



GPL/016

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

MENSURANDO O RISCO PROBABILÍSTICO DO CRITÉRIO "N-1"

M. Th. Schilling*
UFF

A. Rei
ONS

N. H. M. Soares
ONS

J. W. Marangon Lima
EFEI

RESUMO: *Este artigo discute o problema associado à migração do critério clássico determinístico de planejamento, referido como "n-1", para um critério equivalente, de natureza probabilística. Diversos enfoques são abordados e algumas alternativas de tratamento qualitativo e quantitativo são propostas.*

PALAVRAS-CHAVE: *planejamento; critério "n-1"; critério probabilístico; risco, confiabilidade.*

1.0 - INTRODUÇÃO

A eventual falha de um sistema de potência pode provocar prejuízos materiais de grande monta, além de danos não quantificáveis (mortes, blecautes, etc). Sistemas desta natureza são ditos **vitalmente-críticos**, pois demandam um nível de desempenho denominado como *ultraconfiável*. A Tabela (1) estabelece uma classificação geral de sistemas quanto aos níveis de confiabilidade relacionados às taxas de falhas por hora.

Tabela 1- Níveis de Risco [1]

Classificação	Taxa de falha (hora⁻¹)
<i>ultraconfiabilidade</i>	$< 10^{-7}$
<i>confiabilidade moderada</i>	10^{-3} a 10^{-7}
<i>baixa confiabilidade</i>	$>10^{-3}$

O nível de ultraconfiabilidade equivale a uma indisponibilidade aproximada de 3 segundos por ano. Certos sistemas de supervisão e controle (e.g. centrais nucleares) admitem uma taxa de falha permissível na vizinhança de $10E-12$ que os classifica na categoria da ultraconfiabilidade. Aeronaves também exemplificam sistemas que devem operar na faixa de ultraconfiabilidade. Infelizmente sabe-se que embora a especificação de sistemas de potência na faixa ultraconfiável seja desejável, isto nem sempre se verifica por razões diversas. Assim, com base no atual estado-da-arte do gerenciamento dos níveis de risco desses sistemas, é de se esperar a ocorrência fortuita de grandes impactos ou perturbações no sistema. Não obstante, cabe ao planejador tentar minimizar tais ocorrências utilizando as técnicas de mensuração de riscos disponíveis.

Um dos critérios determinísticos clássicos, largamente utilizados em diversos países no planejamento de ampliações,

reforços e expansões da rede de transmissão é conhecido como critério "n-1". No Brasil esse critério sempre norteou a atividade básica do planejamento, muito embora abundem, por motivos diversos, as situações nas quais o critério é violado. A idéia central de tal critério é a definição de uma malha de transmissão capaz de suportar todas as contingências simples, em regime estacionário, sem ocorrência de perdas parciais ou totais de cargas nem violações operativas. Usualmente as violações consideradas incluem a ocorrência de sobrecargas em linhas de transmissão ou transformadores e tensões fora das faixas de aceitabilidade. O critério pode apresentar algumas variantes, mas o seu âmago enfatiza o atendimento da carga em condições consideradas adequadas sob regime de saída simples de circuitos. A literatura até registra a existência de um critério "n-2" em alguns países, fundamentado em conceito similar, ou seja, a admissão de contingências duplas, sem acarretar problemas para o sistema.

É inegável que o critério "n-1" tem alcançado razoável sucesso, dado que a grande maioria dos sistemas de potência foi planejada com base no mesmo e normalmente cumpre seus desígnios, salvo situações especiais. Não obstante o sucesso obtido, a imposição ortodoxa do critério "n-1" pode revelar-se cara, pois a rigor, para que o critério seja estritamente respeitado, todo sistema radial singelo deveria ter um grau de redundância. Essa situação tem causado freqüente questionamento do "n-1". Por outro lado, a recente mudança institucional do setor elétrico tem incentivado a introdução de novos conceitos de planejamento baseados na *monitoração dos riscos probabilísticos incorridos pelo sistema*. Caracteriza-se então o problema relacionado com a migração gradual do antigo critério determinístico clássico do tipo "n-1", para um novo critério probabilístico, baseado em mensuração de riscos. Nesse contexto, a questão natural que surge indaga *quais seriam os níveis de risco associados aos sistemas planejados sob o critério determinístico*. Propõe-se também a questão sobre *como identificar os níveis de riscos aceitáveis que deverão balizar a nova forma de ampliar o sistema*.

2.0 – PLANEJAMENTO E ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A carência de recursos econômicos torna quase que inevitável a aceitação de um plano de ampliações da malha de transmissão onde a garantia de suprimento não é totalmente isenta de riscos. Tem sido reconhecido que critérios de

(*) UFF-DEPT. ENG. ELÉTRICA, RUA PASSO DA PÁTRIA 156, BL E, SALA 350, CEP: 24210-240, NITERÓI, RJ, BRASIL. schilling@ic.uff.br

ampliações e reforços puramente determinísticos são insatisfatórios. Entretanto, a consideração de critérios probabilísticos ainda se encontra em fase de ajustes. Sabe-se que a quantificação dos riscos do sistema é fundamental na decisão de se direcionar recursos ou nas ampliações do parque gerador, ou nos reforços da rede básica ou nas melhorias e expansões dos sistemas de subtransmissão e distribuição.

Desde que não sejam consideradas as probabilidades de ocorrência associadas às diversas variáveis responsáveis pelo desempenho do sistema elétrico de potência, justifica-se que todas sejam igualmente ponderadas. Entretanto, é óbvio que algumas têm muito mais "chance" (*probabilidade*) de atuarem na definição do estado final de um sistema que outras, caracterizando assim uma maior influência no desempenho deste sistema. Exemplificando-se: suponha-se que uma configuração alternativa de ampliação ou reforço atenda a todas as análises de contingências do sistema, exceto a uma, e que o custo das adições necessárias para o atendimento desta única contingência seja bastante elevado (critério determinístico do tipo "*n-1*"). Uma pergunta é imediatamente posta ao planejador: "É realmente justificável o custo de investimento?" É evidente que esta pergunta não pode ser respondida de modo satisfatório sem o conhecimento do "risco" envolvido na situação. Esse risco é quantificado pela probabilidade de ocorrência da contingência em pauta, bem como pela sua frequência, duração média e conseqüências. O cálculo desse nível de risco é efetuado através de uma *análise probabilística de confiabilidade* do sistema [2,3]. Um outro exemplo ilustrativo é o caso da tomada de decisão na escolha entre duas alternativas que apresentam custos bastante próximos e que atendem ao critério de contingência simples no sistema (o denominado critério "*n-1*"). Para ajudar a decisão, um conjunto de testes mais severos é realizado. Desta feita, ambas as alternativas falham em algumas contingências de ordem superior (e.g. duplas, triplas), mas de forma bastante distinta. É óbvio que este tipo de análise puramente determinística não é suficiente para a tomada de decisão correta entre as duas alternativas propostas. Torna-se então claro a necessidade de se dispor de indicadores auxiliares, obtidos por meio de uma análise probabilística de confiabilidade, e que permitirão o "desempate" entre as alternativas estudadas.

Outro aspecto de grande interesse diz respeito à *coordenação sistêmica de riscos*. Essa necessidade se dá porque do ponto de vista dos clientes ou consumidores, não adianta um segmento qualquer do sistema (geração, transmissão ou distribuição) apresentar um elevado padrão de confiabilidade se os demais não puderam prover um nível de risco compatível. Esse fato enfatiza a necessidade de compatibilização dos critérios que regulam as ampliações, reforços e melhorias, englobando todos os segmentos do sistema. A disponibilidade de um elenco coerente de critérios probabilísticos de planejamento propiciará uma melhoria geral de desempenho do sistema global e facilitará a atuação dos órgãos regulador, operativo e comercializador.

3.0 – ESPAÇO DE ESTADOS E O CRITÉRIO "*n-k*"

Seja um sistema de potência qualquer com *n* componentes, sejam eles geradores, linhas, transformadores, barramentos, etc. Suponha-se ainda que cada componente admita apenas dois estados, quais sejam "*operação normal*" e "*fora de operação*". A coleção de todas as 2^n configurações possíveis do sistema de potência é denominada "*espaço de estados*". Como pode ser depreendido, a composição do espaço de estados desses sistemas é de natureza intrinsecamente *combinatorial*. Essa característica fica ainda mais acentuada caso sejam representados estados "intermediários" entre a chamada "operação normal" e o estado "fora de operação". Essa possibilidade fica bem exemplificada no caso de geradores térmicos, onde por motivos vários admitem-se

estados de geração degradados. As situações limítrofes do espaço de estados referem-se ao *caso-base* e à situação, ao menos teoricamente possível, com *n* contingências (ou seja, todos os elementos do sistema estão fora de operação). Na prática, o caso-base é o estado com maior probabilidade de ocorrência, enquanto o estado com *n* contingências tem a menor "chance" de ocorrer. Nestas condições, tal sistema origina, de modo geral, os seguintes subconjuntos de configurações, totalizando os 2^n estados teoricamente viáveis:

- **um** subconjunto com "*n*" componentes em operação normal, amiúde referido como "*caso-base*";
- ***n*** subconjuntos com "*n-1*" componentes em operação normal, representativos de configurações portadoras das chamadas "*contingências simples*";
- **$n(n-1)/2$** subconjuntos com "*n-2*" componentes, representativos de topologias que ilustram as chamadas "*contingências duplas*";
- **$n! / \{k! (n-k)!\}$** subconjuntos com "*n-k*" componentes, associados a situações que caracterizam contingências de ordem *k*, ($k < n$);
- **um** subconjunto com "*n-n*" componentes em operação normal, ou seja, todos os componentes estão em situação de falha.

A Figura 1 mostra um exemplo simples de espaço com 8 estados, onde cada um dos 3 componentes tem disponibilidades iguais a 0.9, 0.8 e 0.7. Nota-se que só o estado associado ao caso base já tem uma probabilidade de ocorrência de 50.4 %. Neste caso, o conjunto de contingências simples, duplas e caso-base ocupam 99,4 % do espaço. Isso sugere que nas situações reais (espaços de grande porte e disponibilidades bem elevadas) o conjunto supracitado ocupa uma porção representativa de todas as alternativas possíveis.

Caso Base	(.9) (.8) (.7) A ₁ A ₂ A ₃	50.4 %
Contingências Simples	\bar{A}_1 A ₂ A ₃ A ₁ \bar{A}_2 A ₃ A ₁ A ₂ \bar{A}_3	39.8 %
Contingências Duplas	\bar{A}_1 \bar{A}_2 A ₃ \bar{A}_1 A ₂ \bar{A}_3 A ₁ \bar{A}_2 \bar{A}_3 \bar{A}_1 \bar{A}_2 \bar{A}_3	9,2 %
		0,6 %

Figura 1 - Espaço de Estados para 3 Componentes

Um critério de planejamento é dito do tipo "*n-1*" quando, para cada uma das $n(n-1)/2$ possíveis configurações previstas para o sistema, representando contingências simples, as condições operacionais delas decorrentes respeitam condicionantes preestabelecidos, ou seja, não geram situações com violações. De forma similar, o critério "*n-2*" igualmente impõe que todas as configurações associadas às contingências duplas também se enquadrem nos paradigmas operativos desejados. A generalização desse conceito nos casos com *k* contingências, caracteriza teoricamente o hipotético critério "*n-k*". Na literatura [4-18], é bastante comum a citação dos critérios "*n-1*" e "*n-2*", porém com várias características que os particularizam. Por exemplo, é usual a referência do critério "*n-1*" associado apenas a linhas de transmissão, transformadores e geradores. A citação de outros tipos de componentes, tais como barramentos, embora rara, também ocorre. Por outro lado, é muito freqüente a aplicação desse critério exclusivamente ao planejamento das malhas de transmissão e distribuição (linhas + trafos). O conjunto de violações operacionais que devem ser evitadas também varia caso a caso, as mais comuns sendo: sobrecargas, ilhamentos, violações de tensão e naturalmente, cortes de carga. É interessante ressaltar que sistemas topologicamente malhados podem adequar-se facilmente ao critério "*n-1*", o mesmo não ocorrendo em configurações radiais singulares.

Esse fato impossibilita um planejamento rigidamente baseado no critério "**n-1**" quando a carência de recursos não permite a duplicação de todos os elementos radiais singulares eventualmente existentes no sistema (e.g. linhas, trafos, geradores). Essa restrição enseja a introdução de um critério "**n-1**" relaxado, adaptado à topologia particular da rede.

Quanto ao critério "**n-2**", mais raro que o anterior, suas citações na literatura geralmente referem-se à conexão de usinas nucleares ou cargas de extrema importância. Uma única menção ao critério "**n-3**" foi encontrada na literatura [5], associada ao Canadá. Porém cabe observar que alguns poucos países (Alemanha, Bélgica, Finlândia, Noruega, Romênia, Suécia e a antiga Tchecoslováquia) empregam critérios para contingências múltiplas, associadas à perda de certos barramentos críticos. Cumpre notar que o blecaute de 11 de março de 1999, ocorrido no Brasil, suscitou aqui fortes incentivos para a análise intensiva de contingências nodais (múltiplas), caracterizando, talvez pioneiramente, uma quebra da tradição do uso exclusivo do critério "**n-1**" no país. É comum a situação na qual um dado sistema atende parcialmente ao critério "**n-1**", ou seja, apenas para algumas contingências não ocorrem violações. Nesse caso pode ser útil uma caracterização "**n - α**" intermediária, caracterizada pela proporção $\alpha = t / n$, onde **t** é o número de contingências que não causam violações. Uma outra alternativa tem como referência as cargas e pode ser obtida da seguinte forma:

(i) Para a topologia sob análise, incrementa-se a carga do sistema de forma diferenciada e infinitesimalmente em todos os barramentos até que se tenha a estimativa da máxima carga L_{max} que o sistema é capaz de transportar. Essa avaliação pode ser obtida com o auxílio de um programa de fluxo de potência ótimo, com a função objetivo conveniente.

Exemplo: para um sistema hipotético, supõe-se que a carga máxima transportável é de 11 MW. Nessas condições o sistema está na situação "**n-0**", ou seja, qualquer incremento de carga, por menor que seja, causa algum tipo de violação;

(ii) Para a mesma topologia, alivia-se a carga de forma incremental em todos os barramentos até que o sistema atenda ao critério "**n-1**", com a carga L_{min} , para todas as **n** contingências simples e respeitando o conjunto de restrições de interesse. Quando da existência de circuitos radiais, hipóteses simplificadoras devem ser adotadas (em certas situações, esse tipo de investigação não é viável). Uma estratégia simplificadora seria a inibição das contingências nesses circuitos radiais. Exemplo: para o sistema hipotético, supõe-se que uma carga de 8 MW convenientemente distribuída, situe o sistema na condição "**n-1**";

(iii) Caracteriza-se o nível de desempenho "**n - α**" através de uma relação proporcional linear, tomando como referência os extremos de máximo atendimento "**n-0**" e o atendimento ao critério "**n-1**". Exemplo: supõe-se que o sistema hipotético

opere atendendo uma carga de 10 MW. Nesse sistema o nível "**n - α**" é dado pela proporção:

$$\left. \begin{aligned} (n-0)-(n-1) &\rightarrow 11 \text{ MW} - 8 \text{ MW} \\ (n-\alpha)-(n-1) &\rightarrow 10 \text{ MW} - 8 \text{ MW} \end{aligned} \right\} \alpha = 1/3$$

Fica então caracterizada uma métrica α (0,1) que estima de forma aproximada o nível de desempenho determinístico para o sistema, do tipo "**n-k**".

4.0 – MENSURAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE RISCOS

Um sistema de avaliação de riscos compreende idealmente duas etapas ou módulos, discriminados a seguir, cujo processamento é seqüencialmente encadeado.

4.1- Mensuração Quantitativa de Riscos: Esta etapa está estritamente associada ao levantamento quantitativo dos índices de risco do sistema. O resultado do processamento desta etapa materializa-se sob forma de uma lista de valores numéricos associados a indicadores pré-definidos. Essa lista está associada a um dado período de tempo / observação / estudo, seqüência de períodos ou cenário. A Tabela (2) enumera três alternativas possíveis de tratamento.

Tabela 2 – Mensuração Quantitativa de Riscos

CRITÉRIOS	MENSURAÇÃO DO RISCO	ÊNFASE
A) MONITORAÇÃO DE FREQUÊNCIAS E DURAÇÕES DE CONTINGÊNCIAS	ORDENAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS POR PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA	RISCO DA OCORRÊNCIA SEM QUANTIFICAR CONSEQUÊNCIAS
B) AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE COMPOSTA	ORDENAÇÃO POR EXPECTÂNCIAS DE GRANDEZAS FÍSICAS	IMPACTO FÍSICO DA OCORRÊNCIA
C) CÁLCULO DE CUSTOS ASSOCIADOS À CONTINGÊNCIAS	ORDENAÇÃO POR EXPECTÂNCIA DE CUSTOS DO IMPACTO PREVISTO	PREJUÍZO ECONÔMICO DA OCORRÊNCIA

4.1.1 Critério A - a primeira possibilidade, embora muito simples, representa o primeiro passo na tentativa de atribuir "chance" ou probabilidade às configurações que compõem o espaço de estados mencionado na seção (3). Cabe enfatizar que esse método não tem caráter sistêmico, pois a ocorrência de cada contingência é analisada de per se, ignorando as condições dos demais elementos do sistema. Tal método tem interesse histórico, pois foi bastante utilizado nas primeiras tentativas de introdução de técnicas probabilísticas no planejamento de sistemas de potência. A caracterização de classes de risco, ordenadas por probabilidade, era utilizada como referencial numérico de truncamento computacional durante o processo de análise exaustiva do espaço de estados. No caso do critério A a **relatividade** das contingências é ordenada exclusivamente pela probabilidade das mesmas. Isso é ilustrado nas Tabelas (3,4), onde são

Tabela 3 – Mensuração do Risco "n-k" por Probabilidade da Contingência (EUA, Canadá) [19]

Classe de Risco	Contingência (natureza e multiplicidade)	Frequência (ocorrência /ano) BPA / OH	Duração (horas) BPA / OH	Probabilidade (pu) BPA / OH	Relatividade BPA / OH	Desempenho
A (n-1)	1 Gerador	4.0E+00 / 7.0E+00	100 / 100	4.6E-02 / 8.0E-02	1 / 1	Atende ao pico de carga + margem
B (n-1) (n-2)	1 Trafo 2 Geradores 1 Linha	3.7E-02 / 4.5E-01 3.3E-01 / 1.1E+00 1.8E+00 / 2.8E+00	672 / 30 50 / 50 4 / 4	2.8E-03 / 1.5E-03 1.9E-03 / 6.4E-03 8.2E-04 / 1.3E-03	16 / 52 24 / 13 56 / 63	
C (n-1) (n-2)	Barra Gerador + Trafo, Gerador + Linha Barra ou Disjutor Emperrdo 2 Linhas (dependntes)	----- / 2.1E-01 1.2E-02 / 4.7E-02 8.2E-02 / 2.3E-01 7.2E-02 / ----- 8.8E-02 / 6.9E-01	--- / 17 87 / 23 4 / 4 4 / --- 2 / 2	----- / 4.1E-04 1.2E-04 / 1.2E-04 3.7E-05 / 1.0E-04 3.3E-05 / ----- 2.0E-05 / 1.6E-04	----- / 196 380 / 649 1 200 / 782 1 400 / ----- 2 300 / 507	
D (n-2)	2 Trafos Linha + Trafo	2.1E-04 / 1.4E-03 5.1E-03 / 4.9E-03	336 / 15 4 / 4	8.1E-06 / 2.4E-06 2.3E-06 / 2.0E-06	5 700 / 33 646 20 000 / 40556	Corte de carga
E (n-1) (n-2)	2 Linhas (independntes) Disjuntor Emperrdo	3.0E-03 / 7.2E-03 ----- / 8.4E-03	2 / 2 --- / 0,5	6.8E-07 / 1.6E-06 ----- / 4.8E-07	67 000 / 48 884 ----- / 166 667	Ilhamento + corte de carga

Notas: 1) Valores estatisticamente verificados; 2) BPA – Boneville Power Administration (EUA), OH – antiga Ontario Hydro (Canadá)

Tabela 4 - Mensuração do Risco "n-k" por Probabilidade da Contingência (Brasil)

Classe de Risco	Contingência (natureza e multiplicidade)	Frequência (ocorrência /ano)	Duração (horas)	Probabilidade (pu)	Relatividade
A (n-1)	1 Gerador	7.0E+00	14	1.1E-02	1
B (n-1)	1 Linha	2.6E+00	2.8	8.3E-04	13
(n-2)	1 Trafo	1.1E-01	40	5.0E-04	22
	2 Geradores	-	-	1.2E-04	92
C (n-2)	Gerador + Linha	-	-	9.1E-06	1 209
	Gerador + Trafo,	-	-	5.5E-06	2 000
D (n-2)	2 Linhas (independentes)	-	-	6.9E-07	15 942
	Linha + Trafo	-	-	4.2E-07	26 190
	2 Trafos	-	-	2.5E-07	44 000

Nota: As probabilidades das contingências duplas foram calculadas em função das contingências simples. As probabilidades das contingências simples refletem valores estatisticamente verificados no Brasil.

mostradas as relatividades de vários tipos de contingências simples e duplas, refletindo dados típicos do Brasil, EUA e Canadá. Em particular, a última coluna da Tabela (3) indica o tipo de desempenho esperado para cada classe de risco. É interessante notar que tanto no Brasil, como nos outros países a contingência simples de gerador é a mais provável, seguida de contingência simples de linha de transmissão ou transformador. Observando-se a probabilidade das contingências é possível identificar claramente diversas **classes de risco (A, B, C, D, E)**, ordenadas em ordem decrescente de probabilidade. A classe de **risco A** pode ser associada ao critério "**n-1**" já que representa uma contingência simples do sistema. A classe de **risco B** tanto reflete o critério "**n-1**" quanto o critério "**n-2**".

4.1.2 Critério B - esse tipo de avaliação é bastante sofisticado e representa hoje o estado-da-arte da mensuração probabilística de riscos. Pode-se considerar diversos modos de falha do sistema de potência, tais como: **(i) continuidade, integridade ou conectividade** - quando são avaliados índices que refletem, por exemplo, a existência ou não, de tensão em pontos de medição, a continuidade de suprimento, a ocorrência de ilhamentos, etc; **(ii) qualidade, adequação ou conformidade** - quando são avaliados índices relacionados à ocorrência de sobrecargas, violações de tensão, etc; **(iii) segurança** - quando são calculadas expectâncias das "folgas", "distâncias" ou "margens" de um ponto de operação em relação à fronteira operacional a partir da qual ocorre a perda de estabilidade angular, freqüencial ou de tensão. No Brasil, dispõe-se do **programa NH2**, capaz de efetuar avaliações considerando aspectos de continuidade e adequação. No caso do **critério B**, para uma certa situação de contingência, o risco é mensurado pelo grau de violação das condições operativas (e.g. corte de carga, sobrecargas, limites de tensão, etc) ponderado pela probabilidade de ocorrência dessas mesmas violações. Um exemplo muito simples desse tipo de métrica são os indicadores dados pelo somatório dos produtos da probabilidade de ocorrência de cada estado associado a contingências simples, pelo número de linhas com sobrecargas ou barras com violações de tensão [18]. Diversos outros indicadores de risco são citados na literatura [20-22], tais como: expectância da energia não suprida (EENS), expectâncias da freqüência e duração da perda de carga (LOLF, LOLD), etc. É interessante notar que para um sistema que opere no nível "**n-α**" (vide seção 3), o risco pode ser grosseiramente estimado como:

$$\text{Risco}_{\text{sistema}} = (\text{Risco}_{n-1}) / \alpha \quad (1)$$

onde Risco_{n-1} é o **risco de referência (1 pu de risco)**, obtido para as condições nas quais o sistema é aderente ao critério "**n-1**". É claro que o cálculo exato do $\text{Risco}_{\text{sistema}}$ é dado a qualquer tempo através de uma análise convencional de confiabilidade probabilística composta (e.g. via **programa**

NH2). A Tabela (5) ilustra um sistema de classificação de riscos por **severidade**, adotado em diversos países e que é útil para a classificação dos níveis de risco incorridos (a **severidade é dada pela divisão da expectância da energia não servida em MWh por uma base de potência em MW, usualmente tomada como a ponta de carga do sistema**). A título de exemplo de uso da Tabela (5), observa-se que o blecaute do dia 11.03.1999 ocorrido no Brasil, classificou-se no **grau 3** (117 sistema-minutos).

Tabela 5 – Mensuração do Risco por Severidade

Classificação	Severidade (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	< 1	aceitável	condição normal
Grau 1	1 a 10	não grave	significativa p/ poucos agentes / consumidores
Grau 2	10 a 100	grave	sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 3	100 a 1000	muito grave	muito sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 4	> 1000	catastrófica	extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute

4.1.3 Critério C - está associado a um enfoque que visa a **valoração monetária dos riscos do sistema**. Sob este ponto de vista, podem ser contemplados e/ou combinados os impactos econômicos oriundos das seguintes naturezas [23]: **(i) custos de não faturamento; (ii) custos de déficit; (iii) custos de interrupção**. No primeiro caso os custos estão associados às tarifas de energia e representam os prejuízos das empresas. O custo social do déficit está relacionado a situações de racionamento e no Brasil está estimado [26] em torno de **0,755 US\$/kWh**. O custo da interrupção reflete o impacto causado nos consumidores. No Brasil, a estimativa do valor médio do custo de interrupção residencial situava-se em 1.11 US\$/kWh, na moeda referida a Maio de 1998. A Tabela (6) mostra os valores de custo de interrupção comercial e industrial referidos a Dezembro de 1990. Combinando-se esses valores, de acordo com os percentuais de carga existentes, tem-se que o **custo unitário médio de interrupção no Brasil** situa-se em **1,54 US\$/kWh**. Um exemplo [25] do emprego combinado dos valores de custo de interrupção e índices de risco é dado no cálculo dos custos dos encargos de capacidade, expresso pela Eq. (2):

$$\text{CUSTO} = \text{CMO} (1 - \text{LOLP}) + \text{LOLP} * \text{CI} \quad (2)$$

onde:

CMO - custo marginal de operação;

LOLP - probabilidade de perda de carga;

CI - custos de interrupção.

Tabela 6- Custos da Interrupção de Energia no Brasil [24]
(US \$ / kWh, Dezembro 1990)

Início Evento	Duração da Interrupção Comercial (min)					
	0-3	3-15	15-30	30-60	60-120	>120
0-8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69
8-18h	1.83	3.16	4.25	4.36	4.76	3.76
18-24h	1.81	3.03	3.92	3.77	4.10	3.14
Início Evento	Duração da Interrupção Industrial (min)					
	0-3	3-15	15-30	30-60	60-120	>120
0-8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.81	0.78
8-18h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78
18-24h	2.80	1.14	1.06	0.83	0.75	0.78

4.2 - Classificação Qualitativa de Riscos: Esta etapa está associada à *interpretação qualitativa* dos índices de risco de diferentes tipos. O processamento deste módulo implica no *tratamento das incertezas* da série temporal de índices resultante do módulo de mensuração e a *interpretação* das estatísticas ou mensurações equivalentes obtidas. Essa interpretação pode compreender a *classificação por faixas numéricas pré-estabelecidas* (enquadramento) e o *juízo* (*qualificação ou diagnose propriamente dita*) dos níveis de criticidade. Essa etapa é eminentemente subjetiva e depende da experiência acumulada do analista. As sub-etapas de interesse neste módulo são:

4.2.1 Tratamento estatístico - nesta sub-etapa a *série temporal* de indicadores resultantes do processamento do módulo de mensuração é submetida a um procedimento estatístico convencional pré-definido. A série temporal disponível é interpretada como realização de um processo estocástico buscando-se a caracterização do mesmo através do cálculo de momentos, aferição de medidas centrais, e, quando viável, a determinação das distribuições probabilísticas dos próprios indicadores de mérito. *Esta sub-etapa não se aplica nas situações em que a etapa de mensuração gera apenas valores singulares* (e.g. expectativas).

4.2.2 Classificação - na teoria da informação denomina-se como *fusão de dados* os procedimentos e técnicas que viabilizam o tratamento congruente e compatibilizado de *dados de naturezas heterogêneas*. Exemplificando, tais técnicas permitem a associação de valores numéricos (*variáveis "crisp"*) a valores subjetivos de uma escala qualquer, permitindo a presença de nuances ou gradações (*variáveis nebulosas*). Permitem também a combinação de variáveis determinísticas com variáveis aleatórias ou com outras formas de representação de incertezas. Nesta sub-etapa as medidas estatísticas obtidas na sub-etapa anterior (*tratamento estatístico*) são compatibilizadas, preferencialmente por faixas de valores, com uma escala de aferição (*qualitativa*) prefixada (**padrão de desempenho**), traduzindo de forma inequívoca o *nível de desempenho* do sistema. Uma proposta [7-8] de classificação adequada à compatibilização de critérios determinísticos e probabilísticos sugere o enquadramento dos estados do sistema nas seguintes categorias:

- **Estados Saudáveis (E_s):** são as topologias para as quais o sistema opera nas condições esperadas, sem violações. Nesses estados o sistema tem recursos suficientes para suportar todas as contingências simples, sem violações. Naturalmente, todos os estados que suportam contingências de ordem superior sem violações, também são enquadrados nessa categoria;

- **Estados Marginais (E_m):** são as topologias para as quais a ocorrência de certas contingências provoca violações operativas. Supondo a hipótese de coerência como válida, se o caso-base (vide seção 3) estiver no estado marginal, então

todos os estados oriundos dele por contingências simples, estarão no estado marginal ou de risco;

- **Estados de Risco (E_r):** nesses estados o sistema opera com violações. A relação entre os três estados é dada por

$$E_s + E_m + E_r = 1 \quad (3)$$

A Tabela (7) mostra um exemplo típico de categorias de qualificação, que auxilia a migração do critério clássico determinístico do tipo "*n-1*" para uma formulação onde os riscos são considerados. Como é aí evidenciado, a contabilização dos estados E_s, E_m, E_r pode ser realizada de forma partilhada, considerando convenientemente os níveis de risco "*n-α*".

5.0 - CONCLUSÕES

Atualmente a aplicação de critérios probabilísticos ao *planejamento da geração* já está bem estabelecida em diversos países [4, 6, 9, 12, 13]. Entretanto, no que concerne ao *planejamento integrado geração - transmissão*, o tema ainda é polêmico, não havendo consenso na forma de migração do tradicional e caro critério "*n-1*" para um outro critério alternativo, baseado na avaliação probabilística de riscos. Esse artigo contribui para a busca de um procedimento factível, discutindo várias facetas do problema. Os enfoques propostos podem vir a facilitar a passagem gradual do enfoque determinístico clássico para um tratamento probabilístico, considerando custos e riscos.

Tabela 7 - Mensuração Qualitativa do Risco "n-k"

Nível de Risco "n-k"	Qualificação do Risco - atributo - cor	Interpretação
. n-3 n-2 .	estados saudáveis robustos (violeta)	estados superdimensionados, folga excessiva, baixo risco
. n-1 .	estados saudáveis (azul)	estados aceitáveis ideais sistema atende ao critério "n-1" <i>I PU DE RISCO</i>
n-1+ε . n-2/3	estados marginais superiores (verde)	estados aceitáveis, poucas contingências simples causam violações
n-2/3+ε . n-1/3	estados marginais neutros (amarelo)	estados aceitáveis, aproximadamente metade contgias simples causam violações
n-1/3+ε n-0	estados marginais inferiores (laranja)	estados aceitáveis, porém quase a maioria das contgias simples causam violações
n+ε . .	estados em risco (vermelho)	estados inaceitáveis; sistema sem contgias já opera com violações

AGRADECIMENTOS: Registra-se o apoio do **CNPq** e do projeto **0626/96-SAGE, FINEP/RECOPE**.

REFERÊNCIAS

- [1] Butler R W, Finelli G B, *The Infeasibility of Quantifying the Reliability of Life-Critical Real-Time Software*, **IEEE Trans. on Software Eng.**, Vol. 19, no 1, Jan 1993, pp.1-12.

- [2] Praça J.C.G., Schilling M.Th., *Planejamento e Análise de Confiabilidade*, **Mundo Elétrico**, Dez 1984, pp. 28-29.
- [3] Schilling M.Th., Praça J.C.G., *O Setor Elétrico Brasileiro e a Análise de Confiabilidade, II Seminário de Confiabilidade - II SECON / SGC / GCPS, ELETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 25-26 Abr 1984.
- [4] Juseret R., *Reliability Criteria Used in Various Countries*, **Electra Cigré**, no 110, Jan 1987, pp. 67-101.
- [5] O'Riordan C. *et alii*, *Review of Adequacy Standards for Generation and Transmission Planning*, Ad-hoc Group 37-02, **Electra Cigré**, no. 150, Oct 1993, pp.67-85.
- [6] Gonzalez-Urdaneta G.E., *Reliability Criteria Used in South-America*, **IEEE Athens Power Tech**, Athens, Greece, 5-8 Sep 1993.
- [7] Billinton R. *et alii*, *An Approach to Evaluating System Well-Being in Engineering Reliability Applications*, **Reliability Eng and Syst Safety**, 50, 1995, pp.1-5.
- [8] Low L.S., Goel L., *Incorporating Deterministic Criteria in the Probabilistic Framework for Composite Generation and Transmission Systems*, paper 00CH37134C, **IEEE PES Summer Meeting**, Seattle, 16-20 Jul 2000.
- [9] Sanghvi A.P., Balu N.J., Lauby M.G., *Power System Reliability Planning Practices in North America*, **IEEE Trans on PWRs**, Nov 1991.
- [10] Chen J., McCalley J.D., *Comparison between Deterministic and Probabilistic Study Methods in Security Assessment for Operations*, **6th. PMAPS**, Funchal, Portugal, 25-28 Sep 2000.
- [11] Schilling M. Th., Fontoura Filho R.N., Praça J.C.G., Esmeraldo J.P.V., *Aplicação Prática de Critérios Probabilísticos*, **X SNPTEE**, CTBA/GPL/14, Curitiba, 01-05 Out 1989.
- [12] Billinton R., *Criteria Used by Canadian Utilities in the Planning and Operation of Generating Capacity*, **IEEE Trans. on PWRs**, Vol. 3, no.4, Nov 1988, pp.1488-1493.
- [13] APM Task Force, *Bulk Power System Reliability Criteria and Indices Trends and Future Needs*, **IEEE Trans. on PWRs**, Vol. 9, no.1, Feb 1994, pp.181-190.
- [14] Backes J. *et alii*, *Service Reliability in a Competitive Market Tools, Criteria and New Approaches for Risk Management and Monetary Evaluation*, **CIGRÉ**, 37/38/39-106, Paris, Session 2000.
- [15] Schilling M.Th., (Editor) *et alii*, *Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985)*, **Revista Brasileira De Engenharia, Cad Eng Elétrica**, Vol.2, no.2, Dez 1985, pp. 23-52.
- [16] Schilling M.Th., Billinton R., Leite da Silva A.M., El-Kady M.A., *Bibliography on Composite System Reliability (1984-1988)*; **IEEE Trans. on PWRs**, Vol. 4, no.3, Aug 1989, pp. 1122-1132.
- [17] Barros J.R.P., *Estrutura Metodológica para Obtenção de Planos de Expansão de Transmissão Otimizados e Procedimentos para Incorporação da Confiabilidade ao Planejamento*, **VI ERLAC**, Foz do Iguaçu, Mai 1995.
- [18] Lee S.T., Hoffman S, *EPRI-Launched Power Delivery Reliability Initiative*, s.d.
- [19] Silverstein B.L., Porter D.M., *Contingency Ranking for Bulk System Reliability Criteria*, **IEEE Trans. on PWRs**, Vol.7, No. 3, Aug 1992, pp.956-964.
- [20] Schilling M Th., Martelotta Soares N. H., Luz J.C.F., *Discernimento de Indicadores de Risco*, **Eletroevolução, CIGRÉ-BRASIL**, no. 13, Set 1998, pp. 30-38.
- [21] Schilling M.Th., Gomes P., Mello J.C.O, Nasser I.C., *Aferição da Qualidade Operativa da Rede Elétrica no Brasil*, **IV SEPOPE**, SP-28, Foz do Iguaçu, 23-27 Mai 1994.
- [22] Schilling M.Th., *Discriminação dos Níveis Adequados de Confiabilidade de Sistemas de Potência*, **IX CBA**, Vol.1, Vitória, 14-18 Set 1992, pp. 312-317.
- [23] Schilling M.Th., Marangon Lima J.W., *Parâmetros de Desempenho da Distribuição*, **XI SENDI**, CELESC, Blumenau, 13-18 Set 1992.
- [24] Massaud A.G., Schilling M.Th., Hernandez J.P., *Electricity Restriction Costs*, **IEE Proc Part C**, vol. 141, no. 4, Jul 1994, pp.299-304.
- [25] Allan R.N., Navarro-Sanchez H, *Uncertainty Considerations in the Pool Purchase Price in the England and Wales Electricity Supply Industry*, **IEE Proc Part C**, vol 141, no 2, May 1994, pp. 125-132.
- [26] Schneider E.E. *et alii*, *Custo Social do Déficit*, **CTEM / GCPS**, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Fev 1986.

PERFIL DOS AUTORES

PROF. MARCUS TH. SCHILLING formou-se pela PUC/RJ em 1974, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1979, 1985) pela COPPE/UFRJ. Trabalhou em Furnas, Eletrobrás, Universität Dortmund (Alemanha), Ontario Hydro (Canadá), PUC/RJ e CEPEL. Atualmente é Professor Titular do Depto de Eng. Elétrica da UFF e Consultor do ONS (schilling@ic.uff.br)

ENG^A ANDREA DE MATTOS REI JAVARONI formou-se pela UERJ em 1988, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1992, 1997) pela PUC/RJ. Trabalhou na Themag, PUC/RJ e CEPEL. Atualmente é Engenheira do ONS e Coordenadora do Grupo de Confiabilidade (andrea@ons.org.br)

ENG. NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES formou-se pela UERJ (1987) e está prestes a completar os requisitos para a obtenção do M.Sc. (2001), pela EFEI. Trabalhou na Eletrobrás durante 13 anos e atualmente é Engenheiro do ONS (neylhms@ons.org.br).

PROF. JOSÉ WANDERLEY MARANGON LIMA formou-se pelo IME em 1979, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1990, 1994) pela COPPE/UFRJ. Foi Engenheiro da Eletrobrás e atualmente é Professor Titular da EFEI e Coordenador do CESE (marangon@iee.efei.br).