

1

Introdução

1.1

Considerações Gerais

O uso acentuado de fontes de potência reativa para compensar o aumento na demanda de energia elétrica, associado a uma expansão da transmissão limitada por razões econômicas e ambientais, deu origem ao problema de estabilidade de tensão. Alguns exemplos de ocorrência são descritos em [Taylor, C.W., 1994 e Venkataramana, A., 2006].

Atualmente, o problema de estabilidade de tensão vem recebendo cada vez maior atenção e é apontado como uma das maiores fontes de insegurança dos sistemas de energia elétrica atuais [Van Cutsem, T., 1991]. Por isso, tem-se dispensado grandes esforços para compreensão dos mecanismos pelos quais um sistema torna-se instável com relação a tensão, bem como, na busca de soluções e estratégias capazes de prevenir tal problema.

Estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema elétrico de se manter em um estado de equilíbrio, em condições operativas normais, e de também alcançar este estado após ter sido submetido a uma perturbação. Um sistema perde o controle de tensão quando uma perturbação, um aumento na demanda de carga, ou outro tipo de alteração nas condições do sistema, causa um declínio progressivo e incontrolável na tensão, ou se, para ao menos um barramento do sistema, a magnitude da tensão diminui quando a potência reativa injetada nesse barramento é aumentada [Kundur, P., 1994].

A existência de uma máxima carga que pode ser alimentada pela rede de transmissão é a manifestação mais conhecida do problema de estabilidade de tensão. Atualmente, sabe-se que o problema manifesta-se também pela existência de uma máxima injeção de potência ativa e reativa na rede, p.ex. por geradores e compensadores síncronos.

Por causa dos problemas anteriormente mencionados, a análise da estabilidade de tensão ou como parece mais apropriado, da segurança de tensão, pode ser dividida em duas partes: a avaliação e, se necessário, o reforço. A avaliação pode encontrar dois tipos de resultados distintos: i) barras críticas de tensão controlada, onde o efeito de ações de controle podem ter resultado oposto ao esperado e ii) barras críticas de carga, onde o fluxo de potência a ela chegando se encontra perto do máximo [Prada, R.B., Cory, B.J., Navarro-Perez, R., 1990 e Prada, R.B., Zambroni, A.C., Vieira Filho, X., Massaud, A.G., Oliveira, J.C.C., 1992]. Nesta tese, não se tem interesse na análise dinâmica na segurança de tensão e sim na estabilidade de tensão em regime permanente.

Uma vez que a avaliação do carregamento da rede de transmissão detectou uma barra crítica em um determinado ponto de operação, o objetivo do reforço consiste de cálculo de ações de controle para aumentar a distância entre a geração daquela barra e o novo máximo permitido. Muitas vezes isto pode ser conseguido através da alteração do perfil de tensão com a conseqüente redução das perdas. Muitas outras vezes, o redespacho de potência ativa torna-se necessário.

Na literatura, raramente, é dito que o problema pode ser associado a barras de tensão controlada ou que o controle de tensão pode ter efeito oposto ao esperado. Neste trabalho trata-se da avaliação e reforço das condições de segurança de tensão em barras de tensão controlada por geradores e compensadores síncronos.

Um gerador pode fornecer potência às barras de carga por mais de um caminho de transmissão. Suponha, por exemplo, dois geradores distintos conectados por duas linhas de transmissão distintas a uma única barra de carga. Se a medida que a carga cresce, toda a geração necessária vem de um único gerador, carrega-se um único caminho de transmissão e a potência transmitida por esse caminho chega ao máximo. Obviamente que a carga pode continuar a crescer, desde que a potência passe a ser produzida pelo outro gerador e, conseqüentemente, a fluir pelo outro caminho de transmissão.

A idéia então é, uma vez detectada uma barra de tensão controlada crítica, verificar os diferentes caminhos de transmissão existentes, identificar o caminho mais carregado, e redirecionar o fluxo de potência deste para outros menos

carregados. Quando existe um único tronco de transmissão que conecta a barra de geração crítica com o restante do sistema, a única possibilidade é diminuir a geração, primeiramente de potência reativa e, se necessário, de potência ativa.

1.2

Trabalhos Anteriores

Nesta seção apresenta-se os trabalhos desenvolvidos previamente. O trabalho desta tese pode ser considerado uma continuação destes.

Em [dos Santos, J.O.R., 1997 e França, R.F., 2003] apresentou-se uma abrangente ferramenta de avaliação das condições de segurança de tensão, composta de índices com significado físico / matemático, propícia para uso na operação em tempo real. A ferramenta identifica se a solução de tensão para uma carga conectada à barra i está na parte superior, na inferior e a distância ao máximo carregamento da curva SV. A ênfase está no desenvolvimento da margem de potência, distância em MVA do atual ao máximo carregamento, assim como na análise do ângulo entre os vetores-gradiente dos fluxos de potência ativa e reativa chegando / saindo de barras de carga / geração.

Em [Greenhalgh, A.B., 1998 e Palomino, E.G.C., 2002] desenvolveu-se uma ferramenta computacional capaz de determinar o caminho e ramo de transmissão mais carregado a partir de uma barra de carga considerada crítica. O método de reforço de segurança de tensão em barras de cargas considerou a redução do fluxo de potência em termos de MW no ramo crítico como objetivo para melhorar os índices de estabilidade de tensão do sistema. Para conseguir isto, usou-se a função-objetivo MXTR do FLUPOT e impuseram-se limites restritivos fictícios na geração.

Em [de Castro, M.R.V., 2007] reconsiderou-se a questão da modelagem do controle de tensão por geradores e de existência de múltiplas barras *swing* na avaliação das condições de estabilidade de tensão.

Em [de Souza, L.J., 2007] desenvolveu-se uma ferramenta computacional com base no sistema linearizado das equações de fluxo de carga, e de todas as outras equações de controles e limites, julgadas pertinentes, para avaliação do efeito das ações de controle de tensão. Determina-se uma matriz de

sensibilidade [VCS], “*voltage control sensitivity matrix*”, através da qual se pode estabelecer a relação existente entre as tensões controladas e as grandezas controladoras. Os elementos diagonais relacionam a grandeza controladora de cada equipamento com a respectiva tensão controlada. A análise do sinal desses elementos estabelece se uma determinada ação de controle será adequada ou não, isto é, se terá efeito esperado ou oposto. Os elementos fora da diagonal representam a interdependência existente entre os equipamentos controladores de tensão.

1.3

Objetivos deste Trabalho

Apresenta-se neste trabalho uma abordagem estática para detecção e, se necessário, correção do problema de estabilidade de tensão quando este se manifesta em barras de tensão controlada por geradores e compensadores síncronos.

Inicialmente, o objetivo é mostrar como o fenômeno de estabilidade de tensão se manifesta em barras de carga e, a seguir, em barras de tensão controlada por geradores e compensadores síncronos.

O interesse está em avaliar o comportamento em regime permanente para as ações de controle que envolvem os geradores e compensadores síncronos, assim, como explicar o porquê da possibilidade de ter-se relação oposta entre a tensão de excitação ou controladora e a tensão terminal ou controlada. Neste caso, mesmo havendo margem de potência reativa, esta poderia não ser útil para manter a tensão controlada.

Deve-se identificar a máxima potência ativa e reativa que pode ser injetada na rede de transmissão através das barras de tensão controlada por geradores e compensadores síncronos antes que o fenômeno de estabilidade de tensão se manifeste. Igualmente deve ser calculada a margem de potência nessas barras em relação a seu máximo.

É buscada uma relação de sensibilidade entre o fluxo de potência ativa ou aparente a ser diminuído no ramo mais carregado e o aumento da margem de potência na barra de tensão controlada em estudo.

1.4

Importância do Tema

A seguir, são reproduzidas algumas informações selecionadas da literatura que ilustram a relevância do tema do trabalho desenvolvido.

O primeiro artigo que toca no problema de estabilidade de tensão apareceu em [Weedy, B.M., Cox, B.R., 1968]. A partir da década de 80, depois do *blackout* na França em dezembro de 1978, começam aparecer centenas de artigos na literatura sobre a avaliação das condições de segurança de tensão. Invariavelmente, estes artigos associam o fenômeno à máxima carga que pode ser atendida.

No Brasil foram relatados pontos de operação onde a potência reativa gerada e a tensão controlada tinha relação oposta à usual durante certas condições da operação normal do sistema. Era o caso da usina de Itaipu e do compensador síncrono de Grajaú [Prada, R.B., dos Santos, J.O.R., Greenhalgh, A.B., Seelig, B.H.T., Palomino, E.G.C., 2001]. Isso demonstra que a operação na parte inferior da curva QV (ou lado esquerdo da curva VQ) pode ser possível, ao contrário do que é dito em uma infinidade de artigos, p.ex. [Cañizares, C.A., et al, 2002]. Obviamente, essa situação é indesejável e os operadores tentam evitá-la. É importante, então, que os métodos de avaliação das condições de estabilidade de tensão detectem estes pontos de operação. Entretanto, nenhum dos métodos pesquisados analisa barras de tensão controlada, exceto o “método da matriz [D’]” [Prada, R.B., Palomino, E.G.C., dos Santos, J.O.R., Bianco, A., Pilotto, L.A.S., 2002] e o bem conhecido “método da curva VQ” [Taylor, C.W., 1994].

Embora existam centenas de propostas de métodos para a avaliação, há poucos artigos que tratam do reforço da segurança de tensão, e se adequem à operação em tempo real, através do cálculo de ações de controle. Nenhum desses métodos contempla o reforço em barras de tensão controlada. Esse fato é interessante pois a necessidade de reforço nesse tipo de barras já foi explicitado em 1978 e 1980 [Lachs, W.R., 1978 e Barbier, C., Barret, J.P., 1980]. A idéia seria calcular modificações no perfil de tensão da rede de tal forma que a relação QV fosse a usual em todos os geradores e compensadores. Esse é o principal objetivo deste trabalho.

Em [Tiranuchit, A., Thomas, R.J., 1988] citou-se: “Os casos atuais de *blackouts* caracterizados por quedas de tensão registradas na literatura indicam que os procedimentos práticos padronizados, tais como: troca de *taps* nos transformadores, chaveamento de capacitores, ajuste dos compensadores síncronos e o corte de carga podem agravar um perfil de tensão já instável”. Os geradores podem e devem ser incluídos na lista de dispositivos de controle de tensão. O problema em análise é a relação oposta entre as variáveis de controle de tensão e a tensão controlada quando se opera numa rede de transmissão muito carregada. Neste caso, a capacidade total de um SVC, p. ex., pode não ser útil para manter a tensão numa barra dentro de uma faixa predefinida. Devido à relação oposta, a inserção de admitância capacitiva do SVC baixaria a tensão. O controle automático iria continuar a agir, afundando ainda mais a tensão. Se a tensão torna-se demasiado baixa, os relés de subtensão atuariam, assim como os motores de indução poderiam-se bloquear. Colapso de tensão é uma consequência possível. A outra possibilidade é que os limites do SVC fossem atingidos antes que a tensão se tornasse demasiado baixa e, assim, se interromperia o processo de queda progressiva da tensão.

Problema de estabilidade quase estática do controle de tensão, como descrito acima, foi verificado em pontos de operação atuais de sistemas reais [Prada, R.B., Souza, L.J., Sousa, L.A.P., 2002]. Então, como já expresso em [Cañizares, C.A., et al, 2002], é necessária uma ferramenta computacional capaz de correlacionar as variáveis físicas usadas para controlar a tensão, tais como: corrente de excitação e tensão, *taps* do LTC, admitâncias e ângulo de disparo do tiristor, com a tensão controlada. O objetivo seria determinar se a ação de controle de tensão no regime permanente teria o efeito esperado ou não.

Relação oposta entre potência reativa gerada e a tensão controlada não necessariamente implica em relação oposta entre a tensão de excitação e a tensão controlada [Prada, R.B., Souza, L.J., Sousa, L.A.P., 2002]. Assim, como já observado na prática, a relação QV inversa não acarreta necessariamente problema de perda do controle de tensão. O sinal da relação QV pode ser observado através do “método da matriz [D’]” [Prada, R.B., Palomino, E.G.C., dos Santos, J.O.R., Bianco, A., Pilotto, L.A.S., 2002], enquanto que a adequação do controle de tensão, assim como a interdependência das ações de controle, podem ser observadas através do “método da matriz [VCS]” [de Souza, L.J., 2007].

No Brasil, os casos mais famosos de *blackout* atribuídos a problemas de estabilidade de tensão ocorreram os dias 24 e 25 de abril de 1997, por volta das 18 horas na maior parte do sistema interligado S/SE/CO com afundamento da tensão na região da grande São Paulo [Ferreira, L.C.A., 1999]. As perturbações ocorridas nesses dias, a despeito de sua gravidade, não levaram o Sistema S/SE/CO ao colapso total, graças aos cortes de carga realizados. Assim, cerca de 85 % da carga total permaneceu em serviço em ambos distúrbios. É interessante lembrar que não houve um evento inicializador do processo, como por exemplo, a perda de uma linha de transmissão ou gerador. Com as ferramentas computacionais de hoje, inexistentes à época, pode-se verificar desde às 15 horas a indicação da ocorrência do fenômeno em Itaipu, em Ibiúna, e em Grajaú. Deve-se lembrar que a rede era fraca (devido à falta de investimentos imposta pela política econômica) e que nos dias anteriores houve elevada demanda de carga ativa e reativa (valor recorde na demanda de 39 537 MW às 18h 41 min do dia 15 de abril de 1997 na região S/SE). Associado a estes fatos, o sistema estava operando, conforme programado, sem importantes equipamentos de suporte de potência reativa na área São Paulo: um CS de Ibiúna (+300 Mvar) e um banco de capacitores de Tijuco Preto (+200 Mvar); e na área Minas sem um CS de Neves (+100 Mvar). Encontravam-se indisponíveis 208 Mvar de capacitores no sistema de transmissão da ELETROPAULO.

No caso desse *blackout* operou-se durante horas com relação QV invertida em várias barras. Finalmente, o colapso ocorreu devido à perda do controle de tensão, com a conseqüente queda da tensão, nos compensadores síncronos associados ao inversor cc/ca.

As ocorrências de perda de estabilidade de tensão no sistema elétrico brasileiro até aquela data estavam restritas à área Rio de Janeiro / Espírito Santo, que era muito dependente de geração externa e com carga reativa fortemente influenciada pelas altas temperaturas locais. Entretanto, as ocorrências de abril de 1997 na área São Paulo mostraram na prática que este fenômeno pode também ocorrer em uma rede malhada e com um grande parque gerador.

1.5

Revisão Bibliográfica

Existem centenas de artigos na literatura que tratam da fase de avaliação das condições de segurança de tensão. No entanto, existem poucos artigos que tratam da fase de reforço e, mais ainda, sejam adequados à operação em tempo real. Este trabalho dá continuidade a uma linha pioneira [Greenhalgh, A.B., 1998 e Palomino, E.G.C., 2002] que para reforçar as condições do sistema, através do cálculo de ações de controle operacionais, lida com a origem do problema: o fluxo de potência excessivo em certo ramo de transmissão e para verificar a eficácia das ações de reforço, monitora a grandeza física de real interesse: a margem de potência.

Sabe-se que o reforço das condições de estabilidade de tensão é obtido na fase do planejamento da expansão através da instalação de novas fontes de compensação reativa, transformadores com *taps* variáveis e novas linhas de transmissão; na fase do planejamento da operação através da limitação de intercâmbio entre áreas, da limitação da geração em certas unidades, do incremento da reserva girante de potência reativa e da redução das perdas de transmissão; e na fase de operação através de redespacho de potência reativa e ativa. Técnicas de otimização podem ser usadas na formulação de um problema de fluxo de potência tanto para minimizar o custo de operação quanto para maximizar a distância ao colapso de tensão.

Em linhas gerais, o critério de estabilidade de tensão pode ser incorporado no fluxo de potência ótimo de duas formas: i) maximizando-se a função-objetivo, representando a diferença entre o ponto de máximo carregamento e o ponto de operação do caso-base, e ii) inserindo-se mais uma restrição representando a margem mínima que deve existir entre o ponto de operação do caso-base e o ponto de máximo carregamento.

Savulescu, S.C., Virmani, S., Vickovic, D., 2007, “Real-Time Calculation of Power System Loadability Limits”, IEEE Powertech Conference, Lausanne, Switzerland.

A capacidade de transferência de potência desde os geradores, incluindo importação e exportação através das linhas de interconexão, está limitada por

restrições térmicas, de tensão, de estabilidade, etc. A distância entre o valor total da potência transferida à rede e o carregamento máximo é chamado de “margem de estabilidade estática”.

O carregamento máximo muda com cada ponto de operação, e pode ser muito diferente dos valores pré-calculados *off-line* para situações típicas. Sua violação significa perigo de ocorrência de um *blackout*. Uma “margem de segurança” deve ser calculada para identificar se o ponto de operação encontra-se numa região segura ou numa região não segura, isto é, muito próxima do máximo. Recomenda-se não ultrapassar esta margem com a finalidade de prevenir problemas de estabilidade transitória. Para qualquer estado do sistema elétrico, o limite de estabilidade permanente e o limite de estabilidade transitória encontram-se relacionados e se movem na mesma direção. Como referência é usada 20 % de margem de segurança na Romênia e 15 % no Panamá.

O programa *QuickStab* de avaliação nodal das condições de estabilidade de tensão resolve este problema com grande rapidez. Este tem sido usado na programação da operação, redespacho em tempo real, operação de mercados elétricos e planejamento de transmissão nos EUA, América Latina, Europa e Ásia. Decisões de redespacho de potência devem ser rápidas e seguras [Savulescu, S.C., Eichler, R., Vickovic, D., 2007].

O método usado pelo *QuickStab* encontra-se baseado no equivalente REI-Dimo criado por Paul Dimo em 1960, e encontra-se diretamente relacionado com a equação de correntes de curto-circuito [Savulescu, S.C., Oatts, M.L., Pruitt, J.G., Williamson, F., Adapa, R., 1993]. A identidade de cada gerador é mantida e todas as barras de carga são conectadas a um único centro de carga fictício para simular o incremento de carga nesta. Atualmente, o algoritmo foi aperfeiçoado e leva em conta os limites em MW e Mvar dos geradores, reatância síncrona e sub-transitória dos geradores. Se algum gerador atinge o $P_{\max}$ e $Q_{\max}$, sua reatância transitória deve ser substituída pela síncrona. Usa um formato gráfico amigável e é facilmente adequável a qualquer estrutura de fluxo de carga. Este programa tem estimadores de estado e está acoplado através de sistemas SCADA para a aquisição de dados. Experiências com a operação do sistema independente de Bósnia e Herzegovina são apresentadas.

É apresentado o critério de estabilidade de potência reativa dQ/dV para determinar a máxima carga que pode ser transmitida pela rede elétrica. Este

índice representa a soma de vetores da corrente de curto-circuito de cada gerador ao centro único de carga. Foi demonstrado que o índice dQ/dV e o determinante da matriz Jacobiano do sistema de equações do fluxo de carga anulam-se simultaneamente no seu ponto crítico, isto é, na máxima carga. São traçados estes vetores de corrente de curto-circuito e é demonstrado que no ponto de máxima carga são colineares.

O índice dQ/dV é mostrado numa escala não linear através de um desenho modular numa interface gráfica. Simultaneamente, em outro gráfico, é mostrado numa escala linear a quantidade de MW que corresponde ao índice dQ/dV . Cada interface gráfica encontra-se dividida em três: região segura de operação, região insegura de operação e região instável. Este índice é verificado com o traçado da curva PV.

É possível visualizar a margem de estabilidade para várias contingências e estas serem ordenadas de acordo com o grau de criticidade.

As principais características do método são:

- Quantifica o risco de *blackout* executando análise de estabilidade estática e de tensões no sistema.
- Calcula a distância até o ponto de colapso de tensão e perda de sincronismo nos geradores sem ter necessidade de executar novos fluxos de carga.
- Detecta regimes operativos com insuficiente margem de estabilidade.
- Ordena os geradores e as interconexões ou linhas de transmissão em função do seu impacto na estabilidade e, além disso, identifica as máquinas que podem ser a causa da perda de estabilidade.
- Excelente eficiência do algoritmo e grande rapidez computacional, facilitando o desenvolvimento de estratégias preventivas e/ou corretivas.
- Unicamente avalia e não reforça as condições de estabilidade de tensão.

Marcolini, A.M., Trigo, A.L., Ramos, J.L.M., Mauricio, J.M., 2007, “Preventive Control Actions to Enlarge the Load Margin Using VSCOPF & Sensitivity Techniques”, IEEE Powertech Conference, Lausanne, Switzerland.

O problema da segurança de tensão é estudado considerando o ponto de vista do operador do sistema, que é quem deve atuar com ações corretivas para evitar que o fenômeno de colapso de tensão se manifeste. A idéia é que o operador do sistema possa decidir que parâmetros de controle usar para aumentar a margem de carga do sistema, e por conseqüência, afastar o ponto de colapso de tensão do ponto de operação atual.

É apresentada uma ferramenta heurística baseada no fluxo de potência ótimo com restrições de segurança (VSCOPF) e uma análise de sensibilidade da margem de carga do sistema com respeito aos parâmetros de controle (*taps* de transformadores, tensões de geração, capacitores, etc). O tratamento das restrições de igualdade e desigualdade é feito modificando-se a função-objetivo através dos multiplicadores de Lagrange e são usadas as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker para a solução deste problema não linear.

A função-objetivo do VSCOPF é maximizar a margem de carga do sistema ($\max \lambda$), tendo como restrições as equações de balanço de potência ativa e reativa de cada barra, a equação de variação de potência da barra *swing* que mostra a direção de incremento da geração quanto do aumento da carga, os limites de geração de potência reativa em cada gerador e os limites de tensões nas barras. Inicialmente os parâmetros de controle não mudam.

O fluxo de potência ótimo calcula a máxima margem de carga possível e é comparada com a margem prevista de carga horária que dispõe o operador do sistema. Se for menor que a margem prevista, o operador do sistema tem que decidir qual é o parâmetro de controle mais eficaz a ser usado. Se com a variação de um parâmetro não for suficiente, repete-se o processo com a variação de um segundo parâmetro e assim sucessivamente.

O método permite calcular um vetor com a máxima variação de cada parâmetro de controle através de suas respectivas sensibilidades obtidas da linearização das equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema. Determina um coeficiente de eficiência que permite comparar o efeito das variações máximas dos parâmetros de diferente natureza (geradores, *taps*, impedâncias *shunt*), que de outra forma não seriam numericamente comparáveis, assim, proporcionando a informação necessária para decidir qual deles deve ser usado na função-objetivo VSCOPF. O principal característica do

método é que evita usar todos os parâmetros de controle para maximizar a margem de carga, e assim, o esforço computacional é menor.

Evita-se que os limites dos geradores sejam atingidos. Porém, em situações críticas esta condição é relaxada para permitir que as barras PV sejam tratadas como PQ e conseguir aumentar ainda mais a margem de carga sem ter que alterar outros parâmetros de controle até que não seja mais possível encontrar uma melhor solução. Isto significa mudança nas equações de fluxo de potência e variáveis do sistema.

Sutanto, D., Lachs, W.R., 2000, "Improving Voltage Stability Line Limits", 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM), Hong Kong.

O método utilizado é o de reconhecimento de padrões para prover respostas oportunas no sistema inteiro quando existem indícios de que problemas de estabilidade de tensão podem acontecer na rede. A vantagem é que não se necessita da modelagem complexa dos componentes do sistema elétrico. Os padrões a serem reconhecidos são identificados pela mudança de dois parâmetros: redução da tensão em subestações de transmissão e incremento da potência reativa que está sendo entregue pelas unidades de geração. O uso das reservas de potência reativa permite que os geradores ainda continuem excitados por um tempo adicional e continuem trabalhando em equilíbrio de tensão, mas, quando as reservas de potência reativa começam a se esgotar se corre o risco de colapso de tensão. As unidades de geração podem ficar fora do sistema por sobre-corrente no rotor quando a produção de potência reativa for maior do que seu limite.

Durante um distúrbio, as unidades geradoras suprem mais potência reativa do que normalmente e as linhas de transmissão ficam mais carregadas, aumentando-se sua defasagem angular medida entre a entrada e saída. Medidas automáticas devem agir imediatamente para tentar colocar o sistema em um novo ponto de equilíbrio porque as reservas de potência reativa podem-se esgotar e a estabilidade de tensão ser perdida. Simulações de colapso de tensão mostram um incremento substancial nas perdas de potência reativa na reatância série e, então, uma estratégia é reduzir essas perdas através da troca mais rápida de *taps* em transformadores nas subestações de transmissão, elevar

a tensão nas barras terminais dos geradores e compensadores síncronos e, no pior do caso, reduzir a demanda de potência reativa.

Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 2000, "Costs of Voltage Security in Electricity Markets", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 4, pp. 2115 - 2120.

Este trabalho estuda a incorporação de restrições de segurança de tensão através de funções-objetivo e técnicas de otimização dentro da formulação de um fluxo de potência ótimo. Analisa-se o custo associado à garantia da segurança de tensão no sistema, mas, o método não indica quem tem que pagar para aumentar a margem de estabilidade do sistema.

Técnicas de otimização são usadas na formulação de fluxo de potência tanto para minimizar os custos de geração quanto para maximizar a distância ao colapso de tensão. Isto é feito através de combinações lineares na função-objetivo onde pesos são dados tanto para a função custo de geração quanto ao critério de estabilidade de tensão, e então, é possível comparar os custos operacionais dos sistemas de potência em diferentes níveis de carregamentos e segurança de tensão.

É mostrado que a incorporação do critério de estabilidade de tensão dentro do problema tradicional de fluxo de potência ótimo, como uma diferença da carga entre o ponto de operação e o ponto crítico de máximo carregamento, pode resultar em aumentos dos custos de geração. Este incremento pode ser considerado como um custo operacional de reforço às condições da estabilidade de tensão. Estas idéias têm que ser testadas em sistemas de grande porte porque conforme aumenta os níveis de carregamento, a margem de estabilidade diminui. No entanto, a alta não-linearidade das equações em ponto de operação perto do colapso de tensão e o grande número de limites de controle de tensão ativos constituem-se em restrições e problemas numéricos.

A função-objetivo: $w_1 g(x_p, p, \lambda_p) - w_2 (\lambda_c - \lambda_p)$ a ser minimizada e que leva em conta a distância ao ponto de colapso de tensão, inclui um vetor "x" que representa as variáveis dependentes (magnitude e ângulo de tensão das barras exceto as de geração; potência reativa do gerador quando se usa modelo PV; e

potência reativa e ativa das barras de referência), um vetor “p” que representa as variáveis independentes (potência ativa e tensão na barra terminal de geração) e parâmetros: λ_p que representa o fator de carga no ponto de operação e λ_c o fator de carga crítico do sistema. Os pesos w_1 e w_2 servem para balancear a ênfase colocada no critério de estabilidade versus a minimização dos custos. Entende-se que, quando o ponto de operação encontra-se perto do colapso de tensão, o peso dado ao critério de estabilidade é maior do que ao custo da geração. Outra alternativa para atribuir um custo à estabilidade de tensão é incluir a desigualdade $(\lambda_c - \lambda_p) \geq \Delta\lambda_{\min}$ como uma restrição a mais, onde $\Delta\lambda_{\min}$ representa a margem mínima aceitável de estabilidade do sistema.

Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 2003, “Multi Objective Optimal Power Flows to Evaluate Voltage Security Costs in Power Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 578 - 587.

Neste trabalho são propostas novas técnicas de otimização de fluxo de potência baseado em metodologias de objetivos múltiplos. O redespacho de potência ativa e reativa é feito, enquanto que, a segurança de tensão no sistema de potência é maximizada. O efeito de minimizar os custos operativos, minimizar a geração de potência reativa e/ou maximizar as margens de carga são comparadas em sistemas-teste do IEEE. É mostrado que a incorporação da estabilidade de tensão dentro de um problema tradicional de fluxo de potência ótimo pode resultar numa elevação dos custos operativos.

Alguns conceitos fundamentais de estabilidade de tensão são discutidos para entender melhor como técnicas de otimização podem ser usadas no estudo do problema do colapso de tensão. Em geral, um problema de fluxo de potência ótimo é um problema de programação não linear que é usado para o ajuste de parâmetros para o controle ótimo e assim minimizar a função-objetivo desejada. O resultado mostra a importância da inclusão do ponto de operação (x_p) para análise da estabilidade de tensão. Algumas formulações são propostas, sendo uma a função-objetivo definida através de combinações lineares: $G(x_p, p, \lambda_p, \lambda_c) = w_1 g(x_p, p, \lambda_p) - w_2 (\lambda_c - \lambda_p)$, onde fatores de carga são usados como medida de distância ao ponto crítico ou máximo carregamento.

Quanto mais próximo do ponto crítico, maior peso é dado na função-objetivo ao critério da estabilidade de tensão (w_2) do que ao critério de minimização dos custos de operação (w_1). Outra alternativa para consignar um custo à estabilidade de tensão é incluir uma restrição de desigualdade através de uma margem fixa $\Delta\lambda_{\min}$ de carga em $(\lambda_c - \lambda_p) \geq \Delta\lambda_{\min}$ ou de uma restrição de igualdade de uma margem desejada $\Delta\lambda_g$ de carga em $(\lambda_c - \lambda_p) - \Delta\lambda_g = \beta_1 - \beta_2$ estabelecida pelo operador, onde, β_1 e β_2 são minimizadas e definem a atual margem de carga.

Também é usada outra função-objetivo: $G(x_p, p, \lambda_p, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4) = w_1 g(x_p, p, \lambda_p) + w_2 \beta_1 + w_3 \beta_2 + \sum_i (w_4 \beta_{3i} + w_5 \beta_{4i})$ que tenta minimizar a diferença entre o fator de potência atual de alguns geradores escolhidos e o fator de potência desejado. Esta diferença a ser minimizada é guardada nos vetores β_3 e β_4 . Esta formulação faz que os geradores operem perto do fator de potência desejado, senão, custos de penalidade por potência reativa são automaticamente impostos. Sabe-se que “w” são os pesos usados para variar a ênfase relacionada com os custos operativos, as margens de carga e o fator de potência.

Cañizares, C.A., Rosehart, W.D., Berizzi, A., Bovo, C., 2001, “Comparison of Voltage Security Constrained Optimal Power Flow Techniques”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1680 - 1685.

Este trabalho compara duas formulações de fluxo de potência ótimo, uma que maximiza a distância ao colapso de tensão baseado no nível de carregamento e a outra que maximiza o valor singular da matriz Jacobiana. Ambas consideram a segurança de tensão por condições básicas de colapso de tensão. As técnicas são ambas baseadas em métodos de otimização multi-objetivo, sendo que os custos operativos e as perdas podem ser minimizadas, enquanto que a distância ao colapso de tensão é maximizada. Esses dois objetivos são ponderados. As técnicas são descritas em detalhe e comparadas para estudar suas similaridades, vantagens e desvantagens. As comparações são feitas sobre os resultados obtidos com o sistema-teste de 118 barras do IEEE.

Fluxo de potência ótimo (OPF) é usado extensamente no planejamento e operação do sistema em tempo real para o despacho de potência ativa e reativa,

minimizando os custos de operação, isto é, de geração e as perdas do sistema para melhorar o perfil de tensão. Estas duas considerações são incluídas no OPF através do termo $C(z_o, p)$. O problema de estabilidade de tensão aparece em condições de operação onde a matriz Jacobiana torna-se singular. A função-objetivo que maximiza a distância ao colapso de tensão: $(1-w)C(z_o, p) - w\|\lambda_o - \lambda_c\|$, inclui condições de estabilidade de tensão através do parâmetro λ que representa o carregamento da rede e a outra função-objetivo: $(1-w)C(z_o, p) + w\sigma_{\min}^{-1}\{J_o\}$ que também inclui condições de estabilidade de tensão, é caracterizado através da maximização do valor singular da matriz Jacobiana ($\sigma_{\min}^{-1}\{J_o\}$). O ponto de operação atual é indicado por “o” e o ponto de colapso de tensão por “c”. O peso “w” na função-objetivo é incrementado perto do máximo carregamento para dar maior ênfase ao critério da estabilidade de tensão, mesmo que isso signifique aumento dos custos de operação.

Rosehart, W.D., 2002, “Optimal Power Flows Incorporating Network Stability”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 1100 - 1104.

Neste trabalho são apresentadas três formulações de fluxo de potência ótimo: o fluxo de potência tradicional, o fluxo de potência com restrições de estabilidade de tensão e por último, o problema de máxima distância ao ponto de colapso de tensão. A solução ótima considera a reserva girante disponível das unidades geradoras. Esta reserva de geração permite afastar o ponto de operação atual do ponto de máximo carregamento pela introdução de potência reativa ao sistema. O preço por reserva (C_{Ri}) e a quantidade de reserva de cada gerador (P_{Ri}) é inserido na função-objetivo: $G(x_p, p, \lambda_p, \lambda_c) = \sum (C_i P_i + C_{Ri} P_{Ri})$, e permite grande flexibilidade na solução, em termos de otimização do custo de operação num ponto de carga. O critério de estabilidade de tensão pode ser incorporado ao fluxo de potência ótimo através de duas formas: i) maximizando a função-custo que representa uma diferença entre o ponto crítico e o ponto de operação, através de fatores de carga que indicam o carregamento nesse ponto: $\max (\lambda_c - \lambda_p)$ e, ii) inserindo mais uma restrição que represente a mínima margem de carga que deve existir ao ponto de colapso de tensão, $\lambda_c - \lambda_p \geq \Delta\lambda_{\min}$.

A análise baseada em multiplicadores de Lagrange é feita para determinar quanto uma restrição afeta o objetivo do problema, p.ex. o gráfico dos multiplicadores de Lagrange associado com o fluxo de potência ativa e reativa em cada barra, dá uma idéia de quanto cada barra aporta ao custo total operativo do sistema, identificando a barra crítica.

Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 1999, “Optimal Power Flow Incorporating Voltage Collapse Constraints”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, pp. 820 - 825.

Neste artigo são mostradas aplicações de técnicas de otimização para estudos do colapso de tensão. Duas principais idéias são consideradas: primeiro, como as restrições impostas ao ponto de operação atual e ao ponto crítico de máxima carga afetam a máxima transferência de potência; e segundo, como inserir na função-objetivo o critério de estabilidade de tensão na formulação do fluxo de potência ótimo. A função dos limites, e as variáveis dependentes e independentes do fluxo de potência são demonstrados usando o análise de Lagrange. Os algoritmos são testados no sistema-teste de 30 barras do IEEE.

É demonstrado que restrições de estabilidade de tensão podem ser incorporadas em estudos de fluxo de potência ótimo e mostra-se também que a incorporação destas restrições reduz o espaço de soluções possíveis ótimas, p.ex., impor limites de geração de potência reativa nos geradores reduz a distância ao ponto de colapso de tensão. O algoritmo leva em conta a importância relativa entre a minimização dos custos de geração e a estabilidade de tensão para diferentes níveis de carregamento.

É mostrada a teoria da bifurcação para explicar o fenômeno não linear do colapso de tensão. Esta bifurcação é matematicamente caracterizada quando algum autovalor da matriz Jacobiana é nulo. O estabelecimento de *shunts* e compensação série ótimos poderiam ser calculados através de técnicas de otimização que maximizem a distância ao ponto de bifurcação sela-nó, o qual pode ser associado em alguns casos com o colapso de tensão.

Affonso, C.M., da Silva, L.C.P., Lima, F.G.M., Soares, S., 2003, “Optimal MW/Mvar Dispatch and Minimal Load Shedding Strategy for Improving

Voltage Stability Margin”, IEEE General Meeting Toronto - Power Engineering Society, Vol. 1, pp.1-6.

Apresenta-se um método iterativo para aumentar a margem de estabilidade do sistema. O método apresentado está baseado em combinações de redespacho de fluxo de potência reativa e ativa em condições de operação normal para garantir um menor custo de geração. Avalia-se a margem de potência através da curva PV, e se esta é menor que 6%, é proposta uma estratégia que minimiza o corte de carga de acordo com fatores de participação modal da matriz Jacobiana. Este método identifica a barra mais adequada para os propósitos de corte de carga, visando um aumento da margem de estabilidade. Nota-se que nem sempre a barra que fica mais próxima ao lugar aonde aconteceu a contingência é a principal candidata para o corte de carga.

Geradores com impacto negativo na margem do sistema são indicados por índices modais e penalizados com altos custos na função-objetivo do programa de fluxo de potência ótimo usado para o redespacho. A função-objetivo a minimizar é $\sum f_i(P_{gi}) + \lambda_{ARi} \cdot P_{gi} + \lambda_{RRi} \cdot V_i$, onde $f(P_{gi})$ é a função-custo de geração, λ_{ARi} e λ_{RRi} são os fatores de penalidade definidos para cada gerador associado com o redespacho de potência ativa e reativa respectivamente. Resultados numéricos mostram a diminuição das perdas do sistema e a melhoria significativa das margens de estabilidade de tensão.

Parker, C.J., Morrison, I.F., Sutanto, D., 1996, “Application of an Optimization Method for Determining the Reactive Margin from Voltage Collapse in Reactive Power Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1473-1481.

O planejamento do sistema elétrico requer a avaliação em regime permanente da margem de potência reativa da carga com respeito ao ponto de colapso de tensão, a fim de quantificar a potência reativa disponível nos diferentes equipamentos.

A margem de potência reativa é calculada como a diferença entre a carga reativa máxima distribuída em áreas selecionadas do sistema e a carga reativa no ponto de operação em análise. A margem pode ser estimada aplicando-se um método

de otimização não linear baseado na técnica de pontos interiores. É usada como função-objetivo a maximização da carga reativa total, as equações de fluxo de carga como restrições de igualdade e a inclusão de limites do sistema como restrições de desigualdade [Van Cutsem, T., 1991]. O modelo dos geradores considera a compensação por perdas de carga e a incorporação de suas curvas de capacidade PQ. A geração de potência reativa dos geradores, exceto da barra *swing*, pode ser modelada como constante considerando que a corrente de campo é fixa e modelada como variável em função da tensão terminal. O modelo das cargas é uma função exponencial da tensão.

É apresentado um exemplo numérico com o tronco principal de 500/330/220 kV do sistema de *New South Wales*, Austrália. Mostra-se que as curvas QV são usadas principalmente em estudo de planejamento do sistema elétrico, enquanto que o método de otimização oferece melhor robustez, precisão e habilidade para fornecer informação em relação à máxima margem de potência reativa da carga e dos nós mais sujeitos à ocorrência do colapso de tensão. A contribuição de cada barra no incremento de potência reativa na carga total está determinada pelos coeficientes de participação. O método proposto de otimização obtém margens de potência reativa em Mvar mais altas do que com a aproximação da curva QV e os problemas de convergências são menores. A curva QV é construída através de vários fluxos de carga, isto é, fixando-se o valor da tensão na barra em análise e calculando-se sua respectiva injeção de potência reativa.

Huang, G.M., Nair, N.-K.C., 2001, “An OPF based Algorithm to Evaluate Load Curtailment Incorporating Voltage Stability Margin Criterion”, North American Power System Conference, Texas, USA.

Este artigo propõe um método de redução de carga com fator de potência constante através de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (OPF) incorporando restrições para manter certa margem de estabilidade de tensão em regime permanente.

É apresentado um índice $L_j = \left| \frac{S_{j+}^*}{Y_{jj} V_j^2} \right|$ como indicador da margem de

estabilidade que existe entre o ponto de operação atual e o ponto do colapso de tensão. Este índice é deduzido da matriz híbrida *H* proveniente de

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = [H] \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \text{ que representa o sistema de equações do sistema de}$$

transmissão, ou seja, as relações matemáticas que existem entre a corrente e a tensão nas barras de carga e corrente e a tensão nas barras de geração. Nota-

se que S_{j+}^* representa a potência aparente conjugada que consome a barra j mais um adicional de potência que representa as contribuições do resto do sistema. É mostrado em [Kessel, P., Glavitsch, H., 1986] que quando a barra de carga se aproxima em regime permanente de uma situação de colapso de tensão, o índice L se aproxima ao valor numérico 1.

Para minimizar a redução de carga é usada a função-objetivo $\sum_{i=n}^n (P_{lireq} - P_{li})$

onde P_{lireq} é a demanda real de carga na barra i e P_{li} é a carga atual fornecida à barra i , e o critério baseado no índice de estabilidade de tensão $L_i \leq L_{crit}$ é incorporado como uma restrição. As restrições convencionais de um fluxo de potência ótimo são respeitadas, por exemplo, equações de fluxo de carga, limites de potência ativa e reativa dos geradores, limites de tensão nas barras, limites dos *taps* dos transformadores, fator de potência constante na carga, etc.

Operar o sistema o mais longe possível de uma situação de colapso de tensão (L muito pequeno em todas as barras) significa que maior é o custo associado a uma maior redução de carga.

Garcia, A.V., de Almeida, M.C., 1999, “Identificação de Ramos Críticos para Estabilidade de Tensão Baseada na Análise Modal do Sistema”, XV SNPTEE, Paraná, Brasil.

Neste trabalho apresenta-se um método capaz de identificar ramos críticos de transmissão de potência no sistema elétrico para estudos de estabilidade de tensão, através da análise modal da matriz de sensibilidade que relaciona diretamente a magnitude de tensão na barra com sua injeção de potência reativa. Esta abordagem estática para detecção e prevenção do problema de estabilidade de tensão está baseada na análise de autovalores e autovetores obtida do Modelo de Acoplamentos Implícitos.

A magnitude destes autovalores fornece uma medida entre o ponto de operação e a perda da estabilidade de tensão do sistema. Quanto menores forem os autovalores, mais próximo o ponto de operação estará da perda de estabilidade de tensão.

Para identificar os ramos críticos para a estabilidade do sistema, obtém-se

fatores de participação dos ramos $Pr_{ji} = \frac{\Delta Q_{ji}}{\Delta Q_{\max i}}$ para cada um dos modos mais

críticos, a partir das variações linearizadas das perdas reativas em cada ramo. Esses fatores de participação indicam quais ramos consomem mais potência reativa para uma variação incremental na carga reativa. Ramos com altos fatores de participação determinam a fraqueza do modo a que eles pertencem. Analisando-se os fatores de participação dos ramos, é possível obter informações para uma redistribuição dos fluxos de potência visando aliviar o carregamento desses ramos, além de identificar as áreas propícias a instabilidade de tensão. Destes fatores de participação é possível sugerir ações de controle e determinar quais contingências provocariam perda de estabilidade.

Hong, Y.-Y., Yang, Y.-L., 1999, "Expert System for Enhancing Voltage Security Stability in Power Systems", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. Vol. 146. No. 4. pp. 349 - 354.

É implementado um sistema inteligente para melhorar o perfil de tensão quando ocorrem contingências leves e para o cálculo de ações de controle apropriadas para prevenir o sistema do colapso quando ocorram contingências severas. Um novo modelo, incorporando variáveis para a potência ativa, tensão terminal e limites de potência reativa dos geradores, é apresentado para os estudos de estabilidade de tensão. Um sistema real de 256 barras serve como exemplo para demonstrar o desempenho do sistema proposto.

Modelos de dispositivos de sistemas de potência são importantes nas análises de estabilidade e segurança de tensão. Mais especificamente, modelos de carga $P_{loadi} = P(a_1 + a_2 V_i + a_3 V_i^2)$ e $Q_{loadi} = Q(a_1 + a_2 V_i + a_3 V_i^2)$ que são uma composição de potência, corrente e impedância constante, limite superior variável de potência reativa dos geradores $Qg_i^{\max} = Qg_i^{\max,0} + C_1 \Delta P_{g_i} + C_2 \Delta V_i$ e taps de LTCs. As curvas SV mostram que a máxima potência elétrica transferida

é menor com o modelo do limite superior Mvar variável dos geradores do que com o limite constante.

Muitos casos de instabilidade indicam que o limite superior de potência reativa do gerador decresce uma vez que o sistema é estressado devido a severas contingências ou incremento de carga pesada. Deve-se evitar que a geração de potência reativa atinja seu valor máximo porque as correntes do estator e rotor causam uma repentina diminuição desse limite do gerador. Sem cálculos adicionais de índices e margens de potência, o sistema inteligente reforça as condições de estabilidade de tensão através da atuação de fontes de potência reativa, de LTCs e corte de carga indicados por fatores de sensibilidade. O sistema proposto não modela o problema de estabilidade de tensão explicitamente.

Srivastava, K.N., Srivastava, S.C., 1997, "Effect of Generation Rescheduling on Voltage Stability Margin", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 11-17.

Mostra-se o efeito do redespacho de geração para incrementar as margens de estabilidade de todo o sistema, considerando todos os limites de tensão, corrente e de potência ativa e reativa dos geradores e compensadores síncrono.

Quatro funções-objetivo para o fluxo de potência ótimo (OPF) são propostas:

minimização do custo total de geração $\sum_{i \in N_g} (\frac{1}{2} \cdot a_i \cdot P_{G_i}^2 + b_i \cdot P_{G_i}^2 + c_i)$, minimização

das perdas totais de transmissão $\sum_{i=1}^N y_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij})$, maximização do

valor mínimo singular da matriz Jacobiana $J_r = Q_v - Q_\theta P_\theta^{-1} P_v$ e minimização da

injeção de potência reativa na barra de referência $\sum_{i \in N_{pv}} W_{V_i} \cdot (V_{t_i} - V_{\max_i})^2 + W_Q \cdot Q_{inj}$. O redespacho de geração usando qualquer das

quatro funções-objetivo em sistemas que se encontram em condições críticas produzem um incremento na margem de estabilidade de tensão, o qual pode ser medido em termos da margem da curva da potência reativa QV ou do mínimo valor singular da matriz Jacobiana reduzido $\sigma_{\min}$. A desvantagem deste método

acontece na carga leve quando a correlação entre $\sigma_{\min}$ e a margem da curva QV é perdida.

Menezes, T., da Silva, L.C.P., Affonso, C., da Costa, V.F., Soares, S., 2002, “MVar Management on the Pre-dispatch Problem for Improving Voltage Stability Margin”, *PowerCon International Conference*, Vol. 3, pp. 1690 - 1694.

Apresenta-se um método de reforço das margens de estabilidade de tensão através da injeção ótima de fluxo de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos.

Fatores de participação modal da matriz Jacobiana reduzida a $J_r = P_\theta - P_v Q_v^{-1} Q_\theta$ (assumiu-se $\Delta Q = 0$) são usados para definir os índices de penalidades μ_i e, assim, identificar a injeção mais adequada de potência reativa de cada gerador ou compensador síncrono. A função-objetivo a ser minimizada $\sum_{i \in G} [f_i(p_i^t) + \mu_i^k Q_{gi}^t]$ tem o primeiro termo que minimiza os custo de geração de potência ativa e o segundo que minimiza a injeção de potência reativa. Geradores com fatores de participação modal grande são penalizados para uma injeção pequena de potência reativa e geradores com fatores de participação modal pequeno são penalizados para uma injeção grande de potência reativa. Os resultados obtidos com o sistema-teste *New England* e sistema S-SE brasileiro mostram que o método usado aumenta as margens de estabilidade de tensão em todos os intervalos de demanda elétrica do dia. A ocorrência de contingências é também considerada.

As vantagens do método apresentado é que a injeção de potência ativa dos geradores é mantida, as perdas reativas do sistema elétrico diminuiram e as reservas de potência reativa aumentaram devido à operação com um melhor perfil de tensão. Isto significa que não há impactos nos objetivos energéticos das centrais hidroelétricas e nos custos energéticos totais.

Visakha, K., Thukaram, D., Jenkins, L., 2004, “An Approach for Real Power Scheduling to Improve System Stability Margins under Normal and Network Contingencies”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 71, No. 2, pp. 109-117.

Este artigo usa o índice $L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^g F_{ji} \cdot \frac{V_i}{V_j} \right|$ que foi deduzido em [Kessel, P.,

Glavitsch, H., 1986] para avaliar a estabilidade de tensão nas barras de carga e propõe como método de reforço da segurança de tensão o redespacho de fluxo de potência ativa através de fatores relativos calculados para cada gerador, isto é, calculando-se as contribuições de cada gerador para as cargas.

O método foi testado num sistema exemplo típico e também num sistema prático equivalente de 24 barras considerando um fluxo convencional de carga e outro considerando os fatores relativos de geração. Nota-se que como este último, houve grandes melhoras na estabilidade de tensão e angular do sistema. A repartição de geração que corresponde a cada barra de carga da rede é obtida dos valores absolutos dos elementos da sub-matriz F_{LG} que corresponde ao

sistema $\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix}$ da rede de transmissão. Esta sub-matriz

relaciona as tensões nas barras de carga com as tensões das barras de geração.

Zecević, A.I., Miljkovic, D.M., 2001, "Enhancement of Voltage Stability by an Optimal Selection of Load Following Units", *Electric Power and Energy Systems*, Vol. 23, No. 6, pp. 443-450.

Aqui é estudado como a estabilidade de tensão e o controle de sistemas de potência podem ser reforçados através da localização apropriada e quantidade certa de barras de geração que atendem o crescimento de carga. É apresentado um algoritmo baseado numa função-custo que relaciona os limites de potência reativa dos geradores com a perda de estabilidade de tensão do sistema, para a escolha dessas barras de geração. Inclui-se o modelo dinâmico de sétima ordem em dois eixos dos geradores. Uma variedade de experimentos é apresentada para o sistema-teste de 118 barras do IEEE.

A seleção de barras afeta os fatores de participação dos geradores nos modos do sistema e, portanto, deve ser levado em conta para o desenho do controle secundário, p.ex., estabilizadores de sistemas de potência.

El-Sadek, M.Z., Mahmoud, G.A., Dessouky, M.M., Rashed, W.I., 1998, “Tap Changing Transformer Role in Voltage Stability Enhancement”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 50, No. 2, pp. 115-118.

É bem conhecido que transformadores com *taps* variáveis (LTCs) podem afetar a estabilidade de tensão do sistema elétrico. É utilizado o índice L deduzido em [Kessel, P., Glavitsch, H., 1986] para a avaliação destes efeitos. Qualquer transformador com *taps* muito baixos ou muito altos, fora da faixa de valores práticos 0,8 a 1,2 pu, pode tornar a tensão do sistema instável. Dentro da faixa de operação, a tensão do sistema é usualmente estável quando a tensão do sistema é originalmente estável, mas com diferentes graus de estabilidade e com diferentes margens de estabilidade. Quando esses transformadores são colocados nos terminais de carga não muda o valor da máxima potência transmitida, mas afeta o valor de tensão crítica.

Aryaa, L.D., Sakravdiab, D.K., Kothari, D.P., 2005, “Corrective Rescheduling for Static Voltage Stability Control”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 27, No. 1, pp. 3-12.

Descreve-se uma técnica para aumentar a estabilidade estática de tensão através do controle das variáveis da potência reativa: tensão nas barras terminais das barras PV, compensação *shunt* e *taps* dos transformadores. O algoritmo é baseado na sensibilidade do autovalor mínimo da matriz Jacobiana com respeito aos controles das variáveis associadas à potência reativa. A função-objetivo $J = \frac{1}{2} \Delta U^T W \Delta U$ minimiza o desvio quadrático das variáveis de controle da potência reativa (ΔU) para incrementar o autovalor mínimo da matriz Jacobiana do fluxo de potência, onde “W” é uma matriz diagonal conhecida como matriz de pesos. Está sujeita à restrição: $S\lambda^T \Delta U = \Delta\lambda_{\min}$, onde “ $S\lambda$ ” é um vetor de sensibilidade do autovalor mínimo em relação às variáveis de controle da potência reativa [Arya, L.D., Cloube, S.C., Kothari, D.P., 2001 e Souza Lima, E.E., de Jesus Fernandez, L.F., 2000] com a finalidade de garantir um ganho positivo do autovalor mínimo $\Delta\lambda_{\min}$.

Além disto, é observado que aumentando-se o autovalor mínimo da matriz Jacobiana do fluxo de carga, não somente melhora-se o perfil de tensão, mas

também reduz-se as perdas de potência reativa. Isto faz com que a reserva de potência reativa aumente, o que é útil para manter a estabilidade de tensão caso exista alguma condição de contingência. A redução das perdas de transmissão reduz a transferência de potência e mantém a tensão alta, o que ajuda a manter a estabilidade.

Song, H., Lee, B., Kwon, S.-H., Venkataramana, A., 2003, “Reactive Reserve-Based Contingency Constrained Optimal Power Flow (RCCOPF) for Enhancement of Voltage Stability Margins”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, pp. 1538 - 1546.

O algoritmo proposto é aplicado para garantir certas margens de estabilidade de tensão em estados de pós-contingência. O fluxo de potência continuado (MCPF) é usado para avaliar as margens de potência através das curvas PV enquanto que o fluxo de potência ótimo (OPF) é usado para minimizar o controle de geração de potência reativa com a finalidade de atingir a mínima margem de potência reativa em relação ao critério de estabilidade de tensão e para a eliminação das restrições violadas. Este processo é repetido com todas as contingências estabelecidas pelo operador até que todas as margens de potências sejam aceitáveis.

O algoritmo inclui a função-objetivo, as equações da rede, restrições de desigualdades que representam os limites operacionais e as restrições da margem de potência pós-contingência a ser melhorada. Não há índices de estabilidade de tensão que possam ser avaliados sem a solução do fluxo de potência num ponto de operação, isto é, as equações de fluxo de potência pós-contingência precisam ser incorporadas ao problema do OPF para efetuar o objetivo deste trabalho.

da Silva, L.C.P., da Costa, V.F., Xu, W., 2000, “Preliminary Result on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1946 - 1950.

Este artigo investiga os fundamentos teóricos e aplicações práticas da técnica de análise modal aplicado à avaliação da estabilidade de tensão. Duas matrizes Jacobianas reduzidas, uma relacionada à potência reativa quando $\Delta P=0$ e a outra relacionada à potência ativa quando $\Delta Q=0$, são necessárias para obtenção

das informações necessárias. Não é necessário usar a matriz Jacobiana completa.

As matrizes reduzidas à potência ativa e à potência reativa fornecem informações diferentes e complementares. A matriz relativa às injeções de potência reativa revela a necessidade deste tipo de potência em barras PQ no problema da estabilidade de tensão. A matriz relativa às injeções de potência ativa, por outro lado, indicam os fatores de participação das barras PV e PQ, isto é, geradores com altos fatores de participação são os indicados para aumentar sua injeção de potência ativa e as barras de carga com altos fatores de participação indicam que sua demanda deve ser diminuída para melhorar a estabilidade de tensão.

1.6

Comparação do Método Proposto

O método proposto tem por base um ponto de operação e como resultado um outro ponto de operação resultante de ações de controle calculadas pelo método e, portanto, este pode ser considerado para operação em tempo real. A obtenção de um novo ponto de operação pode ser mais rápida pelo uso de novas técnicas de programação do algoritmo e processamento das matrizes.

A seguir é mostrado como o problema de estabilidade de tensão foi modelado nos artigos da Seção 1.5:

Em [Savulescu, S.C., Virmani, S., Vickovic, D., 2007] utiliza-se o índice dQ/dV baseado nas equações de corrente de curto-circuito para indicar as proximidade do ponto de máximo carregamento.

Em [Marcolini, A.M., Trigo, A.L., Ramos, J.L.M., Mauricio, J.M., 2007] maximiza-se a diferença de fatores de carga ($\lambda_c - \lambda_p$) entre o ponto de operação e o máximo através da melhor variação de parâmetros de controle identificados pelo mesmo algoritmo (*taps* de transformadores, tensões de geração, capacitores, etc).

Em [Sutanto, D., Lachs, W.R., 2000] utiliza-se o reconhecimento de padrões para detectar pontos da rede elétrica com indícios de problemas de estabilidade

de tensão. Este não modela o problema, mas identifica pontos onde ocorrem as mudanças mais severas de parâmetros de tensão e potência reativa.

Em [Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 2000], [Rosehart, W.D., 2002] e [Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 2003] maximiza-se a diferença de fatores de carga $(\lambda_c - \lambda_p)$ entre o ponto de operação e o máximo ou é imposta uma restrição de desigualdade $(\lambda_c - \lambda_p) \geq \Delta\lambda_{\min}$ no OPF onde $\Delta\lambda_{\min}$ é a margem desejada enquanto o redespacho de potência ativa e reativa é feito.

Em [Cañizares, C.A., Rosehart, W.D., Berizzi, A., Bovo, C., 2001] maximiza-se o valor singular da matriz Jacobiana $\sigma_{\min}^{-1}\{J_o\}$ ou maximiza-se a diferença de fatores de carga $(\lambda_c - \lambda_p)$ entre o ponto de operação e o máximo através do redespacho de potência ativa e reativa.

Em [Rosehart, W.D., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., 1999] incorpora-se limites de potência reativa nos geradores para maximizar a distância ao ponto de bifurcação sela-nó que é associado a algum autovalor da matriz Jacobiana quando este torna-se nulo.

Em [Affonso, C.M., da Silva, L.C.P., Lima, F.G.M., Soares, S., 2003] utiliza-se índices modais da matriz Jacobiana para selecionar geradores para o redespacho de potência ativa e reativa e barras cujas cargas deveriam ser reduzidas.

Em [Parker, C.J., Morrison, I.F., Sutanto, D., 1996] maximiza-se a margem de potência reativa do sistema através da contribuição de todas as fontes de potência reativa e identifica-se a contribuição de cada barra à margem através de fatores de participação.

Em [Huang, G.M., Nair, N.-K.C., 2001] minimiza-se a redução de carga com a incorporação de uma restrição de estabilidade de tensão $L_i \leq L_{\text{crit}}$. O índice L é deduzido das equações do circuito de transmissão, ou seja, das relações matemáticas que existem entre a corrente e a tensão nas barras de carga e de geração.

Em [Garcia, A.V., de Almeida, M.C., 1999] identifica-se os ramos críticos através da análise modal do sistema para obter informações para uma redistribuição dos fluxos de potência.

Em [Hong, Y.-Y., Yang, Y.-L., 1999] não se modela o problema de estabilidade de tensão explicitamente, mas utiliza um sistema inteligente para melhorar o perfil de tensão baseado nas sensibilidades da tensão e a injeção de potência reativa.

Em [Srivastava, K.N., Srivastava, S.C., 1997] minimiza-se o custo total da geração, minimiza-se as perdas totais de transmissão, maximiza-se o valor mínimo singular da matriz Jacobiana e minimiza-se a injeção de potência reativa na barra de referência.

Em [Menezes, T., da Silva, L.C.P., Affonso, C., da Costa, V.F., Soares, S., 2002] fatores de participação modal da matriz Jacobiana são deduzidos para identificar a injeção mais adequada de potência reativa de cada gerador ou compensador síncrono.

Em [Visakha, K., Thukaram, D., Jenkins, L., 2004] usa-se o índice L_j para avaliar a estabilidade de tensão e propõe-se como método de reforço da segurança de tensão o redespacho de fluxo de potência ativa através de fatores relativos calculados para cada gerador.

Em [Zecević, A.I., Miljkovic, D.M., 2001] mostra-se a importância da localização apropriada e quantidade certa de barras de geração que devem atender o crescimento de carga.

Em [El-Sadek, M.Z., Mahmoud, G.A., Dessouky, M.M., Rashed, W.I., 1998] mostra-se que transformadores com *taps* variáveis (LTCs) podem afetar a estabilidade de tensão do sistema elétrico e é utilizado o índice L para a avaliação destes efeitos.

Em [Aryaa, L.D., Sakravdiab, D.K., Kothari, D.P., 2005] minimiza-se o desvio quadrático das variáveis de controle da potência reativa para incrementar o autovalor mínimo da matriz Jacobiana.

Em [Song, H., Lee, B., Kwon, S.-H., Venkataramana, A., 2003] inclui-se restrições de margem de potência reativa desejada ao mesmo tempo que é minimizado o controle de geração de potência reativa.

Em [da Silva, L.C.P., da Costa, V.F., Xu, W., 2000] usa-se duas matrizes Jacobianas reduzidas, uma relacionada à potência reativa quando $\Delta P=0$ e a outra relacionada à potência ativa quando $\Delta Q=0$. As matrizes reduzidas à potência ativa e à potência reativa fornecem informações diferentes e complementares.

Conclui-se que o modelo matemático dos artigos mencionados são diferentes do método proposto, embora todos tem o mesmo interesse que é avaliar e reforçar as condições de estabilidade de tensão na rede elétrica.

1.7

Estrutura do Trabalho

Esta tese é composta por dez capítulos, os quais são descritos em linhas gerais a seguir.

No Capítulo 2 apresenta-se a formulação matemática que caracteriza e mostra como o fenômeno de estabilidade de tensão ocorre em barras de carga, utilizando-se um circuito série de duas barras. Através de um exemplo numérico é mostrada a existência de uma máxima potência transmitida à carga e o efeito da introdução de um capacitor no sistema. É traçado e definido o limite de estabilidade de tensão (LET) no plano θV .

No Capítulo 3 mostrou-se a existência do fenômeno de estabilidade de tensão em barras de tensão controlada por geradores e/ou compensadores síncronos. Em outras palavras, mostrou-se a existência de um fluxo de potência ativa e reativa máximo que pode ser injetado na rede de transmissão. Para a barra de geração alimentando um circuito π de um sistema de duas barras, foram deduzidas as expressões das grandezas críticas de tensão e ângulo, assim como da máxima potência gerada. Logo, para saber as condições de carregamento do circuito calcula-se a “distância” entre a geração no ponto de operação em análise e a máxima geração, isto é, a margem da potência. Para o

sistema de duas barras, o cálculo das grandezas na barra de geração é analítico, mas para a resolução das equações não-lineares de fluxo de carga num sistema de maior número de barras é necessário um método iterativo, como o de Newton. Explica-se a possibilidade da simultaneidade de ocorrência da máxima geração e da máxima carga do ponto de vista de tensão.

No Capítulo 4 são deduzidos matematicamente os índices de avaliação do carregamento da rede de transmissão a partir da matriz Jacobiana do sistema. Estes são: a distância angular β , a margem de potência M e o índice de influência II_i , todos derivados de uma matriz reduzida e denominada $[D']$. É mostrado também a importância do gerador *swing* para o cálculo dos índices de tensão, assim como, a ordenação das barras críticas.

No Capítulo 5 é mostrado analítica, numérica e graficamente o efeito contrário de ações de controle de tensão em barras de tensão controlada por geradores e/ou compensadores síncronos. Explica-se o porquê da relação oposta entre a tensão de excitação e a tensão terminal do gerador. É deduzido um índice capaz de apontar se esta ação de controle de tensão pode ter efeito oposto ao esperado, isto é, estabelece-se uma relação de sensibilidade entre a tensão de excitação do gerador / compensador com a tensão controlada por ela.

No Capítulo 6 é mostrada a teoria para o cálculo de ações de controle para reforço das condições de segurança de tensão em barras de tensão controlada por geradores e/ou compensadores síncronos. Partindo da barra de geração crítica é identificado o ramo mais carregado de transmissão para diminuir seu fluxo de potência e distribuí-lo a outros ramos menos carregados. Foram integradas as três ferramentas computacionais necessárias: fluxo de carga (ANAREDE¹), estabilidade de tensão (EstabTen²) e determinação do caminhos e ramos de transmissão (CaTrans³). É usada a função-objetivo mínima transferência de potência e a função-objetivo mínimo desvio de potência ativa de

¹ Programa de fluxo de carga cedido pelo CEPEL sob licença

² Programa de avaliação das condições de estabilidade de tensão desenvolvido pela PUC-Rio em convênio com o CEPEL

³ Programa de análise do caminho e ramo de transmissão críticos desenvolvido pela PUC-Rio em convênio com o CEPEL

geração do FLUPOT⁴ para diminuir o fluxo no ramo congestionado através do redespacho de potência reativa e/ou ativa.

No Capítulo 7 é apresentado um exemplo numérico mostrando o reforço das condições de segurança de tensão, através de iterações progressivas num sistema de 34 barras desenvolvido pelo CEPEL, baseado em um equivalente do sistema S/SE brasileiro. É demonstrada através do método proposto neste trabalho a capacidade de se obter um novo ponto de operação em cada etapa do processo iterativo com índices de estabilidade de tensão cada vez melhores do que os do caso-base. Por outro lado, no Capítulo 8 é mostrado o mesmo método aplicado num sistema real de grande porte, especificamente o brasileiro, para reforçar barras de tensão controlada por geradores e compensadores síncronos com índices de tensão negativos.

No Capítulo 9 apresentam-se as conclusões finais identificando-se as principais contribuições deste trabalho, enquanto que, no Capítulo 10 estão as referências bibliográficas.

No Apêndice A é apresentada a teoria do limite de estabilidade angular (LEA), no Apêndice B a dedução detalhada do ângulo crítico da tensão na barra de geração e no Apêndice C o digrama unifilar equivalente do sistema S/SE brasileiro de 34 barras do CEPEL usado neste trabalho.

⁴ Programa de fluxo de potência ótimo cedido pelo CEPEL sob licença