



GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA

Marcus Schilling	Andrea Rei	Fernando França*	Dalton Camponês	Roberto Gomes
UFF / ONS	ONS / CEPEL	ONS	ONS	ONS

RESUMO

Este artigo apresenta uma diagnose abrangente e pioneira da evolução temporal dos níveis de risco elétrico, sob enfoque probabilístico, inerentes à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, projetada para o horizonte do Plano de Ampliações e Reforços - PAR 2002-2004, elaborado pelo ONS, em parceria com todos os agentes. O tema abordado é de grande relevância porque agrega contribuições variadas, quais sejam: (i) *Descreve em detalhes os critérios e procedimentos necessários para uma avaliação probabilística de riscos;* (ii) *Lança os fundamentos para o futuro uso rotineiro de indicadores de confiabilidade no processo de estabelecimento de ampliações e reforços da Rede Básica do SIN;* (iii) *Apresenta os valores inéditos dos riscos incorridos, ao longo do tempo, pela Rede Básica no horizonte 2002-2004.*

Palavras-chave: planejamento, ampliação, reforço, risco, confiabilidade, métodos probabilísticos, rede básica.

1.0 - INTRODUÇÃO

A existência de cenários de risco oriundos tanto da geração como da transmissão, situa o planejador na complexa missão de ter que sugerir prioridades de ampliações, reforços e melhorias do sistema elétrico, adequando da melhor forma as necessidades do mercado e os recursos disponíveis. Essa tarefa é hoje muito mais difícil, dado que o planejamento tem caráter *determinativo* na transmissão e *indicativo* na geração. Nessa conjuntura, o processo decisório ou meramente indicativo, relativo ao plano de obras a ser adotado é muito facilitado caso seja conhecido o nível de *robustez* de todas as alternativas de expansão passíveis de consideração. Por outro lado, deseja-se que, em princípio, os sistemas elétricos sejam planejados para atender ao critério *N-1*. Contudo, alguns fatores conjunturais, como a escassez de recursos financeiros, ou aspectos topológicos (e.g. sistemas radiais) podem dificultar a aplicação irrestrita deste critério. De qualquer modo, atendendo ou não ao critério *N-1*, o sistema está sujeito a riscos que não podem ser mensurados por análises puramente determinísticas tradicionais. Isto pode ser alcançado apenas com estudos capazes de modelar as *incertezas* do sistema. A avaliação dos diferentes níveis de robustez das possíveis alternativas de expansão do sistema é passível de obtenção mediante a denominada *análise probabilística preditiva de confiabilidade*. Em outras palavras, a análise probabilística de confiabilidade é um mero tratamento eficiente de um conjunto combinatorialmente vasto

de alternativas possíveis, com chances de ocorrência reduzidas e diferenciadas, cujas análises individualizadas não seriam factíveis, pelo próprio caráter essencialmente combinatorial do problema. Essas análises podem ser aplicadas a um conjunto bastante extenso de estudos, envolvendo horizontes de curto ou longo prazo, avaliações globais do SIN ou restritas a regiões e áreas de interesse. As informações provenientes destas avaliações fornecem ao analista do sistema, operador ou planejador, subsídios importantes, que agregados aos resultados de outras análises permitem melhor gerenciamento de recursos.

De forma sucinta, o objetivo básico dos métodos probabilísticos incorporados aos procedimentos de ampliações, reforços e melhorias do SIN, consiste em avaliar, em bases quantitativas, os níveis de risco compatíveis com um padrão aceitável de atendimento aos consumidores e que permita, simultaneamente, uma *redução responsável e controlada nos investimentos de expansão em relação àqueles que seriam estabelecidos quando do emprego de metodologias puramente determinísticas*. Em consequência, a avaliação da confiabilidade do sistema, sob enfoque probabilístico, tende a se constituir, paulatinamente, como alternativa atrativa em relação aos métodos denominados determinísticos, nos quais a noção de confiabilidade está também implícita. Essa tendência de utilização de metodologias probabilísticas no planejamento do sistema é impulsionada, em última análise, *pelo custo global comparativamente menor que pode advir no caso de sistemas planejados e operados com base no enfoque probabilístico*. Esta redução de custos é, naturalmente, função do nível de risco tomado como aceitável [1]. Cabe observar que o sistema elétrico brasileiro já foi submetido a diversas avaliações de confiabilidade, registradas na literatura [2-14]. *Não obstante, os resultados aqui apresentados podem ser considerados inéditos porque nas investigações anteriores o enfoque sempre foi pontual, sem preocupação com a evolução temporal do risco do sistema, representado pelo crescimento vegetativo da carga, simultaneamente com as ampliações na topologia do sistema.*

2.0 - ESCOPO E PREMISSAS

A avaliação de indicadores de confiabilidade de sistemas de potência é função de um conjunto amplo de condicionantes, que devem ser detalhadamente explicitados quando da apresentação dos resultados obtidos. Fornecido um conjunto

* Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS, Rua da Quitanda 196, 20º a, CEP:20091-005, Rio de Janeiro,RJ - BRASIL
Tel.: (0xx21) 2203 9688 - Fax: (0xx21) 2203 9420 - C-ele: ffranca@ons.org.br

de dados e uma ferramenta computacional qualquer, as informações associadas à análise de confiabilidade encetada devem ser rigorosamente registradas de tal forma que diferentes analistas consigam reproduzir essencialmente os mesmos resultados numéricos se as premissas originalmente estabelecidas forem observadas. No caso particular do sistema elétrico brasileiro, diversas peculiaridades adicionais devem também ser levadas em conta. Foram realizadas avaliações para os casos do ciclo 2002-2004 do Plano de Ampliações e Reforços, utilizando-se o programa computacional NH2. A tipologia da análise realizada fica caracterizada através dos seguintes aspectos [15-16]:

Quanto ao tipo e objetivo do estudo: Os estudos visaram identificar os impactos do crescimento da carga e das alterações da Rede Básica na evolução dos níveis de riscos associados ao ciclo 2002-2004 do Plano de Ampliações e Reforços. Tratam-se, portanto, de avaliações preditivas de longo prazo.

Quanto à abrangência espacial: Trata-se de uma avaliação de confiabilidade composta (NH-2), na qual são representados geradores, circuitos da Rede Básica e sistemas de subtransmissão, conforme os casos de fluxo de potência do PAR. Todo o sistema brasileiro interligado (SIN) foi tratado. Foram representados cerca de 3121 nós e 4486 ramos.

Espaço de estados probabilísticos: Toda a Rede Básica (linhas e transformadores) foi representada utilizando um modelo Markoviano de dois estados. Foram também representados os chamados transformadores de fronteira, entendidos como os que conectam as tensões da Rede Básica àquelas de nível inferior (igual ou menor que 138 kV). Não foram modeladas as incertezas dos sistemas de subtransmissão e distribuição, bem como as do sistema de geração e das fontes primárias de energia, uma vez que em cada processamento computacional de confiabilidade, um único cenário de despacho foi contemplado. Deste modo, os resultados refletem apenas impactos de incertezas no sistema de transmissão (Rede Básica), ou seja, linhas de transmissão, trafos de malha e trafos de fronteira.

Quanto à abrangência temporal: Tratam-se de avaliações preditivas, restritas a uma seqüência de avaliações pontuais no tempo, cada uma delas associada a um único patamar de carga. Cada avaliação reflete uma nova topologia consoante o PAR. Para cada um dos três anos do horizonte do PAR, são investigados os meses de fevereiro, junho e dezembro.

Quanto a natureza dos modos de falha: Foram tratados dois modos de falha e suas combinações, em regime permanente. O primeiro foi a *continuidade* de atendimento, refletindo aspectos relacionados a cortes de carga devido a ilhamentos. O outro modo de falha, denominado *adequação*, reflete a presença de sobrecarga nos elementos de transmissão e/ou de violações nos limites superiores e inferiores especificados para as tensões. Não foram tratados modos de falha de segurança, associados a fenômenos dinâmicos ou transitórios.

Modelos: Do ponto de vista determinístico, foram adotados os mesmos modelos elétricos utilizados nos casos do PAR para geradores, linhas de transmissão, transformadores e carga. Os elos de corrente contínua, como as interligações com Itaipu e com a Argentina, foram representados como injeções de potência constante. Capacitores controláveis (TCSC) foram representados como elementos de compensação série. Compensadores estáticos foram representados como compensadores síncronos. Para quase todos os barramentos não foram adotados modelos especiais para a carga, sendo esta considerada constante, com único patamar, sem incertezas. Entretanto, para uns poucos barramentos do sistema N/NE, a carga foi modelada como um funcional da tensão, em consonância com os casos de fluxo

de potência do PAR. Num único exemplo, procedeu-se a uma composição dos patamares de cargas pesada, média e leve.

Dados: A maior parte dos dados determinísticos usados constam nos casos originais de fluxo de potência, provenientes do PAR, como topologia da rede, parâmetros dos circuitos e cargas nos barramentos. Os valores dos limites de carregamento dos circuitos são muito importantes para as avaliações de confiabilidade, uma vez que os resultados obtidos sofrem alterações em função destes valores. Como o foco dos estudos é a Rede Básica, os limites de carregamento dos circuitos de subtransmissão e distribuição não foram considerados. Isto equivale a considerar tais elementos com capacidade de transmissão infinita, sem possibilidade de se registrar qualquer tipo de violação por sobrecarga nesses elementos. Para os circuitos da Rede Básica foram adotados os limites de carregamento declarados nos anexos dos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), pois constituem informação oficial disponibilizada pelos agentes de transmissão. Como não há diferenciação entre limites normais e de emergência, foram adotados os mesmos valores para ambos. Os dados probabilísticos usados foram os da Tabela 1. Esses dados foram obtidos do histórico do sistema brasileiro, em função do nível de tensão, conforme registrado em [17-18]. Não foi modelada nenhum tipo de vinculação nem efeitos de proteção sistêmica.

Tabela 1- Dados da Rede Básica Brasileira [17-18]

Tensão (kV)	Taxa de Falha p/ LT (falhas/km.ano)	Reatância Média (% / km) ¹	Tempo Médio de Reparo (horas)
<i>LINHAS DE TRANSMISSÃO</i>			
69		0,6334	
88		0,6070	
138	0,04092	0,260	2,958
230	0,01981	0,0740	2,286
345	0,01804	0,0316	3,142
440	0,01057	0,0166	3,411
500, 525	0,01382	0,0127	1,521
765	0,00978	0,005786	14,635
Taxa de Falha p/ Trafos (falhas/unidade.ano)			
todas	0,11		40,0

(1) Base = 100 MVA

Procedimentos: A fase de simulação foi dividida em três sub-etapas: preparação de caso-base, preparação dos dados de confiabilidade e processamento da confiabilidade. A primeira etapa consistiu em gerar casos-base para a análise de confiabilidade, a partir dos casos utilizados nos estudos do PAR. Para cada ano do ciclo tem-se 6 casos: *Fevereiro carga pesada, Fevereiro carga média, Junho carga pesada, Junho carga média, Junho carga leve, Dezembro carga pesada*. Os casos de confiabilidade não devem apresentar qualquer tipo de violação operativa como sobrecargas, violações de tensão e violações de geração de potência ativa e reativa. Caso sejam identificadas quaisquer violações nos casos originais do PAR as mesmas devem ser adequadamente eliminadas através de ajustes nos casos. A etapa de preparação dos casos-base de confiabilidade abrange também a inclusão de dados determinísticos não registrados nos casos originais do PAR, como limites de carregamento de linhas de transmissão, faixas de variação da tensão em barramentos, limites de geração de potência ativa e reativa. A etapa de preparação dos dados de confiabilidade consiste na inclusão dos dados estocásticos dos elementos e parâmetros próprios da análise de confiabilidade, como definição de áreas de monitoração e controle e listas de contingências. A etapa de processamento consiste na definição de opções de processamento e no processamento do caso, propriamente dito. Nas avaliações realizadas, o sistema de transmissão foi segmentado em (i) linhas de transmissão da Rede Básica; (ii) transformadores de malha ou internos à Rede Básica, ou seja, aqueles cujas tensões dos lados de alta e de baixa são superiores ou iguais

a 230 kV; e (iii) transformadores da fronteira da Rede Básica, ou seja, aqueles cuja tensão do lado de alta é superior ou igual a 230 kV e a tensão do lado de baixa é inferior a 230 kV. Assim, de cada caso original do PAR foram criados três novos casos, em função dos equipamentos com representação de limite de carregamento. Para o primeiro, referenciado doravante como casos *Tipo A*, foram considerados os limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores internos e transformadores de fronteira. Para o segundo caso, referenciado como *Tipo B*, foram considerados apenas os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores internos. Os transformadores de fronteiras foram considerados de capacidade infinita, não estando assim sujeitos a sobrecargas. Finalmente, para o terceiro caso, *Tipo C*, foram considerados apenas os limites de carregamento das linhas de transmissão, sendo os transformadores internos e os de fronteira considerados como de capacidade infinita. Todos os casos com os ajustes originais apresentavam algum tipo de violação, que eram locais e de pequenas proporções, ou decorrentes de problemas sem solução de planejamento. Todas as violações foram eliminadas de modo adequado, através de ajustes em variáveis de controle, como despachos e tensões em barras controladas, relaxamento de limites operativos ou mesmo cortes de carga seletivos. Estas medidas foram imprescindíveis uma vez que os casos-base de confiabilidade não podem apresentar qualquer tipo de violação operativa.

Metodologia: Em todas as simulações realizadas as regiões de controle e de monitoração foram idênticas, compreendendo todo o sistema. A definição do espaço de estados é outro aspecto essencial para uma avaliação de confiabilidade. Assim, deve-se notar que ao longo do ciclo do PAR, a Rede Básica sofre alterações com a inclusão de novos elementos ou reconfiguração de elementos já existentes, o que altera o espaço de estados. Este aspecto foi estritamente observado na investigação encetada. Quando da utilização da técnica de enumeração de estados é necessário definir uma lista de contingências. Foram realizadas investigações considerando contingências em todos os elementos que compõem o espaço de estados para os casos Tipo A, Tipo B e Tipo C, mencionados anteriormente. Para os casos Tipos B, que não consideram contingências e representação de limites de carregamento para os transformadores de fronteira, foram realizadas também investigações com estratificação das contingências por nível de tensão.

3.0 - PROCESSAMENTO

No processamento dos casos de confiabilidade foram utilizadas as técnicas de enumeração de estados e de simulação Monte Carlo não seqüencial. A técnica de enumeração foi utilizada na maior parte das análises e pressupõe a definição de uma lista de contingências. Esta lista contém elementos de transmissão, sendo avaliadas somente contingências simples. Foi adotada uma tolerância igual a 10^{-15} , ou seja, são desprezados todos os estados com probabilidade de ocorrência inferior a este valor. Na técnica de simulação Monte Carlo foram realizadas contingências simples e de ordem superior em todos os elementos com representação de incertezas. Foi adotada tolerância de 5% para convergências dos índices de probabilidade de perda de carga e energia não suprida. Para registro da monitoração preditiva da confiabilidade foram selecionados apenas quatro índices. A probabilidade de perda de carga (PPC) visa enfatizar o modo de falha de continuidade de atendimento à demanda em sua forma mais simples, enquanto a energia não suprida (ENS) privilegia a faceta do risco inerente ao sistema, considerando a profundidade dos impactos. A normalização da ENS é ilustrada pela Severidade (SEV) e sua apresentação permite o posterior enquadramento do sistema nos paradigmas internacionais. Finalmente, o aspecto da temporalidade dos modos de falha foi capturado aproximadamente através da frequência de perda de carga

(FPC). Neste artigo, por razões de espaço, maior ênfase será dada ao índice de **severidade** (medida em minutos).

4.0 - RESULTADOS

Evolução Temporal dos Níveis de Risco: O estudo da evolução da confiabilidade do ciclo 2002-2004 do PAR foi realizado com base nos casos do Tipo B considerando-se contingências em todos os níveis de tensão. Para cada caso, foram realizadas simulações utilizando-se a técnica de enumeração de estados para contingências simples e a técnica de simulação Monte Carlo. Do ponto de vista teórico e ideal, o sistema é planejado para atender ao critério N-1. Contudo, os resultados da avaliação de contingências simples, pela técnica de enumeração de estados, *mostraram que tal critério não é observado na prática, pois, caso contrário, todos os índices seriam nulos*. Deve-se notar que estes resultados refletem o impacto de contingências em linhas de transmissão, transformadores internos e transformadores de fronteira da Rede Básica. Sabe-se também que muitos transformadores de fronteira apresentam-se em circuitos singelos, cuja perda produz cortes de carga. Este é um dos motivos que inviabilizam, na prática, o atendimento efetivo do critério n-1.

É interessante observar que todos os índices monitorados e a severidade em particular, apresentaram um comportamento aproximadamente estacionário e monotônico a partir de 2003, com redução nos níveis dos índices se comparados a 2002, mas com pequena redução da confiabilidade em 2004 (vide Fig 1 e Tab 2). Isso sugere que com o elenco de ampliações e reforços propostos foi possível manter aos níveis de confiabilidade dentro de faixas estreitas de variação. *Esse resultado é muito significativo porque pode servir como base para a fixação dos paradigmas preliminares de confiabilidade a serem doravante perseguidos*.

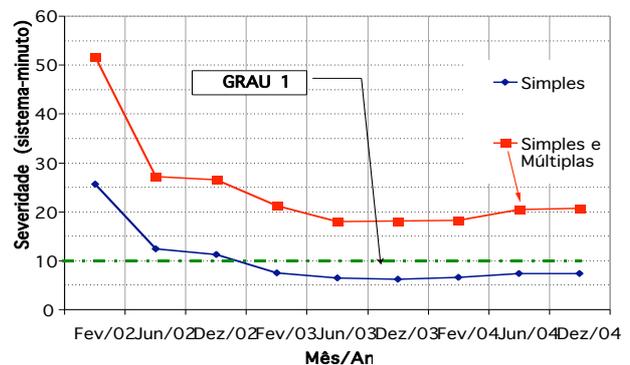


Figura 1 – Evolução Temporal da Severidade do SIN

Tabela 2 – Severidade (min) por Tipo de Contingência

	2002			2003			2004		
	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez
<i>Simples</i>	25,6	12,4	11,2	7,5	6,4	6,3	6,6	7,5	7,4
<i>Simples e Múltiplas</i>	51,7	27,1	26,6	21,3	18,0	18,2	18,3	20,5	20,7

A utilização da técnica de simulação Monte Carlo permite avaliar contingências de diversas ordens, simples e múltiplas. Comparando-se os resultados desta técnica com aqueles obtidos da enumeração de apenas contingências simples, *observou-se que as contingências múltiplas de transmissão têm grande influência na confiabilidade do sistema elétrico brasileiro*. No estudo em pauta notou-se que os valores dos índices considerando-se contingências de diversas ordens são cerca de 2 a 3 vezes superiores aos índices das contingências simples. Conforme salientado em [22], o índice

Severidade possui um sistema de classificação (vide Tab 3), que possibilita uma comparação entre sistemas distintos. De acordo com esta classificação e os resultados da Tabela 2, nota-se que a Rede Básica tende a uma classificação *Grau 1*, i.e. *não grave*, quando considerando contingências simples. Se consideradas também as contingências múltiplas o sistema é então classificado como *Grau 2 (grave)*.

Tabela 3 - Classificação do Risco pela Severidade [22]

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

Os resultados na Tabela 2 foram obtidos para carga pesada e podem ser considerados conservativos, uma vez que os níveis de carga pesada duram apenas algumas poucas horas por dia. A Tabela 4 e a Figura 2 mostram os resultados do índice de Severidade obtidos considerando-se os patamares de carga pesada, média e leve, para o mês de junho de cada ano. Nota-se uma redução significativa da severidade quando da redução da carga pesada para a média. Admitindo-se uma curva de carga tal que os níveis pesada, média e leve representem 20%, 50% e 30% do tempo, respectivamente, obtém-se o índice de severidade global apresentado. Observa-se que este índice global aproxima-se do resultado obtido para a carga média, dada a significativa permanência deste patamar.

Tabela 4- Severidade p/ Curva de Carga em Junho

Carga	2002	2003	2004
Pesada	12,39	6,45	7,45
Média	8,60	4,46	5,70
Leve	7,58	4,23	4,41
Global	9,05	4,79	5,57

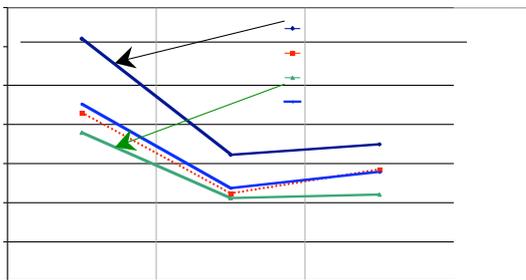


Figura 2 - Severidade de Junho c/ 3 Patamares de Carga
Riscos Inerentes dos Níveis Tensão: O sistema de transmissão não é homogêneo, possuindo elementos diferentes, como linhas e transformadores, em diversos níveis de tensão e em configurações distintas, como sistemas singelos, múltiplos ou malhados. Portanto é importante

identificar a contribuição destes aspectos na confiabilidade global. A avaliação da contribuição de cada nível de tensão do sistema de transmissão da Rede Básica na confiabilidade global foi realizada utilizando-se a técnica de enumeração de estados, considerando-se apenas contingências simples. Pouco mais da metade (55%) dos circuitos analisados são de 230 kV, sendo cerca de 33% localizados nos sistemas S/SE/CO e cerca de 22% nos sistemas N/NE. Os circuitos de 440 kV representam a menor parcela do sistema de transmissão, correspondendo em média a 6% do total de elementos. A Tabela 5 resume a participação percentual média de cada nível de tensão no total de circuitos considerados nas análises de contingências. Os resultados da avaliação de risco por nível de tensão são mostrados na Tabela 6 e Figuras 3 e 4, sob o ponto de vista da severidade.

Tabela 5- Percentual de Contingências por Tensão

Tensão kV	500 S/SE	500 N/NE	440	345	230 S/SE	230 N/NE
Fração (%)	13	10	6	16	33	22

Tabela 6 - Severidade da Rede por Nível de Tensão

kV	2002			2003			2004		
	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez
S/SE/CO	500	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,04
	440	0,0	0,5	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
	345	2,9	2,8	1,6	1,4	1,1	0,7	0,8	1,3
	230	1,7	1,4	1,5	1,6	1,0	1,0	1,0	1,7
N/NE	500	12,7	2,5	2,7	0,9	0,8	0,9	1,2	1,3
	230	8,3	5,0	5,4	3,7	3,2	3,6	3,6	3,1
500 a 230 k	25,6	12,4	11,2	7,5	6,4	6,3	6,6	7,5	7,4

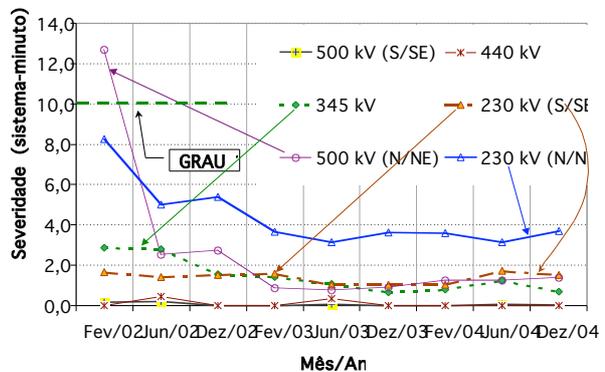


Figura 3 - Evolução da Severidade por Nível de Tensão

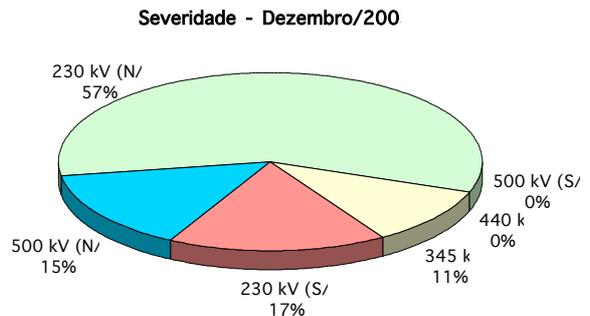


Figura 4 - Debilidades da Rede Básica (Dez/2003)

Pode-se observar que:

- Os sistemas de 500 kV e 440 kV da região S/SE/CO, destacam-se pelos baixos níveis relativos de risco, praticamente atendendo ao clássico critério N-1, na maior parte das simulações;

- O sistema de 230 kV da região N/NE tem baixa confiabilidade, se comparado aos demais níveis de tensão. O sistema de 230 kV da região S/SE/CO também apresenta-se fragilizado. Uma explicação plausível para o desempenho degradado da malha de 230 kV da Rede Básica brasileira poderia invocar a característica essencialmente radial desse nível de tensão;

- Nota-se um acentuado gradiente de risco, no sentido de sua redução, para o sistema de 500 kV do N/NE, no período entre fevereiro de 2002 e junho de 2002. A partir de 2003 este sistema apresenta níveis similares ao sistema de 345 kV.

- A Figura 3 registra um importante resultado indicando que, salvo o nível de tensão de 230 kV da região N/NE, todo o restante da malha apresenta uma severidade inferior a 2 minutos, a partir de Dezembro/2002 (um único ponto da malha de 500 kV do N/NE viola essa afirmação), sendo assim classificado como Grau 1 (não grave). Esse resultado é relevante porque o indicador severidade é normalizado e se presta para comparações entre sistemas distintos. Além disso, o comportamento quase estacionário e reduzido do indicador sugere uma boa prática de planejamento e fornece um excelente subsídio para a fixação de um critério probabilístico de ampliações e reforços. Não obstante, cumpre aqui lembrar que as condições de simulação adotadas foram extremamente severas para a avaliação de risco (apenas a carga pesada foi simulada).

Funções da Malha de Transmissão: Conforme descrito anteriormente, o sistema de transmissão foi segmentado em linhas de transmissão, transformadores internos (ou de malha) e transformadores de fronteira da Rede Básica. Este procedimento permite avaliar a contribuição de cada segmento nos índices de confiabilidade, fornecendo informações importantes para a gestão da risco da Rede Básica.

A Tabela 7 e a Figura 5 mostram as principais características destes três casos. Para os casos *Tipo A* são analisadas contingências nos três segmentos. Nos casos *Tipo B* não são analisadas contingências nos transformadores de fronteira. Finalmente, os casos *Tipo C* avaliam apenas as contingências em linhas de transmissão da Rede Básica. Observa-se que os casos *Tipo C* são subconjuntos dos casos *Tipo B*, que por sua vez são subconjuntos dos casos *Tipo A*. Isto significa que estes últimos possuem um maior número de contingências analisadas, estando associados conseqüentemente aos menores níveis de confiabilidade. Os casos *Tipo C* possuem níveis mais elevados de confiabilidade, estando portanto os casos *Tipo B* associados a níveis intermediários.

Observa-se que os casos *Tipo C* e *Tipo B* possuem níveis de confiabilidade bastante próximos, mostrando que contingências nos transformadores internos à Rede Básica têm impacto reduzido na confiabilidade, representando aumentos que variam entre 10 e 30%. Os níveis de risco sofrem boa redução a partir de 2003, mantendo-se estacionários a partir de então. Por outro lado, os níveis de confiabilidade mostram-se bastante sensíveis a contingências nos transformadores de fronteira, representando aumentos nos índices que podem chegar a 200%, quando considerados nas análises. Nota-se também que a evolução da confiabilidade destes casos é diferente daquela observada para os casos *Tipo C* e *Tipo B*, não sendo possível identificar uma tendência de redução ou estabilização dos níveis de confiabilidade.

Portanto, a função acesso à rede básica, via trafos de fronteira, é a grande responsável pela degradação da confiabilidade da malha de transmissão brasileira. Esse resultado é importantíssimo porque subsidia a alocação de

responsabilidades no que concerne o desempenho global do sistema elétrico nacional. Embora a função transformação, via trafos de malha, também agregue risco à rede básica, o montante agregado é significativamente inferior àquele oriundo da função acesso ou repasse.

Tabela 7 - Severidade por Função de Transmissão

	2002			2003			2004		
	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez	Fev	Jun	Dez
Linhas + Tr. M + Tr. F	38,9	26,6	18,0	17,4	20,2	12,5	13,1	17,6	14,8
Linhas + Tr. M	25,6	12,4	11,2	7,5	6,4	6,3	6,6	7,5	7,4
Linhas	23,0	10,3	9,9	6,3	5,2	5,3	5,2	5,9	5,7

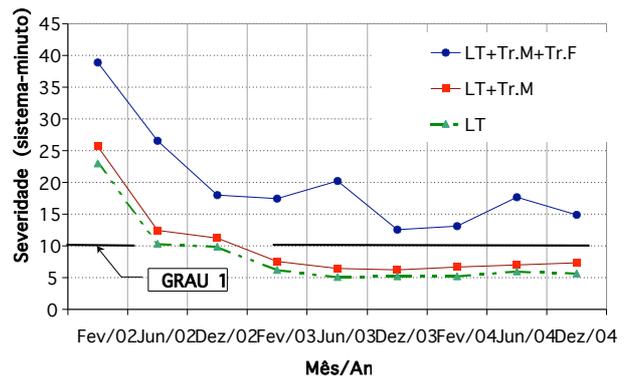


Figura 5 - Severidade Discriminada por Função

Contribuições dos Modos de Falha: Modos de Falha representam condições para as quais são identificados eventos não desejados ou violações. Como já foi comentado, os tipos básicos de modos de falha são a perda de continuidade de suprimento (ilhamento), sobrecarga e violação de tensão (sobretensão ou subtensão). Estes modos de falha podem ocorrer isoladamente ou combinados, tendo-se portanto 7 alternativas, conforme a Tabela 8. Nota-se então que no Brasil, o modo de falha *fluxo* é preponderante, uma vez que em cerca de metade dos casos são identificadas sobrecargas, isoladas ou combinadas com outras violações. Problemas de tensão foram identificados em pouco mais de 35% dos casos. Ilhamentos representam a menor causa de problemas no sistema, sendo identificados em cerca de 20% dos casos.

Tabela 8 - Modos de Falha da Rede Básica

Modos de Falha Disjuntos	Contribuição Média (%)
Ilhamento	17
Fluxo	42
Tensão	22
Fluxo e Ilhamento	< 2
Tensão e Ilhamento	< 2
Tensão e Fluxo	13
Fluxo, Tensão e Ilhamento	< 2

Benefícios da Interligação Norte/Sul na Confiabilidade do SIN: A Tabela 9 mostra os resultados de uma investigação visando a comparação dos indicadores de confiabilidade globais da área de monitoração abrangendo toda a rede básica no Brasil (vide coluna 3), com aqueles restritos às duas grandes macro-regiões elétricas do País (N/NE e S/SE/CO). Observa-se inicialmente que na coluna (3) os resultados referem-se à situação na qual monitoram-se as violações em toda a rede básica brasileira. Nos três casos analisados o conjunto de contingências aplicado foi sempre o mesmo (rede

de transmissão completa). Os recursos para a eliminação de violações também foram os mesmos e também abrangem

Tabela 9 - Confiabilidade das Macro-Regiões da Rede

Identificação do Caso: Rede Básica modelada c/ funções de transmissão, transformação e repasse, PAR, ciclo 2002-2004, Dezembro, 2004, Carga Pesada.			
Região para Monitoração de Violações e Cálculo de Índices	(1) <i>N/NE</i>	(2) <i>S/SE/CO</i>	(3) <i>Brasil</i>
Região de Controle e Contingências	Brasil	Brasil	Brasil
Espaço de Estados	rede básica	rede básica	rede básica
Conjunto de Contingências	rede básica	rede básica	rede básica
Tipo de Análise	enumeração simples da transmissão	enumeração simples da transmissão	enumeração simples da transmissão
Probabilidade de Violação no Sistema PVS (%)	5,522	9,016	12,080
PPC (%)	1,48	2,72	3,66
ENS (MWh/ano)	6069	8248	14853
FPC(ocorr/ano)	34,92	38,46	62,3
SEV (min)	30,09	10,34	14,84
Carga total na região (MW)	12103	47840	60057

todo o sistema. Observa-se finalmente que o espaço probabilístico de estado também foi idêntico em todos os três casos (rede de transmissão completa), de forma a viabilizar uma comparação consistente de resultados. Na coluna (1) registra-se o caso onde as violações no sistema são monitoradas apenas na região N/NE, porém permitindo-se uma eventual atuação de controles na região S/SE/CO, caso necessário, para tentar eliminar as violações da própria região N/NE, usando o fluxo na interligação. Na coluna (2) a situação investigada é exatamente inversa. Caso os subsistemas N/NE e S/SE/CO fossem completamente desacoplados, sob o ponto de vista de propagação de risco através da interligação Norte/Sul, os índices do Brasil (coluna 3) seriam exatamente a soma dos índices das colunas 1 e 2. Assim, as discrepâncias verificadas apontam indiretamente o grau de acoplamento entre os dois grandes subsistemas da malha brasileira, sob o ponto de vista de níveis de risco, bem como a influência da interligação na confiabilidade do SIN.

Sob o ponto de vista da **PPC**, a soma dos valores dos dois subsistemas atinge $(0,0148 + 0,027 = 0,042 \text{ pu})$. O módulo da diferença entre esse valor e o valor relativo ao risco $(0,0366)$ da malha Brasil (coluna 3) é de $0,0054 \text{ pu}$. Essa diferença corresponde a um percentual de $14,8 \%$ em relação ao risco da malha Brasil completa, sendo um indicador do grau de acoplamento entre os dois subsistemas. Para a **PPC**, a soma dos índices dos subsistemas é superior ao valor da malha Brasil, indicando o aspecto do *benefício* da interligação para o sistema brasileiro. A análise da frequência é similar à da **PPC**.

Já sob o ponto de vista da **ENS** nota-se que a soma dos dois subsistemas $(6069 + 8248 = 14317 \text{ MWh/ano})$ é inferior ao valor da malha Brasil (14853 MWh/ano) . O módulo da diferença equivale a $3,6\%$ do valor da malha Brasil. Esse resultado deve ser visto com cautela, já que uma análise desavisada poderia concluir que a interligação degrada a confiabilidade global, já que a soma dos valores dos dois subsistemas é inferior àquele relativo ao Brasil. Entretanto deve ser aqui lembrado que os dois subsistemas se diferenciam em três aspectos fundamentais para a avaliação da **ENS**:

- (i) as capacidades de geração instalada, os parques geradores e mercados dos dois subsistemas são muito diferentes. Em particular, a soma das cargas dos dois subsistemas $(12103 + 47840 = 59943 \text{ MW})$ é inferior (114 MW) à carga do sistema Brasil (60057 MW) . Isso deve-se à técnica de modelagem das perdas e delimitação de regiões adotada nas simulações. Ressalte-se ainda que a interligação é modelada como área independente;
- (ii) a natureza das topologias dos dois subsistemas é bastante diversa (tensões diferentes, N/NE mais radial, S/SE/CO mais malhado;
- (iii) os recursos de controle das duas regiões são também naturalmente distintos.

Esse tipo de resultado já foi notado na literatura [19] e constitui um tópico clássico, originando a motivação para a criação do indicador de severidade. Por tratar-se de um indicador normalizado, a **severidade** admite a comparação entre sistemas de porte diferenciado, como é o caso aqui enfocado. Assim observa-se que a soma das severidades $(30,09 + 10,34 = 40,43 \text{ min})$ dos dois subsistemas ultrapassa significativamente a severidade do sistema nacional interligado $(14,84 \text{ min})$, nitidamente indicando o grande *benefício* da interligação. Deve-se notar que o valor do SIN é intermediário entre os valores dos dois subsistemas, denotando um reduzido ônus para o sistema S/SE/CO e um acentuado ônus para o sistema N/NE.

Finalmente cabe observar que a comparação dos indicadores **PVS** e **PPC** mostra de forma irrefutável os benefícios da operação coordenada do sistema, mormente com a entrada da interligação (o índice **PVS** indica os níveis de risco do sistema antes da atuação coordenada das medidas corretivas usadas para a eliminação das violações).

5.0 - CONCLUSÕES

Teoricamente, os sistemas elétricos são planejados para atender ao critério N-1. Contudo, alguns fatores conjunturais, como escassez de recursos financeiros, impossibilita a aplicação irrestrita deste critério. De qualquer modo, atendendo ou não ao critério N-1, o sistema está sujeito a riscos que não podem ser mensurados por análises determinísticas tradicionais. Análises de confiabilidade podem ser aplicadas a um conjunto bastante extenso de estudos, envolvendo horizontes de curto ou longo prazo, avaliações globais do sistema ou restritas a regiões e áreas de interesse. As informações provenientes destas avaliações fornecem ao analista do sistema, operador ou planejador, subsídios importantes que agregados aos resultados de outras análises permitem melhor gerenciamento de recursos. Os resultados apresentados neste artigo compreendem apenas algumas possibilidades de investigações, cujos objetivos eram o de avaliar a evolução da confiabilidade global do sistema no que se refere a impactos de contingências de transmissão. Os resultados aqui discutidos podem ser considerados inéditos para o sistema brasileiro, uma vez que até então as avaliações de confiabilidade eram realizadas apenas de forma pontual, sem preocupação com a evolução temporal do nível de risco do sistema. Entre as principais constatações alcançadas, podem ser destacadas as seguintes:

- Foi constatado que o sistema brasileiro planejado estudado não atende ao critério "n-1" de planejamento. Apenas os sistemas de transmissão de 500 kV e 440 kV das regiões Sudeste e Sul mostram-se aproximadamente compatíveis com tal critério;
- Apesar de não consideradas como critério de planejamento do sistema brasileiro, foram avaliadas também contingências múltiplas de transmissão, observando-se que as mesmas têm forte influência nos níveis de risco do sistema;
- Notou-se também que a região Norte / Nordeste apresentou um desempenho bastante inferior ao observado para a região Sul / Sudeste / Centro-oeste,

especialmente o sistema de 230 kV, demonstrando a grande diferença entre este dois subsistemas. O sistema das regiões S/SE/CO apresentou malhas robustas de 500 kV e 440 kV, em oposição dos subsistema N/NE que possui longos troncos de 500 kV de configuração mais radializada. O mesmo também foi observado nos níveis mais baixos de tensão da Rede Básica (230 kV).

6.0 - RECOMENDAÇÕES

Os resultados mostrados ressaltam a riqueza das informações resultantes de estudos de confiabilidade. Assim, recomenda-se a repetição rotineira e regular da análise encetada, visando a consolidação de critérios probabilísticos de planejamento validados pela experiência [20,21]. Recomenda-se também o aperfeiçoamento da investigação realizada contemplando os seguintes tópicos:

- realização de análises detalhadas de subsistemas (por exemplo, áreas metropolitanas no entorno das capitais);
- introdução da modelagem de aspectos energéticos, contemplando cenários de despachos diversificados;
- representação das incertezas do parque gerador de forma individualizada e compatível com os estudos de reserva girante;
- tratamento aperfeiçoado das incertezas da transformação;
- tratamento simultâneo de vários patamares de carga considerando as incertezas;
- análise da influência da malha de transmissão da rede não básica;
- aferição dos riscos inerentes ao critério n-1 e fixação preliminar de paradigmas probabilísticos [20,21];
- cálculo de indicadores econômicos, como custos de perdas e custos de energia não suprida;
- exploração de indicadores de sensibilidade (multiplicadores de Lagrange);
- modelagem de vinculações de contingências e proteção sistêmica;
- modelagem da confiabilidade de subestações;
- quantificação da influência de diferentes estratégias de controle, monitoração, despacho, fixação de limites de carregamento e tensão.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Praça J.C.G., Schilling M.Th., Planejamento e Análise de Confiabilidade, Mundo Elétrico, pp. 28-29, Dez 1984.
- (2) Schilling M.Th., (Editor) *et al.*, Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985), Rev. Bras. de Engenharia, Caderno de Eng. Elétrica, Vol.2, n.2, pp. 23-52, Dez 1985.
- (3) Subgrupo de Confiabilidade (SGC), Schilling M.Th. (Editor), Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro, VIII SNPTEE, GPL/08, São Paulo, Mai 1986.
- (4) SGC, Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Transmissão Brasileiro Planejado, IX SNPTEE, GPL/07, Belo Horizonte, Out 1987.
- (5) Cunha S.H.F. *et al.*, Composite Generation /Transmission Reliability of the Brazilian Southern/Southeastern System, 2nd. PMAPS, Oakland, 1988.
- (6) SGC, Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro, X SNPTEE, GPL, Curitiba, 1989.
- (7) Fontoura Filho R.N. *et al.*, Desenvolvimento de um Modelo de Confiabilidade Composta para o Sistema Brasileiro, X SNPTEE, GPL, Curitiba, 1989.
- (8) Mello J.C.O. *et al.*, Confiabilidade de Sistemas de Geração / Transmissão de Grande Porte, Projeto NH2, XI SNPTEE, GPL, Rio de Janeiro, Out 1991.
- (9) Melo A.C.G. *et al.*, Avaliação Probabilística do Desempenho do Sistema Interligado Brasileiro, IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, Mai 1994.
- (10) Schilling M.Th., Gomes P., J.C.O Mello, Nasser I.C., Aferição da Qualidade Operativa da Rede Elétrica no Brasil, IV Sepope, Sp-28, Eletrobrás/Itaipu/Cigré, Foz do Iguaçu, Mai 1994.
- (11) Silveira M.A.N. *et al.*, Determinação da Confiabilidade Composta do Sistema Sul - Sudeste Brasileiro, XIII SNPTEE, GPL, Florianópolis, 1995.
- (12) Sá Jr. C.L. C. *et al.*, Reliability Studies in the Short - Term Operations Planning: The Brazilian Experience, 5th. PMAPS, Vancouver, 1997.
- (13) Ribeiro J.R. *et al.*, Influência dos Esquemas de Controle de Emergência do Sistema de Transmissão em 765 kV na Confiabilidade do Sistema Brasileiro, XIV SNPTEE, GAT, Belém, 1997.
- (14) Pinheiro J.M.S. *et al.*, Impacto das Transações de Potência nos Índices de Confiabilidade do Sistema CERJ, XIV SNPTEE, GAT, Belém, Out 1997.
- (15) Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., Do Coutto Filho M.B., Aspectos Metodológicos da Análise de Confiabilidade de Sistemas de Potência, VIII CBA, Vol.2, pp. 715-721, Belém, Set 1990.
- (16) Schilling M. Th., Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência, Versão 1.0, RT-02/01, IC/UFF, Niterói, Maio, 2001.
- (17) Alves M., Schilling M. Th., Rei A., Reatâncias Típicas da Rede Básica, ONS-007/2000, Rio de Janeiro, Nov 2000.
- (18) Abdo R., Lima D., Schilling M. Th., Índices de Desempenho Probabilístico de Linhas de Transmissão, XVI SNPTEE, GLT-029, Campinas, Out 2001.
- (19) Day J.T., Shortley P.B., Skooglund J.W., Expected Value of Generation Deficit: A Supplemental Measure of Power System Reliability, IEEE Trans. on PAS, vol PAS 91, no 5, pp.2213-2223, Sep/Oct 1972.
- (20) Schilling M.Th., Fontoura Filho R.N., Praça J.C.G., Esmeraldo J.P.V., Aplicação Prática de Critérios Probabilísticos, X SNPTEE, GPL-14, Curitiba, Out, 1989.
- (21) Schilling M. Th., Rei A., Soares N.H.M., Marangon Lima J.W., Mensurando o Risco Probabilístico do Critério "N-1", XVI SNPTEE, GPL-016, Campinas, Out 2001.
- (22) Fong C.C., *et al.*, Bulk System Reliability Measurement and Indices, IEEE Trans on PWRs, Vol. 4, no 3, pp. 829-835, Aug 1989.

8.0 - PERFIL DOS AUTORES

M. Th. Schilling, graduou-se em Engenharia Elétrica (1974), pela PUC/RJ. Mestrado (1979) e Doutorado (1985) pela COPPE/UFRJ. É atualmente Professor Titular da UFF e Consultor do ONS. <theodor@ons.org.br>

Andrea Rei, graduou-se em Engenharia Elétrica (1988), pela UERJ. Mestrado (1992) e Doutorado (1997) pela PUC/RJ. É atualmente Pesquisadora do Cepel. <andrea@cepel.br>

Fernando França, graduou-se em Engenharia Elétrica (1981), pela UFRJ. É atualmente Supervisor de Ampliações e Reforços da Rede Básica, ONS. <ffranca@ons.org.br>

Dalton Camponês, graduou-se em Engenharia Elétrica (1972), pela USP. Mestrado (1996) pela UFPE. É atualmente Gerente de Administração dos Serviços da Transmissão, ONS. <docb@ons.org.br>

Roberto Gomes, graduou-se em Engenharia Elétrica (1971), pela UFPE. Mestrado (1975) pela GE (EUA). Foi Assistente da Presidência da CHESF e atualmente é o Diretor de Administração dos Serviços da Transmissão, ONS. <roberto@ons.org.br>