

1

Introdução

1.1

Considerações Gerais

A principal função de um sistema de potência é fornecer energia elétrica aos consumidores da forma mais econômica possível e com um nível aceitável de confiabilidade. O aspecto econômico da operação de sistemas de energia elétrica está associado com a minimização dos custos de produção de energia nas usinas de geração. Geralmente, estes custos estão associados com os custos dos combustíveis (carvão, gás natural, óleo, água, etc.) usados como fontes de energia primárias. Por outro lado, a confiabilidade está associada à probabilidade de não ocorrer interrupções no fornecimento de energia elétrica para os consumidores em um período de tempo especificado, por exemplo: diário, semanal ou anual. Esta probabilidade é dependente de diversos fatores tais como:

- i) falhas nos equipamentos (geradores, transformadores e linhas de transmissão),
- ii) capacidade dos circuitos,
- iii) limites de tensão,
- iv) estabilidade.

A estabilidade de um sistema pode ser definida como a propriedade do sistema que permite que o mesmo permaneça em um estado de equilíbrio sob condições de operação normais e recupere um estado aceitável de equilíbrio após ser sujeito a um distúrbio [Kundur, 1994]. Tradicionalmente, a estabilidade de sistemas de energia elétrica tem sido associada à manutenção da operação síncrona. Isto é, a capacidade de máquinas síncronas interligadas permanecerem em sincronismo. Este tipo de estabilidade é conhecido como estabilidade do ângulo do rotor. A preocupação com problemas de estabilidade de ângulo do rotor é devido ao fato de que sistemas de potência dependem de geradores síncronos para a

produção de energia elétrica. Entretanto, a instabilidade também pode se manifestar sem a perda de sincronismo. Por exemplo, um sistema de duas barras, consistindo de um gerador síncrono alimentando uma carga através de uma linha de transmissão, torna-se instável quando as ações de controle realizadas para manter o perfil de tensão na carga têm o efeito oposto ao esperado. Neste caso, a manutenção do sincronismo não é um aspecto de interesse, em vez disso, o interesse da estabilidade é o controle da tensão na barra de carga. Este tipo de estabilidade é denominado estabilidade de tensão. Na próxima seção será apresentada uma descrição detalhada dos principais mecanismos causadores da instabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica.

1.2

Estabilidade de Tensão

1.2.1

Definição

No passado, a geração dos sistemas de energia elétrica era de pequeno porte e localizada próxima aos centros de carga. Com o crescimento contínuo da utilização da energia elétrica houve uma necessidade de construir geradores de maior capacidade e buscar fontes de energia remotas. Conseqüentemente, um grande número de linhas de transmissão foi construído para transportar grandes blocos de energia a longas distâncias. Neste cenário, um aumento na carga deve ser acompanhado de investimentos na expansão do sistema de transmissão para permitir uma operação segura da rede elétrica. Em alguns países, a expansão da transmissão tem sido realizada de forma insuficiente devido a restrições ambientais e de orçamento para o setor elétrico. Conseqüentemente, os sistemas de energia elétrica destes países estão operando próximos dos seus limites. Esta condição de operação também pode ocorrer em sistemas de potência nos quais a expansão da transmissão é realizada de forma adequada. Neste caso, o carregamento excessivo da rede de transmissão é geralmente originado pela perda de interligações que transportam grandes blocos de energia. A operação de redes de transmissão altamente carregadas tem causado problemas de *Colapso de Tensão* em sistemas de energia elétrica. Ou seja, a interrupção do fornecimento de energia elétrica

causado pela queda progressiva das tensões nas barras. Esta interrupção é devida à operação de dispositivos de proteção e ao desligamento de equipamentos sobrecarregados.

Geralmente, o colapso de tensão é originado por distúrbios no sistema (variações de carga e/ou contingências em equipamentos) associados com um dos seguintes mecanismos [Prada, 1992]:

- **Ausência de Solubilidade:** após a ocorrência de um distúrbio as equações de fluxo de potência não apresentam solução real (física) devido a violação no limite de fluxo máximo de potência ativa e reativa que pode chegar as barras de carga;
- **Perda de Controlabilidade:** após a ocorrência de um distúrbio as ações de controle (corte de carga, operação de *taps* de transformadores e chaveamento de bancos de capacitores) têm efeito oposto ao esperado, por exemplo: a redução das tensões através do chaveamento de bancos de capacitores. Neste ponto, deve-se observar que a atuação dos controles pode deteriorar ainda mais o perfil de tensão e originar um colapso de tensão no sistema.

A *Estabilidade de Tensão* pode ser definida como a capacidade de um sistema de potência manter as tensões controláveis após a ocorrência de um distúrbio. Esta capacidade está associada com a “distância” entre o ponto de carregamento atual e o ponto de máximo carregamento da rede elétrica. Esta distância é conhecida como *Margem de Estabilidade de Tensão (MET) do Sistema*.

Consequentemente, um estado de *Instabilidade de Tensão* é caracterizado pela presença de um dos mecanismos causadores do colapso de tensão, ou seja: perda de controlabilidade ou ausência de solubilidade. Na próxima seção serão discutidos de forma resumida os principais métodos usados na análise de estabilidade de tensão de sistemas de grande porte.

1.2.2

Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Grande Porte

A análise de estabilidade de tensão pode ser realizada usando-se uma modelagem estática ou dinâmica da rede elétrica. A modelagem dinâmica é usada para representar componentes da carga que restauram sua potência consumida em poucos segundos, por exemplo: motores de indução, cargas controladas eletronicamente e interligações HVDC (“High Voltage Direct Current”). A modelagem dinâmica da rede torna os custos computacionais da análise de estabilidade de tensão bastante elevados. Esta desvantagem é devido à modelagem dinâmica exigir a solução de um sistema de equações diferenciais e algébricas. O alto custo computacional da análise dinâmica da estabilidade de tensão torna inviável a sua aplicação na avaliação de segurança em tempo-real e em estudos probabilísticos. Estas duas aplicações exigem a simulação de um grande número de contingências para fornecer índices de desempenho para a rede elétrica. Outra desvantagem da modelagem dinâmica é a incapacidade de fornecer uma análise direta sobre a estabilidade de tensão. Esta restrição é devido aos resultados da modelagem dinâmica estarem associados com curvas no domínio do tempo. Conseqüentemente, a análise dinâmica da estabilidade de tensão não fornece informações com relação à sensibilidade ou ao grau de estabilidade. A pesquisa desta tese está associada com a modelagem probabilística dos distúrbios causadores da instabilidade de tensão (flutuações de carga e contingências). Além disso, o cálculo do Risco de Instabilidade de Tensão (RIT) exige uma avaliação direta da estabilidade de tensão para todos os estados resultantes de distúrbios no sistema, ou seja: se um estado é estável ou não. Devido a isto, o modelo estático da rede elétrica será usado na análise de estabilidade de tensão realizada nesta tese.

Em redes elétricas de grande porte a análise estática da estabilidade de tensão é geralmente realizada através das seguintes técnicas:

- i) Análise Modal [Gao, 1992], [Löf, 1992],
- ii) Índice L [Kessel, 1986],
- iii) Fluxo de Potência Continuado (FPC) [Ajarapu, 1992],

- iv) Fluxo de Potência Ótimo (FPO) [Granville, 1996], [Irisarri, 1997],
- v) Método do Vetor Tangente (MVT) [Zambroni de Souza, 1998],
- vi) Método da Matriz D' (MMD) [Prada, 2002].

Na Análise Modal, a estabilidade de tensão é avaliada calculando-se os autovalores e autovetores da matriz Jacobiana reduzida $J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta} J_{PV}]^{-1}$, onde J_{QV} , $J_{Q\theta}$, $J_{P\theta}$ e J_{PV} são as partições da matriz Jacobiana J associadas com as seguintes derivadas parciais $\frac{\partial Q}{\partial V}$, $\frac{\partial Q}{\partial \theta}$, $\frac{\partial P}{\partial \theta}$ e $\frac{\partial P}{\partial V}$ respectivamente. Esta matriz é obtida considerando-se que as variações de potência ativa em todas as barras são nulas. Este procedimento é justificado pelo forte acoplamento entre os módulos das tensões e as injeções de potência reativa. Entretanto, na vizinhança do ponto de máximo carregamento os módulos das tensões experimentam grandes variações para pequenas mudanças nas injeções de potência ativa. Consequentemente, a precisão dos resultados fornecidos pela análise modal é significativamente comprometida no ponto de máximo carregamento da rede elétrica. Além disso, na referência [Pinto, 1994] foi reconhecido que a principal vantagem da análise modal é a sua capacidade de fornecer informações sobre tendências do sistema, ao invés de estimar os valores numéricos atuais de variáveis após mudanças de parâmetros. Adicionalmente, a análise modal apresenta os seguintes defeitos:

- i) A localização de áreas da rede muito carregadas não é imediata porque a análise é modal. Adicionalmente, faz-se necessário calcular os autovetores à direita, à esquerda e os fatores de participação; um conjunto de 3 vetores para cada autovalor.
- ii) Não é possível monitorar somente os autovalores de menor módulo durante a variação do cenário, como por exemplo, aumento da carga. Pode acontecer que um autovalor positivo com grande magnitude se converta em um valor negativo com pequena magnitude.
- iii) Termos $\partial Q/\partial V$ das barras PV são ignorados. As análises de casos reais mostraram que as relações Q-V devem ser avaliadas em barras PV mesmo naquelas com reservas de potência reativa.

- iv) O efeito de qualquer evento, inclusive ações de reforço, não é facilmente avaliado isto é, não é direta a comparação de dois pontos de operação distintos.
- v) Há problema de interpretação do tamanho do índice: o autovalor é pequeno ou grande?
- vi) Há problema sobre a importância relativa entre barras (“*scaling*”).
- vii) Os modelos para controle de tensão local e remoto através de geradores, transformadores com mudança de *taps* e compensadores síncronos e estáticos não podem ser incluídos no sistema linearizado de equações. Quando estes modelos são incluídos no sistema linearizado, o autovalor nulo não mais corresponde ao máximo carregamento.
- viii) O esforço computacional da análise nodal é muito grande, o suficiente para inviabilizar aplicações na operação em tempo real, principalmente se for incluída a análise de contingências.

Na referência [Kessel, 1986], é proposto um índice para avaliar a proximidade de um ponto de operação para o ponto de máximo carregamento da rede elétrica. O índice L proposto nesta referência varia de 0.0 (sistema sem carga) e 1.0 (máximo carregamento). O cálculo do índice L tem baixo custo computacional, pois envolve apenas operações matriciais com submatrizes da matriz admitância de barra no ponto de operação em estudo. Entretanto, o índice L tem as seguintes desvantagens:

- i) O índice determina uma estimativa da distância para o ponto de máximo carregamento somente para a região de operação normal da curva PV. Desta forma, as margens de estabilidade para pontos localizados na região com perda de controlabilidade da tensão não são calculadas.
- ii) O índice só pode ser calculado para barras de carga. Conseqüentemente, problemas de estabilidade de tensão em barras de geração são ignorados.

O FPC [Ajarapu, 1992] utiliza um esquema previsor-corretor para obter uma trajetória de soluções das equações de fluxo de potência. Esta trajetória é obtida parametrizando-se as equações de fluxo de potência com relação a uma variável de

continuação (fator de carregamento). Os principais passos do FPC são mostrados na Figura 1.1.

Na fase de previsão, uma solução conhecida das equações de fluxo de carga é usada para estimar a solução subsequente, associada com um novo valor do fator de carregamento, através do vetor tangente. Em seguida, na fase de correção, esta estimativa é corrigida através do Método de Newton-Raphson usado em algoritmos de fluxo de potência convencionais.

A principal vantagem do FPC é a sua capacidade para traçar as curvas PV sem problemas de mal-condicionamento ou singularidade da matriz Jacobiana no ponto de máximo carregamento da rede elétrica.

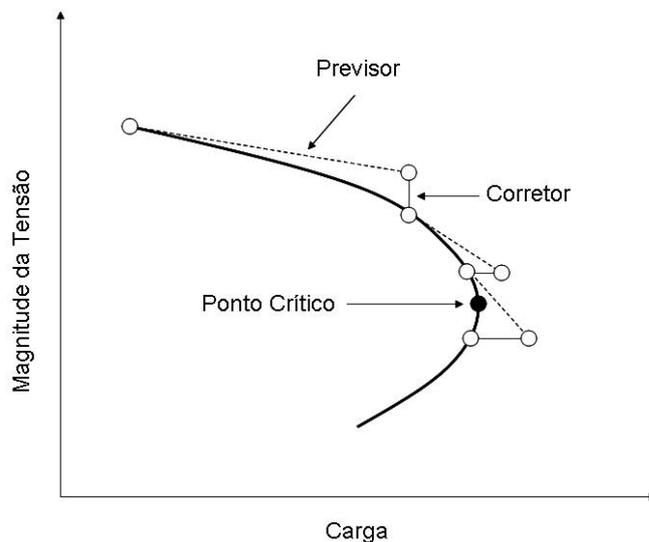


Figura 1.1 – Ilustração do esquema previsor-corretor usado no FPC

No FPO [Granville, 1996], [Irisarri, 1997] a análise de estabilidade de tensão é realizada através da solução de um problema de otimização não-linear com uma das seguintes funções objetivo:

- i) minimização do corte de carga, quando o objetivo é restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência;
- ii) maximização da carga, quando o objetivo é estimar a MET do sistema.

As funções objetivo acima são maximizadas sujeito as seguintes restrições:

- i) equações de balanço de potência ativa e reativa;
- ii) limites nas seguintes variáveis: injeções de potência ativa/reativa, módulos das tensões nas barras com geração de reativos, *taps* de transformadores, ângulos de defasadores e fração de corte de carga.

Geralmente os problemas de FPO associados com a estabilidade de tensão são resolvidos através do Método de Pontos-Interiores [Granville, 1994].

O FPC e o FPO têm uma desvantagem em comum: o alto custo computacional. No FPC é necessário resolver um sistema de equações não-lineares, associado com as equações de fluxo de carga, em cada passo de correção da trajetória de soluções. Por outro lado, em cada iteração do Método de Pontos-Interiores, usado para resolver o problema de FPO, é necessário obter a solução de uma sistema de equações lineares cuja dimensão é igual $4N_b + N_c$, onde N_b é o número de barras e N_c é o número de controles. O alto custo computacional limita a aplicação do FPC e do FPO em estudos de operação e planejamento probabilístico. Neste último caso, a limitação está associada com o grande número de cenários que devem ser avaliados para estimar índices probabilísticos com uma precisão aceitável.

O objetivo do MVT [Zambroni de Souza, 1998] é estimar a MET do sistema, ou seja, a distância do ponto de carregamento atual para o ponto de máximo carregamento da rede elétrica. Esta margem é estimada aumentando-se progressivamente a carga e a geração do sistema, até que as equações de fluxo de potência não tenham solução. O aumento na carga e na geração é realizado especificando-se fatores de participação para as barras de carga e geração. Em seguida, o Método da Bisseção é combinado com técnicas de extrapolação quadrática para estimar o ponto de máximo carregamento da rede. O MVT é similar ao FPC, pois para cada incremento ou decremento na carga é necessário executar um fluxo de potência. Desta forma, o MVT também possui um custo computacional elevado.

No Método da Matriz D' (MMD) [Prada, 2002], a análise da estabilidade de tensão é baseada no cálculo do determinante de uma matriz Jacobiana reduzida, denominada D', para cada barra do sistema. A partir do sinal deste determinante, a análise de estabilidade de tensão de uma barra do sistema pode ser realizada da seguinte forma:

- i) $\det[D'] > 0$: região estável da curva PV (operação normal);
- ii) $\det[D'] = 0$: ponto de máximo carregamento da curva PV;
- iii) $\det[D'] < 0$: região instável da curva PV (perda de controlabilidade).

Na análise das referências sobre métodos de avaliação da estabilidade de tensão identificou-se que existem dois paradigmas no desenvolvimento destes métodos:

- i) cálculo de índices de estabilidade associados com um padrão de carga e geração especificado [Gao, 1992], [Kessel, 1996], [Löf, 1992], [Prada, 2002];
- ii) cálculo da MET considerando variações no despacho de carga e geração [Ajarapu, 1992], [Granville, 1996], [Irisarri, 1997], [Zambroni, 1998].

As margens de carregamento podem ser estimadas utilizando-se qualquer uma das seguintes técnicas: FPC, FPO ou MVT. Entretanto, o FPO tem mais flexibilidade para modelar restrições operacionais e funções objetivo associadas com aspectos econômicos. Por outro lado, o método mais adequado para fornecer índices de estabilidade para um ponto de operação é o MMD. Este método apresenta as seguintes vantagens com relação à análise modal e o índice L:

- i) Índice L: cálculo de índices para as barras de geração e estimação da MET para pontos na região de operação instável da curva PV;
- ii) Análise Modal: os índices de estabilidade para a barra em estudo são calculados considerando-se variações incrementais nas injeções de potência ativa e reativa. Desta forma, as relações de sensibilidade geradas pelo MMD são mais precisas do que aquelas produzidas pela análise modal.

Além disso, o MMD tem baixo custo computacional, pois só são necessárias soluções de sistemas triangulares, com os fatores LU da matriz Jacobiana do fluxo de potência, para calcular o $\det[D']$ para uma barra do sistema. Esta característica é muito importante em estudos probabilísticos, pois um grande número de estados deve ser selecionado para calcular os índices probabilísticos com uma precisão aceitável. Entretanto, deve ser mencionado que podem existir pontos de operação do sistema nos quais as equações de fluxo de potência são insolúveis. Nestes casos, não é possível utilizar o Índice L, a Análise Modal ou o MMD pode fornecer uma avaliação da estabilidade de tensão. Esta restrição é devido ao fato de que estes métodos têm como pré-requisito a análise de fluxo de potência, isto é, o cálculo das tensões nodais para um ponto de operação especificado. A única alternativa para contornar esta restrição é usar o FPO para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência. Desta forma, a combinação do MMD (para avaliar a estabilidade de tensão de estados solúveis) com o FPO (para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência) pode resultar em uma poderosa ferramenta para incluir aspectos de estabilidade de tensão no planejamento da operação e da expansão da rede elétrica.

É possível identificar com precisão se um estado do sistema tem problemas de estabilidade de tensão, causados pela insolubilidade ou perda de controlabilidade, usando-se técnicas tais como o MMD [Prada, 2002] e o FPO [Granville, 1996], [Irisarri, 1997]. Esta identificação é realizada com sucesso devido à natureza dos problemas de instabilidade de tensão estar associada com a factibilidade das equações de fluxo de potência e com as relações de sensibilidade entre variáveis de controle e estado. Entretanto, não é possível prever o estado de operação do sistema. Esta restrição é devido ao comportamento estocástico das flutuações de carga e das disponibilidades dos equipamentos. Consequentemente, o sistema está sujeito a uma incerteza com relação à ocorrência de estados de instabilidade de tensão. Portanto, é importante que a análise de estabilidade de tensão também reconheça as incertezas associadas com a natureza aleatória dos distúrbios. Sob este ponto de vista, as técnicas mais adequadas para modelar incertezas nos distúrbios em estudos de estabilidade de tensão são os métodos probabilísticos. Estes métodos são usados há muitos anos para calcular índices de confiabilidade, tais como: probabilidade, frequência e duração da perda de carga e

valor esperado da capacidade de transferência disponível. Desta forma, os métodos usados na análise de confiabilidade podem ser estendidos para gerar índices de estabilidade que reconheçam as incertezas nos distúrbios. Na próxima seção será apresentada uma revisão sobre o cálculo de índices de confiabilidade em sistemas compostos de geração e transmissão.

1.3

Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Energia Elétrica (ACSEE)

1.3.1

Definição

O objetivo básico da ACSEE é analisar a existência de instalações (geradores e/ou circuitos) suficientes no sistema para satisfazer a demanda das cargas dos consumidores e as restrições operacionais da rede elétrica [Billinton, 1996]. Esta avaliação é realizada considerando-se a possibilidade de falhas em componentes do sistema de geração e de transmissão e analisando-se o impacto dessas falhas no suprimento de energia. As falhas nos equipamentos são eventos aleatórios. Conseqüentemente, o comportamento do sistema de energia elétrica é de natureza estocástica. Desta forma, as técnicas mais apropriadas para modelar o impacto de incertezas na ACSEE são os métodos probabilísticos tais como aqueles descritos nas seguintes referências: [Allan, 1995], [Billinton, 1992], [Billinton, 1994], [Billinton, 1996], [Borges, 2001], [Leite da Silva, 2000a], [Leite da Silva, 2007], [Mello, 1994a], [Melo, 1993], [Pereira, 1992], e [Rodrigues, 2007]. A principal vantagem dos métodos probabilísticos está associada a sua capacidade de combinar severidade e probabilidade de eventos aleatórios para expressar o risco do sistema.

1.3.2

Níveis Hierárquicos

Sistemas de energia elétrica modernos têm grandes dimensões e são bastante interligados. Conseqüentemente, os recursos computacionais existentes não têm capacidade de processamento suficiente para realizar uma análise de confiabilidade global (geração, transmissão e distribuição) de um sistema de potência. Desta forma, a ACSEE é geralmente realizada dividindo-se o sistema de potência em subsistemas, com dimensões apropriadas, tal que se possa analisá-los separadamente. A técnica mais usada para dividir um sistema de potência em subsistemas é utilizar as suas principais zonas funcionais [Billinton, 1996], ou seja: geração, transmissão e distribuição. As zonas funcionais podem ser combinadas para formar os níveis hierárquicos mostrados na Figura 1.2. Estes níveis hierárquicos são definidos com o objetivo de estabelecer uma forma consistente de identificar e agrupar as zonas funcionais para a análise probabilística de sistemas de energia.

Os níveis hierárquicos mostrados na Figura 1.2 são descritos a seguir [Billinton, 1996], [Billinton, 1994], [Pereira, 1992], [Leite da Silva, 1989], [Schilling, 1995]:

- **NH0 (Nível Hierárquico 0):** está associado apenas com fontes energéticas primárias (carvão, gás natural, água, sol, vento, etc.) e a disponibilidade destes recursos para satisfazer a demanda total do sistema ao longo de um período de tempo (semanal, mensal ou anual);
- **NH1 (Nível Hierárquico 1):** está relacionado com o sistema composto por fontes primárias de energia e instalações de geração e sua capacidade em satisfazer a demanda total do sistema;
- **NH2 (Nível Hierárquico 2):** está associado com o sistema composto por fontes primárias de energia, instalações de geração e circuitos de transmissão e sua capacidade em satisfazer a demanda em pontos de carga do sistema;

- **NH3 (Nível Hierárquico 3):** considera o sistema elétrico completo (fontes primárias de energia, geração, transmissão e distribuição) e sua capacidade em atender a demanda de energia dos consumidores individuais. Devido à grande dimensão do problema, a análise no NH3 é geralmente realizada apenas para a zona funcional de distribuição. Entretanto, é possível usar equivalentes probabilísticos para modelar incertezas intrínsecas ao NH2 e avaliar o seu impacto nos índices de confiabilidade da rede de distribuição [Leite da Silva, 2002].

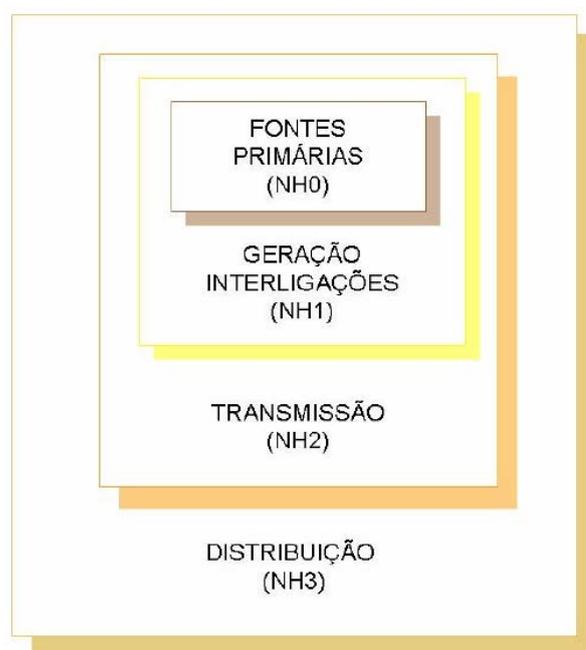


Figura 1.2 – Definição dos Níveis Hierárquicos usados na ACSEE

1.3.3

Modelagem de Incertezas na ACSEE

Na ACSEE as incertezas, associadas com falhas nos equipamentos e flutuações de carga, são modeladas usando-se duas representações [Mello, 1994b]:

- **Espaço de Estados:** nesta representação os estados do sistema resultantes das incertezas são selecionados sem considerar qualquer conexão cronológica ou memória;

- **Cronológica:** esta representação se baseia na simulação do processo estocástico associado com a operação do sistema. Isto é, os aspectos dependentes do tempo são modelados na ACSEE.

Na representação por espaço de estados há duas técnicas usadas na seleção de estados: enumeração e Simulação Monte Carlo (SMC) Não-Sequencial. Na enumeração os estados do sistema são selecionados de acordo com os seguintes critérios: ordem de contingência, valor mínimo para a probabilidade de um estado ou ambos. Por outro lado, na SMC não-sequencial os estados dos componentes são amostrados aleatoriamente para gerar um estado sistema. Esta amostragem se baseia nas probabilidades dos estados dos componentes, por exemplo: estados de operação e falha para um componente representado por um modelo de dois estados. A representação cronológica também se baseia no comportamento aleatório de componentes individualizados para obter comportamento do sistema. Entretanto, o comportamento aleatório de cada componente é representado pela simulação do processo cronológico de transição de estados. Este processo cronológico simulado é denominado série sintética [Mello, 1994b]. Geralmente as séries sintéticas são geradas usando-se a técnica de amostragem por duração de estados [Billinton, 1994], [Li, 2005]. Nesta técnica, as séries sintéticas são obtidas através da amostragem das durações dos estados (operação e reparo) dos componentes. Estas durações são sorteadas com base nas distribuições de probabilidade que modelam os tempos de permanência nos estados. Desta forma, uma série sintética corresponde a uma coleção de estados em ordem cronológica. A representação cronológica das incertezas, baseada na amostragem por duração de estados, é comumente chamada de SMC Sequencial [Billinton, 1992], [Li, 2005].

Independente da representação usada para realizar a ACSEE (Espaço de Estados ou Cronológica), os índices de confiabilidade são sempre calculados usando-se o seguinte algoritmo conceitual:

- i) Selecionar um estado do sistema na representação por espaço de estados ou gerar uma série sintética para a representação cronológica.

- ii) Realizar a análise de adequação para o estado selecionado ou para a coleção de estados que formam a série sintética. Em outras palavras, verificar se a configuração atual do sistema é capaz de suprir a carga do mesmo.
- iii) Atualizar os índices de confiabilidade.
- iv) Verificar a convergência dos índices de confiabilidade. Se a convergência é obtida o algoritmo é finalizado. Caso contrário, retorna-se para o passo (i).

É importante mencionar que a análise de adequação pode ser realizada apenas para uma subsequência de estados de falha em uma série sintética. Esta técnica é denominada Simulação Pseudo-Sequencial [Mello, 1994a], [Mello, 1994b]. A aplicação da Simulação Pseudo-Sequencial reduz consideravelmente os custos computacionais da representação cronológica em estudos probabilísticos. Entretanto, esta técnica só pode ser aplicada em sistemas onde as cargas horárias das barras e áreas são completamente correlacionadas com a carga do sistema. Uma alternativa para contornar esta dificuldade é usar a Simulação Pseudo-Cronológica [Leite da Silva, 2000a]. Este método também se baseia na avaliação das subsequências de falhas, mas é capaz de modelar curvas de carga em áreas, barras e classes de consumidores. Além disso, os custos computacionais da Simulação Pseudo-Cronológica são comparáveis aos da SMC não-sequencial.

O cálculo das estimativas dos índices de confiabilidade é dependente do tipo de representação e da técnica de seleção de estados. Desta forma, têm-se as seguintes definições para as estimativas dos índices:

• **Representação por espaço de estados com seleção via enumeração:**

$$\tilde{E}[F] = \sum_{j \in \Omega_E} P(x^j) F(x^j) \quad (1.1)$$

• **Representação por espaço de estados com seleção via SMC não-sequencial:**

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NA} \sum_{j=1}^{NA} F(x^j) \quad (1.2)$$

• **Representação cronológica**

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \frac{1}{T} \sum_{j=1}^{NA_k} F(x^{jk}) d^{jk} \quad (1.3)$$

onde:

Ω_E é o conjunto de estados enumerados;

NA é o tamanho da amostra para os estados que foram sorteados;

x^j é o j -ésimo estado do sistema;

$P(x^j)$ é a probabilidade de ocorrência do estado j ;

x^{jk} é o j -ésimo estado pertencente a k -ésima série sintética;

NS é o tamanho da amostra de séries sintéticas que foram simuladas;

T é o período de tempo no qual a série sintética é simulada (diário, mensal ou anual);

NA_k é o número de estados amostrados para a k -ésima série sintética;

d^{jk} é duração do j -ésimo estado pertencente a série sintética k ;

$F(x^j)$ é a função-teste do índice F para o estado x^j ;

$F(x^{jk})$ é a função-teste do índice F para o estado j da série sintética k ;

$\tilde{E}[F]$ é a estimativa do valor esperado da função-teste.

A definição da função-teste é dependente do índice que está sendo calculado:

• **LOLP (Loss of Load Probability)**

$$F(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } j \text{ é um estado de falha, isto é se há corte de carga no estado } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

- **EPNS (Expected Power Not Supplied)**

$$F(x^j) = \begin{cases} \text{valor do corte de carga no estado } j, & \text{se } j \text{ é um estado de falha} \\ 0, & \text{se } j \text{ é um estado de sucesso} \end{cases}$$

- **LOLF (Loss of Load Frequency)**

$$F(x^j) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^j \in X_S \\ \lambda_{out}^j, & \text{se } x^j \in X_F \text{ e } x^k \in X_S \\ 0, & \text{se } x^j \in X_F \text{ e } x^k \in X_F \end{cases}$$

onde:

λ_{out}^j é o somatório de todas as taxas de transição entre o estado de falha x^j e qualquer estado conectado diretamente a ele.

X_S e X_F são os subespaços de estados de sucesso e falha respectivamente.

x^k é um estado obtido a partir de x^j em uma transição. Desta forma, o cálculo da função-teste do índice LOLF simula somente uma possível transição a partir do estado de falha x^j para um estado vizinho x^k . Devido a isto, o cálculo do índice LOLF usando a função de teste acima é denominado Transição de Estado com um Passo a Frente [Leite da Silva, 2004].

É também possível calcular a duração média dos estados de falha (estados com perda de carga). Este índice é conhecido como LOLD (Loss of Load Duration). O valor do índice LOLD é dado por: LOLP/LOLF.

Adicionalmente, deve-se mencionar que as estimativas fornecidas pela enumeração (equação (1.1)) e pela SMC não-seqüencial (equação (1.2)) se baseiam nas definições de valor esperado e média amostral respectivamente. Por outro lado, as estimativas geradas pela representação cronológica (equação (1.3)) se baseiam na combinação de duas definições:

- i) média amostral (somatório externo dividido por NS),
- ii) média de tempo finito para um processo estocástico $y(t)$ [Melsa, 1973]

(somatório interno dividido por T), isto é: $\frac{1}{T} \int_0^T y(t) dt$.

As diferenças entre as SMC seqüencial e não-seqüencial (Representação Cronológica) são ilustradas na Figura 1.3 [Task Force 13, 1998]. A partir desta figura pode-se observar que um estado do sistema, amostrado pela SMC não-seqüencial, pode ser considerado como uma *foto estática* do sistema. Por outro lado, uma série sintética gerada pela SMC seqüencial é equivalente a um *vídeo* contendo uma história do sistema no período de estudo.

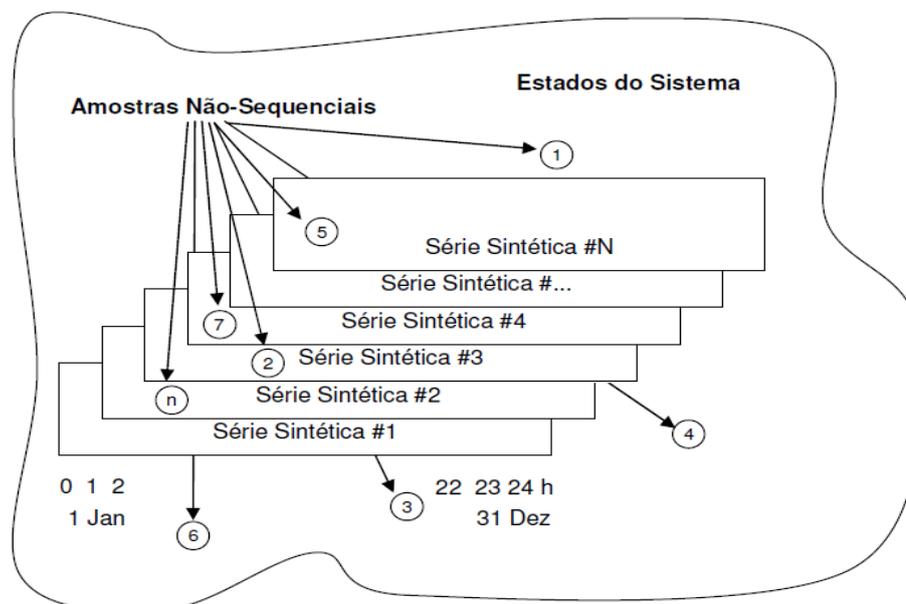


Figura 1.3 – Diferenças entre as simulações seqüencial e não-seqüencial

Esta pesquisa está associada com estudos de estabilidade de tensão em sistemas compostos de geração e transmissão (NH2). Desta forma, na próxima subseção será apresentada uma descrição resumida dos principais aspectos associados com a ACSEE no NH2.

1.3.4

Análise de Confiabilidade no NH2

Os geradores e as cargas em um sistema de energia elétrica são localizados em diferentes pontos do sistema e conectados através de uma rede de transmissão. Neste sistema, a disponibilidade de todos os geradores não é uma condição suficiente para garantir o fornecimento de energia elétrica para as cargas dos consumidores. Este fato não é causado apenas pelo isolamento de uma ou mais barras devido a contingências múltiplas nos circuitos, mas também devido a violações nos limites de tensão e carregamento. Em outras palavras, a análise de confiabilidade no NH2 não é um simples problema de conectividade. Esta análise é associada com diversos aspectos, tais como: fluxo de potência, análise de contingências e ações corretivas (redespacho de geração, corte de carga e operações de chaveamento) [Li, 2005]. Conseqüentemente, é necessário modelar a rede elétrica de forma adequada para incluir os aspectos acima no cálculo de índices de confiabilidade no NH2.

Geralmente, os estudos de confiabilidade no NH2 são realizados usando-se os modelos da rede elétrica que consideram as duas leis de Kirchhoff. Estes modelos permitem representar precisamente as restrições de rede (limites de tensão e/ou carregamento) na análise de adequação de um estado do sistema. Os principais modelos da rede elétrica, incorporando as duas leis de Kirchhoff, usados na análise de confiabilidade composta são [Pereira, 1992]:

- **Modelo CC:** é obtido a partir de uma linearização das equações de fluxo de potência. Permite incluir apenas restrições de carregamento na análise de adequação, entretanto fornece um compromisso aceitável entre precisão e custo computacional.
- **Modelo CA:** é obtido a partir de uma formulação não-linear das equações de fluxo de potência. Permite incorporar restrições de tensão e carregamento na análise de adequação do sistema. O modelo CA tem um custo computacional mais elevado em relação ao modelo CC. Entretanto, é a única alternativa para estudos onde os aspectos de tensão e potência reativa tem grande impacto nos índices probabilísticos de interesse.

A Figura 1.4 está associada com a representação por espaço de estados. Contudo os procedimentos para a análise de um estado na representação cronológica são os mesmos, pois uma série sintética é composta por um conjunto de estados ordenados cronologicamente. Os principais blocos da Figura 1.4 são descritos abaixo [Mello, 1991], [Melo, 1995], [Melo, 1998]:

- **Configuração da Rede:** detecção de problemas de perda de conectividade (ilhamentos) causados por contingências nos circuitos. Ou seja, o objetivo do módulo de configuração da rede é checar se o grafo da rede original foi particionado em subgrafos desconexos (ilhas). O algoritmo de configuração da rede se baseia em técnicas de varredura em grafos tais como as buscas em amplitude e profundidade [Preiss, 1999]. Estas técnicas também são usadas em algoritmos de configurações de subestações usados em centros de controle de sistemas de potência [Costa, 2009].
- **Despacho de carga/geração:** cálculo da potência de saída dos geradores de cada ilha sujeito as seguintes restrições: equações de balanço de potência ativa e limites para a potência de saída dos geradores. Em sistemas térmicos o despacho é obtido através de uma lista de ordem de mérito dos custos incrementais associados com os geradores. Ou seja, o despacho da geração em sistemas térmicos é resultado da minimização dos custos de produção. Por outro lado, o despacho de geração em sistemas hidroelétricos é realizado através da minimização do quadrado da distância Euclidiana (desvio quadrático) entre a potência de saída dos geradores e um padrão de geração especificado. Este padrão é determinado pelo planejamento da operação de curto prazo (diário) das usinas hidroelétricas [Oliveira, 2005]. Além do despacho, pode ser necessário realizar cortes de carga para eliminar déficits de geração em alguns estados do sistema.
- **Pré-processamento:** preparação dos dados de entrada necessários para a execução do fluxo de potência, isto é: definição dos tipos de barras (PQ, PV e V θ), cálculo dos limites de geração de potência reativa, eliminação de barras isoladas e ilhas inactiváveis (ilhas sem carga e geração), etc.

- **Fluxo de Potência:** cálculo das tensões nodais para um estado selecionado usando o algoritmo de Newton-Raphson.
- **Simulação de ações corretivas:** eliminação de violações nas restrições operacionais da rede elétrica (sobrecargas nos circuitos, insolubilidade das equações de fluxo de potência e sobretensões/subtensões nas barras) através da solução de um problema de programação não linear com o objetivo de minimizar o corte de carga, e sujeito as seguintes restrições:
 - a) equações de fluxo de potência
 - b) limites nas seguintes variáveis: injeções de potência ativa/reactiva, módulos das tensões nas barras e fluxos nos circuitos.

O despacho de carga/geração para sistemas hidroelétricos está associado com um problema de otimização que possui as seguintes características: quadrático, convexo e separável. Além disso, este problema possui apenas uma restrição de igualdade linear: a equação de balanço de potência ativa. Consequentemente, é possível aplicar o algoritmo de despacho econômico descrito na referência [Wood, 1996] para resolver o despacho de desvio quadrático em sistemas hidroelétricos. Neste caso é necessário definir uma função de custo fictício para cada usina. Esta função de custo é dada por:

$$C(Pg_i) = a_i Pg_i^2 + b_i Pg_i + c_i$$

onde:

$$a_i = W_i;$$

$$b_i = -2W_i Pg_i^o;$$

$$c_i = W_i (Pg_i^o)^2;$$

a_i , b_i e c_i são os coeficientes de custo da usina i ;

W_i e Pg_i^o são o peso relativo e a potência de saída especificada para a usina i , respectivamente;

Pg_i e $C(Pg_i)$ são a potência de saída e a função de custo associadas com a usina i , respectivamente.

Nas Subseções 1.2 e 1.3, foram apresentados os principais aspectos das análises de estabilidade de tensão e de confiabilidade no NH2. A abordagem realizada nestas subseções teve como objetivo estabelecer os principais pré-requisitos para uma análise probabilística da estabilidade de tensão. Desta forma, na próxima seção será apresentada uma revisão bibliográfica sobre a Análise Probabilística da Estabilidade de Tensão (APET). Esta revisão tem os seguintes objetivos: definir as principais linhas de pesquisa existentes nesta área, identificar aspectos relevantes sobre APET que não são abordados nas referências citadas e introduzir as principais contribuições da tese.

1.4

Análise Probabilística da Estabilidade de Tensão

O sistema de transmissão pode operar em condições de carregamento excessivo devido aos seguintes fatores: adiamento da expansão da rede de transmissão devido a restrições ambientais e orçamentárias, crescimento natural da demanda de energia elétrica ou perda de interligações que transportam grandes blocos de energia. A operação de redes de transmissão altamente carregadas torna os sistemas de energia elétrica mais susceptíveis a problemas de instabilidade de tensão. Alguns exemplos de problemas de instabilidade de tensão são relatados nas referências [Prada, 1992], [José da Silva, 2006], [Prada, 2002] e [Taylor, 1994]:

- i) janeiro de 1979 na França,
- ii) 4 de agosto de 1982 na Bélgica,
- iii) 22 de dezembro de 1982 na Flórida nos EUA,
- iv) 27 de dezembro de 1983 na Suécia,
- v) 30 de novembro de 1986 no Sudeste do Brasil e no Paraguai,
- vi) 23 de junho de 1987 no Japão,

vii) dias 24 e 25 de abril de 1997 no Brasil.

Desta forma, é importante desenvolver ferramentas que possam quantificar o RIT. Esta preocupação resultou em diversas publicações sobre a modelagem de incertezas (indisponibilidade dos equipamentos e flutuações de carga) na análise de estabilidade de tensão [Melo, 1997], [Billinton, 1998], [Li, 1998], [Aboreshaid, 1999], [Melo, 1999], [Leite da Silva, 2000b], [Wan, 2000], [Huang, 2002], [Rios, 2007], [Wu, 2009]. Geralmente, estas incertezas são modeladas usando-se a representação por espaço de estados. Devido a isto a seleção de estados se baseia nas seguintes técnicas: enumeração [Billinton, 1998], [Aboreshaid, 1999], [Wan, 2000], [Huang, 2002] e SMC não-seqüencial [Melo, 1997], [Li, 1998], [Melo, 1999], [Leite da Silva, 2000b], [Huang, 2002], [Rios, 2007], [Wu, 2009]. Por outro lado, a representação cronológica não tem sido usada para modelar aspectos dependentes do tempo na APET, tais como: variações de carga horárias, manutenções programadas e séries temporais de disponibilidade de potência em usinas hidroelétricas e fontes renováveis de energia, tais como a geração eólica. Em outras palavras, o processo cronológico de transição de estados não é considerado na APET. Esta limitação é devido ao alto custo computacional da SMC seqüencial. Os tempos computacionais elevados da SMC seqüencial são devido à avaliação do grande número de estados existentes em uma série sintética. Este número demasiado de estados é resultante da convolução da curva de carga (diária, semanal, anual, etc.) com o processo cronológico de transição de estados dos componentes individuais. Além disso, é importante mencionar que a estimação da MET esperada, com a representação cronológica das incertezas, exige a avaliação de todos os estados de uma série sintética. Esta restrição é devido ao fato de que a MET é definida para estados estáveis e instáveis. Conseqüentemente, não é possível avaliar apenas as subsequências de estados instáveis para reduzir os custos computacionais da APET com representação cronológica.

Na referência [Melo, 1997], é apresentada uma técnica para avaliar o impacto de problemas de colapso de tensão em índices de confiabilidade associados com o corte de carga. Esta técnica utiliza um algoritmo de FPO, baseado no Método de Pontos-Interiores, para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência. Este algoritmo é executado em todos os estados nos quais os algoritmos de fluxo de potência convencionais não podem obter uma

solução. Desta forma, é possível identificar a componente de corte de carga associada com problemas de estabilidade de tensão causados pela ausência de solubilidade. Consequentemente, todos os estados solúveis são considerados como estáveis. Devido a isto, a técnica proposta na referência [Melo, 1997] não pode identificar estados de instabilidade de tensão associados com a perda de controlabilidade.

Uma técnica baseada no índice L [Kessel, 1986] e no Método da Bisseção é proposto em [Billinton, 1998] para avaliar o impacto de restrições de estabilidade de tensão nos índices de confiabilidade. O Método da Bisseção é usado para calcular o corte de carga necessário para tornar o índice L menor que um limite mínimo especificado. Entretanto, o índice L não pode ser calculado para barras de geração e nem fornecer margens de estabilidade para pontos localizados na parte inferior da curva PV. Os efeitos destas restrições do índice L são refletidos nos índices de confiabilidade nodais calculados pelos autores. Os valores dos índices de corte de carga nodais, em barras de carga com geração, não sofreram variações quando restrições de estabilidade foram adicionadas no modelo. Os autores justificaram este fato afirmando que: as restrições de estabilidade de tensão não têm impacto na carga das barras de tensão controlada (barras PV). Na realidade, estes resultados são devido ao fato de que o índice L não pode ser calculado para barras de geração.

Além disso, a técnica proposta pelos autores da referência [Billinton, 1998] tem as seguintes desvantagens:

- i) Estados de instabilidade de tensão associados com a ausência de solubilidade não são considerados.
- ii) A otimização do corte de carga para satisfazer as restrições de estabilidade é realizada após a eliminação das restrições de rede (sobrecargas e violações de tensão). Consequentemente, podem surgir novas violações após o Método da Bisseção ter calculado o corte de carga para satisfazer as restrições de estabilidade.
- iii) Estados de instabilidade de tensão associados com a perda de controlabilidade não podem ser identificados.

Na referência [Li, 1998], o impacto de problemas de colapso de tensão nos índices de confiabilidade é avaliado combinando-se um modelo CC da rede elétrica, baseado em otimização linear, com as curvas de limites de operação de estabilidade de tensão. Estas curvas são definidas no plano bidimensional associado com geração de potência ativa das duas principais áreas de controle da British Columbia Hydro. Neste plano são traçadas curvas de isovalores para diversos níveis de carga e um ponto de operação é considerado estável quando ele está localizado na parte interna dos contornos. Os autores geram as curvas de operação para uma lista de contingências consideradas críticas na estabilidade de tensão. Em seguida, estas curvas são usadas para obter restrições lineares da região de operação estável de cada contingência. Este processo é ilustrado nas Figuras 1.5 e 1.6.

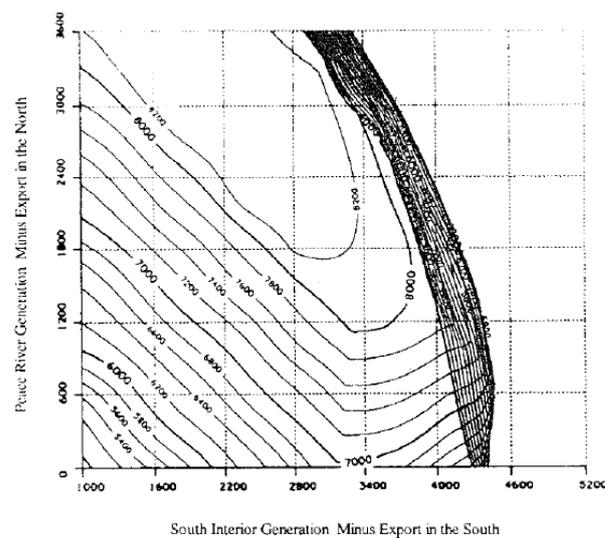


Figura 1.5 – Curvas de limite de operação de estabilidade de tensão

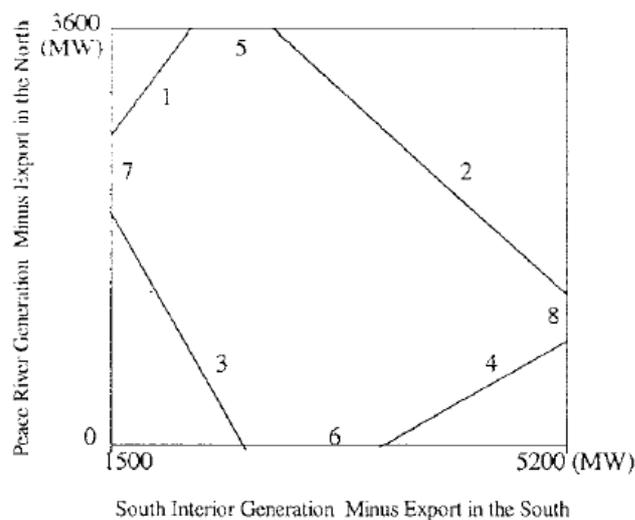


Figura 1.6 – Restrições lineares ajustadas para modelar a curva de limites de operação

Desta forma, quando um estado selecionado na análise de adequação contém uma contingência da lista, as restrições de estabilidade associadas com esta contingência são adicionadas no algoritmo de simulação de ações corretivas. O problema com esta técnica é que os estados de instabilidade de tensão são selecionados deterministicamente. Ou seja, os estados de instabilidade de tensão associados com outras contingências (não enumeradas na lista) não podem ser identificados, visto que os mesmos são analisados com um modelo CC da rede elétrica.

A probabilidade de instabilidade de tensão para o sistema e para os pontos de carga é calculada na referência [Aboreshaid, 1999]. Neste artigo, dos mesmos autores da referência [30], o índice L é novamente utilizado para identificar estados de instabilidade de tensão. Conseqüentemente, os índices calculados neste artigo têm os mesmos problemas daqueles obtidos em [Billinton, 1998]. Além disso, problemas de colapso de tensão associados com a ausência de solubilidade são também ignorados nesta referência.

Uma análise probabilística do carregamento máximo do sistema é apresentada em [Melo, 1999]. Esta análise utiliza a SMC não-sequencial para amostrar os estados do sistema resultantes das indisponibilidades dos

equipamentos e flutuações de carga. O carregamento máximo do sistema para os estados amostrados pela SMC é calculado por um algoritmo de FPO não-linear baseado no Método dos Pontos-Interiores. É importante citar que o FPO não-linear também é usado em [Melo, 1999] para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência. Desta forma, o corte de carga total requerido para eliminar a insolubilidade pode ser interpretado como um carregamento negativo para o sistema. Entretanto, este procedimento não é usado em [Melo, 1999] na estimação do valor esperado do carregamento máximo do sistema. Ou seja, problemas de instabilidade de tensão causados pela ausência de solubilidade não são adequadamente modelados na estimação de índices probabilísticos associados com o máximo carregamento. Adicionalmente, o carregamento máximo é calculado para todos os estados amostrados pela SMC. Contudo, podem existir estados do sistema com problemas de instabilidade de tensão causados pela perda de controlabilidade. Nestes casos não é apropriado calcular o carregamento máximo do sistema, pois a rede já tem problemas de instabilidade de tensão. Uma alternativa para contornar este problema é incluir restrições de estabilidade de tensão (associadas com a perda de controlabilidade) no algoritmo de FPO usado para calcular o carregamento máximo do sistema. Entretanto, os autores de [Melo, 1999] não consideram estados instáveis associados com a perda de controlabilidade na análise probabilística do máximo carregamento.

Na referência [Leite da Silva, 2000b], é proposta uma técnica para calcular o RIT considerando incertezas associadas com o erro de previsão do pico de carga. Neste artigo, a instabilidade de tensão é associada com casos de insolubilidade das equações de fluxo de potência. Adicionalmente, nos estados solúveis a estabilidade de tensão é avaliada calculando-se o ponto de máximo carregamento da rede elétrica através do MVT.

Uma das contribuições em [Leite da Silva, 2000b], é a estimação da margem de estabilidade de tensão baseado em um nível de risco especificado. Contudo, pode-se expandir o método proposto nesta referência para incluir os seguintes aspectos na APET:

- i) quantificação da severidade da insolubilidade das equações de fluxo de potência, ou seja, se é necessário ou não cortar carga para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência;
- ii) modelagem de incertezas associadas com indisponibilidades de equipamentos (compensadores, geradores, linhas de transmissão e compensadores);
- iii) contabilização de casos de instabilidade de tensão causados pela perda de controlabilidade no cálculo do risco de instabilidade de tensão.

Uma metodologia, baseada no método de enumeração de estados, é proposta em [Wan, 2000] para calcular o RIT. Neste artigo um estado de instabilidade de tensão ocorre quando a margem de estabilidade (diferença entre a carga máxima calculada pelo FPC e a carga atual do sistema) torna-se negativa. Desta forma, estados de instabilidade de tensão associados com a ausência de solubilidade podem ser precisamente modelados. Entretanto, o método proposto em [Wan, 2000] tem as seguintes desvantagens:

- i) alto custo computacional devido a utilização do FPC,
- ii) problemas de instabilidade de tensão associados com a perda de controlabilidade não são considerados.

A análise dos resultados apresentados em [Wan, 2000], revelou que a estimação dos índices considerou a enumeração de apenas quatro contingências de circuito de 1ª ordem. Ou seja, todos os outros tipos de contingências, tal como a perda de um ou mais geradores, foram desprezados. Conseqüentemente, o alcance do método de enumeração de estados (somatório das probabilidades dos estados enumerados) torna-se bastante reduzido e a precisão dos resultados é baixa. Este efeito foi mascarado pelos autores considerando que a probabilidade do *caso-base* é igual a $1,0 - [P(x^1) + P(x^2) + P(x^3) + P(x^4)]$, onde $P(x^j)$ é a probabilidade do estado x^j . Visto que os quatro eventos de falha considerados são contingências de circuitos de 1ª ordem ($P(x^j) \approx 10^{-4}$), a probabilidade do *caso-base* tende a ser próxima de 1,0. Na realidade, a probabilidade do *caso-base* é igual ao produto das disponibilidades de todos os componentes. Devido a isto, a magnitude da probabilidade do *caso-base* é consideravelmente menor do que 1,0. A redução do número de estados em

[Wan, 2000] pode ter sido usada para reduzir o custo computacional associado com o cálculo da margem de estabilidade de tensão através do FPC.

Em [Huang, 2002], índices de confiabilidade são calculados modelando-se restrições de estabilidade de tensão em um algoritmo de simulação de ações corretivas baseado em FPO não-linear. Desta forma, este artigo apresenta as seguintes vantagens com relação a [Billinton, 1998] e [Li, 1998]:

- i) modelo CA da rede elétrica, com restrições de estabilidade, é usado para simular ações corretivas para todas as contingências selecionadas (enumeração) ou sorteadas (simulação);
- ii) um único problema de otimização é resolvido para determinar o mínimo corte de carga requerido para satisfazer, simultaneamente, restrições de estabilidade e factibilidade.

A única desvantagem do método proposto na referência [Huang, 2002] é a impossibilidade de modelar restrições de estabilidade de tensão associadas com barras de geração, no algoritmo de simulação de ações corretivas, devido a utilização do índice L.

Na referência [Rios, 2007] a SMC não seqüencial é combinada com a análise modal estática [Gao, 1992], [Löf, 1992] para fornecer uma previsão horária do RIT em período diário. A SMC é usada para estimar o RIT horário considerando incertezas considerando incertezas associadas com erros de previsão de carga. Os estados dos sistemas resultantes destas incertezas são avaliados através da análise modal. Isto é, um estado instável é identificado quando um dos autovalores da matriz J_R da análise modal torna-se negativo. Consequentemente, problemas de perda de controlabilidade são incluídos no cálculo do RIT. Uma contribuição importante em [Rios, 2007] é análise da evolução temporal do RIT. Entretanto, esta referência possui as seguintes deficiências:

- i) O custo computacional da análise de estabilidade de tensão para um estado sorteado é alto devido a computação de todos os autovalores da matriz J_R da análise modal. Além disso, é necessário avaliar cerca de 1.000 estados para cada nível de carga da curva de demanda diária. Isto é, são necessárias

aproximadamente 24.000 análises de estabilidade de tensão para realizar uma APET. Esta característica torna inviável a aplicação do método proposto para períodos de estudo mais longos, por exemplo: semanais e mensais. Na verdade, os autores da referência [Rios, 2007] deveriam ter usado técnicas de agrupamento de dados (“*clustering*”) [Singh, 1989], [Billinton, 1994] para reduzir o número de patamares de carga da curva de demanda. Estas técnicas vêm sendo usadas com sucesso para incluir a curva de demanda em estudos de confiabilidade composta [Billinton, 1994].

- ii) Estados instáveis associados com a ausência de solubilidade não são considerados na estimação do RIT.
- iii) A identificação de estados instáveis causados pela perda de controlabilidade não é precisa devido às limitações da análise modal expostas na Subseção 1.2.2.
- iv) As indisponibilidades dos compensadores, geradores e circuitos são ignoradas.

É importante enfatizar a maioria dos incidentes de instabilidade de tensão ocorridos em sistemas reais foram originados por falhas nos equipamentos [Prada, 1992], [Prada, 2002], [Taylor, 1994]. Por exemplo, havia diversos dispositivos de compensação de potência reativa fora de serviço no distúrbio do sistema brasileiro Sul/Sudeste ocorrido em abril de 1997 [Prada, 2002]. Entretanto, [Rios, 2007] só inclui incertezas associadas com erros de previsão de carga na APET. Consequentemente, os índices estimados nesta referência não consideram todos os eventos causadores de problemas de instabilidade de tensão em sistemas reais. Devido a isto, o RIT estimado em [Rios, 2007] tende a ser subestimado.

A SMC não-sequencial, a análise modal [Gao, 1992], [Löf, 1992] e o FPC [Ajarapu, 1992] são usados em [Wu, 2009] para realizar uma APET. A SMC é usada para amostrar os níveis de carga de acordo com a curva de demanda para um período de estudo. Além disso, a SMC também é usada para sortear os coeficientes dos polinômios de carga considerando que os mesmos têm distribuição normal. O fluxo de potência continuado é usado para calcular o ponto de máximo carregamento de cada estado sorteado. Em seguida, os autovalores direito e esquerdo da matriz Jacobiana, com relação ao modo crítico, são usados para

estimar fatores de participação de barras e circuitos. A amostra de estados do sistema avaliada com a análise modal e com o FPC é usada para é usada para estimar os fatores de participação e a distribuição do carregamento máximo do sistema. A principal contribuição em [Wu, 2009] é a modelagem de incertezas nos coeficientes dos polinômios de carga. Isto é, as parcelas associadas com os modelos de impedância, corrente e potência constante são consideradas como variáveis aleatórias. Apesar disso, a técnica proposta em [Wu, 2009] tem as seguintes falhas:

- i) Contingências nos equipamentos (compensadores, geradores e circuitos) são novamente desprezadas.
- ii) A estimação do RIT se baseia na distribuição de probabilidade do máximo carregamento do sistema. Ou seja, o RIT é calculado obtendo-se o percentil desta distribuição associado com um nível de carga especificado. Este procedimento foi usado na estimação do RIT para um crescimento de carga previsto no sistema IEEE de 118 barras. Entretanto, o RIT para o pico de carga ativa deste sistema (36,68 pu) é nulo, pois o valor mínimo do carregamento máximo é igual a 92,3238 pu. Em outras palavras, em nenhum estado do sistema a carga amostrada é maior do que a carga máxima. Isto é, não ocorreu nenhum estado instável causado pela ausência de solubilidade. Este efeito é devido o fato de que a ausência de solubilidade é causada principalmente por contingências nos equipamentos. Contudo, este tipo de incerteza foi desconsiderado em [Wu, 2009]. Desta forma, a gama de incertezas considerada pelos autores desta referência é insuficiente para fornecer uma estimativa adequada do RIT para o pico de carga do sistema. Na verdade, os autores de [Wu, 2009] usaram o FPC para obter a região de operação onde os resultados da análise modal são mais confiáveis, isto é: a vizinhança do ponto de máximo carregamento do sistema [Pinto, 1994].
- iii) A análise modal é usada somente para calcular fatores de participação das barras e dos circuitos, ou seja, esta técnica não é usada para incluir problemas de perda de controlabilidade no RIT.

A revisão bibliográfica associada com a APET identificou as seguintes linhas de pesquisa associadas com este tema:

- i) *avaliação do impacto de restrições de estabilidade nos índices de confiabilidade* ([Melo, 1997], [Billinton, 1998], [Li, 1998] e [Huang, 2002]),
- ii) *cálculo de índices probabilísticos associados com estados de instabilidade de tensão* ([Melo, 1997], [Aboreshaid, 1999], [Melo, 1999], [Leite da Silva, 2000b], [Wan, 2000], [Rios, 2007] e [Wu, 2009]).

No cálculo dos índices de confiabilidade com restrições de estabilidade, foi identificada a necessidade de uma modelagem mais precisa das restrições de estabilidade nos modelos de FPO não-linear usados na simulação de ações corretivas. Adicionalmente, foi observado que nenhum modelo existente considerou os dois mecanismos causadores da instabilidade de tensão (ausência de solubilidade e perda de controlabilidade) na estimação de índices probabilísticos associados com estados instáveis. Além disso, é importante ressaltar que a perda de controlabilidade foi considerada apenas em [Rios, 2007]. Contudo, a modelagem de problemas de perda de controlabilidade na APET não é adequada devido aos seguintes fatores:

- i) apenas incertezas associadas com parâmetros de carga são consideradas, isto é, a ocorrência de problemas de perda de controlabilidade causados por contingências nos equipamentos é ignorada;
- ii) os estados de perda de controlabilidade não são adequadamente avaliados devido as deficiências da análise modal que foram apresentadas na Subseção 1.2.2.

Deve-se também citar que somente em [Billinton, 1998], [Aboreshaid, 1999] e [Wu, 2009] são calculados índices de estabilidade de tensão probabilísticos para as barras do sistema. Entretanto, os índices calculados em [Billinton, 1998] e [Billinton, 1999] tem as seguintes limitações devido à utilização do índice L: não é possível estimar índices de estabilidade de tensão para barras de geração e calcular a MET para pontos na região instável da curva PV. Por outro lado, os índices nodais calculados em [Wu, 2009] tem as seguintes restrições: contingências nos equipamentos não são incluídas e os resultados estão sujeitos a todos os defeitos da análise modal identificados na Subseção 1.2.2.

1.5

Motivação

Conforme foi discutido previamente, o risco de instabilidade é uma informação importante para garantir uma operação segura da rede elétrica. Entretanto, a partir da literatura existente pode-se observar que nenhum método foi desenvolvido para incorporar os seguintes aspectos na APET: inclusão de estados instáveis causados pela perda de controlabilidade e pela ausência de solubilidade na estimação do RIT, quantificação da severidade da insolubilidade das equações de fluxo de potência e cálculo de índices probabilísticos nodais que considerem os principais distúrbios e mecanismos associados com problemas de instabilidade de tensão. Com os relatos freqüentes de problemas de instabilidade de tensão em sistemas de energia em diversas partes do mundo, faz-se necessário desenvolver métodos que possam incorporar os aspectos mencionados acima na APET. A ausência de tais métodos motivou o desenvolvimento desta pesquisa. Portanto, o objetivo principal desta pesquisa é desenvolver procedimentos e técnicas para realizar uma APET.

1.6

Objetivos da tese

O objetivo desta tese está centrado no desenvolvimento de um método que modele o comportamento aleatório da rede elétrica na análise de estabilidade de tensão através de métodos probabilísticos. Modelos e técnicas para incorporar a ausência de solubilidade e a perda de controlabilidade no RIT são propostos. Isto é, os dois mecanismos causadores de problemas de instabilidade de tensão são considerados na APET. Além disso, são propostos novos índices para a APET com o objetivo de facilitar a interpretação dos índices probabilísticos pelos operadores do sistema.

Os principais objetivos desta tese são:

- i) combinar ferramentas de análise da estabilidade de tensão com o modelo estocástico da rede elétrica;

- ii) incorporar estados de perda de controlabilidade e ausência de solubilidade na estimação dos índices probabilísticos;
- iii) calcular índices de estabilidade de tensão para barras de carga e geração do sistema;
- iv) utilizar a Análise de Robustez para desenvolver novos índices probabilísticos para a APET;
- v) avaliar o impacto das incertezas associadas com a disponibilidade dos equipamentos e erros de previsão de carga na estabilidade de tensão através dos seguintes índices:
 - a) RIT,
 - b) valor esperado da MET nodal,
 - c) redução esperada na MET nodal com relação à MET do *caso-base* (índice de influência nodal).
- vi) realizar uma análise de causa raiz dos mecanismos causadores da instabilidade de tensão;
- vii) implementar computacionalmente os modelos e algoritmos mencionados acima e realizar estudos em sistemas teste.
- viii) comparar os métodos mais usados para modelar incertezas na APET, ou seja: enumeração de estados e SMC.

A técnica proposta nesta tese para realizar a APET se baseia na combinação das seguintes técnicas:

- **SMC não-sequencial e enumeração de estados:** para modelar incertezas associadas com a disponibilidade dos equipamentos e erros de previsão de carga.
- **FPO não-linear via Método de Pontos-Interiores:** para incluir problemas de ausência de solubilidade no cálculo do RIT.

- **MMD**: para incluir problemas de perda de controlabilidade no cálculo do RIT e calcular índices de estabilidade de tensão para barras de geração.

Os principais passos do método proposto nesta pesquisa são apresentados na Figura 1.7.

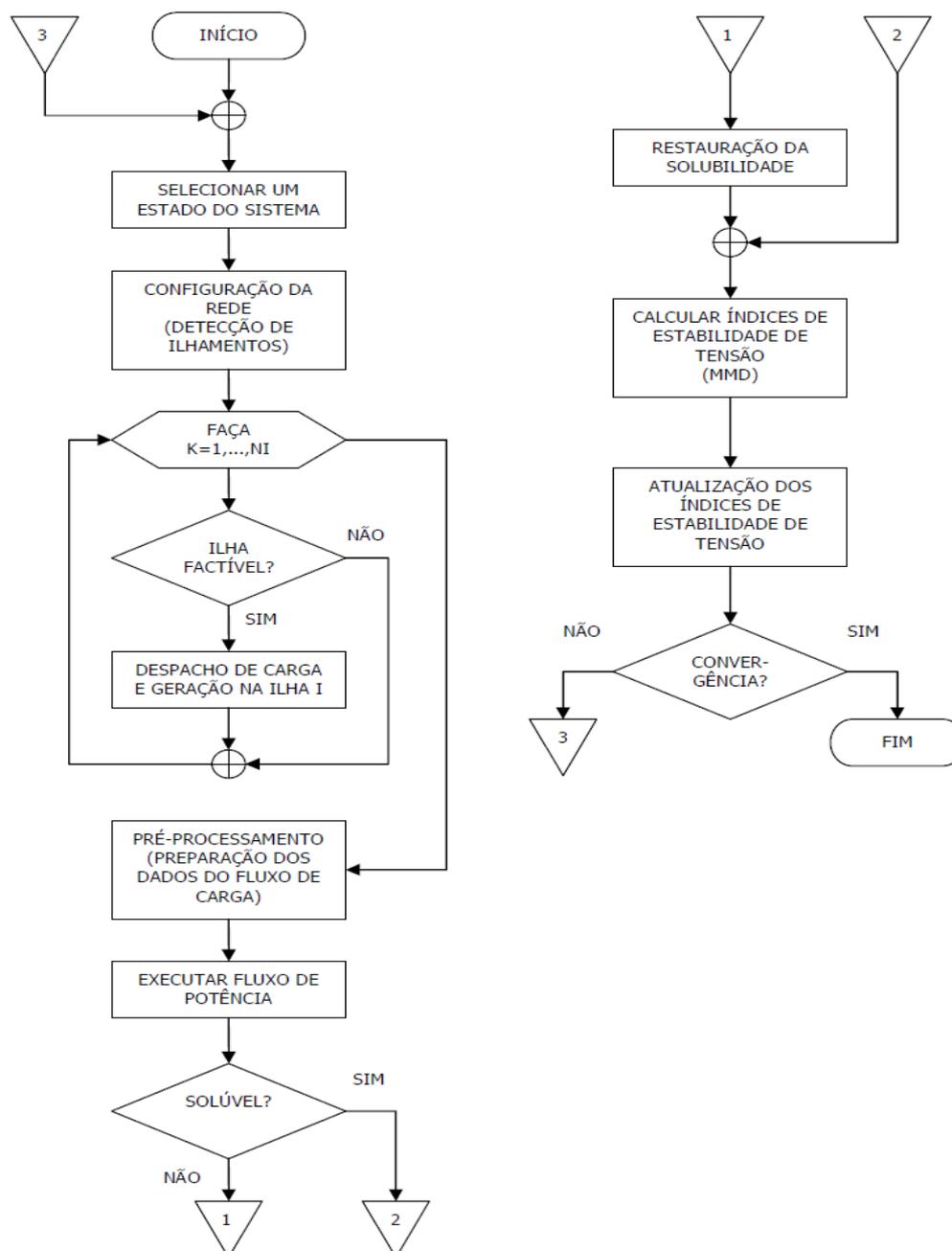


Figura 1.7 – Fluxograma do método proposto para realizar a APET

A partir da Figura 1.7, pode-se observar que todos os procedimentos da ACSEE [Mello, 1991], [Melo, 1995], [Melo, 1998] realizados até a análise de fluxo de potência são idênticos aqueles usados na APET. Desta forma, programas de ACSEE podem ser facilmente expandidos para gerar índices de estabilidade de tensão probabilísticos. Esta expansão requer a realização de poucas modificações no programa de ACSEE, por exemplo:

- i) Realizar a avaliação da estabilidade de tensão via MMD para todos os estados do sistema. Esta modificação é devido ao fato de que podem ocorrer problemas de perda de controlabilidade em estados nos quais não há violações nas restrições operativas.
- ii) Utilizar um algoritmo de FPO não-linear para eliminar problemas de insolubilidade do fluxo de potência. Esta alteração permite obter as seguintes informações:
 - a) corte de carga associado com problemas de instabilidade de tensão;
 - b) avaliação da severidade dos estados insolúveis, isto é, identificação dos estados onde a insolubilidade do fluxo de potência pode ser restaurada sem a necessidade de corte de carga.
- iii) Atualizar os índices de instabilidade de tensão para todos os estados do sistema. Esta modificação é devido ao fato de que em programas de ACSEE só se atualiza os índices para os estados nos quais há perda de carga. Contudo, podem ocorrer problemas de instabilidade de tensão em estados nos quais é possível suprir toda a carga do sistema.

1.7

Estrutura da tese

Esta tese está dividida em 7 capítulos:

Capítulo 1 – Contém uma introdução geral e a revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados com a APET.

Capítulo 2 – Demonstra a ocorrência de problemas de instabilidade de tensão associados com a perda de controlabilidade e a ausência de solubilidade em um sistema de duas barras.

Capítulo 3 – Descreve-se o modelo de FPO não-linear utilizado para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência e também o Método de Pontos-Interiores usado para resolver este modelo. Este modelo de FPO não-linear é usado para identificar estados nos quais a ausência de solubilidade pode ser eliminada sem o uso do corte de carga, isto é, os estados onde a insolubilidade do fluxo de potência é menos severa.

Capítulo 4 – Apresenta-se uma descrição da análise de estabilidade de tensão através do MMD. Este método será usado para incluir estados instáveis associados com a perda de controlabilidade no cálculo do RIT. Além disso, o MMD é usado para calcular índices de estabilidade de tensão para barras de geração.

Capítulo 5 – Contém uma descrição dos métodos probabilísticos usados na APET, isto é: enumeração de estados e SMC não-sequencial. Estes dois métodos são usados para representar as incertezas associadas com os principais distúrbios causadores da instabilidade de tensão, isto é: flutuações no pico de carga e falhas nos equipamentos (geradores, circuitos e compensadores). A modelagem destas incertezas permite realizar uma APET com base nos seguintes índices: RIT, probabilidades dos estados de robustez e MET nodais esperadas. As probabilidades dos estados de robustez podem fornecer as seguintes informações: avaliação da severidade dos estados insolúveis, fator de participação dos mecanismos de instabilidade de tensão no RIT e eficiência das ações de controle usadas para eliminar problemas de insolubilidade do fluxo de potência. Adicionalmente, os valores esperados das MET nodais são capazes de identificar as barras e áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão.

Capítulo 6 – Apresentam-se os resultados dos testes obtidos com o método proposto para realizar a APET em uma versão modificada do sistema IEEE para

estudos de confiabilidade [RTS Task Force, 1999], [Bertoldi, 1988] e em dois sistemas equivalentes derivados do sistema interligado nacional [Alves, 2007].

Capítulo 7 – Apresentam-se as principais conclusões resultantes desta tese e também algumas sugestões para trabalhos futuros.