, 1997.
- [51] Ohishi, T., Soares, S. and Carvalho, M., “Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, N° 2, pp.637-643, May 1991.
- [52] Lasseter, R. H. and Wang, R., “ Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security Margin and Support Low Voltage Bus”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000.
- [53] Balanathan, R., Pahalawaththa, N.C., Annakkage, U.D. and Sharp, P.W., “Undervoltage load shedding to avoid voltage instability”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol.145, No.2, pp.175-181, 1998.
- [54] Menezes, T., Affonso, C., Silva, L.C.P. Da, Lima, F.G.M., Costa, V.F. Da, E Soares, S., “Pré-despacho da operação de sistemas de energia com otimização de reativos para a melhoria da margem de estabilidade de tensão”, *Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, Setembro 2002.
- [55] Affonso, C., Menezes, T., Silva, L.C.P. Da, Costa, V.F. Da, E Soares, S., “Atendimento de requisitos de margem de estabilidade de tensão no redespacho de geração de sistemas de energia elétrica”, *Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, Setembro 2002.
- [56] Menezes, T., Affonso, C., Silva, L.C.P. Da, Costa, V.F. Da, E Soares, S., “MVAR Management On The Pré-Dispatch Problem For Improving Voltage Stability Margin”, *aceito para IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology*, Kunming, China, Outubro 2002.
- [57] Menezes, T., Silva, L.C.P. Da, E Costa, V.F. Da, “Dynamic VAR Sources Scheduling For Improving Voltage Stability Margin”, *aceito no IEEE-PES/ Power Engineer Review Letters*, Agosto de 2002.

- [58] Momoh, A.J., El-Hawary, M.E. and Adapa, R., “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.1, pp.96-104, 1999.
- [59] PSS/E OPF Manual, Power Technologies Inc., 1998.