



GRUPO IV  
ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE MARGENS DE CARREGAMENTO DO SISTEMA

Albert C.G. Melo                      Sérgio Granville                      João C.O. Mello  
Armando M. Oliveira                  Carlos R.R. Dornellas                  Javier O. Soto

CEPEL

**RESUMO:**

O cálculo de margens de carregamento do sistema consiste em determinar, a partir de um ponto onde o fluxo de potência tem uma solução, o máximo aumento de carga até se atingir o ponto de colapso de tensão. Desta forma, a margem de carregamento é uma medida da distância para o colapso. Este problema está relacionado ao cômputo de margens com respeito à bifurcações. Sob certas circunstâncias, bifurcações sela-nó ocorrem quando a matriz Jacobiana associada às equações de balanço do fluxo de potência se torna singular. Estes pontos pertencem a superfície que define a fronteira da região de solvabilidade do fluxo de potência. Fora desta região o fluxo de potência não tem solução, i.e., as equações de balanço não têm solução real. Os problemas de solvabilidade do fluxo de potência podem ser tratados por um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) especial, que é solucionado por um algoritmo de Pontos Interiores (PI). Neste artigo, este FPO/PI especial foi introduzido em um simulador probabilístico, permitindo o cálculo de indicadores probabilístico da margem de carregamento do sistema, considerando saídas forçadas de geradores, linhas de transmissão e transformadores. Formulação matemática e exemplos numéricos são apresentados e discutidos.

Palavras-chave: análise probabilística, solvabilidade, colapso de tensão, máximo carregamento, fluxo de potência ótimo, algoritmo de pontos interiores.

**PALAVRAS-CHAVE:**

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

**1 INTRODUÇÃO**

O cálculo de margens de carregamento do sistema, ou seja, do máximo carregamento (*maximum system loadability* – MSL) consiste em determinar, a partir de um ponto onde o fluxo de potência tem uma solução, o máximo aumento de carga até se atingir o ponto de colapso de tensão. Desta forma, a margem de carregamento é uma medida da distância para o colapso.

O colapso de tensão é um tipo de comportamento instável de sistemas de potência altamente estressados que leva a quedas de tensão e blackouts. Este fenômeno tem sido documentado em diversos lugares e vários tratamentos têm sido propostos nos últimos anos para a descrição matemática do mesmo [1-29]. Por exemplo, Referências 5-7 relacionam o colapso de tensão à bifurcações sela-nó associadas com o sistema de equações diferenciais que descreve o comportamento de um sistema de potência. Sob certas circunstâncias, bifurcações sela-nó ocorrem quando a matriz Jacobiana associada às equações de balanço do fluxo de potência se torna singular. Estes pontos pertencem a superfície (no espaço de cargas e parâmetros de controle) que define a fronteira da região de solvabilidade do fluxo de potência (superfície crítica) [8]. Fora desta região o fluxo de potência não tem solução, i.e., as equações de balanço não têm solução real [9-10].

Estes problemas de solvabilidade do fluxo de potência podem ser tratados por um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) especial, que é solucionado por um algoritmo de Pontos Interiores (PI) [12,25]. Assim, neste artigo os problemas de colapso de tensão serão tratados usando um FPO não-linear baseado no algoritmo PI [26]. O modelo PI é utilizado o algoritmo da barreira logarítmica primal-dual, chamado *método de pontos interiores direto*, que consiste em aplicar o método PI ao problema original de programação não-linear. Neste caso, a estratégia adotada aqui é mais adequada porque não depende da convergência de nenhum algoritmo tradicional de fluxo de potência – no seu esquema iterativo as equações de balanço do fluxo de potência só precisam ser atendidas na solução ótima. O conjunto de ações de controle incluído no algoritmo PI engloba redespacho de geração ativa, ajustes no perfil de tensão dos geradores, mudança em taps de transformadores LTC, e como último recurso corte de carga. Desta forma, esta formulação permite observar o impacto da otimização de cada controle na solvabilidade do sistema.

Adicionalmente, experiência numérica tem mostrado que o método de pontos interiores direto é muito efetivo no tratamento de redes mal condicionadas e com problemas de tensão [12,21,27]. Esta característica encorajou a introdução do algoritmo PI em um

programa de avaliação de confiabilidade composta (Programa NH2), permitindo o cálculo de indicadores probabilísticos de colapso de tensão, como o valor esperado do máximo carregamento (*expected maximum system loadability* - EMSL).

A aplicação proposta é ilustrada em casos exemplo com o Sistema IEEE-RTS96 e com um sistema de 258 barras derivado do Sistema Norte-Nordeste Brasileiro.

## 2 ANÁLISE DE COLAPSO DE TENSÃO VIA PONTOS INTERIORES

Sob certas condições o comportamento dinâmico de sistemas de potência pode ser modelado por uma família de sistemas de equações diferenciais não-lineares de um parâmetro, como se segue [5]:

$$\dot{z} = f(z, \mu) \quad (1)$$

onde:

$z$  é o vetor de estado;

$f$  é uma função vetor,  $f(., \mu): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ ;

$\mu$  parâmetro que é um escalar (associada à variação de carga, por exemplo).

Um ponto de equilíbrio  $(z_0, \mu_0)$  ( $f(z_0, \mu_0) = 0$ ) de (1) corresponde à uma bifurcação sela-nó nas seguintes condições [6]:

$$f(z_0, \mu_0) = 0 \quad (2)$$

$$D_z f(z_0, \mu_0) v = 0$$

$$w^t D_z f(z_0, \mu_0) = 0$$

$$w^t D_\mu f(z_0, \mu_0) \neq 0$$

$$v, w \neq 0$$

onde:

$D_z f(z_0, \mu_0)$ ,  $D_\mu f(z_0, \mu_0)$  são Jacobianos de  $f(z, \mu)$  com respeito às variáveis  $z$  e  $\mu$  respectivamente, computadas em  $(z_0, \mu_0)$ ;  $v, w$  são autovetores direitos e esquerdos associados ao autovalor nulo de  $D_z f(z_0, \mu_0)$ , respectivamente.

Por outro lado, considere o seguinte problema de otimização [24,25]:

$$\text{Max } \mu \quad (3)$$

s.t.

$$f(z, \mu) = 0$$

Seja:

$$L(z, \mu, \lambda) = \mu - \lambda^t f(z, \mu)$$

A função Lagrangeana associada a (3), onde  $\lambda$  é o multiplicador de Lagrange associado à restrição  $f(z, \mu) = 0$ . Seja  $(z_0, \mu_0, \lambda_0)$  a solução ótima de (3). Logo, a partir das condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Khun-Tucker (KKT) para o problema (3) [30]:

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda}(z_0, \mu_0, \lambda_0) = 0 = f(z_0, \mu_0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial z}(z_0, \mu_0, \lambda_0) = 0 = -\lambda_0^t D_z f(z_0, \mu_0) \quad (4)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu}(z_0, \mu_0, \lambda_0) = 0 = 1 - \lambda_0^t D_\mu f(z_0, \mu_0)$$

ou,

$$f(z_0, \mu_0) = 0$$

$$0 = \lambda_0^t D_z f(z_0, \mu_0) \quad (5)$$

$$1 = \lambda_0^t D_\mu f(z_0, \mu_0)$$

Observe que  $\lambda_0$  é um autovetor esquerdo de  $D_z f(z_0, \mu_0)$  associado a um autovalor zero. Como  $D_z f(z_0, \mu_0)$  é uma matriz quadrada ( $f(., \mu): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ ), isto implica em seu rank ser deficiente, então existe  $v \neq 0$  de modo que:

$$D_z f(z_0, \mu_0) v = 0 \quad (6)$$

A correspondência entre (5-6) e (2) pode ser vista da associação  $\lambda_0 \Leftrightarrow w$ .

Da equivalência entre as condições que caracterizam bifurcações sela-nó e as condições de otimalidade KKT de um problema de otimização, pode-se concluir que faz sentido utilizar uma ferramenta de otimização para a análise do problema de colapso de tensão.

Para explorar a relação entre bifurcações sela-nó e otimização é necessário caracterizar a função  $f$  acima. Na verdade,  $f$  é derivada do conjunto de equações diferenciais e algébricas que descrevem o comportamento de um sistema de potência [28]. Entretanto, é mostrado em [29] que para modelos dinâmicos simples de sistema de potência, que incluem equações de oscilação de geradores e modelos convencionais de carga, as equações estáticas de balanço de potência ativa e reativa podem ser usadas para caracterizar bifurcações sela-nó para colapso de tensão. Com este resultado, pontos com bifurcação sela-nó são aqueles para os quais o Jacobiano das equações de balanço de fluxo ativo e reativo tem um autovalor nulo (veja (2)). Estes pontos pertencem a fronteira da superfície que define a região de solvabilidade do fluxo de potência. Fora desta região o fluxo de potência não tem solução, i.e., as equações de balanço não têm solução real. Por exemplo, problemas de solvabilidade podem ocorrer quando uma contingência severa ocorre ou em redes sobrecarregadas. Neste caso, se nenhuma medida corretiva é tomada ou corte de carga considerado, o fluxo de potência se torna sem solução. Como resultado, o sistema perde equilíbrio e ocorre o fenômeno de colapso de tensão.

## 3 RESUMO DO FPO BASEADO EM PONTOS INTERIORES UTILIZADO NO CÁLCULO DO MÁXIMO CARREGAMENTO

O FPO calcula o MSL, a partir de um ponto onde o fluxo de potência tem uma solução, considerando uma direção de crescimento da carga. Esta direção pode ser considerada como *fixa*, e.g., todas as carga crescem proporcionalmente, ou *otimizada*, i.e., as cargas em cada barra crescem independentemente de forma a maximizar o carregamento global do sistema.

### 3.1 Formulação Matemática – Direção Fixa

$$\text{Max } \alpha \quad (7)$$

s.t.

$$(1 + \alpha u_i) P_{ji} - P_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (7.1)$$

$$(1 + \alpha u_i) Q_{ji} - Q_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (7.2)$$

$$a \leq (\alpha, x) \leq b \quad (7.3)$$

onde:

$P_{ji}, Q_{ji}$  cargas ativa e reativa na barra  $i$ ,  $i = 1, \dots, N$ ;

$P$  vetor de equações de fluxo ativo, excluindo barras de carga;

$Q$  vetor de equações de fluxo reativo, excluindo barras de carga;

$N$  número de barra;

$\alpha$  escalar que representa o aumento de carga;

$u$  vetor de direção de crescimento da carga;

$x$  vector que representa a variáveis de controle e de estado do fluxo de potência.

No problema (7), restrições (7.1), (7.2) representam as equações de balanço do fluxo de potência na barra  $i$ ,  $i = 1, \dots, N$ , e (7.3) limites de variáveis. Por exemplo,  $\alpha$  deve ser maior ou igual a zero.

### 3.2 Formulação Matemática – Direção Otimizada

$$\text{Max } P^t \theta \quad (8)$$

s.t.

$$(1+\theta_i)P_{li} - P_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (8.1)$$

$$(1+\theta_i)Q_{li} - Q_i(x) = 0, i = 1, \dots, N \quad (8.2)$$

$$a \leq (\theta, x) \leq b \quad (8.3)$$

onde:

$\theta$  vetor que representa o aumento de carga como um múltiplo do valor original da carga em uma dada barra;

Das equações (7) e (8) pode-se observar as diferenças entre as duas formulações. Problema (7) corresponde a uma direção fixa de crescimento de carga representada pelo vetor  $u$  e o incremento de carga é associado ao parâmetro  $\alpha$  (por exemplo, se todos os componentes de  $u$  são iguais a um, a mesma proporção de aumento de carga será implementada em todas as barras). No Problema (8) existe uma variável separada para cada barra, representada pelo vetor  $\theta$ . A otimização neste problema é equivalente a inicialmente selecionar uma direção de crescimento que leve ao maior aumento de carga e então maximizar a carga nesta direção.

Usualmente, quando estuda-se o fenômeno de colapso de tensão, as restrições operativas, como níveis de tensão e limites de carregamento são desprezados na determinação do MSL. Entretanto, é também importante observar o impacto destas restrições na determinação do máximo carregamento. Neste último caso é feita uma análise de adequação e não de colapso de tensão. A análise de adequação pode ser feita introduzindo na formulação do FPO os limites  $a$  e  $b$  em (7-8). Com a consideração de restrições operativas a solução ótima do FPO pode não corresponder a uma bifurcação sela-nó.

### 3.3 Algoritmo de Solução

Definindo  $z=(\theta, x)$ , Problemas (7-8) podem ser formulados de forma mais geral como se segue:

$$\text{Min } g(z) \quad (9)$$

s.t.

$$h(z) = 0 \quad (9.1)$$

$$a \leq z \leq b \quad (9.2)$$

onde:

$g(z) = -\alpha$  no Problema (7),  $-P^t\theta$  no Problema (8);

$h(z) = 0$  representa as restrições destes problemas;

O primeiro passo na aplicação do algoritmo primal-dual ao Problema (9) é incorporar as restrições (9.2) a uma função barreira logarítmica:

$$\text{Min } \left\{ g(z) - \mu \sum_j \log(z_j - a_j) - \mu \sum_j \log(b_j - z_j) \right\} \quad (10)$$

s.t.

$$h(z) = 0 \quad (10.1)$$

onde  $\mu$  é o parâmetro de barreira.

A idéia básica do algoritmo é resolver aproximadamente o Problema (10) para cada valor de  $\mu$  e forçar  $\mu$  tender a zero; no limite, a solução ótima do Problema (9) é obtida. Para cada valor de  $\mu$  uma iteração do algoritmo de Newton-Raphson é aplicada ao sistema não-linear de equações derivado das condições de otimalidade do Problema (10). Um ponto crucial no método é o controle das variáveis primais e duais no seu processo iterativo.

## 4 CÁLCULO DO MÁXIMO CARREGAMENTO PROBABILÍSTICO

Para atingir precisão razoável na estimação do máximo carregamento probabilístico pode ser necessário analisar um grande número de estados do sistema, incluindo combinação de saídas forçadas de geradores e circuitos, e incerteza na carga. Desta forma, no processo de análise de contingências, especialmente no caso de

sistemas altamente estressados, podem ocorrer problemas operativos como violações de tensão, sobrecarga em circuitos, colapso de tensão e problemas dinâmicos.

Neste artigo o cálculo do máximo carregamento será realizado em duas etapas. O primeira etapa está relacionada com a eliminação de problemas operacionais potenciais (violações operativas / adequação ou colapso de tensão / solvabilidade) de forma a obter um ponto de operação viável. Posteriormente a carga é maximizada partindo do ponto de operação obtido na etapa anterior. Em ambas as etapas o FPO é solucionado pelo método de pontos interiores direto [12]. A Figura 1 ilustra o procedimento adotado.

### 4.1 Etapa de Viabilidade

O objetivo desta etapa é implementar o conjunto de ações de controle necessárias para obter um ponto de operação viável (ponto de operação sem violações operativas - adequação / fluxo de potência convergido no caso da análise apenas do problema de colapso de tensão - solvabilidade) associado à contingência em estudo. Esta formulação do FPO pode ser encontrada em [12]. Em termos de análise em regime permanente o conjunto de controles inclui redespacho de geração, mudança no perfil de tensão dos geradores, ajuste em taps de transformadores LTC, e como último recurso, corte de carga. Estes controles podem ser usados em conjunto ou separadamente, de forma a observar o impacto de cada um na performance de sistema. Para melhorar o desempenho computacional, evitando a aplicação desnecessária do algoritmo PI, um fluxo de potência AC tradicional é usado inicialmente para checar violações operativas e problemas de solvabilidade [27].

Etapa de Máximo Carregamento do Sistema

Uma vez que os problemas de viabilidade tenham sido eliminados, o algoritmo PI é aplicado ao ponto de operação obtido na etapa anterior. O objetivo nesta etapa é maximizar a carga do sistema, obtendo o MSL. Aqui, também podem ser consideradas todas as violações operativas (adequação) ou apenas os problemas de colapso de tensão (solvabilidade). Direção fixa ou otimizada também pode ser escolhido com um dos controles a ser utilizado.

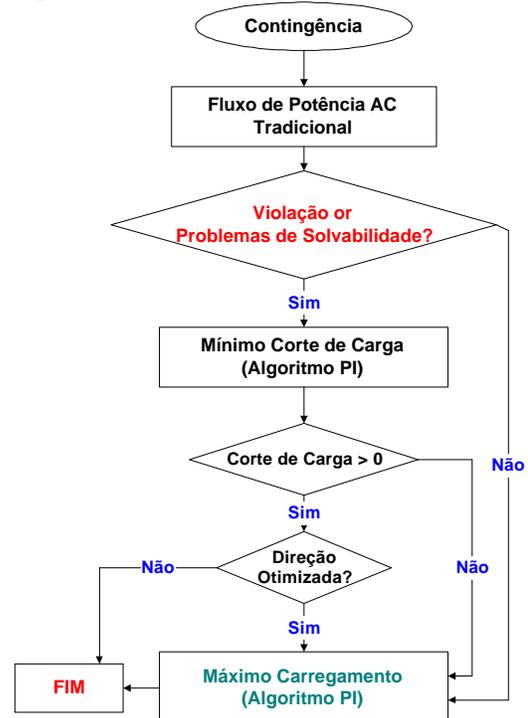


FIGURA 1 – PROCEDIMENTO PROPOSTO

## 4.2 Cálculo de Indicadores Probabilísticos

Em geral, a avaliação de indicadores probabilísticos é equivalente ao cálculo do valor esperado de uma dada função-teste [34]:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) P(x) \quad (11)$$

onde:

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

$X$  espaço de estados, i.e. o conjunto de todos os possíveis estados de  $x$  oriundos da combinação de estados de elementos

$P(x)$  probabilidade do estado  $x$

$F(x)$  função-teste; seu objetivo é, por exemplo, computar o MSL. Usando definições adequadas de  $F(x)$ , outros indicadores podem ser obtidos.

As etapas de viabilidade e de máximo carregamento descritas previamente, usando o algoritmo PI, podem ser recursivamente aplicadas a cada estado selecionado do sistema, para calcular o MSL associado. Consequentemente, pode-se definir um índice probabilístico, o valor esperado do máximo carregamento (*expected maximum system loadability* - EMSL). Neste caso, a função-teste  $F(x)$  é igual ao MSL associado ao estado  $x$ .

Observe que através da etapa de viabilidade, todos os índices de confiabilidade tradicionais [34] podem ser calculados usando o algoritmo PI. Entretanto, este não é escopo deste artigo.

$E(F)$  em (11) pode ser estimado usando enumeração sucessiva de estados ou simulação Monte Carlo. No caso da simulação Monte Carlo, estados  $x$  do sistema são amostrados a partir de suas distribuições de conjuntas de probabilidade. O valor esperado de  $F$ ,  $E(F)$ , é estimado por:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(x_i) \quad (12)$$

Como  $x$  e  $F(x)$  são variáveis aleatórias, este estimador, que a média de  $N$  observações de  $F(x)$ , é também uma variável aleatória. A incerteza entorno da estimativa é dada pela variância do estimador:

$$V(\tilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (13)$$

Onde  $V(F)$  é a variância da função-teste. Expressão (13) indica que a incerteza na estimativa depende da variância da função teste e é inversamente proporcional ao tamanho da amostra. Isto confirma a noção intuitiva de que a precisão da simulação de Monte Carlo aumenta com uma amostra maior,  $N$ . Esta incerteza é usualmente expressada como um *coeficiente de variação*:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \quad (14)$$

O coeficiente de variação é utilizado para medir a precisão da estimativa.

Adicionalmente, com a simulação Monte Carlo é possível obter distribuições de probabilidades empíricas para variáveis aleatórias de interesse, como MSL, energy não suprida, etc.

## 4.3 APLICAÇÃO AO SISTEMA IEEE-RTS-96

O sistema IEEE Reliability Test System (RTS) foi proposto inicialmente em [35] de forma a fornecer uma base comum de comparação entre diversas aplicações e procedimentos utilizados no cálculo de índices de confiabilidade. Uma versão estendida do RTS foi proposta pelo subcomitê APM do IEEE, tendo sido nomeado RTS-96 [36]. O RTS-96 incorpora dados adicionais e inclui três áreas interconectadas por 5 tie-lines, sendo que cada área corresponde ao sistema original de 24 barras. O sistema tem 73 barras, 120

circuitos e 96 unidades geradoras com capacidade de geração de 10.215 MW (3405 MW em cada área), para uma carga de ponta de 8550 MW (2850 MW em cada área). A Figure 2 mostra um diagrama simplificado do RTS-96.

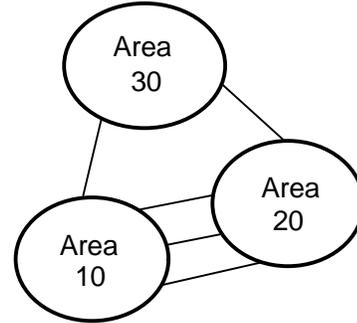


FIGURA 2 – DIAGRAMA SIMPLIFICADO DAS INTERCONEXÕES DO RTS-96

## 4.4 Avaliação do Caso Base

O procedimento descrito foi aplicado ao caso base do RTS-96 em condição da carga de ponta. No caso do problema de adequação foram considerados limites de sobrecarga dos circuitos, limites de tensão (mínimo 0,95 p.u. & máximo 1,05 p.u.) e limites de geração ativa e reativa. No caso do problema de colapso de tensão foram considerados apenas os limites de geração ativa. Os resultados são apresentados na Tabela 1, onde os valores em parêntesis indicam o aumento percentual de carga. Pode-se observar que, tanto para o problema de adequação quanto para o colapso de tensão, a carga do sistema pode ser aumentada em 17,5% e 18,3% com respeito ao caso base, para as direções fixa e otimizada, respectivamente. Esta igualdade ocorre porque, em ambos os casos, os geradores atingem o limite superior de geração ativa, impedindo a continuação do aumento de carga. Verifica-se também que, como esperado, o MSL para a direção fixa é menor que para direção otimizada, já que para a direção otimizada obtêm-se o máximo global.

TABELA 1 – CASO BASE PARA O RTS-96

Capacidade Instalada (MW)	Carga (MW)	Direção de Crescimento	MSL (MW)	
			Adequação	Colapso de Tensão
10.215	8.550	Fixa	10.043 (17,5%)	10.043 (17,5%)
		Otimizada	10.115 (18,3%)	10.115 (18,3%)

### 4.4.1 MSL Probabilístico

A estimativa do valor esperado do MSL para a condição de carga de ponta foi obtida através de uma simulação de Monte Carlo não-sequencial que calcula o MSL para diferentes pontos de operação considerando saídas forçadas de geradores e circuitos. Neste estudo foi utilizada uma amostra de 10.000 observações de estados do sistema. A Tabela 2 apresenta os resultados. Comparando as Tabelas 1 e 2, nota-se que, para todos os casos, o MSL esperado é aproximadamente 55% menor que o MSL determinístico. Este resultado evidencia a importância do seu cálculo em ambiente probabilístico. Comparando os resultados, nota-se que no caso probabilístico os resultados para o colapso de tensão são ligeiramente superiores, uma vez que para este problema é considerado um número inferior de restrições.

TABELA 2 – EMSL PARA O RTS-96

Capacidade Instalada (MW),	Carga (MW)	Direção de Crescimento	EMSL (MW)	
			Adequação	Colapso de Tensão
10.215	8.550	Fixa	9.377 (9,7%)	9.384 (9,7%)
		Otimizada	9.457 (10,6%)	9.460 (10,6%)

#### 4.5 APLICAÇÃO AO SISTEMA NORTE-NORDESTE BRASILEIRO

A método proposto também foi aplicado a uma configuração do Sistema Norte-Nordeste Brasileiro (NNE). Este sistema apresenta 258 barras, 491 circuitos e 66 unidades geradores. A capacidade instalada é de 11.838 MW e a carga de ponta 8.076 MW.

##### 4.5.1 Avaliação do Caso Base

Novamente, foram analisados os problemas de adequação e de colapso de tensão. Os resultados são apresentados na Tabela 3. Para o problema de adequação, no caso de direção de crescimento fixa, a carga do sistema pode ser aumentada somente 4,7%, enquanto que para a direção otimizada a margem atinge 37,7%. Como para direção fixa o aumento é proporcional, isto significa que no ponto de máximo carregamento um aumento adicional de carga em alguma barra provocaria violações operativas (divergência do fluxo de potência no caso do problema de colapso de tensão) impedindo o crescimento de carga nas outras barras do sistema. Por outro lado, para a direção otimizada, a barra limitando o aumento tem a sua carga fixada, enquanto as cargas das outras barras continuam a crescer, levando a um crescimento global maior. Os resultados indicam que este sistema apresenta áreas em diferentes condições operativas. Isto era esperado porque a geração esta concertada longe dos grandes centros de carga, que são supridos por longas linhas de transmissão e sem o adequado suporte de reativo. Para o caso de colapso de tensão foram obtidas margens de 21,6% e 41,2% para as direções fixa e otimizada, respectivamente. Note que, mais uma vez, as margens obtidos para o problema de colapso de tensão são maiores que no caso de adequação.

TABELA 3 – CASO BASE PARA O NNE

Capacidade Instalada (MW),	Carga (MW)	Direção de Crescimento	MSL (MW)	
			Adequação	Colapso de Tensão
11.838	8.076	Fixa	8.454 (4,7%)	9.821 (21,6%)
		Otimizada	11.119 (37,7%)	11.401 (41,2%)

##### 4.5.2 MSL Probabilístico

Para o sistema NNE foi utilizada uma amostra de 5.000 observações de estados do sistema (saídas forças de geradores e circuitos) para estimar o EMSL. Os resultados são apresentados na Tabela 4. Comparando as Tabelas 3 e 4, verifica-se que, para todos os casos, o MSL esperado é aproximadamente 20% menor que o MSL determinístico, evidenciando mais uma vez a importância do cálculo em ambiente probabilístico.

TABELA 4 – EMSL PARA O NNE

Capacidade Instalada (MW),	Carga (MW)	Direção de Crescimento	EMSL (MW)	
			Adequação	Colapso de Tensão

11.838	8.076	Fixa	8.389 (3,8%)	9.749 (20,7%)
		Otimizada	10.511 (30,2%)	10.877 (34,7%)

Como foi utilizado um esquema de simulação Monte Carlo, foi possível obter distribuições de probabilidades para variáveis de interesse. A Figura 4 apresenta a distribuição do MSL obtida para o sistema NNE, no caso do problema de adequação, direção de crescimento otimizada. Observa-se que a probabilidade do MSL ser menor que o valor esperado (10,511MW) é aproximadamente 43%.

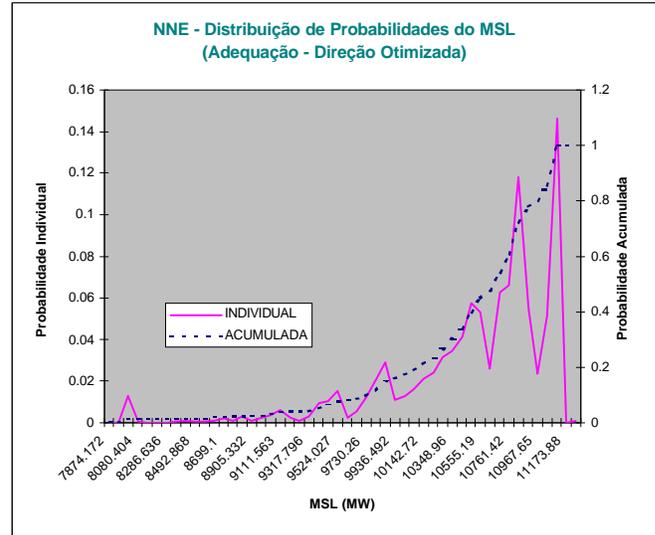


FIGURA 3 – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADES DO MSL PARA O NNE

## 5 CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um método para calcular o máximo carregamento do sistema em ambiente probabilístico. O cálculo do MSL foi realizado sob duas perspectivas: consideração de todas as restrições operativas (adequação) e análise apenas do problema de colapso de tensão (solvabilidade). Na análise probabilística, para cada estado selecionado do sistema, o MSL foi obtido em duas etapas. A primeira etapa está relacionada com a eliminação de restrições operativas de forma a obter um ponto de operação viável. Na segunda etapa a carga do sistema é maximizada, partindo do ponto de operação obtido na etapa anterior. Em ambas etapas, um FPO AC é resolvido pelo método de pontos interiores direto. O método foi testado com o sistema IEEE RTS-96 e com uma configuração do sistema Norte-Nordeste Brasileiro, utilizando um esquema de simulação Monte Carlo não-sequencial. O valor esperado do MSL, como também, sua distribuição empírica foram obtidos. Os resultados enfatizaram a importância da consideração de contingências e suas respectivas probabilidade na determinação do MSL.

## 6 AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a contribuição de N.Martins e X.Vieira F°(Cepel). Agradecimentos especiais vão para M.L.Latorre and M.L.Oliveira (Cepel), pelo valioso suporte no desenvolvimento do modelo de pontos interiores.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] North American Electric Reliability Council, "Survey on the Voltage Collapse Phenomena", August 1991
- [2] C.W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [3] P. Kundur, K. Morrison, B. Gao, "Practical Consideration in Voltage Stability Assessment", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 15, Number 4, pp. 205-216, August 1993.
- [4] CIGRÉ Task Force 38.02.11, "Indices Predicting Voltage Collapse including Dynamic Phenomena", *ÉLECTRA*, No. 159, April 1995.
- [5] I. Dobson, H.D. Chiang, "Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems", *Systems&Control Letters*, 13, pp. 253-262, North Holland, 1989.
- [6] R. Seydel, *From Equilibrium to Chaos - Practical Bifurcation and Stability Analysis*, Elsevier Science Publishers, North Holland, 1988.
- [7] C. A. Canizares, F. L. Alvarado, "Point of Collapse and Continuation Method for Large Scale AC/DC Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, February 1993.
- [8] F.Alvarado, I.Dobson, Y.Hiu, "Computation of Closest Bifurcations in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [9] T.J.Overbye, "A Power Flow Measure for Unsolvable Cases", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] X. Vieira F°, 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] F.Alvarado, I.Dobson, Y.Hiu, "Computation of Closest Bifurcations in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [18] 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.
- [19] IEEE Tutorial Course "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience", *IEEE Special Publication 90TH0359-2-PWR*.
- [20] CIGRÉ Task Force 38.02.11 "Indices Predicting Voltage Collapse including Dynamic Phenomena", *ÉLECTRA*, No. 159, April 1995.
- [21] S.Granville, "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.9, No.1, Feb. 1994.
- [22] 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
- [23] W. Xu and Y. Mansour, "Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [24] M.L.Latorre, M.L.Oliveira, J.O.Doto, S.Granville, "Voltage Collapse and the Optimal Power Flow Problem in Power Systems", *Bulk Power System Dynamics and Control IV - Restructuring*, Santorini, Greece, August 24-28, 1998.
- [25] G.D.Irisarri, X.Wang, J.Tong, S.Mokhtari, "Maximum Loadability of Power Systems using Interior Point Non-Linear Optimization Method", *IEEE IEEE/PES Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [26] G.L.Torres, V.H.Quintana, "An Interior Point Method for Non-Linear Optimal Power Flow Using Volatge Rectangular Coordinates", *IEEE Trans. On Power Systems*, Paper No. PE-010-PWRs-0-12-97.
- [27] A.C.G.Melo, J.C.O.Mello, S.Granville, "The Effects of Voltage Collapse Problems in the Reliability Evaluation of Composite System", *IEEE IEEE/PES Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [28] H.G.Kwatny, R.F.Fischl, C.O.Nwankpa, "Local Bifurcation in Power Systems: Theory, Computation and Application", *Proceedings of the IEEE*, Vol.83, No. 11, November 1995.
- [29] I.Dobson, "Observations on the Geometry of Saddle Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electrical Power Systems", *IEEE Transactions on Circuit and Systems - I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 39, No.3, March 1992.
- [30] M.S.Bazarra, C.M.Shetty, "Nonlinear Programming: Theory and Algorithms", John Wileys & Sons, 1970.
- [31] A.C.G.Melo, J.C.O.Mello, G.C.Oliveira, S.P.Romero, R.N.Fontoura, "Probabilistic Adequacy Evaluation of Large Scale Power Systems - a Brazilian Case", *IEEE Stockholm Power Tech*, Stockholm, 1995
- [32] A.P.S.Meliopoulos, F.Xia, "Optimal Power Flow Application to Composite Power System Reliability Analysis", *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference*, Athens, 1993.
- [33] 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.
- [34] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", *Proceedings of the IEEE* (invited paper), Vol. 80, N° 4, April 1992.
- [35] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-98, No.6, Nov/Dec 1979, pp.2047-2054.
- [36] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "The IEEE Reliability Test System - 1996", *IEEE PES Winter Meeting*, paper 96 WM326-9 PWRs, Baltimore, Jan 21-25, 1996