



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GCQ - 28  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO XIII  
INTERFERÊNCIAS, COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA E QUALIDADE DE ENERGIA - GCQ**

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE PENALIDADES RESULTANTES DE VIOLAÇÕES NAS METAS PARA  
ÍNDICES DE CONTINUIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**Emanuel Antonio Moutinho    Maria da Guia da Silva\*    Anselmo Barbosa Rodrigues**

**GRUPO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GSP – UFMA**

**RESUMO**

Com a reestruturação do setor elétrico as companhias de energia elétrica têm que maximizar seus lucros para garantir a sua sobrevivência em um ambiente competitivo. Este fato tem como consequência a deterioração da confiabilidade do sistema. Devido a isto, os órgãos reguladores vêm estabelecendo metas para índices de continuidade com o objetivo de penalizar as empresas de distribuição que violarem estas metas. Desta forma, as empresas de distribuição estão desenvolvendo ferramentas computacionais para realizar uma análise preditiva das transgressões das metas de continuidade. O objetivo deste artigo é desenvolver uma metodologia probabilística para estimar as penalidades associadas com violações dos índices DEC e FEC estimados. Esta metodologia se baseia no Método de Monte Carlo com simulação seqüencial. Através desta metodologia pode-se calcular a probabilidade de se ter uma meta de continuidade violada e conseqüentemente é possível determinar qual o risco de uma concessionária ser penalizada. Os modelos e técnicas propostos foram validados e aplicados em uma área piloto do sistema de distribuição da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR.

**PALAVRAS-CHAVES**

Confiabilidade, Redes de Distribuição, Penalidades, Metas de Continuidade, Simulação Estocástica, Distribuições de Probabilidade.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A reestruturação do setor elétrico tem sido estimulada pelos benefícios econômicos obtidos com a desregulamentação de outros setores da economia tais como: gás natural, telecomunicações e transportes. Este processo de reestruturação caracteriza-se principalmente pela: introdução de competição na geração, acesso aberto ao sistema de transmissão e pela liberdade dos consumidores para selecionar os provedores de energia (1). Neste novo ambiente, as empresas de energia têm que maximizar seus lucros para garantir a sobrevivência em um mercado competitivo. Uma alternativa para alcançar esses objetivos é adiar os investimentos em manutenção e expansão da rede elétrica. Conseqüentemente, a confiabilidade do sistema tende a se deteriorar. Em redes de distribuição esta situação é mais severa, visto que as redes de distribuição são monopólios naturais. Desta forma, os consumidores ficam sujeitos aos interesses das companhias de distribuição de energia elétrica. Devido a isto, os órgãos reguladores estão estabelecendo metas de continuidade e penalidades para empresas de distribuição com o objetivo de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores. A ANEEL (Agência Nacional Reguladora de Energia Elétrica) é o órgão responsável pela regulamentação e fiscalização dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no Brasil. A

\*Avenida dos Portugueses S/N, Campus Universitário-UFMA – São Luís - MA - BRASIL  
Tel.: (098) 3217-8895 - Fax: (098) 3217- 8241 - e-mail: guia@dee.ufma.br

ANEEL estabelece metas para padrões de continuidade e qualidade de serviço em redes de distribuição. Estas metas se baseiam na frequência e na duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Os principais índices de continuidade utilizados pela ANEEL para estabelecer metas de continuidade de fornecimento para os consumidores são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora,) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). O índice DEC está associado com a duração total das interrupções experimentadas por um consumidor ao longo do período de estudo. Por outro lado, o índice FEC está associado com o número total de interrupções experimentadas por um consumidor ao longo do período de estudo. Estes índices são calculados da seguinte forma (2):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i) \times t(i)}{Cc} \qquad FEC = \frac{\sum_{i=1}^K Ca(i)}{Cc}$$

Onde:

- $Ca(i)$  é número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- $t(i)$  é a duração de cada evento (i), no período de apuração;
- $Cc$  é o número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração;
- $K$  é o conjunto de eventos ocorridos no período de estudo.

Os índices DEC e FEC são calculados baseando-se em estatísticas dos dados de falha. Portanto, estes índices expressam apenas o desempenho passado do sistema. Consequentemente, não é possível fazer previsões mais detalhadas do desempenho do sistema quando são realizadas modificações na topologia e na localização de dispositivos de proteção e chaveamento. Para resolver este tipo de problema são necessárias técnicas probabilísticas, que estimam o desempenho futuro do sistema elétrico baseando-se na topologia e nos dados de confiabilidade dos componentes. Existem dois métodos usados na análise preditiva da confiabilidade: o método analítico e a simulação estocástica. A diferença entre eles está no modo pelo qual os índices são calculados. As técnicas analíticas representam o sistema por um modelo matemático, que é geralmente simplificado utilizando técnicas matemáticas diretas. Por outro lado, as técnicas de simulação, estimam os índices de confiabilidade pela simulação do processo real e características aleatórias do sistema. O método, portanto considera o problema como uma série de experimentos reais conduzidos em uma estrutura de tempo simulado. A principal vantagem do método de simulação estocástica, com relação ao método analítico, é que o método de simulação estocástica é capaz de gerar as distribuições de probabilidade associadas com índices probabilísticos. Estas distribuições permitem estimar os riscos associados com violações de níveis especificados de confiabilidade. O principal objetivo deste artigo é desenvolver uma metodologia probabilística para estimar as penalidades associadas com violações dos índices DEC e FEC estimados. Esta metodologia baseia-se no Método de Monte Carlo com simulação sequencial. Este método foi utilizado para gerar as distribuições de probabilidade dos índices FEC e DEC e estimar os riscos de transgressão das metas associadas com estes índices. Os modelos e técnicas propostos foram validados e aplicados em uma área piloto do sistema de distribuição da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR. A estrutura do artigo é descrita a seguir: na seção 2 é apresentada a técnica de análise de contingências em sistemas de distribuição; a estimação dos índices FEC e DEC usando-se o Método de Monte Carlo (MMC) é descrita na seção 3; na seção 4 são apresentadas as funções de penalidade descritas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e finalmente na seção 5 são apresentados os resultados obtidos com a metodologia proposta.

## 2.0 – ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A ocorrência de uma contingência em um sistema de distribuição é seguida por uma seqüência de eventos. Em função disso, cada contingência pode impactar diferentes consumidores de diferentes maneiras. A modelagem da seqüência de eventos após uma contingência permite avaliar as diferentes conseqüências da mesma para os diferentes consumidores conectados ao sistema. A seqüência de análise das contingências em redes de distribuição obedece basicamente aos seguintes passos (3,4):

- 1) Contingência: uma falta ocorre no sistema.
- 2) Acionamento de dispositivos de proteção: dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis) acima da falta, atuam para eliminar a falta, desligando todos os consumidores.

- 3) Restauração de pontos de carga a montante da falta: dispositivos de seccionamento a montante da falta, tais como chaves normalmente fechadas, desconectores (“jumpers”) e fusíveis, são abertos para isolar a falta. Essa operação permite que seja reinicializado o dispositivo de proteção que atuou para eliminar a falta e seja restaurado o fornecimento de energia para alguns consumidores a montante da falta .
- 4) Restauração dos pontos de carga a jusante da falta: outras seções que permanecem desenergizadas são isoladas abrindo dispositivos de seccionamento à jusante da falta. Essa operação permite que alguns consumidores localizados à jusante da falta possam ser restaurados através de caminhos alternativos pelo fechamento de chaves normalmente abertas (NA).
- 5) Reparo: o componente que sofreu a falta é consertado e o sistema retorna ao seu estado pré-falta.

### 3.0 - MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Neste trabalho, as penalidades e riscos de violações das metas de continuidade são estimados usando-se o MMC com simulação seqüencial. A preferência pela simulação seqüencial é devido ao fato de que este tipo de simulação pode modelar diversos aspectos cronológicos associados com o comportamento de redes de distribuição, tais como: variações de carga, fontes de energia eólica, envelhecimento de componentes e condições de tempo adverso. Estes aspectos não podem ser modelados quando a simulação não-seqüencial é utilizada, pois este tipo de simulação não considera a ordem de ocorrência das transições de estado do sistema. A aplicação do MMC no cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais é descrita a seguir (5,6,7):

- 1) Repetir os passos 2-12 para  $i=1, \dots, NS$  onde  $NS$  é o número especificado de simulações;
- 2) Repetir os passos 3-11 para  $j=1, \dots, NC$ , onde  $NC$  é o número de componentes do sistema;
- 3) Repetir os passos 4-11 enquanto  $ts < T$ , onde  $ts$  e  $T$  são os tempos de simulação e missão (1,0 ano), respectivamente;
- 4) Gerar um número aleatório;
- 5) Converter esse número aleatório em valor de tempo de operação ( $tup$ ), usando o método da transformada inversa, para a distribuição de probabilidade que modela o tempo de operação do componente;
- 6) Incrementar o tempo de simulação:  $ts=ts+tup$ ;
- 7) Gerar um novo número aleatório.
- 8) Converter esse novo número em valor de tempo de reparo ( $tdown$ ), usando o método da transformada inversa , para a distribuição de probabilidade que modela o tempo de reparo do componente;
- 9) Incrementar o tempo de simulação:  $ts=ts+tdown$ ;
- 10) Identificar o conjunto de componentes afetados pela falha no componente  $j$  ( $\Omega(j)$ ), usando-se o algoritmo de análise de contingências para sistemas de distribuição, descrito na seção 2.0;
- 11) Incrementar a taxa de falha e a indisponibilidade dos componentes atingidos pela falha no componente  $j$ :  $\lambda_k = \lambda_k + 1,0$  e  $U_k = U_k + tr(k,j)$ , onde:  $k \in \Omega(j)$  e  $tr(k,j)$  é o tempo de restauração (tempo de reparo ou de chaveamento) do componente  $k$  para uma falha no componente  $j$  e  $\lambda_k$  e  $U_k$  são a taxa de falha e a indisponibilidade associadas com o componente  $k$ , respectivamente.
- 12) Calcular os valores amostrados dos índices FEC e DEC ( $FEC(Si)$  e  $DEC(Si)$ , respectivamente) para o período simulado  $i$  ( $Si$ ):

$$FEC(Si) = \frac{\sum_{j=1}^{NC} \lambda_j Ca(j)}{Cc} \qquad DEC(Si) = \frac{\sum_{j=1}^{NC} U_j Ca(j)}{Cc}$$

Finalmente, os valores esperados dos índices FEC e DEC ( $E(FEC)$  e  $E(DEC)$ , respectivamente) podem ser estimados, usando-se as amostras geradas pelo algoritmo acima, da seguinte forma:

$$E(FEC) = \frac{\sum_{i=1}^{NS} FEC(Si)}{NS} \qquad E(DEC) = \frac{\sum_{i=1}^{NS} DEC(Si)}{NS}$$

Após os valores esperados terem sido calculados, a precisão das estimativas pode ser avaliada calculando-se a incerteza relativa ( $\beta$ ) associada com um índice probabilístico. Esta incerteza relativa é calculada como segue:

$$\beta = \frac{s(F)}{\sqrt{NSE(F)}}$$

Onde:  $E(F)$  e  $s(F)$  são o valor médio e o desvio padrão do índice estimado, respectivamente e  $F \in \{FEC, DEC\}$ .

#### 4.0 - PENALIDADES

Ao se estabelecer um padrão para os indicadores de continuidade, supõe-se que este seja o valor limite, que não deve ser ultrapassado sob pena de incorrer em multas (8), estas multas são denominadas penalidades. De modo geral, houve um desaquecimento na busca pela melhoria da qualidade do serviço prestado aos consumidores pelas empresas de distribuição, nos anos que antecederam a reestruturação do setor elétrico. Considera-se que os principais motivos que influenciaram o agravamento desse quadro foram: as duas décadas de vigência da Portaria 046/DNAEE (Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica)/78, que estabelecia limites bastante flexíveis e uniformes em todo o país para os indicadores de continuidade, e a redução nos investimentos realizados nesse período.

No Brasil, a reestruturação do setor elétrico nacional é caracterizada principalmente pela privatização de empresas estatais de geração e distribuição. Conseqüentemente, a qualidade do fornecimento de energia pode ser prejudicada devido ao adiamento dos investimentos na rede de distribuição. Devido a isto, a ANEEL criou novos indicadores para a aferição da continuidade, que foram definidos na resolução ANEEL nº 024 (9). Nesta resolução, foram estabelecidos padrões e metas a serem cumpridas pelas concessionárias, obrigando-as a informar os consumidores sobre os valores verificados no mês anterior e, ainda estabelecendo multas pelo não cumprimento dos padrões. Na resolução nº 024, além dos índices DEC e FEC, foram criados indicadores individuais como a Duração de Interrupção individual por unidade Consumidora (DIC), a Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora (FIC) e a Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade Consumidora (DMIC). O índice DMIC só será medido a partir de janeiro de 2005. A partir deste ano, o índice DMIC será incluído nas contas de energia dos consumidores de baixa e de alta tensão, podendo ser cobrada a penalidade da Concessionária pela violação desse índice. A penalidade para a violação dos índices DIC e FIC são cobradas das concessionárias apenas para consumidores de alta tensão. A partir de 2005, serão cobradas penalidades para o não cumprimento das metas estabelecidas para os índices DIC e FIC nos consumidores de baixa tensão. A definição do índice DMIC e as penalidades, estabelecidas pela ANEEL, para os índices FEC e DEC são descritas a seguir (9,10):

1) Definição do Índice DMIC:

$$\text{Max}(t(i), i \in \Omega)$$

Onde  $t(i)$  é a duração do evento de falta  $i$ ,  $\Omega$  é o conjunto de eventos de falha no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

2) Penalidades para os índices FEC e DEC:

$$\text{Penalidade} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{\text{INDv}(i)}{\text{INDp}(i)} - 1 \right) \times \text{DECp}(i) \times \left( \frac{\text{NCC}(i)}{\text{NCE}} \right) \times \frac{\text{FE}}{8760} \times k1 \times k2 \times k3 \times k4$$

Onde:

$n$  é o número de conjuntos de consumidores;

$\text{INDv}(i)$  e  $\text{INDp}(i)$  são os indicadores padrão e verificado no período de apuração para o conjunto  $i$ , respectivamente.  $\text{INDv}(i) \in \{\text{FECv}(i), \text{DECv}(i)\}$  e  $\text{INDp}(i) \in \{\text{FECp}(i), \text{DECp}(i)\}$

$\text{NCC}(i)$  é o número de consumidores do conjunto  $i$ ;

$\text{NCE}$  é o número total de consumidores da empresa;

$\text{FE}$  é o faturamento da empresa em um período anual;

$k1$  é o coeficiente de majoração ( $k1=5,0$ );

$k2$  é o coeficiente de reincidência de violação do indicador do conjunto ( $k2=1,0$  ou  $1,5$ );

$k3$  é o coeficiente de existência de sanção anterior nos últimos 4 anos (considera-se uma aplicação adicional de 2% para cada sanção);

$k4$  é o coeficiente de agravamento ( $k4=1,20$ ).

#### 5.0 – Resultados

O algoritmo proposto para estimar as penalidades por violações em metas de continuidade foi testado em um sistema constituído por dois alimentadores da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR. Estes alimentadores tem configuração radial e são denominados RNC-01C2 e RNC-01C6. As principais características

dos alimentadores RNC-01C2 e RNC-01C6 são: 15,683 Km de comprimento total, tensão nominal de 13,8 KV, 138 pontos de carga, 8570 kW de pico de carga total, 4210 consumidores, 619 componentes, 47 dispositivos de proteção e 19 dispositivos de chaveamento. O diagrama unifilar simplificado em coordenadas GIS é apresentado na Figura 1. Os dados de confiabilidade dos componentes usados nos testes foram obtidos a partir da referência (11) e são apresentados na Tabela 1. Este procedimento foi utilizado devido à falta de informações suficientes, nas bases de dados da CEMAR, para estimar os dados de confiabilidade dos componentes (taxas de falha e tempos de reparos dos componentes).

TABELA 1 – Dados de confiabilidade dos componentes

Taxa de falha ( $\lambda$ )	0,065 falhas/ano
Tempo de reparo (r)	5 horas
Tempo de chaveamento (s)	1 hora

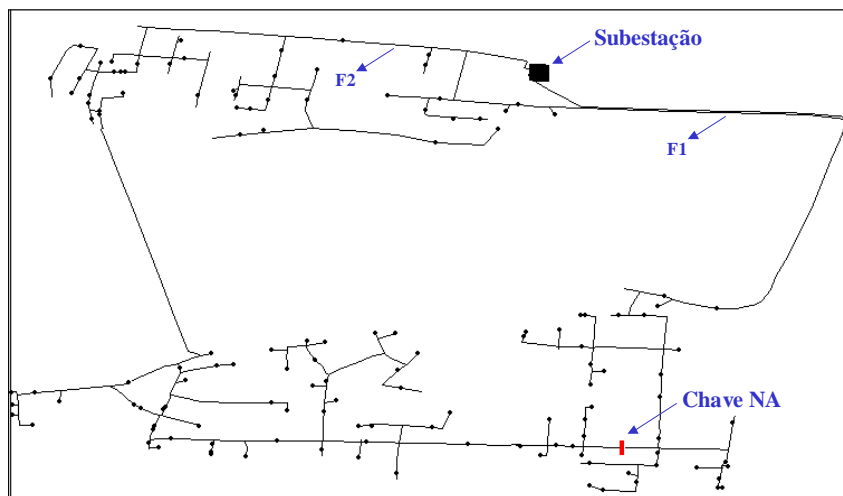


FIGURA 1: Diagrama Unifilar Simplificado do Sistema de Teste - CEMAR

TABELA 1 – Dados de confiabilidade dos componentes

Taxa de falha ( $\lambda$ )	0,065 falhas/ano
Tempo de reparo (r)	5 horas
Tempo de chaveamento (s)	1 hora

#### 5.1 – Comparação entre dos resultados obtidos com os métodos Analítico e de Simulação Estocástica

Inicialmente, os resultados gerados com o MMC foram comparados com aqueles obtidos com o método analítico para validar os resultados gerados pela simulação estocástica. Estes resultados são apresentados na Tabela 2. Estes resultados foram obtidos realizando-se 10000 simulações.

TABELA 2 – Resultados obtidos com o Método Analítico e com a Simulação Estocástica

Índice	Método Analítico	Simulação de Monte Carlo	Erro(%)
FEC	0,352471 falhas/ano	0,355086 falhas/ano	0,73%
DEC	1,121854 horas/ano	1,145066 horas/ano	2,02%

A partir da Tabela 2, pode-se observar que os resultados gerados pela simulação estocástica são bastante próximos daqueles gerados pelo método analítico. As diferenças observadas na Tabela 2 são associadas apenas com a aleatoriedade do processo de amostragem. Desta forma, se o algoritmo de simulação estocástica fosse

executado novamente, com novos valores iniciais (*seeds*) para os geradores de números aleatórios, os índices DEC e FEC obtidos apresentariam pequenas variações.

## 5.2) Estimação das Penalidades

As penalidades para os índices FEC e DEC foram estimadas considerando-se as metas apresentadas na Tabela 3. As penalidades e os riscos, para violações das metas mostradas na Tabela 3, são apresentados na Tabela 4.

TABELA 3 – Metas de continuidade dos índices FEC e DEC

Índice	Meta de continuidade
FEC	1,26 falhas/ano
DEC	2 horas/ano

TABELA 4 – Penalidades e Riscos para violações das metas de continuidade

Índice	Penalidade (R\$)	Risco (%)
FEC	52,9846	5,25
DEC	637,4609	18,23

A partir da Tabela 4, pode-se observar que as penalidades associadas com os índices FEC e DEC são de pequena magnitude. Este fato é causado pelos seguintes fatores: a área de estudo é formada apenas por um conjunto de consumidores e o número de consumidores da área de estudo é muito pequeno comparado com o número de consumidores da companhia ( $NCE = 1.193.048$ ). Este último fator, causa uma atenuação significativa na equação usada para calcular as penalidades. Além disso, pode-se observar que as penalidades e riscos associadas com o índice DEC são consideravelmente maiores que aquelas associadas com o índice FEC. Este fato pode ser um indicativo de que deve-se identificar alternativas de reforço para minimizar os tempos de restauração ou aumentar a eficiência das equipes encarregadas de realizar a restauração dos consumidores interrompidos.

## 5.3 – Distribuições de Probabilidade dos Índices FEC e DEC

O algoritmo proposto foi também usado para gerar as distribuições de probabilidade associadas com os índices FEC, DEC e DMIC. Estas distribuições de probabilidade e as funções de penalidade para os índices FEC e DEC são apresentadas nas Figuras 1, 2 e 3. Além destas distribuições de probabilidade, foram calculadas algumas estatísticas associadas com os índices FEC, DEC e DMIC. Estas estatísticas são apresentadas na Tabela 5.

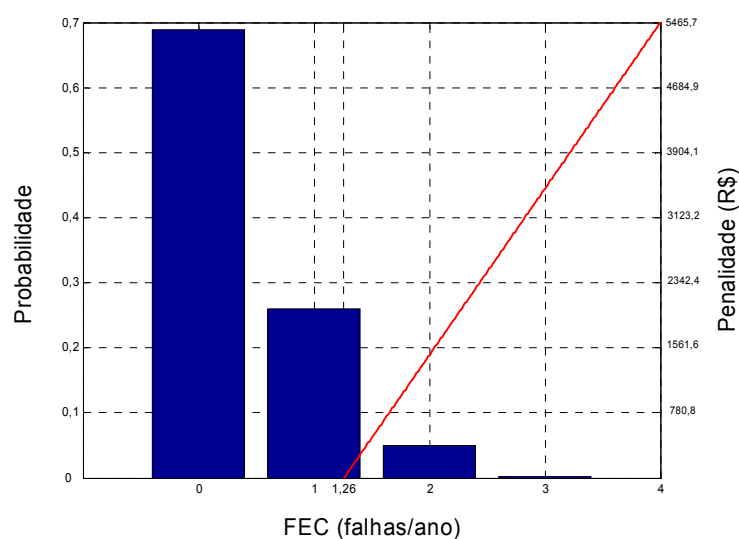


FIGURA 2 – Histograma da distribuição de probabilidade do índice FEC.

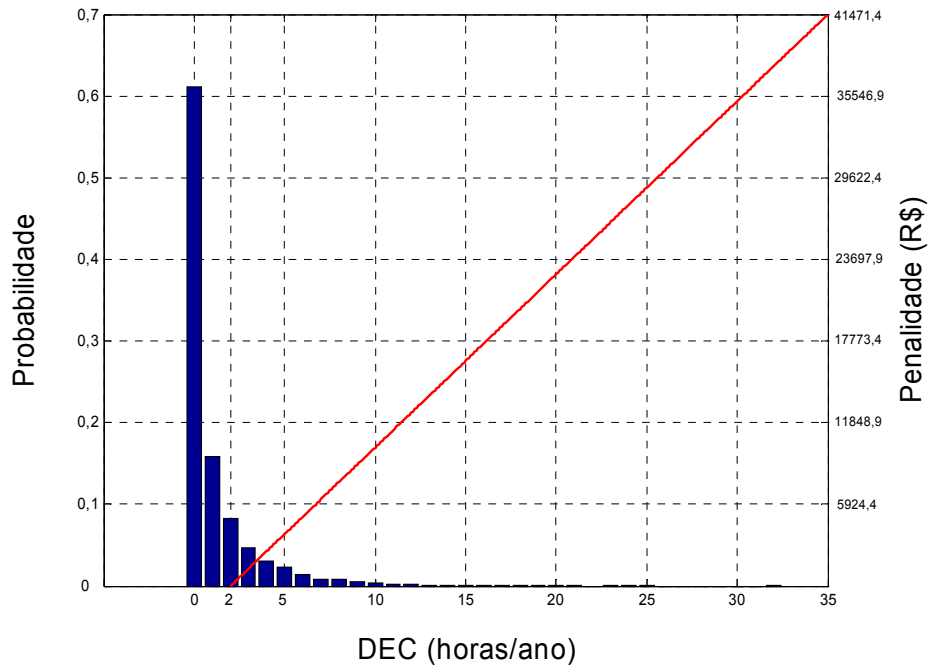


FIGURA 3 – Histograma da distribuição de probabilidade do índice DEC.

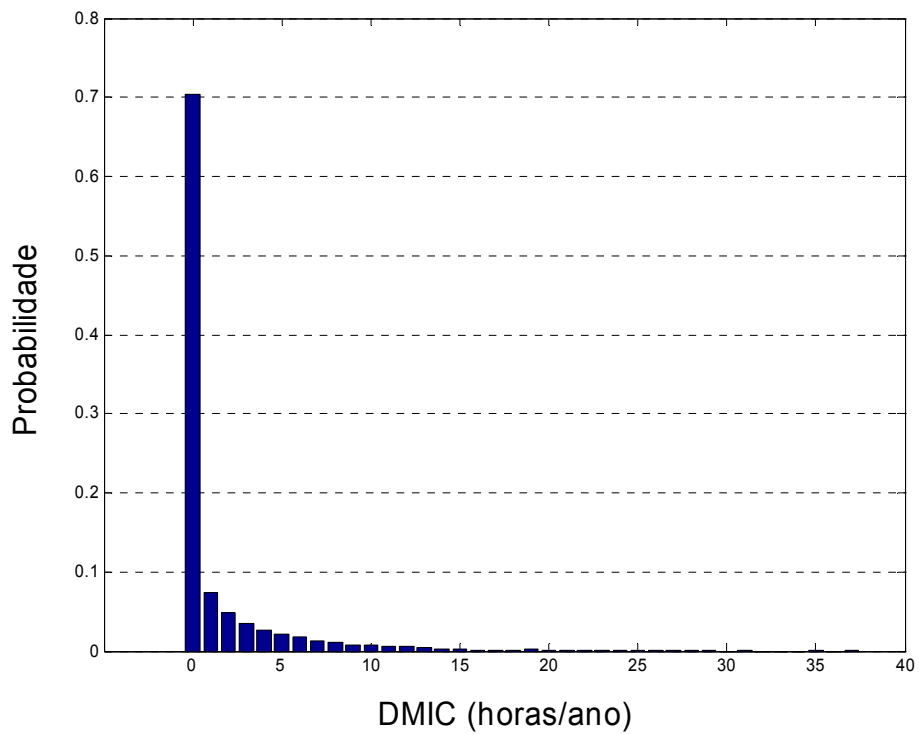


FIGURA 4 – Histograma da distribuição de probabilidade do índice DMIC.

TABELA 5: Estatísticas para os índices FEC, DEC e DMIC

Estatísticas	Índices		
	FEC	DEC	DMIC
Valor médio	0,35 falhas/ano	1,14 horas/ano	1,44 horas/ano
Valor mínimo	0 falhas/ano	0 horas/ano	0 horas/ano
Valor máximo	3,31 falhas/ano	32 horas/ano	37,37 horas/ano
Desvio padrão	0,49	2,22	3,42
Incerteza Relativa	1,4%	1,94%	2,37%

A partir das Figuras 2, 3 e 4 e da Tabela 5, pode-se observar que existem variações significativas em torno dos valores médios associados com um índice de confiabilidade. Por exemplo, o desvio padrão do índice DEC é igual 2,22 horas/ano. Este valor corresponde a 194,74% do valor médio estimado para o índice DEC. Este fato revela a importância da aplicação do MMC para gerar as distribuições de probabilidade associadas com índices probabilísticos.

## 6.0 - CONCLUSÃO

O desenvolvimento de uma metodologia probabilística para estimar penalidades e riscos associados com transgressões das metas de continuidade foi apresentado neste artigo. A metodologia proposta se baseia no MMC com simulação seqüencial e em técnicas de análise de contingências em sistemas de distribuição. A aplicação da metodologia no sistema de teste permitiu obter as seguintes informações associadas com os índices FEC e DEC: distribuições de probabilidade, valores médios, valores extremos, desvio padrão, valores esperados dos riscos e penalidades associados com o não-cumprimento das metas de continuidade. Os resultados no sistema de teste da CEMAR indicaram que devem identificadas alternativas de reforço para reduzir os tempos de restauração do sistema.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Ilic, M., Galiana, F., Fink, L., "Power Systems Restructuring: Engineering and Economics", 1st Edition, Kluwer Academic Publishers, Norwell, 2000.
- (2) Resolução 024 – ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Diário Oficial da União, Jan. 2000.
- (3) M. G. Da Silva, A. B. Rodrigues, C. L. C. de Castro, A. C. Neto, E. A. Moutinho, N. S. A. Neto, A. B. Cavalcante, Reliability Assessment of Distribution Networks in Brazil's Northeast, PMAPS 2004, 12-16 de setembro de 2004, IEEE Catalog Number: 04EX853C.
- (4) Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Considering Voltage Drop Constraints in the Restoration Process, PMAPS 2004, 12-16 de setembro de 2004, IEEE Catalog Number: 04EX853C.
- (5) R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1996.
- (6) R.N. Allan, M. G. da Silva, Evaluation of Reliability Indices and Outages Costs in Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. I, No.3, p.498 - 503, 1996.
- (7) A. M. Cassula, A. M. Leite da Silva, C. E. Sacramento, L. A. F. Manso, Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica In: XVII SNPTTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia-MG, Anais do XVII SNPTTE (CD-ROM), artigo GAT-039. , 2003.
- (8) Silva, M. A. H. G., Hassin, E. S., "Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica: Desafios a Enfrentar", XIV Sendi, Foz do Iguaçu, Paraná, Novembro, 2000.
- (9) Resolução 024 – ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Diário Oficial da União, Jan. 2000.
- (10) Termo de Ajuste de Conduta entre a Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2004.
- (11) Allan, R. N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., So, K. S., "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, Maio 1991.