

INTRODUÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA

Marcus Theodor Schilling
DEE - UFF

João Carlos de Oliveira Mello
ACSI - CEPEL

Paulo Gomes
DOLT - Eletrobrás

Resumo: Este trabalho apresenta as diretrizes que norteiam uma investigação minuciosa e pioneira, atualmente em curso, sobre os níveis referenciais de confiabilidade existentes no sistema elétrico brasileiro, sob o ponto de vista do planejamento da operação elétrica. Um conjunto de resultados práticos já obtidos são apresentados e discutidos.

Palavras-Chave: confiabilidade, desempenho, níveis de risco.

Abstract: This paper gives an overview of an ongoing, detailed and first-hand investigation about the current reliability levels of the Brazilian power system, as seen from the electrical operation planning point-of-view. A set of practical results are presented and commented.

Keywords: reliability, performance, risk levels.

1 - INTRODUÇÃO

No Brasil, apesar das metodologias probabilísticas já estarem bem desenvolvidas no âmbito do Planejamento da Expansão (SGC,1985;SGC,1986;Praça,1987), a aplicação das mesmas no Planejamento da Operação ainda não atingiu um nível satisfatório no que se refere ao seu uso no processo de tomada de decisão, principalmente quando o sistema de transmissão é considerado (Schilling *et alii*,1985).

A utilização destas metodologias só recentemente (Schilling,1991; Marangon Lima,1992; Marangon Lima,1992) começou a ser aceita em função de fatores como: gradual reconhecimento da natureza estocástica dos fenômenos envolvidos, o desperdício oriundo de decisões tomadas com base em critérios determinísticos e, principalmente, escassez de recursos financeiros que obrigam a uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema, levando em conside-

ração o binômio confiabilidade versus custo operacional associado.

Por outro lado, o não entendimento das potencialidades das técnicas probabilísticas e a dificuldade de interpretação de seus resultados (Schilling,1992) constituem os principais obstáculos para a maior difusão destas.

Visando acelerar a difusão das técnicas de análise probabilísticas de confiabilidade aplicadas ao horizonte da operação do sistema, foi idealizado um projeto conjunto ELETROBRÁS(-DOLT) e o CEPEL para o estabelecimento preliminar de procedimentos para a realização de estudos rotineiros de confiabilidade preditiva sob os pontos de vista qualitativo e quantitativo (Schilling, 1994). Nesta perspectiva, este trabalho menciona as diretrizes que norteiam uma investigação minuciosa, com características de um *laboratório*, sobre os níveis referenciais de confiabilidade existentes no sistema nacional. Com o intuito meramente ilustrativo, é desenvolvida uma análise sucinta dos níveis de risco da região do Rio de Janeiro em outubro de 1993. Um conjunto de resultados práticos alcançados são apresentados e discutidos.

2 - FERRAMENTAL DE ANÁLISE DISPONÍVEL NO BRASIL

Os principais programas disponíveis no país para a realização de análise de confiabilidade global são listados na Tabela 1. A utilização mais intensa destes programas verificou-se na área de estudos do planejamento da expansão (Araujo, 1992; Fontoura Fo.& Queiroz, 1986; GTAD/SCEL, 1993). Embora o programa CGS seja a ferramenta mais difundida e utilizada até o presente momento (1993) no Brasil, o programa NH2 (atualmente em sua versão 3.1) foi o escolhido para uso já que o mesmo incorpora diversos aperfeiçoamentos e flexibilidades não disponíveis nos demais programas (Schilling, 1989; Mello, 1993). A descrição dos algoritmos utilizados bem com a relação de dados de entrada e índices calculados pode ser encontrada em detalhe na documentação do programa (CEPEL,1993; CEPEL,1993a).

* Artigo submetido em 03/03/94

1ª revisão em 12/07/94 ; 2ª revisão em 30/08/94;

Aceito sob recomendação do Ed.Cons. Prof.Dr. Antonio J.A. Simões Costa

3 - SISTEMAS ANALISADOS

As topologias a serem analisadas são as seguintes:

- *Sistemas interligados*
 - Configurações detalhadas
 - norte/nordeste
 - sul/sudeste/centro-oeste
 - Principais centros de carga
 - Malhas especiais
- *Sistemas isolados*

Na primeira categoria serão analisadas as malhas dos sistemas interligados sob dois pontos de vista: representação *completa* e representação *simplificada*. No caso completo, as malhas dos sistemas norte/nordeste e sul/sudeste/centro-oeste serão representadas da forma mais realista possível e no horizonte próximo da operação corrente. Desta forma serão identificadas as discrepâncias nos níveis de risco incorridos pelos dois sistemas interligados. Ainda nesta categoria será analisada a malha constituinte do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica -SINTREL (1993).

No caso simplificado, a análise de confiabilidade levando em conta as incertezas intrínsecas do problema será restrita aos *principais centros de carga do país*. A comparação dos resultados oriundos dos dois enfoques citados subsidiará a identificação de elementos críticos do sistema sob o ponto de vista da confiabilidade. Os resultados também evidenciarão a influência da representação de incertezas ao longo de todo o sistema sobre os centros de carga monitorados. Adicionalmente serão realizados estudos de otimização da operação local utilizando o conceito de LIRP ("*Local Integrated Resources Planning*").

Na categoria *malhas especiais* subentende-se a extensão da análise para algumas topologias vislumbradas no âmbito do planejamento da expansão. Por exemplo, será incluída neste tópico, uma análise preliminar do impacto de algumas das configurações planejadas para a "Transmissão da Amazônia". Este tipo de investigação pretende obter como resultado uma estimativa da variação dos níveis de confiabilidade global da rede nacional devido a uma mudança significativa na topologia do sistema elétrico brasileiro. Pretende-se também promover a compatibilidade entre a operação e o planejamento

no âmbito da realização de estudos de confiabilidade, não só no que concerne *ao uso comum de um banco de dados estocásticos*, como também no que se refere ao estabelecimento de *critérios probabilísticos* para o planejamento que reflitam a realidade operativa corrente.

Finalmente na categoria *sistemas isolados* serão levantados os níveis de confiabilidade de todos os sistemas isolados existentes no país, visando identificar disparidades de riscos entre os mesmos e as eventuais diferenças entre estes sistemas e os interligados. *Esses resultados poderão subsidiar a desigualização tarifária regional preconizada em lei recente (8631), através da avaliação da correlação entre riscos de suprimento e tarifa associada.*

As investigações serão realizadas simultaneamente sob o ponto de vista temporal para todos os sistemas, de tal modo que os resultados reflitam os riscos incorridos em períodos de análise idênticos.

4 - METODOLOGIA

A metodologia proposta para a realização de estudos de confiabilidade preditiva no âmbito da operação contempla quatro aspectos, a saber (Fontoura & Pereira, 1989; Nitu & Gross, 1993):

- *Fixação de hipóteses;*
- *Análise da configuração referencial;*
- *Análise de problemas especiais;*
- *Registro de resultados.*

Cada um destes tópicos será comentado a seguir.

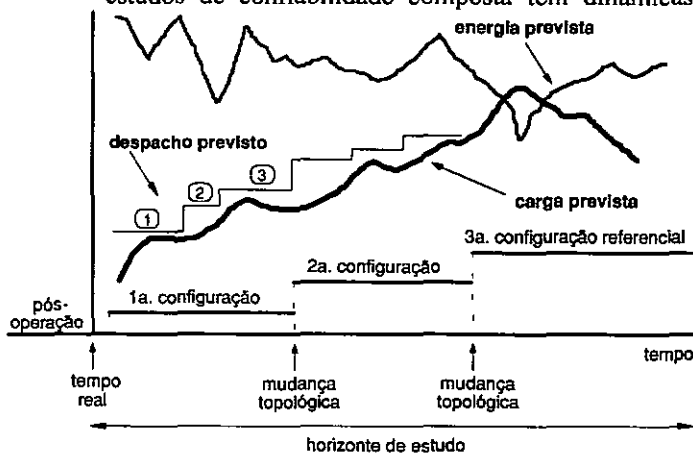
4.1 - Fixação de Hipóteses

Cada estudo de confiabilidade a ser realizado deve necessariamente ser precedido pelo registro detalhado de todas as hipóteses utilizadas na execução do mesmo. O registro deve ser feito de tal forma que seja possível a um outro eventual analista, reproduzir os resultados alcançados. O registro de premissas básicas deve incluir, entre outros, os itens comentados a seguir:

Tabela 1 - Programas de Confiabilidade Global Disponíveis no Brasil

Programa	Origem	Observação
GATOR Marks (1978)	Florida Power (USA)	Concepção primitiva e fora dos padrões brasileiros. Utilização descartada.
FLUXP Maragon Lima (1992)	PUC ELETROBRÁS (Brasil)	Disponibilidade restrita. Programa de fluxo de potência probabilístico.
PACOS Ramos(1988)	CESP (Brasil)	Disponibilidade restrita. Utilizado apenas na CESP.
CGS Arruda (1981)	SGC-CELG (Brasil)	Programa mais difundido e utilizado (até 1993).
NH2 Mello(1991)	SGC-CEPEL (Brasil)	Distribuição recente. Atualmente é o modelo mais avançado e está disponível para todas as empresas do setor.

- sistema e dados determinísticos:** deve ser informado aqui, detalhadamente, qual o sistema que está sendo analisado, mencionando-se a topologia, recursos operativos em vigor, bem como todos os dados *determinísticos* pertinentes ao caso. Deve ser explicitamente citada a origem dos arquivos computacionais dos casos-base utilizados. O nível de detalhamento utilizado nas malhas de subtransmissão (ou abaixo), bem como eventuais representações equivalentes, devem ser referenciadas. As premissas que caracterizam o ponto de operação do sistema devem ser fornecidas.
- horizonte de estudo:** a definição dos horizontes de estudo caracteriza-se pelos limites inferior e superior dos instantes de tempo a serem analisados. No âmbito da operação esses instantes podem variar desde a pré-operação, passando pelo tempo real, até cenários situados 5 anos à frente. Entretanto, um horizonte típico abrange os sistemas existentes no intervalo de um trimestre, tais como aqueles estruturados pelo GTPO/SCEL/GCOI (Grupo de Trabalho de Planejamento de Operação a Curto Prazo).
- configurações referenciais:** interpreta-se como *configuração referencial* um determinado arranjo topológico representado por um conjunto de equipamentos considerados já *disponíveis* para a operação normal. Tais equipamentos compreendem os geradores, transformadores, linhas, reatores, barramentos, capacitores, componentes de subestações, etc. Assim, uma vez estabelecido o sistema a ser estudado e o respectivo horizonte de estudo, caracterizam-se eventualmente uma ou mais configurações referenciais, as quais refletem a *evolução temporal da topologia* do sistema ao longo do horizonte de estudo. Cada configuração referencial será então submetida a minuciosa análise de confiabilidade com especial atenção aos efeitos incrementais provocados pelo *comissionamento* ou *atraso da entrada* de novos equipamentos no sistema. Convém observar que, no âmbito de uma dada configuração referencial os efeitos das saídas forçadas ou programadas na topologia do sistema são também considerados, ou seja, a topologia não é tratada deterministicamente. São também estudadas as alterações topológicas que refletem mudanças de estratégia operativa.
- método de cálculo:** este item aponta a ferramenta computacional que está sendo utilizada (vide Tabela 1) e o respectivo modo operacional. São relacionadas todas as premissas relativas as tolerâncias, grandezas monitoradas, controles acionados, opções computacionais ativadas, etc.
- modos de falha monitorados:** está relacionado com os fenômenos que influenciam a contabilização dos índices de confiabilidade, tais como os cortes parciais ou totais de carga, ilhamento de sistemas, violações de tensão, ocorrências de sobrecargas, violações de segurança, etc..
- efeitos e fenômenos modelados:** descrevem-se aqui as premissas associadas à modelagem das fontes primárias de energia, sistema de geração, transmissão, subtransmissão, elos CC, subestações, sistemas de proteção, esquemas de controle de emergência, procedimentos operativos, estratégias de desligamento e religamento, condições ambientais, gerenciamento da carga, manutenção programada, operações de pedágio, interação com autoprodutores, despachos em usinas térmicas, etc. . Em suma, são aqui mencionados todos os aspectos relevantes que afetam os *meios de produção* e por conseguinte os índices de confiabilidade. A *não* consideração de efeitos ou fenômenos relevantes deve ser claramente explicitada.
- incertezas representadas:** neste item informa-se o tipo (vide item anterior), origem (fonte de informação) e forma (probabilidades, variáveis fuzzy, etc.), de representação de incertezas, tanto para os meios de produção (vide item anterior), como para a carga. Quando da utilização de equivalentes probabilísticos, as hipóteses utilizadas para a montagem dos mesmos serão aqui mencionadas (Fontoura, Schilling & Pereira, 1992).
- comportamento da carga:** é caracterizado através da composição (residencial, comercial, industrial, etc.), tipo de modelo (potência constante, corrente constante, impedância constante, híbrido, fator de potência, etc.), distribuição espacial, origem dos dados e previsão da evolução temporal para o horizonte de estudo considerado. Ressalta-se que, o conhecimento desta evolução temporal pressupõe que a cronologia da carga seja conhecida para cada configuração referencial. Essa evolução é caracterizada através de tendências, periodicidade, correlações, etc. . As incertezas da carga são expressas por medidas de dispersão e/ou distribuições de probabilidade. Devem ser explicitadas as políticas de gerenciamento de demanda (e.g. redistribuição espacial, política de interrupção voluntária ou consentida, controle quantitativo via manipulação tensão/frequência, etc.) em vigor para o intervalo de tempo associado a cada configuração referencial.
- segmentação de cada configuração referencial:** dado que os efeitos e fenômenos representados nos estudos de confiabilidade composta têm dinâmicas



com constantes de tempo muito diferenciadas, cabe analisar a segmentação adequada do intervalo de tempo associado a cada configuração referencial. Em princípio, a representação da evolução temporal de cada fenômeno obedece a seguinte hierarquia aproximada: (i) *fontes primárias de energia* (mudanças de estado com dinâmica lenta no caso de sistemas hidráulicos); (ii) *mudanças de topologia*; (iii) *carga* (mudanças de estado com dinâmica rápida). Observa-se neste caso que, o número de *segmentos* ou intervalos de tempo associados ao estudo de cada configuração referencial resultará da combinação do número de estados associados à representação do comportamento das fontes primárias com o número de estados representativos da dinâmica da carga. A análise de uma dada configuração topológica referencial através de segmentos temporais onde os demais estados sejam aproximadamente estacionários, permite estimar a dinâmica dos riscos do sistema.

análise pretérita versus preditiva: é interessante observar que, no âmbito da *análise pretérita*, cabem três tipos de análise de confiabilidade: (i) *análise de desempenho*; diz respeito ao desempenho real verificado através de índices especiais coletados através de medições no sistema (Schilling, 1993); (ii) *análise preditiva realizada na pós-operação*; neste caso as informações sobre as fontes primárias e a carga são determinísticas dado que estas representam realizações verificadas. Os níveis de risco incorridos podem ser então estimados unicamente a partir das incertezas associadas a topologia; (iii) *análise dos registros preditivos realizados na pré-operação*: este tipo de estudo é fundamental para o estabelecimento de critérios probabilísticos. A *análise preditiva* propriamente dita comporta o estudo de uma sucessão de configurações referenciais situadas no horizonte de estudo.

4.2 - Análise da Configuração Referencial

Como já assinalado na seção anterior, a análise do horizonte de estudo comporta a identificação de uma coleção de configurações referenciais, que por sua vez, admitem eventuais segmentações temporais identificáveis a partir da evolução temporal prevista para as fontes primárias de energia, topologia e carga (Porreta, 1987). Esse conceito é simbolicamente representado na Figura 1, onde é mostrado um horizonte de estudo compreendendo 3 configurações referenciais. O comportamento previsto para a carga e recursos energéticos sugere, por exemplo, a proposição de 3 segmentações temporais para a primeira configuração.

Observa-se que a determinação do número de segmentações temporais de cada configuração referencial é dependente de cada sistema analisado, devendo ser compatível com as premissas usuais utilizadas na programação da operação para cada hora, dia, mês ou ano futuro (Pereira, 1985). Em geral, o período de validade de cada política de despacho ou a duração de um ponto de operação especificado pelos estudos de programação eletroenergética da operação caracterizam a extensão temporal de um segmento.

Figura 1 - Identificação de Configurações Referenciais e Segmentações Temporais

Um resumo dos principais aspectos a serem estudados para cada configuração referencial é listado e comentado a seguir:

- *Estabelecimento de pontos de operação*;
- *Identificação dos elementos críticos*;
- *Determinação dos níveis de risco*;
- *Análise genética*.

Estabelecimento de pontos de operação - para cada uma das segmentações temporais da configuração referencial analisada deve ser estabelecida a *sucessão de pontos de operação* (despachos e perfil de tensão) sugeridos pelos estudos de programação da operação. Para cada ponto de operação cabem os seguintes tipos de análise:

- (i) *Evolução temporal do risco do sistema* - a disposição cronológica dos riscos associados a cada despacho de cada segmentação temporal compõe um panorama representativo da evolução da confiabilidade do sistema ao longo do tempo. Os níveis de risco calculados são válidos para a extensão de tempo associado a cada despacho.
- (ii) *Análise de sensibilidades* - os níveis de confiabilidade avaliados para cada despacho sugerido pela programação da operação devem ser recalculados considerando-se a efetivação de *redespachos* para a eliminação de modos de falha e a aplicação de *medidas operativas* (desligamentos de cargas interruptíveis, apelos para desligamentos voluntários, reduções de tensão, reconfiguração topológica, controle do fator de potência, operação temporária em sobrecarga, corte de carga, etc.). De particular interesse são os estudos realizados ao final de cada configuração referencial quando são avaliados os efeitos do atraso ou comissionamento de novos elementos topológicos (linhas, transformadores, geradores, etc.). Este tipo de análise permite o estabelecimento das margens de confiabilidade do sistema e grau de flexibilidade da rede (Fontoura & Pereira, 1992; Nitu & Gross, 1993).
- (iii) *Análise de desligamentos* - para cada nível de despacho devem ser avaliados os efeitos de desligamentos programados de componentes do sistema. Este tipo de análise subsidia a decisão de efetivar os desligamentos previstos por razões operativas (GTEE/S-CEL/GCOI, 1988).

Identificação de elementos críticos - para cada ponto de operação deve ser identificada a coleção de equipamentos mais críticos para a manutenção da confiabilidade do sistema. Tais elementos são os que causam maior impacto no sistema quando da perda operacional dos mesmos. Este tipo de análise subsidia a identificação de pontos carentes de reforços.

Determinação do nível de risco - para cada ponto de operação devem ser estabelecidos os níveis de risco incorridos pelos centros de carga quando da ocorrência de contingências simples (critério N-1), duplas e outras combinações de transmissão e geração. Esse tipo de análise subsidia, por exemplo, a fixação da estratégia de geração térmica (GTEE/S-CEL/GCOI, 1985).

Análise genética - cada ponto de operação demanda a realização de uma análise genética visando identificar a composição percentual dos índices de confiabilidade. Esse tipo de análise subsidia a gerência de operação do sistema. A análise genética admite as seguintes percepções (Fontoura & Pereira, 1989).

- i) *Funcional* - neste caso são determinados os percentuais dos índices de confiabilidade básicos que advêm respectivamente dos efeitos das fontes primárias de energia, sistema de geração, de transmissão, contingências compostas, componentes específicos (linhas, transformadores, geradores, equipamentos em geral).
- (ii) *Por modo de falha* - são levantadas as contribuições percentuais de cada modo de falha monitorado.
- (iii) *Por classe de tensão* - este tipo de análise aponta os percentuais oriundo das malhas com diferentes níveis de tensão.
- (iv) *Por nível hierárquico* - subentende-se aqui a comparação dos índices de confiabilidade calculados nos diferentes níveis hierárquicos.
- (v) *Espacial* - neste caso procura-se estabelecer as contribuições percentuais por áreas, empresas, estados, barras, etc.
- (vi) *Por malha* - este tipo de análise assinala o percentual de falhas oriundas de uma determinada malha especial, podendo conter diferentes níveis de tensão e abranger extensas regiões.

4.3 - Análise de Problemas Especiais

A seção anterior abordou o conjunto mínimo de investigações a serem realizadas visando estabelecer um padrão para a análise de confiabilidade de configurações referenciais. Além destas, outros tipos de estudos também podem ser realizados, os quais serão resumidamente comentados a seguir:

Efeito de manutenções programadas - usualmente a escala de manutenções de geradores e elementos de transmissão não é estabelecida levando em conta o efeito da retirada destes nos níveis de confiabilidade global do sistema. Cabe então avaliar o efeito da manutenção programada ao longo do horizonte de estudo sobre os níveis de risco do sistema. A análise de confiabilidade pode ainda orientar no que concerne à identificação das épocas mais propícias para a realização das manutenções, visando o atendimento dos níveis de risco pré-estabelecidos. Outras investigações, relacionadas ao *envelhecimento de equipamentos* e identificação de correlações entre índices de manutenção e de confiabilidade, também podem ser tratadas (Magalhães *et alii*, 1983).

Reserva operativa - este tipo de análise visa identificar as margens de segurança operacional do sistema e compreende enfoques estático e dinâmico. No primeiro caso enquadram-se os estudos relacionados à análise da *reserva de transformação e ampacidades*. No segundo caso situam-se os estudos de *reserva girante*. Em ambas as situações cabe o enfoque baseado em confiabilidade composta (Rei, 1992; Schilling, Marangon Lima & Fontoura, 1992).

Pedágio e acesso à rede - procura aqui determinar os efeitos das transações de pedágio sobre os níveis de risco do sistema. São também investigadas as barras de acesso à transmissão

mais adequadas sob o ponto de vista da confiabilidade do sistema (Casazza, 1985; Billinton & Gbeddy, 1992).

Esquemas de controle de emergência (ECE) - neste caso são investigados os efeitos oriundos da performance dos ECEs sobre a confiabilidade do sistema (Schilling, 1990).

Geração térmica - em diversas situações o despacho térmico é acionado visando a manutenção dos níveis de risco. A análise de confiabilidade composta subsidia a fixação dos níveis adequados de despacho.

Planejamento integrado local - a mudança do modelo institucional do setor elétrico brasileiro e a perspectiva de privatizações generalizadas propiciam a técnica de planejamento integrado local (LIRP). Tais técnicas privilegiam a análise localizada por regiões em detrimento de grandes sistemas, enfatizando o remanejamento de cargas, reconfigurações topológicas, inserção de geração local, contratos de pedágio, etc. Neste caso, a análise de confiabilidade auxilia na monitoração dos riscos oriundos da decisões tomadas com base nos procedimentos LIRP.

Desequalização tarifária - estes estudos procuram vincular os níveis tarifários aos níveis de risco incorridos pelos clientes. São realizados estudos de avaliação dos custos de restrição de energia elétrica (i.e. custos de interrupção, déficit, não faturamento) (Mello *et alii*, 1993; Massaud *et alii*, 1992).

Gerência de demanda - identificam-se aqui os efeitos do controle da demanda sobre os níveis de risco do sistema (Nitu & Gross, 1993).

Confiabilidade de subestações - são investigados os efeitos de falhas em subestações sobre os níveis de risco globais do sistema (Mendes *et alii*, 1993)

Instruções de operação - são analisados os efeitos advindos de modos operacionais resultantes de situações de emergência ou não usuais (Nitu & Gross, 1993).

Confiabilidade de equipamentos - enquadram-se aqui os estudos relacionados ao desempenho de equipamentos especiais, tais como, elos CC e equipamentos FACTS e o seu efeito na confiabilidade global do sistema.

Coordenação de riscos - procura-se aqui identificar discrepâncias e compatibilidades entre as análises de confiabilidade da operação elétrica e as análises da operação energética realizadas pelo SGCONF, utilizando os modelos CONFGER, CONFINT, etc. São também investigados os resultados produzidos pelo SGC, no âmbito do planejamento da expansão.

Influência de incertezas - a análise probabilística de confiabilidade depende essencialmente da modelagem correta de incertezas. Como tal, cabem ao menos duas linhas de investigação nesta área:

- (i) *análise funcional*: procura-se identificar a sensibilidade dos níveis de risco do sistema às incertezas oriundas das fontes primárias de energia, sistema de geração, topologia e carga. Cabe aqui investigar o

efeito de contingências múltiplas e situações catastróficas.

(ii) *análise paramétrica*: investiga-se a influência *qualitativa e quantitativa* dos dados estocásticos utilizados nos estudos de confiabilidade sobre os resultados obtidos (Melo & Pereira, 1994). Exemplos de investigações típicas desta natureza são os seguintes:

- uso de dados estocásticos típicos "grosseiros" - retirados de literatura internacional e ignorando peculiaridades do sistema brasileiro;
- uso de dados estocásticos típicos "refinados" - dados coletados em bancos de informações nacionais e caracterizando determinados níveis de tensão, empresas, tipos de máquinas, etc.;
- uso de dados estocásticos "reais" - dados representativos de cada componente individual e calculados de forma precisa e bem determinada;
- avaliação da influência da variação das ordens de grandeza dos dados estocásticos;
- simulação dos efeitos de solicitações ambientais localizadas;
- uso de modelos markovianos com múltiplos estados para equipamentos;
- uso de modelos não markovianos para equipamentos;
- análise da evolução temporal das incertezas visando a determinação do comportamento transitório e estacionário dos níveis de risco - comparação do comportamento recente das incertezas com o padrão de longo prazo verificado para estas mesmas incertezas;
- levantamento das distribuições probabilísticas dos níveis de risco do sistema como função das incertezas nos dados estocásticos;
- modelagem não convencional de incertezas - variáveis difusas, intervalares, processos estocásticos, etc.

4.4 - Registro de Resultados

Com base nas seções anteriores, pode-se concluir que o volume de resultados numéricos oriundos de estudos típicos de confiabilidade é bastante significativo e de interpretação não trivial (Schilling, 1992). Este fato é ressaltado quando se observa que, para um dado sistema, é possível a coleta de índices de confiabilidade para *diferentes agregações espaciais* (i.e. empresas, regiões, estados, áreas, barras, etc.).

Assim, para que o entendimento desses resultados seja facilitado, é essencial que os mesmos sejam acompanhados das premissas básicas adotadas e da descrição do tipo de avaliação realizada.

Quando as incertezas são tratadas através de probabilidades, a apresentação das variáveis aleatórias de interesse (i.e. índices de confiabilidade) ocorre, ou através de estatísticas diversas, tais como, amplitudes, expectâncias, variâncias, etc., ou por meio da representação gráfica de funções densidade de probabilidade.

A interpretação dos resultados é facilitada quando os índices são traduzidos em quantificadores econômicos ou são normalizados a uma base comparável ao nível hierárquico que inclua a distribuição, que é apreciada diretamente pelos consumidores.

5 - APLICAÇÃO A UM CENTRO DE CARGA - ÁREA RIO DE JANEIRO

Com o intuito meramente ilustrativo foi desenvolvida uma avaliação sucinta dos níveis de risco verificados para a região do Rio de Janeiro/E.Santo em outubro de 1993. Este estudo pode ser enquadrado como uma *análise de um centro de carga*, conforme definido na seção 3, e corresponde a um avanço em relação à metodologia proposta anteriormente (Marangon Lima, 1992). O modelo computacional utilizado para esta análise foi o NH2 (Mello *et alii*, 1991; Mello *et alii*, 1991a). O sistema representado foi o Sul/Sudeste (outubro de 1993) com detalhamento da área Rio/E.Santo. Esta área é suprida basicamente por uma rede de 500 e 345 kV, conforme pode ser visto na Figura 2. O fluxo total para a área, denominado *FRJ* é a soma das parcelas F1, F2, F3 e F4, assinalados na Figura 2. O fluxo *FRJ* básico equivale a 4370 MW.

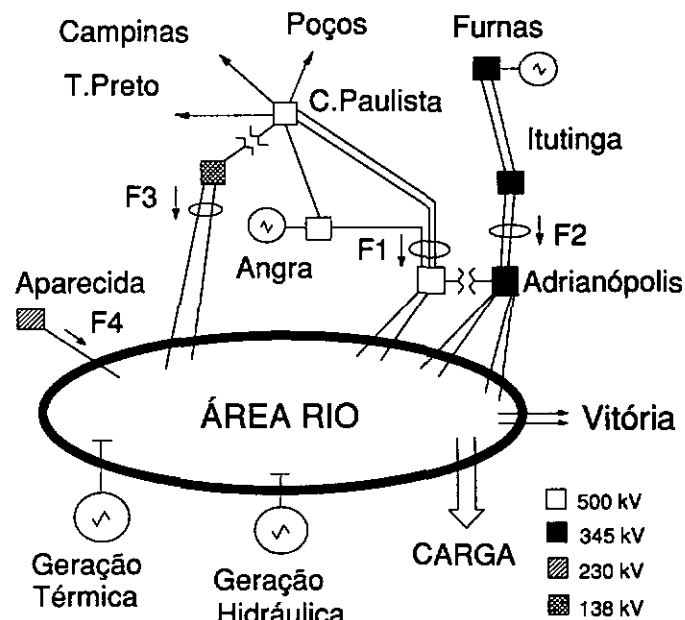


Figura 2 - Área Analisada no Caso Teste

A carga base desta área é da ordem de 5250 MW (Light, Cerj, Escelsa) correspondente a outubro de 1993. A análise foi realizada apenas com o patamar carga pesada (ocorre 4 horas por dia durante 22 dias úteis) considerando-se uma incerteza somente na demanda da Light modelada por uma distribuição Normal com média igual a carga base (3364 MW) e desvio de 5% (170 MW). A Figura 3 a seguir ilustra a distribuição considerada na modelagem da curva de carga da Light utilizada nos casos simulados.

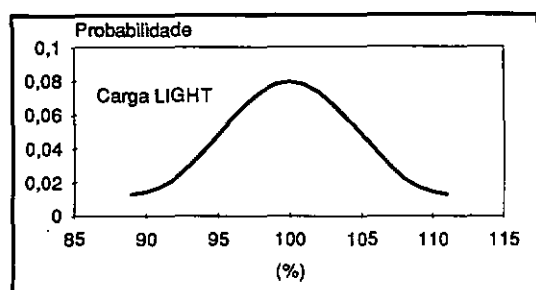


Figura 3 - Representação da Carga da Área

A análise de confiabilidade para a avaliação da área Rio/E.-Santo considerou apenas as incertezas (ou quebras) nos

ocorrência de corte de carga, e EENS (Expected Energy Not Supplied), corresponde a energia não suprida no período de análise, dado em MWh por mês. No caso 3, o valor esperado da *geração adicional* na térmica de S.Cruz devido ao redespacho foi de 210 MWh/mês. Entretanto, para viabilizar a utilização destas unidades geradoras durante o período crítico foi necessário despacha-la no mínimo de 45 MW, o que significa uma energia de 3960 MWh/mês. O custo médio da geração térmica em S.Cruz é da ordem de 46.2 US\$/MWh. Desta forma, o custo da geração térmica no caso 3 foi cerca de US\$ 190 000. Estimou-se o custo unitário de interrupção médio para a área Rio como sendo da ordem de 1770 US\$/MWh, considerando-se a composição do mercado e

Tabela 2 - Dados Estocásticos da Transmissão

LT	Circs.	Descrição	tx.falha (/ano)	reparo (horas)
L1	2	C.Paulista-Adrianópolis 500 kV	3.95	1.5
L2	1	Angra-Adrianópolis 500 kV	2.63	1.5
L3	1	C.Paulista-Angra 500 kV	2.38	1.5
L4	1	Adrianópolis-Grajau 500 kV	1.27	1.5
L5	1	Poços-C.Paulista 500 kV	4.5	1.5
L6	1	T.Preto-C.Paulista 500 kV	2.21	1.5
L7	1	Campinas-C.Paulista 500 kV	5.14	1.5
L8	1	C.Paulista-Taubaté 500 kV	1.92	1.5
L9	1	Adrianópolis-S.José 500 kV	1.03	1.5
L10	2	Furnas-Itutinga 345 kV	4.74	6.95
L11	2	Itutinga-Adrianópolis 345 kV	4.72	6.95

principais elementos de transmissão que influenciam a área. Os dados estocásticos utilizados são apresentados na Tabela 2. Estes dados correspondem a valores típicos adotados para o sistema brasileiro (Marangon Lima, 1992).

Nas simulações realizadas a unidade geradora de Angra estava fora de operação. A geração térmica na área (usina de Santa Cruz) é constituída de 4 unidades geradoras (2 X 84 MW + 2 X 220 MW). Normalmente esta usina é despachada para que o sistema opere com um nível de confiabilidade adequado, isto é, não suporte somente a contingência mais severa, o que acarreta nos períodos mais críticos da operação do sistema, 1 máquina de 84 MW operando no seu valor mínimo de 45 MW.

As violações operativas monitoradas foram: sobrecargas, subtensão e sobretensão na área. As medidas corretivas consideradas para a eliminação destas violações foram: redespacho da geração, ajuste na tensão de geração, ajuste de taps de LTCs e, caso seja necessário, corte de carga (Mello *et alii*, 1991; Mello *et alii*, 1991a). Ressalta-se que, a utilização de medidas corretivas foi considerada, por simplificação, sem restrições no que se refere não só ao número total de controles ativados, como também no tempo mínimo disponível para a sua efetiva implementação no sistema. Considerou-se, por exemplo, que a geração de S.Cruz poderia ser aumentada de 45 MW até a capacidade da usina (608 MW). Os casos simulados correspondem a uma análise de sensibilidade em relação ao impacto das medidas corretivas. Os casos simulados foram os seguintes:

Os *Índices globais* da análise de confiabilidade considerando toda a variação da carga são apresentados na Tabela 3 a seguir. O *Risco*, dado em %, corresponde a probabilidade de

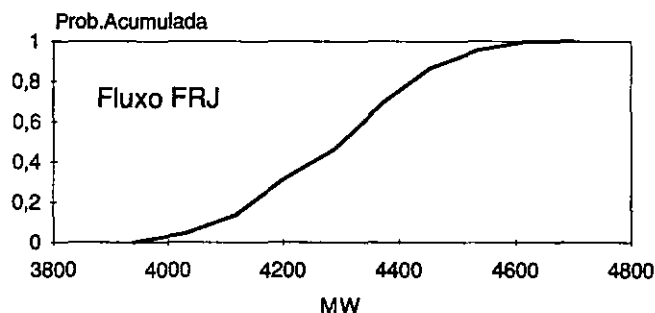


Figura 4 - Distribuição de FRJ

uma duração média de 30 minutos (Massaud, 1992). Adotando-se este valor, o custo total de interrupção para cada caso seria então: US\$ 490 000 (caso 1), US\$ 280 000 (caso 2) e US\$ 30 000 (caso 3). Na Tabela 3 são apresentados os custos totais de cada caso considerando a soma das parcelas custo de interrupção e geração térmica.

De acordo com os resultados obtidos, a consideração das medidas corretivas reduz o risco e a energia não suprida (casos 2 e 3). A utilização das unidades de Santa Cruz (caso 3) contribui consideravelmente para a diminuição dos índices e foi o caso com menor custo global. Entretanto, esta alternativa pode se tornar economicamente não atraente se forem adotados valores mínimos de geração maiores que o considerado neste estudo (na prática são necessários valores superiores aos 45 MW adotados).

A Figura 4 a seguir apresenta a distribuição acumulada de *FRJ*, antes das medidas corretivas, incluindo-se nesta a influência das contingências em circuitos que compõe *FRJ*. O levantamento desta distribuição é interessante para avaliar

problemas que estejam relacionados com o fluxo FRJ, como por exemplo, os risco de problemas "dinâmicos".

Tabela 3 - Resultados Globais

	Risco (%)	EENS (MWh/mês)	Custo (1000US\$)
Caso 1	0.070	274	490
Caso 2	0.042	156	280
Caso 3	0.012	15	220

A Tabela 4 apresenta a variação dos riscos e energia não suprida para diversos patamares do fluxo FRJ. Estas informações também são interessantes para se avaliar os riscos oriundos de um aumento do intercâmbio para a área Rio. Nota-se que, a presença de L4 como uma das contingências mais críticas é decorrente do fato que a simplificação adotada neste trabalho considerou as variações do fluxo FRJ como função exclusiva do aumento de carga apenas na Light.

Futuras análises para outros centros de carga deverão incorporar vários aspectos não considerados nos casos apresentados anteriormente, tais como: falhas em unidades geradoras, um conjunto maior de falhas em circuitos, restrições "dinâmicas", falhas em esquemas de controle de emergência, medidas corretivas dependentes da duração da contingência, etc.

6 - CONCLUSÕES

Este trabalho discute um conjunto de aspectos fundamentais para a realização de estudos de confiabilidade preditiva no âmbito da operação elétrica de sistemas de potência. Um roteiro orientativo foi esboçado abordando o processo de fixação de hipóteses, a análise da configuração referencial e o registro de resultados. Diversos problemas especiais de grande interesse foram enumerados. Finalmente, com o intuito meramente ilustrativo, foi apresentada uma análise sucinta dos níveis de risco da região do Rio de Janeiro em outubro de 1993.

7 - REFERÊNCIAS

- Araujo, E.M.A.(1992), "Consolidação Questionário de Confiabilidade", CEMIG/SGC, Belo Horizonte-MG.
- Arruda, C.(1981), Reliability Evaluation of Composite Power Systems, PhD.Thesis, UMIST, Manchester.
- Billinton R., F. Gbeddy (July 1992), "Effects of Non-Utility Generators on Composite System Adequacy Evaluation", IEEE PES Summer Meeting, 92 SM442-4 PWRs, Seattle.
- Casazza J.A.(Oct 31, 1985), "Understanding the Transmission Access and Wheeling Problem", Public Utilities Fortnightly.
- CEPEL (outubro, 1993), "Programa NH2, Manual do Usuário, Versão 3.1", CEPEL, Rio de Janeiro.
- CEPEL(março, 1993), "Programa NH2, Manual de Metodologia", CEPEL, Rio de Janeiro.
- Fontoura Filho R.N., M.V.F. Pereira (1989), "Desenvolvimento de um Modelo de Confiabilidade Composta para o Sistema Brasileiro", X SNPTEE, CTBA/GPL/16, Curitiba.
- Fontoura Filho R.N., M.Th. Schilling, J.L.R. Pereira (setembro, 1992), "Equivalente Probabilístico Virtual para Análise de Confiabilidade de Redes Elétricas", 9o. CBA, Vol. 1, pp 306-311, Vitória-ES.
- Fontoura Filho R.N., J.F. Queiroz (1986), "Comparação de Programas Computacionais para Cálculo de Confiabilidade Global de Sistemas de Energia Elétrica", 6o. CBA, Vol. 2, pp 786-792, Belo Horizonte-MG.
- GTAD/SCEL (novembro, 1993), "Ferramental Computacional Utilizado no Planejamento da Operação Elétrica - Diagnóstico e Prioridades de Atualização e Desenvolvimento", Relatório SCEL-GTAD-05/93, Eletrobrás.
- GTEE/SCEL/GCOI (1988), "Metodologia Probabilística para Liberação de Componentes do Sistema Interligado à Manutenção", Relat. SCEL-GTEE-02/88, Eletrobrás.
- GTEE/SCEL/GCOI (março, 1985), "Critérios e Procedimentos a Serem Considerados nos Estudos de Planejamento da Operação Elétrica no Âmbito do GCOI", Relatório SCEL-GTEE-01/85, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro.
- Magalhães C.H.N., Morozowski Filho M., Silva E.L., Ramos D.S., Schilling M.Th.(outubro, 1993), "Influência da Manutenção Sobre a Confiabilidade de Sistemas de Potência", XII SNPTEE, Grupo X, RE/GOP/10, Recife-PE.
- Marangon Lima J.W.(junho 1992), "Avaliação dos Riscos no Suprimento aos Principais Centros de Carga - Análise Preliminar"- NT DOLT-92.06.11, ELETROBRÁS,Rio de Janeiro.
- Marangon Lima J.W., R. Treistman, H.S. Madruga, M.Th. Schilling(maio 1992), "Fluxo de Potência Probabilístico - Uma Abordagem Prática"- III SEPOPE, Belo Horizonte.
- Marks, G.E.(1978), "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.
- Massaud A.G., J.P. Hernandez, M.Th. Schilling (setembro 1992), "Custos de Interrupção de Energia Elétrica no Brasil", 9o. CBA, Vol. 2, Vitória-ES.
- Mello J.C.O., M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva (1993) "Reliability Worth Assessment Based on Monte Carlo Simulation", 11th PSCC, Avignon, pp 47-53.

- Mello J.C.O., A.C.G. Melo, S. Romero, G.C. Oliveira (1991) Fontoura R.N., "Confiabilidade de Sistemas de Geração/Transmissão: Metodologia e Aplicação do Programa NH2", 5^o ERLAC, Ciudad del Leste.
- Mello J.C.O., A.C.G. Melo, S.P. Romero, G.C. Oliveira, M. Morozowski, M.V.F. Pereira, B.G. Gorestin, R.N. Fontoura Fo.(outubro, 1991), "Confiabilidade de Sistemas de Geração/Transmissão de Grande Porte - Projeto NH2", 11o. SNPTEE, Rio de Janeiro.
- Mello, J.C.O., M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva (1993), "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Summer Meeting*, paper 93SM494-5PWRS, Vancouver.
- Mello J.C.O., A.C.G. Melo, S. Romero, G.C. Oliveira, M. Morozowski, M.V.F. Pereira, S.H.F. Cunha, R.N. Fontoura(1991), "Development of a Composite System Reliability Program for Large Scale Hydrothermal Power Systems - Issues and Solutions", 3^o PMAPS, London.
- Melo A.C.G, M.V.F. Pereira (1994), "Sensitivity Analysis of Reliability Indices with Respect to Equipment Failure and Repair Rates", *IEEE Winter Meeting*, New York.
- Mendes D.P., A.C.G. Melo, J.L.R. Pereira(1993), "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão Considerando o Impacto de Falhas Originadas em Subestações", XII SNPTEE, RE/GPL/17, Recife.
- Nitu P., G. Gross(1993), "Evaluation of Reliability in Power System Operational Planning", 11th PSCC, Avignon.
- Pereira M.V.F.(1985), "Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems: An Overview", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro.
- Porreta B.(1987), "Modelling Requirements for Bulk Power System Reliability Evaluation", in Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, Pergamon Press, pp 267-280.
- Praça J.C.G., M.Th. Schilling (agosto, 1987), "Brazilian Experience on Probabilistic Methods Applied to Network Planning", I SEPOPE, Rio de Janeiro.
- Ramos, D.S., E.J.Robba, N.Kagan, H.Prieto (September 1988), "A Flexible Computational Model for Bulk Power Systems Reliability Analysis", Second International Symposium on Probabilistic Methods Applied to Electrical Power Systems, Oakland, USA.
- Rei A.M.(abril, 1992), "Metodologias para Estabelecimento de Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência", Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Schilling M.Th., J.C.O. Mello (1994), "Procedimentos para Análise de Confiabilidade Preditiva no Horizonte do Planejamento da Operação Elétrica", NT DOLT, Eletrobrás/Cepel.
- Schilling M.Th., J.W. Marangon Lima, R.N. Fontoura Filho, (1992), "Cálculo Probabilístico de Ampacidades em Linhas de Transmissão", ELETROBRÁS, NT DOLT-92.05.09.
- Schilling M.Th.(novembro 1989), "Projeto NH2: Sugestões à Especificação Funcional (Versão I, Outubro 1989)", Eletrobrás, DECS, Rio de Janeiro.
- Schilling, M.Th.(1990), "Confiabilidade de Esquemas de Controle de Emergência: Bibliografia Básica, Versão 1.0", ELETROBRÁS, DOS/DECS/DVAS, Rio de Janeiro.
- Schilling M.Th. (Editor) et alii (dezembro, 1985), "Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985)", Revista Brasileira de Engenharia.
- Schilling M.Th.(1993), "Confiabilidade Verificada na Operação do Sistema Elétrico Brasileiro: Resultados do Primeiro Ensaio", ELETROBRÁS, Nota Técnica DOLT-93.01.02.
- Schilling M.Th.(setembro, 1992), "Discriminação dos Níveis Adequados de Confiabilidade de Sistemas de Potência", 9o. CBA, Vol. 1, Vitória-ES.
- Schilling M.Th., J.W. Marangon Lima (agosto, 1991), "Diagnóstico Sobre a Utilização dos Programas FLUXP e NH2", Eletrobrás (DOLT), Rio de Janeiro.
- SGC (Subgrupo de Confiabilidade) (janeiro, 1986), "Diretrizes Básicas para Avaliação da Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro na Fase de Planejamento", SGC/GTCP/CTST/GCPS, Eletrobrás, Rio de Janeiro.
- SGC (Subgrupo de Confiabilidade) (julho, 1985), "Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro - Volume D - Conclusões e Recomendações", Eletrobrás, Rio de Janeiro.
- SINTREL,(23 de dezembro de 1993), Decreto 1.009 de 22/12/93, *Diário Oficial da União*, Seção I, n.244, Brasília-DF, pp 20220-20221.

Tabela 4 - Índices Relacionados com FRJ

FRJ (MW)	Caso 1			Caso 2			Caso 3		
	Risco (%)	EENS (MWh)	emerg. (*)	Risco (%)	EENS (MWh)	emerg. (*)	Risco (%)	EENS (MWh)	emerg. (*)
4100	0.04	170	L1, L2, L3, L4, L9	0.03	51	L1, L4	-	-	-
4150	0.04	191	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	71	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4200	0.04	212	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	97	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4250	0.04	234	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	120	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4300	0.04	254	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	144	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4350	0.04	266	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	148	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4430	0.04	286	L1, L2, L3, L4, L9	0.04	167	L1, L2, L3, L4, L9	-	-	-
4500	0.06	308	L1, L2, L3, L4, L7, L9	0.04	191	L1, L2, L3, L4, L9	0.03	24	L1, L4
4550	0.14	328	L1, L2, L3, L4, L5, L7, L8, L9	0.04	217	L1, L2, L3, L4, L9	0.03	55	L1, L4, L9
4600	0.32	384	todas	0.04	236	L1, L2, L3, L4, L9	0.03	69	L1, L4, L9
4650	0.32	460	todas	0.04	283	L1, L2, L3, L4, L9	0.06	92	L1, L4, L9, L8

(*) A coluna *emerg.* assinala as emergências que resultaram em corte de carga.