



**GRUPO IV
ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – (GAT)**

**AValiação Probabilística na Análise de Desempenho de Sistemas de Potência
-NOVOS DESENVOLVIMENTOS NO PROGRAMA NH2**

**Albert C.G. Melo* Carlos R.R. Dornellas Armando M. Oliveira João C.O. Mello Sérgio Granville
Javier O. Soto José F.M. Pessanha
CEPEL**

**Roberto N. Fontoura F^o Marcus Th. Schilling
ELETROBRÁS**

RESUMO:

Este artigo descreve os principais desenvolvimentos recentemente introduzidos no programa NH2, para prepará-lo ainda mais para o novo cenário institucional no setor elétrico brasileiro. Um dos principais aperfeiçoamentos do programa NH2 é a introdução do método de Pontos Interiores para solucionar o FPO não-linear. Este FPO apresenta a atrativa característica de tratar com casos de fluxo de potência não-convergentes, desta forma considerando problemas de colapso de tensão. Além disto, nesta formulação do FPO é possível definir um conjunto de funções objetivo que são extremamente importantes em um ambiente competitivo, permitindo a aplicação do programa NH2 nos seguintes estudos, em um ambiente probabilístico: mínimo corte de carga, mínimo custo de geração de potência ativa, mínima injeção de potência reativa, máxima injeção de potência ativa, máxima capacidade de transferência simultânea, máxima transação de pedágio e máximo carregamento do sistema. O programa foi aplicado em um sistema com 1600 barras originado do sistema brasileiro Sul/Sudeste/Centro-Oeste e os resultados obtidos são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE:

Análise Probabilística, análise de confiabilidade, fluxo de potência ótimo, método de pontos interiores.

1. INTRODUÇÃO

A demanda por maior eficiência na produção e distribuição de energia tem conduzido a reestruturação do setor elétrico em diversos países. Embora os novos ambientes sejam fortemente relacionados com as características do país, alguns aspectos comuns têm sido enfatizados tais como desverticalização industrial, introdução da competição na produção e comercialização de energia, e acesso mandatório a rede de transmissão [1-4]. Neste contexto, uma questão sempre em discussão diz respeito aos impactos do novo ambiente nos níveis de desempenho do sistema.

A avaliação de desempenho de um sistema de potência pode ser feita por métodos determinísticos e probabilísticos. Métodos determinísticos apresentam a limitação básica de não considerar a natureza essencialmente estocástica do comportamento de sistemas de potência devido principalmente a carga e as saídas forçadas aleatórias de equipamentos. Portanto, a análise de

desempenho de um sistema de potência deveria ser feita utilizando métodos estocásticos tais como fluxo de potência probabilístico e confiabilidade composta geração/transmissão.

Os indicadores de desempenho são baseados na análise de diversos possíveis estados de operação do sistema incluindo combinação de gerador, transformador e saídas de linhas, flutuações na carga, etc. Podem ser expressos em termos de distribuições de probabilidade de variáveis selecionadas (p.e., fluxos em circuitos, tensões, intercâmbios entre áreas, etc.) ou através de valores médios. Além disto, estes indicadores podem ser obtidos em duas situações distintas: *antes* ou *depois* da ação das medidas corretivas para eliminar violações operativas. As medidas corretivas podem compreender re-despacho de geradores do sistema, ajustes no perfil de tensão e em taps de transformadores LTC, e como último recurso, mínimo corte de carga.

A principal característica relacionada com as medidas corretivas é o fornecimento de uma base comum para comparar diferentes violações operativas, originando outros indicadores de desempenho: probabilidade, valor esperado e frequência de perda de carga.

Finalmente, é de extrema importância a obtenção de sensibilidades destes indicadores com relação a reforços do sistema assim como com respeito aos parâmetros de falha dos equipamentos.

O programa NH2 é um sistema computacional capaz de calcular simultaneamente *todos* os indicadores probabilísticos descritos previamente. Como consequência, é muito útil para avaliar o desempenho de sistemas de potência de grandes dimensões, incluindo o sistema brasileiro.

O programa NH2 resulta de um projeto de pesquisa de longo prazo (11 anos), o qual tem sido desenvolvido pelo CEPEL em estreita cooperação com as empresas brasileiras através do Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GCPS). Tem sido o programa oficial dos Grupos de Trabalho de Planejamento Decenal (GTPD/GCPS). Nos últimos anos, mais de 150 engenheiros já foram treinados em cursos regulares de duração de uma semana. A maioria deles participa de equipes de planejamento, entretanto mais recentemente, diversos engenheiros que atuam na operação também têm sido treinados.

Para atingir os seus objetivos, o programa NH2 incorpora algoritmos em estado-da-arte em termos de modelagem estocástica de sistema e análise de desempenho, assim como características que combinam processamento computacional eficiente com flexibilidade em modelagem de sistemas e diagnósticos.

A modelagem flexível tornou-se necessária pela diversidade de usuários em potencial e aplicações. Foi obtida utilizando o conceito de cenário e permitindo ao usuário especificar o método de seleção de estados (enumeração ou simulação Monte Carlo) e o modelo para análise de desempenho (fluxo de potência CA ou CC). Um cenário é caracterizado como uma combinação de configuração de sistema, nível de carga, e condições hidrológicas e climáticas durante um período de análise.

A eficiência computacional é obtida adotando-se técnicas de redução de variância implementadas na simulação Monte Carlo, e utilizando um eficiente fluxo de potência ótimo não-linear (FPO) no modelo de medidas corretivas, que considera estratégias de soluções específicas para cada contingência. Este FPO também fornece informações sobre restrições ativas (fluxo de circuito no limite, tensão no limite, geração no limite) na solução ótima.

O objetivo deste trabalho é descrever os principais desenvolvimentos recentes no programa NH2, para torná-lo ainda mais adequado ao novo cenário institucional do setor elétrico brasileiro. O programa NH2 foi aplicado ao sistema com 1600 barras originado do sistema brasileiro Sul/Sudeste/Centro-Oeste e os resultados obtidos são apresentados e discutidos.

Um dos principais aperfeiçoamentos do programa NH2 diz respeito a introdução do método de Pontos Interiores para solucionar o FPO não-linear. Como será visto adiante, este FPO apresenta a atrativa característica de tratar com casos de fluxo de potência não-convergentes, desta forma considerando problemas de colapso de tensão. Nesta formulação do FPO é possível também definir um conjunto de funções objetivo que são extremamente importante em um ambiente competitivo, permitindo a aplicação do programa NH2 nos seguintes estudos, em um ambiente probabilístico:

- mínimo corte de carga
- mínimo custo de geração de potência ativa
- mínima injeção de potência reativa
- máxima injeção de potência ativa
- máxima capacidade de transferência simultânea
- máxima transação de pedágio
- máximo carregamento do sistema.

2. FPO BASEADO EM PONTOS INTERIORES

Para atingir uma precisão aceitável na estimativa dos índices probabilísticos pode ser necessário analisar um grande número de estados do sistema, incluindo combinação de saídas de gerador e circuito, e incerteza na carga. Portanto, no processo de análise de contingências, especialmente com sistemas estressados, podem existir situações nas quais o algoritmo de Newton-Raphson não converge para uma solução, para uma dada condição de carga ativa e reativa. Tal fato pode ocorrer devido a pontos de operação iniciais ruins, problemas de mal condicionamento ou por que as equações de fluxo de potência não têm de fato solução.

2.1. Formulação Matemática

No programa NH2, problemas de solubilidade do sistema são resolvidos calculando-se o mínimo corte de carga de forma a restaurar a solubilidade para um fluxo de potência não-convergente. No processo de cálculo do mínimo corte de carga, um FPO é resolvido por um método de Pontos Interiores direto (PI). A formulação matemática do problema de mínimo corte de carga é:

$$\text{Min} \quad P^t \theta \quad (1)$$

s.a.

$$(1-\theta_i)P_i - P_i(x) = 0, i=1, \dots, N \quad (1.1)$$

$$(1-\theta_i)Q_i - Q_i(x) = 0, i=1, \dots, N \quad (1.2)$$

$$a \leq (\theta, x) \leq b \quad (1.3)$$

onde:

P_i, Q_i cargas ativa e reativa na barra $i, i=1, \dots, N$;

N número de barras;

θ vetor que representa a fração de carga cortada em cada barra;

P vetor de cargas ativas;

x vetor que representa os controles de fluxo de potência e variáveis de estado;

No problema (1), as equações (1.1), (1.2) representam as equações de balanço de fluxo de potência ativa e reativa na barra $i, i=1, \dots, N$, e (1.3) limites para as variáveis. À princípio, cada componente de θ deverá ser maior ou igual a zero e menor ou igual a um. Note que, se para um dado vetor de cargas ativa e reativa o fluxo de potência tem solução, na solução ótima do problema (1) $\theta_i = 0, i=1, \dots, N$. Todas as variáveis de controle podem ser inibidas na otimização, porém se a otimização de controles é permitida as variáveis correspondentes deverão estar dentro de limites. O problema (1) despreza limites de tensão para barras de carga, limites de carregamento de circuitos ou qualquer outra restrição operativa.

2.2. Algoritmo de Solução

Fazendo $z=f(\theta, x, y)$, o problema (1) pode ser escrito de uma forma mais geral como:

$$\text{Min} \quad g(z) \quad (2)$$

s.a.

$$h(z) = 0 \quad (2.1)$$

$$a \leq z \leq b \quad (2.2)$$

onde:

$h(z) = 0$ representa restrições (1.1), (1.2) do problema (1).

$g(z) = P^t \theta$ em (1);

O problema geral (2) será resolvido por um método de Pontos Interiores baseado em um algoritmo primal-dual de barreira logarítmica [23]. Na aplicação dos métodos de Pontos Interiores para FPO, duas estratégias básicas são geralmente encontradas na literatura. A primeira é baseada em um esquema de otimização de fluxo de potência no qual o algoritmo de Pontos Interiores é aplicado ao problema de programação linear ou quadrática obtido da linearização das equações de fluxo de potência na solução do algoritmo de fluxo de potência [26-27]. A segunda estratégia, denominada método de Pontos Interiores direto, consiste em aplicar o método de pontos interiores ao problema de programação não-linear original o qual é o FPO [23]. Esta segunda estratégia, que será adotada neste trabalho, é mais adequada para o objetivo do trabalho por que não depende da convergência de qualquer algoritmo de fluxo de potência – no processo iterativo as equações de fluxo de potência são apenas necessárias para verificar a solução ótima. Experiências numéricas também têm demonstrado que métodos de pontos interiores diretos são muito eficientes para tratar com redes de grande porte mal condicionadas e com problemas de tensão [14,23].

A primeira etapa na aplicação do algoritmo primal-dual ao problema (2) é incorporar as restrições (2.2) a função barreira logarítmica:

$$\text{Min} \quad \left\{ g(z) - \mu \sum_j \log(z_j - a_j) - \mu \sum_j \log(b_j - z_j) \right\} \quad (3)$$

s.a.

$$h(z) = 0 \quad (3.1)$$

onde μ é o parâmetro de barreira.

A idéia básica do algoritmo é solucionar aproximadamente o problema (3) para cada valor de μ e forçar μ atingir zero; no limite, a solução ótima do problema (2) é obtida. Para cada valor

de μ , uma iteração do algoritmo Newton-Raphson é aplicada para o sistema não-linear de equações originadas das condições de otimalidade do problema (3). Um ponto crucial do método é o controle de variáveis primais e duais durante o processo iterativo. Nas próximas seções será descrito a aplicação deste FPO baseado em pontos interiores na análise de confiabilidade e máxima capacidade de transferência simultânea.

3. ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Como visto anteriormente, após uma ocorrência de uma contingência, o sistema pode apresentar problemas de solução. Entretanto, após restaurar a solubilidade, podem permanecer algumas violações operativas tais como tensão e fluxo em circuito. Neste caso, a análise de adequação de cada estado do sistema selecionado pode ser feita em duas etapas. Na primeira, a formulação anterior do FPO é utilizada para calcular o mínimo corte de carga para restaurar a solubilidade do sistema, desprezando restrições operativas tais como tensão e fluxo em circuito. Na segunda, o mínimo corte de carga adicional para aliviar quaisquer violações operativas é calculado utilizando também o algoritmo PI, e os índices de confiabilidade relativos são calculados. Observe que este algoritmo pode ser aplicado em ambos os métodos: Enumeração e simulação Monte Carlo.

3.1. Cálculo do Mínimo Corte de Carga devido as Restrições Operativas

O mínimo corte de carga adicional para restaurar a viabilidade do sistema é um problema de FPO que pode ser formulado como :

$$\text{Min } \text{pat}\theta \quad (4)$$

s.a.

$$(1 - \theta_i)P_i^a - P_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, N \quad (4.1)$$

$$(1 - \theta_i)Q_i^a - Q_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, N \quad (4.2)$$

$$f(x) \leq 0 \quad (4.3)$$

$$a \leq (\theta, x) \leq b \quad (4.4)$$

onde:

P_i^a, Q_i^a cargas remanescentes ativa e reativa (na solução ótima do problema (1)) na barra $i, i = 1, \dots, N$;

$f(x)$ representa restrições funcionais (limites de carregamento de circuitos ou quaisquer outras restrições operativas).

Adicionalmente as restrições de (1), o problema (4) considera limites de tensão para todas as barras de carga, limites de fluxo de circuitos e quaisquer outras restrições operativas.

3.2. Definição Conceitual de Índices de Confiabilidade

A avaliação de índices probabilísticos é equivalente a calcular o valor esperado de uma dada função teste [28]:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) P(x) \quad (5)$$

onde:

x vetor representando o estado do sistema; cada componente em x representa o estado de um elemento do sistema (p.e. geradores, circuitos ou cargas);

X espaço de estados, i.e., a série de todos os possíveis estados x resultantes de combinações de estados dos componentes;

$P(x)$ probabilidade do estado x ;

$F(x)$ função teste; tem por objetivo verificar se o ponto de operação resultante da configuração específica de geradores, circuitos e cargas não tem solução, é inviável ou viável.

Como será visto nas próximas seções, funções teste diferentes resultarão em diferentes índices.

3.3. Índices de Confiabilidade relativos ao Colapso de Tensão

Como dito anteriormente, problemas de colapso de tensão são intimamente relacionados com a solubilidade do sistema [17-22].

Assim, pode-se definir uma série de índices probabilísticos associados a análises de solubilidade. O primeiro é a probabilidade de casos sem solução (PUC), relacionado com aquelas contingências nas quais o algoritmo de fluxo de potência tradicional não converge. Para estes casos, a função teste $F(x)$ em (5) é igual a um; caso contrário, é igual a zero.

Utilizando o modelo PI, um subconjunto destas contingências tem a solubilidade restaurada sem corte de carga, ao passo que, para o outro subconjunto, o corte de carga é necessário. Portanto, pode-se definir três outros índices, a probabilidade de perda de carga para restaurar a solubilidade (PLCRS), a frequência de perda de carga para restaurar a solubilidade (FLCRS) e o valor esperado de perda de carga para restaurar a solubilidade (ELCRS). Para o índice PLCRS, a função teste $F(x)$ é igual a um para aqueles casos onde há corte de carga; caso contrário, $F(x)$ é igual a zero. Para os índices FLCRS e ELCRS, $F(x)$ é respectivamente a taxa de transição incremental [29] e o montante de corte de carga para restaurar a solubilidade associado ao estado x . Observe que a diferença entre os índices PUC e PLCRS fornece uma medida da eficiência da formulação PI em restaurar a solubilidade do sistema, preservando a carga total, incluindo ações de controle possíveis.

Adicionalmente, pode-se obter a distribuição de probabilidades de tal corte de carga, pela qual pode-se estimar, p.e., a probabilidade de ocorrer um corte de carga maior ou igual a um determinado valor.

3.4. Índices de Confiabilidade Relativos a Adequação

O primeiro objetivo de uma análise de adequação é quantificar, depois de uma ocorrência de uma contingência, o montante total de corte de carga necessário para conduzir um estado do sistema de uma região insolúvel ou inviável para uma viável. Neste sentido, um programa de avaliação de confiabilidade normalmente produz os seguintes índices básicos: probabilidade de perda de carga (LOLP), valor esperado de potência (ou energia) não suprida (EPNS) e a frequência de perda de carga (LOLF). O índice LOLP corresponde ao valor esperado de uma função teste $F(x)$, onde $F(x) = 1$ se x for um estado de falha (i.e., se existir corte de carga devido a problemas de solubilidade, ilhamento ou violações operativas neste estado); caso contrário, $F(x) = 0$ [28]. Para os índices LOLF e EPNS, $F(x)$ é, respectivamente, a taxa de transição incremental e o corte de carga total associado ao estado x .

Observe que este montante total de corte de carga pode ser originado por ilhamento, colapso de tensão e problemas relativos as restrições operativas. Portanto, pode-se calcular adicionalmente o valor esperado de corte de carga devido a problemas de ilhamento (ELCIP) e o valor esperado de corte de carga devido às restrições operativas (ELCOC). Em outras palavras, os índices EPNS (ou EENS) podem ser expressos como:

$$\text{EPNS} = \text{ELCIP} + \text{ELCRS} + \text{ELCOC} \quad (6)$$

A probabilidade de problemas no sistema (SPP), o valor esperado de perda de carga (LOLE) e o valor esperado de energia não suprida (EENS) podem ser obtidos diretamente das expressões anteriores.

3.5. Algoritmo Básico de Confiabilidade

O algoritmo proposto permitirá o cálculo de índices atualizados, relacionados a cada cenário de carga, ou índices globais, relativos a todos os cenários de carga. Um cenário é caracterizado pela configuração básica do sistema, incluindo topologia do sistema, equipamentos e nível de carga. Associado a cada cenário, há um conjunto de despachos de geração, que juntamente com o perfil de tensão, definem um conjunto de pontos de operação. Note que, em contraste com os sistemas predominantemente térmicos, nos quais o ponto de operação é associado ao despacho econômico de combustível, podem existir vários despachos horários em um sistema predominantemente hidráulico. Portanto, um caso base do

sistema, que corresponde a uma solução de fluxo de potência ajustada, poderia ser associada a cada cenário.

O algoritmo básico do modelo proposto é composto pelas etapas seguintes:

1. Ajuste os cenários e casos base associados, i.e., configurações do sistema e níveis de carga.
 2. Selecione um cenário (e caso base), pela enumeração sucessiva ou amostragem estratificada.
 3. Selecione um estado do sistema, i.e., defina a disponibilidade dos equipamentos. A seleção pode ser realizada pela enumeração sucessiva de estados do sistema, baseada em sua severidade/probabilidade, ou pela simulação Monte Carlo da disponibilidade do equipamento baseada nas respectivas distribuições de probabilidade.
 4. Implemente um conjunto de alterações e ajustes associados a contingência selecionada, incluindo reconfiguração do sistema (manobras); identificação de separação elétrica na rede de transmissão (ilhamento); ajustes para ilhas, i.e., definição de novas barras de referência, tratamento para barras isoladas, balanço de carga/geração por ilha; controle automático de geração, e corte de carga devido a insuficiência de geração. Atualize a estimativa do índice ELCIP.
 5. Execute um fluxo de potência convencional Newton-Raphson CA para o estado selecionado. Se o algoritmo convergir para uma solução, vá para a etapa (7); em caso contrário, atualize a estimativa do índice PUC e vá para a etapa (6).
 6. Aplique o algoritmo PI para restaurar a solubilidade, utilizando a condição de caso base como ponto de operação inicial. Se a solubilidade do sistema é restaurada *apenas* com corte de carga, atualize as estimativas dos índices PLCRS, FLCRS e ELCRS.
 7. Verifique a viabilidade do estado selecionado, i.e., observe as violações de limites operativos do sistema, como sobrecargas nos circuitos e violações de tensão nas barras, baseado em critérios pré-especificados. Em caso de violações, vá para a etapa (8); em caso contrário, vá para a etapa (9).
 8. Aplique novamente o algoritmo PI para atingir um ponto de operação viável observando as restrições operativas do sistema. Se necessário, realize ações de controle tais como redespacho de geradores, alteração do perfil de tensão de geração e de taps de LTC e, como último recurso, corte de carga. Calcule o corte de carga devido às restrições operativas e atualize a estimativa do ELCOC.
 9. Atualize as estimativas dos índices de confiabilidade relativos a adequação do cenário, tais como LOLP, EPNS e F&D, baseados no montante total necessário de corte de carga (calculado nas etapas 4, 6 e 8). Se a precisão de todas as estimativas for aceitável ou o tamanho pré-especificado da amostra for atingido (simulação Monte Carlo) ou um conjunto pré-especificado de amostras for exaurido (enumeração), vá para a próxima etapa; em caso contrário, vá para a etapa (3).
 10. Se o conjunto de cenários não for esgotado, vá para a etapa (2); em caso contrário, se o método de enumeração for selecionado, pare; se o método de Monte Carlo for selecionado, vá para a etapa (11).
 11. Calcule as estimativas e verifique a precisão dos índices globais; se for aceitável, pare; em caso contrário, se for permitido pelo tamanho da amostra, atribua eventos adicionais para os cenários de acordo com um plano de amostragem, calculado pelo modelo, e vá para a etapa (2).
- Na etapa 6, a formulação PI permite observar o impacto de cada controle a ser otimizado na solução do sistema. Entretanto, quando a otimização de todos os controles, exceto o corte de carga, for inibida, pode-se obter indicações falsas de casos de fluxo de potência sem solução. Tal fato ocorre quando na utilização do modelo PI, uma contingência provoca restauração de solubilidade sem corte de carga, significando que o fluxo de

potência tem uma solução, mas o algoritmo convencional de fluxo de potência não é capaz de encontrá-lo devido ao mal-condicionamento da matriz Jacobiano.

3.6. Aplicação ao Sistema BSSW

As principais características do método proposto serão ilustradas em casos estudado com a configuração do sistema brasileiro Sul/Sudeste/Centro-Oeste (BSSW), planejado para 1996. Este sistema apresenta 1629 barras, 2597 circuitos, 297 geradores, capacidade instalada de 46 268 MW para uma carga pesada de 34 202 MW.

Os índices de confiabilidade composta, incluindo problemas de colapso de tensão, foram estimados através da simulação Monte Carlo não-seqüencial, considerando saídas de geração e transmissão, e incerteza na carga. Em cada análise, foi escolhido um tamanho de amostra de forma a obter um coeficiente de variação [28] de 4% para o índice EENS. Além disto, os limites de reativos de geradores foram considerados.

3.6.1. Análise de Carga Pesada

Inicialmente, foi realizada uma análise de confiabilidade composta para a condição de carga pesada, sem considerar incertezas na carga, i.e., apenas foram consideradas saídas de geradores e circuitos. Foram utilizadas 5 000 amostras. Na etapa de solubilidade do algoritmo (etapa 6), todos os controles no algoritmo PI, exceto o corte de carga, foram inibidos, ao passo que na etapa de viabilidade (etapa 8), todos os controles foram escolhidos para otimização. Os índices anualizados de confiabilidade relativos a adequação e ao colapso de tensão para este sistema são apresentados na Tabela 1, para a coluna denominada *sem incerteza*.

TABELA 1 - ESTUDO DO CASO DE CARGA PESADA

| Índice | Sem incerteza | Incerteza |
|-----------------|---------------|-----------|
| SPP (%) | 44.60 | 45.4 |
| PUC (%) | 1.12 | 1.64 |
| LOLP (%) | 26.30 | 26.50 |
| PLCRS (%) | 0.98 | 1.26 |
| LOLF (oc./ano) | 143.8 | 146.6 |
| FLCRS (oc./ano) | 38.5 | 45.3 |
| EENS (GWh/ano) | 70.74 | 76.42 |
| ELCIP (GWh/ano) | 59.73 | 60.09 |
| ELCRS (GWh/ano) | 1.75 | 6.74 |
| ELCOC (GWh/ano) | 9.26 | 9.60 |

Por esta Tabela, pode-se verificar que o impacto dos índices PUC e PLCRS nos índices SPP e LOLP foi relativamente pequeno. Isto é devido a representação da rede radial de subtransmissão no sistema BSSW. Desta forma, o impacto maior nos índices de adequação resulta dos problemas de ilhamento, contribuindo para mais de 85% dos índices SPP e LOLP. Por outro lado, o índice frequência de colapso de tensão (FLCRS) representa 27% da frequência de adequação de falhas (LOLF).

Comparando o valor esperado de perda de carga, pode-se verificar que o ilhamento ainda tem a maior contribuição (84%), seguido por problemas relativos a restrições operativas (13%) e ao colapso de tensão (3%).

Comparando os índices SPP e LOLP pode-se observar que a eficiência das medidas corretivas foi 41% neste caso.

Como nesta análise, os problemas de solubilidade foram solucionados sem a otimização de controles, pode-se identificar falsas identificações de problemas de colapso de tensão, comparando os índices PUC e PLCRS. Da probabilidade inicial de 1.12% relativos a casos de fluxo de potência sem solução, 0.98% relativos a casos com corte de carga foi necessário para restaurar a solubilidade do sistema. Portanto, em 0.14% dos casos as equações de fluxo de potência tem de fato solução, porém o algoritmo de fluxo de potência convencional não foi capaz de encontrá-lo devido ao mal-condicionamento da matriz Jacobiano.

Por outro lado, utilizando um método de otimização robusto, como o algoritmo PI, com formulação aumentada, indicações falsas de não solubilidade foram eliminadas.

Esta análise foi feita em uma estação de trabalho Digital Alpha Server 1000. O tempo de execução foi de 37 minutos. Deste tempo total, 54% foi gasto em 760 contingências resolvidas pelo algoritmo PI. O tempo médio de execução por solução PI foi 1,65 segundos.

3.6.2. Os Efeitos da Incerteza na Carga

Os índices probabilísticos também foram calculados considerando uma incerteza de 1.5%, normalmente distribuída em torno do valor médio da carga pesada do sistema. Novamente, um tamanho de amostra de 5 000 estados do sistema foi utilizado, resultando de combinações de saídas de geradores e circuitos, e incerteza na carga. Na etapa de solubilidade, a única ação de controle permitida ao algoritmo PI foi o corte de carga. Os resultados também foram apresentados na Tabela 1, na coluna denominada incerteza.

Como era esperado, com a introdução da incerteza na carga, os índices de confiabilidade aumentaram. Entretanto, a variação nos índices relativos a adequação foi provocada pelo aumento dos índices relativos ao colapso de tensão. Conseqüentemente, os aumentos dos índices SPP, LOLP e LOLF foram menores que 2%, enquanto os dos índices PUC, PLCRS e FLCRS variaram de 18% a 46%. Comparando os índices PUC e PLCRS em cada análise, pode-se observar que o número de casos com indicações falsas de colapso de tensão aumentaram de 0.14% para 0.38%.

A alteração significativa está relacionada com o índice ELCRS, o qual aumentou quase 4 vezes, de 1.75 a 6.74 GWh/ano. Esta grande sensibilidade a variações de carga pode indicar que existem áreas neste sistema operando perto dos limites de carregamento. O algoritmo proposto pode também identificar estas áreas críticas.

Como pôde-se verificar, o sistema BSSW está com problemas predominantemente relacionados ao ilhamento. Entretanto, é interessante observar a severidade dos cortes de carga quando estes ocorrem. Com este objetivo, a Figura 3 apresenta a distribuição de probabilidade dos cortes de carga em MW devidos a problemas relacionados ao ilhamento, ao colapso de tensão e as restrições operativas, *condicionados* aqueles casos onde o corte de carga foi necessário. Desta figura, pode-se notar que, contrastando com o caso não condicionado, o índice ELCIP condicionado não é mais o maior, porque a faixa de valores de corte de carga devido ao ilhamento é comparativamente estreita. Por outro lado, os montantes de corte de carga associados aos problemas de colapso tendem a ser pulverizados e bem maiores que os outros dois modos de falha. Como uma conseqüência, o valor médio condicionado é o maior. Além disto, o índice ELCRS não condicionado é menor, devido as probabilidades de ocorrência relativamente baixas.

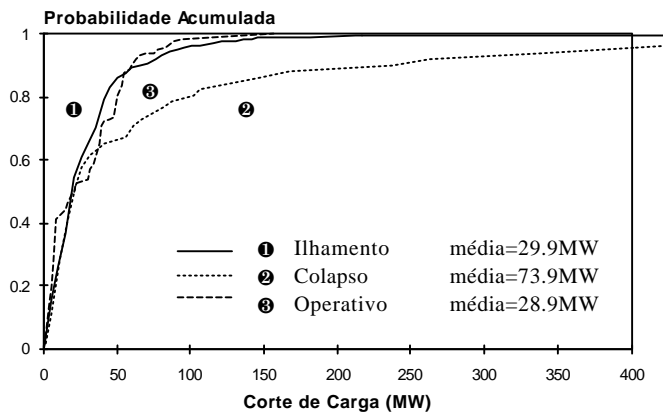


FIGURA 3 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE CORTES DE CARGA

4. ANÁLISE DA MÁXIMA CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA SIMULTÂNEA (STC)

Novamente, devido a possibilidade de problemas de solubilidade e de restrições operativas no processo de análise de contingências, a análise da máxima STC é feita em duas etapas, para cada estado selecionado do sistema. A primeira etapa está relacionada com o alívio das violações operativas potenciais de maneira a atingir um ponto de operação viável. Além disto, a STC é maximizada começando pelo ponto de operação viável obtido na etapa anterior. Em ambos os casos, o FPO por Pontos Interiores direto é usado. Figura 4 ilustra o procedimento adotado.

4.1. Cálculo da Máxima STC

O problema da capacidade de transferência simultânea consiste em maximizar a transferência de potência ativa de um conjunto dado de áreas do sistema para outras áreas. O problema pode ser formulado como:

$$\text{Máx} \sum_{(i,j) \in \Omega} P_{ij} \quad (7)$$

s.a.

$$P_{Li} - P_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (7.1)$$

$$Q_{Li} - Q_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (7.2)$$

$$f(x) \leq 0 \quad (7.3)$$

$$a \leq x \leq b \quad (7.4)$$

onde:

P_{Li} , Q_{Li} são cargas ativa e reativa nas barras i , $i = 1, \dots, N$ e as restrições (7.1) e (7.2) representam o balanço de potência ativa e reativa em cada barra;

N é o número de barras;

P_{ij} é o vetor de fluxo de potência ativa no circuito (i,j) ;

x é um vetor que representa o controle de fluxo de potência e variáveis de estado;

Ω é o conjunto de linhas de interligação conectando as áreas entre as quais a transferência de potência ativa será maximizada;

$f(x)$ representa restrições funcionais (limites de carregamento de circuitos ou quaisquer outras restrições operativas).

Na formulação acima do problema, assume-se que existe pelo menos um ponto de operação sem violações de restrições e não permite-se qualquer corte de carga para maximizar a transferência de potência ativa.

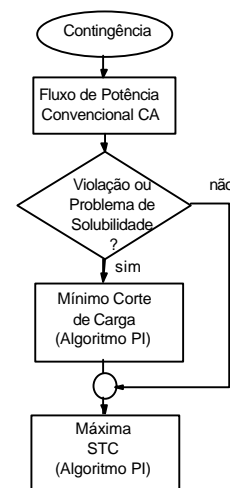


FIGURA 4 - MÉTODO PROPOSTO

4.2. Método Probabilístico para Máxima STC

As etapas de viabilidade STC descritas anteriormente, utilizando o algoritmo proposto de Pontos Interiores, podem ser aplicadas recursivamente para cada contingência amostrada, para calcular a máxima STC associada. Portanto, pode-se definir um índice probabilístico, a *capacidade esperada de transferência simultânea* (ESTC), que corresponde a STC média considerando

os estados do sistema. Claramente, para o índice ESTC, a função teste $F(x)$ é igual a máxima STC associada ao estado x . Além disto, é possível calcular a distribuição de probabilidade de variáveis aleatórias tais como STC, margens de transmissão, etc. Esta informação é importante para estimar a probabilidade de ocorrer uma STC maior ou igual a um determinado valor. Também, como pôde ser notado anteriormente, na solução ótima do modelo de otimização PI as variáveis duais fornecem importantes informações de sensibilidades para fins de planejamento e operação. Novamente, pode-se calcular valores esperados destas variáveis dos vários estados analisados do sistema.

4.3. Aplicação ao Sistema BSSW

O método proposto também foi aplicado ao sistema brasileiro Sul/Sudeste/Centro-Oeste (BSSW), planejado para 1996. A Tabela 2 resume as informações básicas para cada área do sistema.

TABELA 2 - INFORMAÇÃO BÁSICA DO SISTEMA BSSW

| Áreas do Sistema | Carga Pesada (MW) | Capacidade Instalada (MW) |
|------------------|-------------------|---------------------------|
| Furnas | 52 | 7989 |
| Itaipu | --- | 12,600 |
| Centro | 1771 | 711 |
| Minas | 4525 | 5206 |
| Rio | 5225 | 1017 |
| São Paulo | 13,944 | 11,392 |
| Sul | 6401 | 7884 |
| Total | 31,920 | 46,799 |

4.3.1. MSTC Probabilística de Furnas para Carga Pesada

O objetivo da análise probabilística MSTC foi estimar a exportação da área Furnas para o sistema pelos intercâmbios com áreas vizinhas, considerando diversos pontos de operação do sistema, impostos pelas saídas de geradores e circuitos, assim como incertezas na carga. As estimativas e distribuições relativas a MSTC podem ser satisfatoriamente calculadas através do método de simulação Monte Carlo. Além disto, devido ao número de componentes do sistema (297 unidades de geração mais 2597 circuitos) apenas é possível obter estimativas precisas através desta técnica de simulação.

A análise probabilística da MSTC de Furnas, em condição de carga pesada, foi realizada considerando uma incerteza de 2%, normalmente distribuída em torno do valor da carga. Foi utilizado um tamanho de amostra de 1 000 eventos, e a MSTC esperada da área de Furnas foi 7 171 MW com uma incerteza ($\beta = 0.21\%$). A Tabela 3 apresenta os valores mínimo, máximo e médio de intercâmbios, com áreas vizinhas de Furnas, resultantes da análise probabilística da MSTC.

TABELA 3 - INTERCÂMBIOS RESULTANTES DA MSTC PROBABILÍSTICA

| De Furnas para outras Áreas | Intercâmbios (MW) | | |
|-----------------------------|-------------------|-------|--------|
| | Mínimo | Médio | Máximo |
| Itaipu | -10,008 | -9212 | -5745 |
| Central | 1095 | 1264 | 1572 |
| Minas | 595 | 2612 | 3035 |
| Rio | 4079 | 4485 | 4821 |
| São Paulo | 2651 | 5631 | 7821 |
| Sul | -1105 | 1201 | 1667 |

A Tabela 4 fornece as estatísticas básicas calculadas pela análise MSTC probabilística. A Figura 5 apresenta a distribuição de probabilidade (acumulada e individual) da MSTC utilizando o modelo de otimização proposto. A distribuição de probabilidade constitui uma informação extremamente para análises probabilísticas da MTSC.

TABELA 4 - ESTATÍSTICAS BÁSICAS DA DISTRIBUIÇÃO MSTC

| Índice | Valor (MW) |
|------------------|------------|
| Média | 7171 |
| Mediana | 7276 |
| Moda | 7143 |
| Desvio-Padrão | 472 |
| Mínimo | 3196 |
| Máximo | 7728 |
| Quartil Inferior | 7042 |
| Quartil Superior | 7440 |

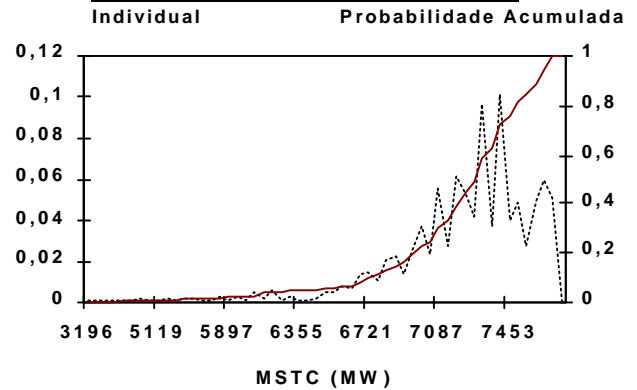


FIGURA 5 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DA MSTC DE FURNAS

5. CONCLUSÕES

Este artigo descreveu os principais desenvolvimentos recentemente introduzidos no Programa NH2. Um dos principais aperfeiçoamentos do programa NH2 é a introdução do método de Pontos Interiores para solucionar o FPO não-linear. Este FPO apresenta a atrativa característica de tratar com casos de fluxo de potência não-convergentes, desta forma considerando problemas de colapso de tensão. Além disto, nesta formulação do FPO é possível definir um conjunto de funções objetivo que são extremamente importantes em um ambiente competitivo, permitindo a aplicação do programa NH2 nos seguintes estudos, em um ambiente probabilístico: mínimo corte de carga, mínimo custo de geração de potência ativa, mínima injeção de potência reativa, máxima injeção de potência ativa, máxima capacidade de transferência simultânea, máxima transação de pedágio e máximo carregamento do sistema. O programa foi aplicado em um sistema com 1600 barras originado do sistema brasileiro Sul/Sudeste/Centro-Oeste e os resultados obtidos foram apresentados e discutidos, enfatizando a importância de análises probabilísticas na análise de desempenho de sistemas de potência.

6. AGRADECIMENTOS

Este trabalho tem o auxílio parcial técnico e financeiro do Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GTCP/GCPS). Agradecemos reconhecemos as discussões de grande importância com N.Martins, e X.Vieira F^o (Cepel), e M. Th. Schilling (Eletrobrás). Agradecemos especialmente a M.L.Latorre e M.L.Oliveira (Cepel), pelos s preciosos trabalhos de desenvolvimento no algoritmo de Pontos Interiores.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R.D.Tabors, "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons", 1993 IEEE PES Winter Meeting, Paper PWRS 110-7, Columbus, Ohio.
- [2] D.Shirmohammadi, X.Vieira F^o, B.G.Gorenstin, M.V.F.Pereira, "Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing", 1995 IEEE Summer Meeting, Portland, 1995.

- [3] M Th.Schilling, R. Billinton, A.M.Leite da Silva, M.A.El-Kady, "Bibliography on Composite System Reliability (1964-1988)", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, No. 3, August, 1989.
- [4] M Th.Schilling, A.M.Leite da Silva, R. Billinton, M.A.El-Kady, "Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962-1988)", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.5, No. 1, February, 1990.
- [5] G.E.Marks, "A Method for Combining High Speed Contingency Load Flow Analysis with Stochastic Probability Methods to Calculate a Quantitative Measure for Overall System Reliability", *IEEE paper A78 053-1*, 1978.
- [6] T.K.Medicherla, *Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems*, Ph.D. Thesis, University of Saskatchewan, Canada, December, 1978.
- [7] EPRI, *Transmission System Reliability Models*, Report EL-2526, 1982.
- [8] A.P.S.Meliopoulos, "Bulk Power Reliability Assessment with the RECS Program", *PICA Conference*, 1985.
- [9] EPRI, *Reliability Evaluation for Large Scale Bulk Transmission Systems*, Report EL-5291, 1988.
- [10] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, G.C. Oliveira, S.P. Romero, R.N. Fontoura, "Reliability Evaluation of Large Scale Composite Systems", *IV International Symposium on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Rio de Janeiro, Sept.1994.
- [11] T.J.Overbye, "A Power Flow Measure for Unsolvability Cases", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [12] T.J.Overbye, "Computation of a Practical Method to Restore Power Flow Solvability", paper 94 WM 245-1 PWRs, presented at the IEEE/PES Winter Meeting, 1994.
- [13] T. Van Cutsem, "An Approach to Corrective Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensitivity", *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference*, paper APT 445-20-08, Athens, 1993.
- [14] S.Granville, J.C.O.Mello, A.C.G.Melo, "Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability", *1995 IEEE PES Summer Meeting*, paper 95 SM 599-1 PWRs, Portland, July 23 - 27, 1995.
- [15] X. Vieira F^o, M.V.F. Pereira, P. Gomes, M.G. Santos, E. Nery, "A Probabilistic Approach to Determine the Proximity of Voltage Collapse Region", *1994 Cigré Meeting, SC-38*, Paris, Sept.1994.
- [16] F.L.Alvarado, Y.Hu, D.Ray, R.Stevenson, E.Cashman, "Engineering Foundations for The Determination of Security Costs", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, August, 1991.
- [17] T.Van Cutsem, "A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 1, February 1991.
- [18] C.A.Canizares, F.L.Alvarado, C.L.DeMarco, I.Dobson, W.F.Long, "Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 23, May 1992.
- [19] F.Alvarado, I.Dobson, Y.Hiu, "Computation of Closest Bifurcations in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [20] J.Lu, C.Liu, J.S.Thorp, "New Methods for Computing a Saddle-Node Bifurcation Point for Voltage Stability Analysis", *IEEE Summer Meeting*, paper 94 SM 514-0 PWRs, San Francisco, 1994.
- [21] IEEE Tutorial Course "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience", *IEEE Special Publication 90TH0359-2-PWR*.
- [22] CIGRÉ Task Force 38.02.11 "Indices Predicting Voltage Collapse including Dynamic Phenomena", *ÉLECTRA*, No. 159, April 1995.
- [23] S.Granville, "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.9, No.1, Feb. 1994.
- [24] G.Gao, G. K. Morrison and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", *IEEE/PES 91 SM 420-0 PWRs*, San Diego, CA, July 28-August 1, 1991
- [25] W. Xu and Y. Mansour, "Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [26] A.P.S.Meliopoulos, F.Xia, "Optimal Power Flow Application to Composite Power System Reliability Analysis", paper presented at the IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athens, 1993.
- [27] L.S.Vargas, V.H.Quintana, A.Vannelli, "A Tutorial Description of an Interior Point Method and Its Application to Security-Constrained Economic Dispatch", paper 92 SM 416-8 PWRs presented at the IEEE Summer Meeting, Seattle, 1992.
- [28] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", *Proceedings of the IEEE* (invited paper), Vol. 80, N^o 4, April 1992.
- [29] A.C.G.Melo, M.V.F.Pereira, "Sensitivity Analysis of Reliability Indices with Respect to Equipment Failure and Repair Rates", paper No. 94 SM 577-7 PWRs, *1994 IEEE PES Summer Meeting*, San Francisco, CA, July 24-28, 1994.