

TESE

1183

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA

ELÉTRICO BRASILEIRO

Eng. NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES

ITAJUBÁ — MG

MAIO DE 2002



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Engº NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES

**Dissertação submetida à Universidade Federal de Itajubá para a
obtenção do Grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Orientador Local: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, UNIFEI

Orientador Externo: Prof. Dr. Marcus Th. Schilling, UFF

ITAJUBÁ - MG

MAIO DE 2002

CLASS. 519.248:621.311 (043.2)
CUTIPR. S676.2
TOMBO. 1183



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Engº NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES

**Dissertação submetida à Universidade Federal de Itajubá para a
obtenção do Grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Orientador Local: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, UNIFEI

Orientador Externo: Prof. Dr. Marcus Th. Schilling, UFF

ITAJUBÁ - MG

MAIO DE 2002

SOARES, Neyl Hamilton Martelotta

Risco probabilístico de referência do sistema elétrico brasileiro/Neyl Hamilton Martelotta Soares. – Itajubá, 2002.

157 f.: il. Color

Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Confiabilidade. 2. Risco. 3. Métodos Probabilísticos. 4. Desempenho. 5 Sistemas de Energia Elétrica I. Título



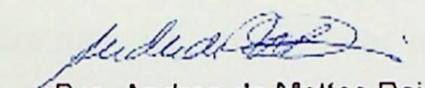
Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

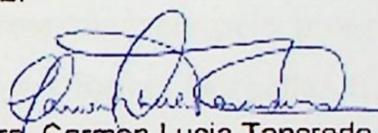
A N E X O I

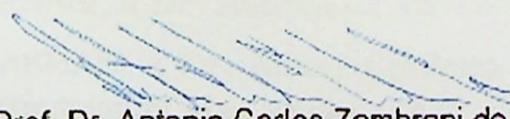
PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

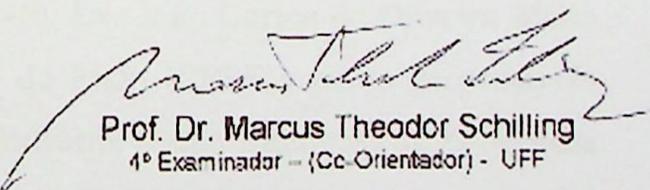
A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 011 de 15 de maio de 2002, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na **Área de Concentração Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a Neyl Hamilton Martelotta Soares.

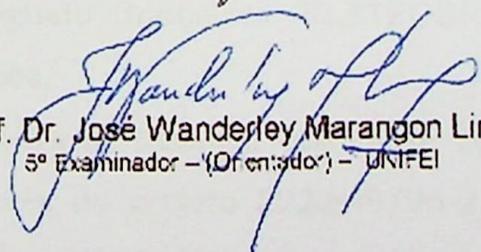
Itajubá, 16 de maio de 2002.


Dra. Andrea de Mattos Rei
1º Examinador - ONS


Profª Dra. Carmen Lucia Tancredo Borges
2º Examinador - COPPE/UFRJ


Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
3º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
4º Examinador - (Co-Orientador) - UFF


Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
5º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

ANEXO I

PROJOCIAAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora é formada por membros nomeados pelo Conselho Superior de Ensino e Pesquisa da UFJF em 2002. A Banca é responsável pelo julgamento de trabalhos de conclusão de curso, de graduação, de mestrado e de doutorado. O processo de avaliação de trabalhos de conclusão de curso é realizado pelo(a) orientador(a) e pelo(a) avaliador(a) da Banca Examinadora. O processo de avaliação de trabalhos de graduação é realizado pelo(a) orientador(a) e pelo(a) avaliador(a) da Banca Examinadora. O processo de avaliação de trabalhos de mestrado e de doutorado é realizado pelo(a) orientador(a) e pelo(a) avaliador(a) da Banca Examinadora. O processo de avaliação de trabalhos de mestrado e de doutorado é realizado pelo(a) orientador(a) e pelo(a) avaliador(a) da Banca Examinadora.

Local: Juiz de Fora, 20 de maio de 2011.

Prof. Dr. Carlos Roberto de Jesus

Prof. Dr. Carlos Roberto de Jesus

Prof. Dr. Carlos Roberto de Jesus

**Aos meus pais (*in memoriam*),
à minha esposa Alda e
à minha filha Gabriela.**

Prof. Dr. Carlos Roberto de Jesus

Prof. Dr. Carlos Roberto de Jesus

AGRADECIMENTOS

Gostaria de prestar meus agradecimentos em primeiro lugar a essa Força Maior que nos faz viver, pela saúde e pela oportunidade de aprimorar-me como pessoa e como técnico. Sou especialmente grato à minha amada esposa, Alda, que sempre me deu amor, carinho e muita força para que eu pudesse persistir nos meus objetivos. Agradeço à minha filha Gabriela, que compreendeu a minha ausência durante a elaboração da Dissertação. Também gostaria de agradecer ao Corpo Docente da UNIFEI, que com carinho e paciência soube ajudar-me em todas as horas que precisei. Gostaria de agradecer aos orientadores Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima e Prof. Dr. Marcus Th. Schilling pela dedicação, ânimo e sobretudo pela amizade.

Agradeço ainda ao Eng^o István Gárdos e ao Eng^o João Carlos F. da Luz, ambos anteriormente pertencentes ao quadro da ELETROBRÁS e, atualmente, no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, por me terem oferecido a oportunidade do desafio de escrever essa Dissertação. Também expressei meu agradecimento ao Eng^o Cesar Lúcio Corrêa de Sá Jr. (ex-ELETROBRÁS), pela ajuda oferecida e aos Engenheiros e Pesquisadores do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) responsáveis pelo programa NH2. Em especial, desejo citar o Eng^o Carlos Rubens Rafael Dornellas (Duke Energy), o Eng^o Armando Matos de Oliveira (El Paso), o Eng^o Davi Sixel Arentz (FURNAS), a Dr^a Andrea de Mattos Rei (ONS), Dr. João Carlos de Oliveira Mello (ex-ASMAE) e Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo (CEPEL) pelas incansáveis ajudas, tirando as dúvidas que surgiram durante o uso intensivo do programa NH2. Ao Eng^o Antônio Augusto Gonçalves (ELETROBRÁS) pela cooperação atenciosa em diversas ocasiões.

Finalmente, registra-se também que parte deste trabalho contou com o apoio do **CNPq** através do projeto 522.849/96-2, o apoio do projeto **SAGE (FINEP/RECOPE)** #0626/96 e da **FAPERJ** (Projeto E-26/171.384/2001).

RESUMO

Resumo da Dissertação apresentada à UNIFEI como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES

Maio / 2002

Orientadores: Prof. José Wanderley Marangon Lima, D. Sc.

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

O objetivo precípua desta Dissertação é proceder a uma primeira avaliação numérica das ordens de grandezas dos níveis de risco associados ao grande sistema elétrico brasileiro interligado, considerando os subsistemas Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de forma interligada. Esse resultado é de grande significado, pois pode ser utilizado como referência comparativa em futuros estudos mais aperfeiçoados da confiabilidade da Rede Básica.

Como subproduto, são delineados um conjunto de critérios e procedimentos utilizados no trabalho, que devem servir de base preliminar para futuras avaliações dos níveis de risco da rede básica brasileira.

Palavras-chave: *confiabilidade, risco, métodos probabilísticos, sistemas de potência.*

ABSTRACT

Abstract of Dissertation presented to UNIFEI as partial fulfillment of the requirements for the Degree of Master of Science (M.Sc.).

PROBABILISTIC RISK BENCHMARK OF THE BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEM

NEYL HAMILTON MARTELOTTA SOARES

May / 2002

Supervisors: Prof. José Wanderley Marangon Lima, D. Sc.

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

The main goal of this Dissertation is to proceed a first numerical evaluation of the probabilistic risks magnitudes associated with the Brazilian Electrical network, considering the subsystems North, Northeast, South, Southeast and MidWest. This result is relevant because it can be used as an initial comparative reference for future reliability studies of the Brazilian Basic Grid.

As a by-product, the whole set of criteria and procedures used in the work are described in detail. They may also serve as a preliminary base for future similar evaluations.

Keywords: *reliability, risk, probabilistic methods, power systems.*

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	iv
RESUMO	iv
ABSTRACT	iv
LISTA DE FIGURAS	iv
LISTA DE TABELAS	iv
I. INTRODUÇÃO	4
I.1. Considerações Preliminares	4
I.2. Objetivo da Dissertação	4
I.3. Estrutura da Dissertação	4
I.4. Nota de Esclarecimento	4
II. PROCEDIMENTOS TRADICIONAIS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	4
II.1. Introdução	4
II.2. Planejamento da Operação Energética	4
II.3. Planejamento da Operação Elétrica	4
II.4. Sumário	4
III. TRATAMENTO PROBABILÍSTICO DO RISCO	4
III.1. Introdução	4
III.2. A Diversidade dos Estudos de Confiabilidade em Sistemas de Potência	4
III.3. Conveniência de Mensuração do Risco	4
III.4. Ações Relacionadas ao Uso Eficaz dos Estudos de Confiabilidade	4
III.5. Gerenciamento de Risco: Um Novo Desafio	4
III.6. Processo de Tratamento de Risco	4
III.7. O Conceito de “Bem-Estar” ou Robustez de um Sistema de Potência	4
III.8. Ferramental de Análise de Riscos Disponível no Brasil	4
III.9. O Programa NH2	4
III.10. Sumário	4
IV. HIPÓTESES E PROCEDIMENTOS PARA CÁLCULO DO RISCO	4
IV.1. Introdução	4
IV.2. Hipóteses Básicas	4
IV.3. Dados	4
IV.4. Modelos	4
IV.5. Condições de Simulação	4
IV.6. Registro de Resultados	4
IV.7. Sumário	4

V. RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:	
RESULTADOS	4
V.1. Introdução	4
V.2. Riscos do Sistema Interligado Nacional	4
V.3. Análise dos Resultados	4
V.4. Paradigmas Preliminares de Desempenho	4
V.5. Sumário	4
VI. CONCLUSÃO	4
VI.1. Retrospectiva	4
VI.2. Principais Constatações	4
VI.3. Recomendações	4
VI.4. Sugestões de Temas de Pesquisa	4
APÊNDICE A - DADOS GERAIS UTILIZADOS	4
APÊNDICE B - INCERTEZA DA ESTIMATIVA DA LOLD	4
APÊNDICE C - PROCESSAMENTO DO MODCAR	4
APÊNDICE D - CONFIGURAÇÃO DE CENÁRIOS	4
APÊNDICE E - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE POR ÁREA E BARRA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
APÊNDICE F - SENSIBILIDADES NODAIS E DE CIRCUITOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
APÊNDICE G - INDICADORES DE SOBRECARGAS E VIOLAÇÕES DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
APÊNDICE H - IMAGEM DO ARQUIVO HISTÓRICO DE CENÁRIOS	4
APÊNDICE I - ARQUIVO PARA PROCESSAMENTO DA CONFIABILIDADE	4
APÊNDICE J - EQUIVALÊNCIA DO ELO DE CORRENTE CONTÍNUA EM IBIUNA 345 kV	4
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	4

LISTA DE FIGURAS

Figura II-1 - Configuração do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (1998)	4
Figura II-2 - Configuração do Sistema Interligado Norte/Nordeste (1998)	4
Figura II-3 - Diagrama simplificado da Interligação Norte-Sul e demais interligações do Sistema Elétrico Brasileiro (1998)	4
Figura II-4 - Diagrama unifilar do sistema de corrente contínua de Itaipu	4
Figura II-5 - Redes	4
Figura III-1 - Classes de estudos de confiabilidade	4
Figura III-2 - Atividades de tratamento de risco	4
Figura III-3 - Diagrama do "Bem-Estar" do sistema	4
Figura IV-1 - Identificando configurações referenciais e segmentações temporais	4
Figura IV-2 - Representação da parte transitória das probabilidades	4
Figura IV-3 - Modelo de Markov a dois estados, com estado de falha absorvente	4
Figura IV-4 - Modelo de Markov a dois estados	4
Figura IV-5 - Modos de Falha	4
Figura IV-6 - Modelo de Registro Sintético de Resultados	4
Figura V-1 - Curva por Patamar de Carga Diária Típica do SIN	4
Figura V-2 - Identificação dos Efeitos de Geração, Transmissão e Compostos no SIN	4
Figura V-3 - Identificação das Áreas com os Piores Riscos no SIN	4
Figura V-4 - Identificação dos Modos de Falha Dominantes no SIN	4
Figura V-5 - Comparação dos Índices de Confiabilidade Regional no Brasil	4

LISTA DE TABELAS

Tabela II-1 – Tempo de eliminação do defeito para diferentes níveis de tensão	4
Tabela IV-1 – Resumo dos dados dos Sistemas S/SE/CO, N/NE e Brasil	4
Tabela IV-2 – Carregamentos típicos de linhas de transmissão do Sistema S/SE/CO	4
Tabela IV-3 – Carregamentos típicos de linhas de transmissão do Sistema N/NE	4
Tabela IV-4 - Limites operacionais típicos de tensão desejável	4
Tabela IV-5 – Dados Estocásticos Típicos de Linhas e Transformadores	4
Tabela IV-6 – Dados Estocásticos Típicos para Geradores (estatística BRACIER)	4
Tabela IV-7 – Modos de Falha Disjuntos	4
Tabela IV-8 – Modos de Falha não Disjuntos	4
Tabela V-1 – Principais Características Gerais do Sistema Simulado	4
Tabela V-2 – Particularidades do SIN	4
Tabela V-3 – Áreas Delimitadas do SIN	4
Tabela V-4 – Definição de Curva de Carga (DCEN)	4
Tabela V-5 – Estrutura dos Arquivos de Cenários	4
Tabela V-6 – Criação e Inicialização do Arquivo Histórico de Cenários	4
Tabela V-7 – Estrutura do Arquivo Auxiliar para Configuração de Cenários	4
Tabela V-8 – Sintonia de Processamento por Índices Globais de Confiabilidade do SIN, St de 1999, Três Patamares (pesada, média e leve)	4
Tabela V-9 – Evolução dos Coeficientes de Variação do Caso 1C	4
Tabela V-10 – Plano de Amostragem (tribal Rn) do Caso 1C	4
Tabela V-11 – Indicadores Gerais de Desempenho do Processamento	4
Tabela V-12 – Discriminação Funcional Hierárquica dos Índices de Confiabilidade do SIN, Set/1999	4
Tabela V-13 – Índices de Confiabilidade por Área do SIN, Set/1999	4
Tabela V-14 – Discriminação do Índice PPC por Modos de Falha , SIN, Set/1999	4
Tabela V-15 – Discriminação do Índice EENS por Modos de Falha, SIN, Set/1999	4
Tabela V-16 – Discriminação do Índice Frequência por Modos de Falha , SIN, Set/1999	4
Tabela V-17 – Índices Globais de Confiabilidade do Subsistema Norte-Nordeste	4
Tabela V-18 – Índices Globais de Confiabilidade do Subsistema Sul/Sudeste/Centro- Oeste	4
Tabela V-19 – Índices Globais de Confiabilidade do SIN Discriminados por Macro-Regiões	4
Tabela V-20 – Índices Globais de Confiabilidade do SIN, dividido em Submercado	4
Tabela V-21 – Índices de Confiabilidade do SIN discriminados por Submercados	4

Capítulo I

“When an engineer, following the safety regulations of the Coast Guard or the Federal Aviation Agency, translates the laws of physics into the specifications of a steamboat boiler or the design of a jet airliner, he is mixing science with a great many other considerations all relating to the purposes to be served. And it is always purposes in the plural – a series of compromises of various considerations, such a speed, safety economy and soon on.”

D. K. Price, The Scientific Estate, 1968.

I. INTRODUÇÃO

I.1. Considerações Preliminares

O sistema elétrico brasileiro passa atualmente por um processo de grandes mudanças. Até recentemente as empresas do setor elétrico não vinham tendo retorno financeiro suficiente para obras, deixando o sistema quase que sem condições de operação segura. No passado, quando havia abundância de recursos, a expansão dava-se naturalmente. Contudo, com o passar dos anos, o sistema foi tomando dimensão cada vez maior, tanto na malha de transmissão quanto na carga. O sistema que antes era robusto pelo seu parque gerador, hoje, às vezes, fica próximo do limiar de geração suficiente para atender a ponta ou a maior carga em um determinado período. Esse mesmo sistema que, praticamente, não tinha problema de controle de tensão de uma forma generalizada, atualmente, começa a sofrer problemas dessa natureza.

No que concerne a avaliação de risco, o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro sempre usou *métodos determinísticos*, ou seja, seus limites operativos sempre foram calculados deterministicamente (e.g. programas convencionais de fluxo de potência e de estabilidade dinâmica). A análise de segurança era conduzida através de critérios do tipo ($N-1$). Todavia, com as crescentes dificuldades do sistema, constata-se uma tendência de se calcular os níveis de risco em diferentes níveis de agregação por técnicas probabilísticas: por área, por nível de tensão, por centro de carga, por empresa, global. Essa tendência tem sido incentivada em função de fatores como: reconhecimento da natureza inerentemente estocástica dos sistema de potência; a tentativa de se evitar o desperdício oriundo de decisões puramente determinísticas e, principalmente, a escassez de recursos financeiros que obrigam a uma investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando

em consideração riscos *versus* custos operacionais associados [1-01].

A grande mudança estrutural que o Setor Elétrico Brasileiro está atualmente sofrendo, reflete-se na forma de operação e regulamentação do sistema. As concessionárias tradicionais do setor estão se desverticalizando, isto é, sendo divididas em empresas distintas de geração, transmissão e distribuição, onde a geração e a distribuição estão sendo vendidas às empresas da iniciativa privada e a coordenação da transmissão fica sob a responsabilidade do *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS). Nesse contexto, a competição entre as empresas de geração, no lado da oferta, e de comercialização e consumidores livres, no lado da demanda, é a "mola mestre" do novo ambiente. Espera-se assim, que em futuro próximo, o mercado regule as relações entre os agentes, estabelecendo um ponto de equilíbrio entre o preço e a qualidade. Desta forma, será possível que o consumidor escolha qual é o melhor fornecedor de energia elétrica sob o ponto de vista do nível de confiabilidade que esse fornecedor possa dar *versus* a relação custo benefício dessa mesma confiabilidade. Assim sendo, tornar-se-ão fragilizadas as técnicas determinísticas a medida que as funções das concessionárias tradicionais, agora verticalizadas, vão se separando. Com isto, mostrar-se-ão essenciais as técnicas probabilísticas como ferramenta auxiliar para a boa gestão do sistema envolvendo os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Tais técnicas possibilitam a análise dos níveis de risco aceitáveis reconhecendo a probabilidade de ocorrer o pior cenário possível [1-02].

Um paralelo bastante interessante que é possível desenhar neste novo cenário é a comparação da energia elétrica com os bens econômicos negociados nos mercados de "bem de consumo" (commodities). Associada a um determinado preço de uma mercadoria está a qualidade que depende de quanto o fornecedor estará disposto a investir na sua produção. A mecanização na colheita do café pode render ao produtor uma melhor qualidade no grão conseguindo um preço melhor. No caso da energia elétrica, o número de interrupções de fornecimento ou o risco de não atendimento representam parâmetros para avaliar a sua qualidade.

É importante, portanto, agregar ao produto de "energia elétrica", parâmetros que devam ser considerados na negociação de compra e venda de energia. A noção de **risco** é amplamente utilizada nos mercados de "bem de consumo" (commodities) e com a ajuda de técnicas probabilísticas aplicadas ao setor elétrico, os índices obtidos serão incorporados à análise econômica dos futuros agentes desse mercado.

No Brasil, as metodologias probabilísticas são usadas há muito tempo pelo planejamento da expansão do setor elétrico como também já sofreram

aperfeiçoamentos substanciais. Entretanto, no que tange à operação, o seu uso ainda não atingiu um nível satisfatório para tomadas de decisão. *O não entendimento das potencialidades das técnicas probabilísticas, a dificuldade de interpretação de seus resultados e a dificuldade de obtenção de dados estatísticos são os principais obstáculos para a maior difusão destas técnicas no planejamento da operação [1-01].* A situação é de tal ordem que, hoje, pode-se afirmar que não há conhecimento no ambiente de planejamento da operação, do real risco ao qual o sistema está exposto.

No que se refere especificamente à operação e planejamento do sistema de transmissão no Brasil, verifica-se uma falta de critérios de risco compatíveis entre a operação energética e a operação elétrica. Recentemente, com o episódio do blecaute de 21 de janeiro de 2002, esta falta de compatibilização induziu o ONS a tomar decisões fundamentadas em hipóteses estritamente determinísticas, evidenciando o grau de fragilidade do processo.

I.2. Objetivo da Dissertação

Em virtude do problema referido no item precedente, constata-se a existência de um grande potencial de aperfeiçoamento nas técnicas atualmente utilizadas no planejamento da operação elétrica do sistema brasileiro.

Nessa perspectiva, o objetivo precípua desta Dissertação é proceder a uma primeira avaliação numérica das ordens de grandezas dos níveis de risco associados ao grande sistema elétrico brasileiro interligado ou sistema interligado nacional (SIN), considerando os subsistemas Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de forma interligada. Esse resultado é de grande significado, pois, pode ser utilizado como referência inicial comparativa em futuros estudos mais aperfeiçoados da confiabilidade da rede básica.

Como subproduto, são delineados um conjunto de critérios e procedimentos utilizados no trabalho, que devem servir de base preliminar para futuras avaliações dos níveis de risco da rede básica brasileira.

I.3. Estrutura da Dissertação

O trabalho compreende basicamente seis capítulos sendo que neste primeiro apresenta-se tão-somente a estrutura geral e o conteúdo.

No Capítulo II são apresentados os critérios e procedimentos clássicos aplicados em estudos no planejamento da operação a curto prazo considerando os aspectos energético e elétrico. Ainda nesse capítulo, são brevemente mencionadas algumas técnicas probabilísticas já utilizadas no planejamento elétrico e energético do

sistema brasileiro.

No Capítulo III é introduzido o uso de técnicas probabilísticas na operação de curto prazo, enfatizando o cálculo do risco da rede elétrica.

No Capítulo IV são esboçados as premissas adotadas para a monitoração do risco da operação elétrica a curto prazo. Essas hipóteses deverão, futuramente, evoluir no sentido de consolidação de um conjunto de critérios e procedimentos para o cálculo rotineiro do risco da rede básica.

No Capítulo V são apresentados os principais resultados das simulações realizadas com o grande sistema elétrico brasileiro interligado.

Finalmente, no Capítulo VI, registram-se as principais conclusões, constatações e recomendações oriundas do trabalho. Registram-se também sugestões para outras investigações relevantes.

Parte dos resultados obtidos nesta Dissertação foram registrados nas seguintes referências:

- (i) Schilling, M. Th.; Martelotta Soares, N.H.; Luz, J.C.F. - "Discernimento de Indicadores de Risco", *ELETROEVOLUÇÃO*, nº 13, pp. 30-38, Setembro, 1998 [3-14];
- (ii) Martelotta Soares, N.H.; Schilling, M.Th.; Do Coutto Filho, M.B.; Luz, J.C.F.; Maragon Lima, J.W. - "Estabelecimento Estatístico de Limites Operativos de Tensão em Sistemas de Potência", *ELETROEVOLUÇÃO*, nº 15, pp.68-72, Março, 1999;
- (iii) Sá, C.L.C; Schilling, M.Th.; Lício, R.V.; Soares, N.H.M.; Pessanha, J.F.; Mello, A.C.G. - "Key Issues in Energy and Electric Power Reliability Modelling", 13th PSCC, Trondheim, Norway, June, 1999;
- (iv) Fontoura Filho, R.N.; Schilling, M.Th.; Soares, N.H.M.; Marangon Lima, J.W.; Mello, J.C.O. - "Planejamento do Sistema de Transmissão com Base em Critérios Probabilísticos no Novo Contexto Institucional do Setor Elétrico Brasileiro", XV SNPTEE, GPL/2, Outubro, 1999;
- (v) Schilling, M.Th.;Rei, A; Soares, N.H.M.; Marangon Lima, J.W. - "Mensurando o Risco Probabilístico do Critério N-1", XVI SNPTEE, Grupo VII, Outubro, 2001 [4-08].

I.4. Nota de Esclarecimento

Alerta-se o leitor que a citação explícita de certos comandos do programa NH2 ao longo do texto foi necessária para fins de precisão documental, eliminação de possíveis ambigüidades e facilitação da tentativa de repetição dos resultados numéricos.

Capítulo II

“All bussiness proceeds on beliefs or judgements of probabilities and not just on certainties.”

Charles Eliot

II. PROCEDIMENTOS TRADICIONAIS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

II.1. Introdução

O sistema elétrico nacional tem peculiaridades que forçosamente devem ser consideradas quando da realização de análises de risco no âmbito do planejamento da operação. Portanto, justifica-se a necessidade de caracterizar as principais práticas operativas em vigor.

Nessa perspectiva, o objetivo deste capítulo é apresentar um breve panorama das premissas tradicionalmente utilizadas no Brasil para os estudos de planejamento da operação energética e elétrica. Será evidenciado que quase a totalidade dos critérios e procedimentos utilizados é de cunho determinístico.

Cabe ressaltar que, atualmente, o planejamento da operação é de responsabilidade do ONS conforme as atribuições conferidas a ele pela Lei 9.648 de 27 de maio de 1998. De acordo com a referida Lei, suas atividades são as seguintes: [2-32]

- (a) “O planejamento e a programação da operação, e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados”;
- (b) “A supervisão e coordenação dos Centros de Operação de sistemas elétricos”;
- (c) “A supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais”;
- (d) “Contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares”;
- (e) “Propor à ANEEL as ampliações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados”;

- (f) “A definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados”.

Para o cumprimento de tais atribuições estão sendo confeccionados os Procedimentos de Rede. Nestes documentos descrevem-se quais as obrigações tanto do ONS como dos Agentes para uma adequada operação do sistema elétrico dentro das atividades que o Operador tem que exercer.

II.2. Planejamento da Operação Energética

Os diferentes graus de utilização das usinas hidrelétricas e termelétricas na composição dos parques geradores permitem classificar os sistemas elétricos em três grandes grupos: *termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos*.

Obviamente, os sistemas térmicos de geração são compostos exclusivamente de usinas termelétricas convencionais ou nucleares; os sistemas hidrelétricos de geração são formados unicamente de usinas hidrelétricas; e os sistemas hidrotérmicos de geração são compostos de usinas termelétricas convencionais ou nucleares e usinas hidrelétricas; todos ligados aos centros de carga através de um sistema de transmissão.

O objetivo tradicional da operação do sistema tem sido determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento.

Em sistemas termelétricos, o planejamento da operação visa minimizar os custos com combustíveis. Isto pode ser resolvido ordenando-se as unidades em função de seus custos marginais de operação e atendendo-se cada MWh adicional de carga com a unidade disponível de menor custo marginal [2-01].

Em sistemas hidrelétricos, leva-se em conta funções compostas de múltiplos objetivos como minimização de vertimentos, maximização do armazenamento no final do horizonte, ou a distribuição equitativa de folgas de geração ao longo do período de estudo. Devido à incerteza associada às afluências futuras, ao número de aproveitamentos existentes, à inter-relação entre as decisões tomadas num determinado instante e suas conseqüências futuras, e as não-linearidades das funções de produção das usinas hidrelétricas, o problema da operação de sistemas hidrelétricos é um problema de grande porte, estocástico e não-linear [2-02].

Em sistemas hidrotérmicos, incorporam-se às dificuldades já relacionadas para sistemas hidrelétricos, as não-linearidades das funções de custo de operação das usinas térmicas. Mais ainda, os benefícios associados à produção de

energia nas usinas hidrelétricas passam a ser medidos em termos da economia de custos de combustíveis provocada pelo deslocamento da geração térmica. Assim, as funções de custo de operação envolvem variáveis não-separáveis [2-03].

Também incluem-se como custos, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e os custos de não atendimento à carga (se necessário).

A impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das futuras afluências aos aproveitamentos e, em certa medida, da curva de carga do sistema, afeta tanto a capacidade de produção média nos períodos (*energia*) quanto a máxima potência produzida (*ponta*), visto que esta última depende das alturas de queda nos reservatórios, que por sua vez dependem do armazenamento (afluências e regras operativas). Uma complicação adicional vem da necessidade de atendimento às restrições hidráulicas decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, etc), além das regras de segurança para controle de cheias nas bacias [2-03].

A existência de várias bacias interligadas e a necessidade de avaliação das conseqüências do uso das reservas nos anos futuros levam ao emprego de um período longo de estudo [2-03].

Finalmente, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico tem que levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo desde a otimização plurianual dos reservatórios (análise do desempenho do sistema a longo prazo) até o despacho das usinas (para a semana ou dia seguinte), levando em conta as restrições operativas. *Trata-se, portanto, de um problema extremamente difícil, mesmo sem a consideração de suas incertezas inerentes* [2-04], [2-05] e [2-06].

II.2.1. Critérios de Planejamento do Sistema Gerador

Os critérios de planejamento da operação de sistemas de geração envolvem aspectos econômicos e de garantia de suprimento que refletem o compromisso entre *a qualidade do serviço obtido e o seu custo*. Desta forma, o critério em que se baseia a operação dos sistemas elétricos é o atendimento aos requisitos do mercado de energia elétrica, segundo parâmetros que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória para os consumidores, a custo mínimo [2-20].

Em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o Brasileiro, a análise do atendimento ao mercado deve contemplar a possibilidade de *déficits de atendimento à demanda máxima* e de *déficits de energia*. Estes dois tipos de déficits, originários de causa aleatórias, têm naturezas distintas. *Os déficits de energia resultam da insuficiência de água para que as usinas hidrelétricas supram sua parcela*

no mercado e os déficits de potência resultam das indisponibilidades forçadas ou programadas dos equipamentos de geração [2-20].

II.2.1.1. Critérios de Suprimento

Os critérios de garantia de suprimento representam a forma de se estabelecer a qualidade do serviço e baseiam-se na aferição de parâmetros operativos do sistema. Em função da própria natureza do suprimento, podem ser isolados em critérios de suprimento de **energia** e de **potência**. Em função da representação das características aleatórias dos fatores que afetam os parâmetros operativos, cada um desses grupos divide-se em critérios determinísticos e probabilísticos [2-20].

II.2.1.1.1. Critérios determinísticos de suprimento de energia

Os critérios determinísticos de suprimento de energia não consideram de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia. O desconhecimento em relação às afluências futuras é contornado pela hipótese de repetição de afluências iguais ao registro histórico de vazões. As manutenções programadas são representadas através de cronogramas de manutenção previstos para o período de estudo ou através de índices estatísticos que refletem o histórico de manutenção de unidades geradoras semelhantes. Da mesma forma, as saídas forçadas de unidades geradoras são representadas por índices estatísticos.

No Brasil, um critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão da geração, para a definição do programa de expansão do sistema, e nos de planejamento da operação, para definição dos contratos de suprimento de energia. A capacidade de produção de energia das usinas é determinada de modo a garantir o atendimento dos requisitos sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões. Os conceitos básicos associados a esse critério são: *energia firme de um sistema gerador*¹; *energia firme de uma usina*², *energia secundária*³ e; *período hidrológico*

¹ Energia firme de um sistema gerador é o maior valor possível de energia continuamente produzido pelo sistema, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits, no caso de repetição das afluências do registro histórico.

² Energia firme de uma usina é o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar durante o período crítico do sistema, com este atendendo à sua energia firme.

³ Energia secundária de um sistema ou usina é o excesso de energia, em relação à energia firme, possível de ser produzido nas seqüências hidrológicas. É usualmente calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões e a energia firme.

*crítico*⁴ [2-07]. Esse critério foi aplicado até 1986, quando a identificação de deficiências levou à formulação de critérios probabilísticos [2-08]. *As principais deficiências do critério determinístico são: (i) a falta de uma quantificação dos riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia; (ii) a não consideração de uma regra de operação conjunta do sistema hidrotérmico que vise a minimização do custo total de operação, e (iii) a dependência de uma única seqüência hidrológica, a histórica, dentre uma infinidade de cenários igualmente plausíveis* [2-20].

II.2.1.1.2. Critérios probabilísticos de suprimento de energia

As deficiências identificadas na aplicação de critérios determinísticos de suprimento de energia servem de base para o estabelecimento das premissas dos critérios probabilísticos: *(i) considerar as regras de operação ótima do sistema hidrotérmico; (ii) representar as características hidrológicas distintas das afluições aos aproveitamentos do sistema e (iii) permitir a quantificação dos riscos de suprimento* [2-08].

Há dois enfoques básicos para estabelecer a solução de compromisso entre custo operativo e qualidade do suprimento de energia. No primeiro, supõe-se conhecido o valor econômico do não atendimento ao mercado de energia e minimiza-se o custo total de operação do sistema. Os parâmetros operativos que refletem a qualidade do suprimento são obtidos como conseqüências dos custos de geração, investimento, combustíveis e do custo de déficit pré-fixado [2-09]. No outro enfoque, adota-se um índice pré-fixado de qualidade de suprimento, considerado adequado, e determina-se a disponibilidade de energia do sistema através da minimização dos custos [2-10].

Definida a opção por um dos enfoques básicos, risco ou custo de déficit pré-fixado, há várias alternativas metodológicas para a implementação de um critério probabilístico de suprimento de energia. A opção por uma determinada alternativa depende das ferramentas computacionais disponíveis e da facilidade de implementação [2-02].

Atualmente, no planejamento da operação do sistema interligado brasileiro é adotado um risco de déficit de 5% ao ano para avaliação da disponibilidade de energia [2-10].

⁴ Período hidrológico crítico é o período de tempo, correspondendo à seqüência de vazões do histórico, em que o armazenamento do sistema vai de seu nível máximo (todos os reservatórios cheios) ao seu nível mínimo (todos os reservatórios vazios) sem reenchimentos totais intermediários, no atendimento da energia firme do sistema.

A maior desvantagem da avaliação de disponibilidade de energia a risco pré-fixado é o caráter arbitrário do índice de garantia escolhido. *No caso brasileiro, o risco de 5% representa um relaxamento em relação ao critério determinístico anteriormente citado que adotava a série mais seca do histórico.*

II.2.1.1.3. Critérios determinísticos de suprimento de potência

Na aplicação de critérios determinísticos de suprimento de potência nos estudos de planejamento da expansão, a capacidade de geração a ser instalada no sistema é dimensionada de modo a atender à demanda máxima prevista e a uma margem de reserva necessária para manter a qualidade no atendimento [2-20].

Essa folga, como visto anteriormente, é definida para fazer frente às perdas aleatórias de geração, às manutenções preventivas, aos desvios da previsão de carga e à necessidade de regulação de frequência no sistema.

No âmbito do planejamento da operação quantifica-se uma reserva de potência operativa, que normalmente é dimensionada nos seus padrões mínimos necessários para a manutenção do nível de qualidade pretendido no sistema [2-30].

II.2.1.1.4. Critérios probabilísticos de suprimento de potência

A aplicação de critérios probabilísticos de suprimento de potência no planejamento da expansão e operação de sistema geradores também admite o emprego das abordagens alternativas de risco ou custo de déficit pré-fixado [2-20].

No enfoque econômico, seria necessário o conhecimento do custo da falta de suprimento nos horários de ponta de carga, ao longo dos diversos segmentos da rede elétrica, levando em consideração a confiabilidade integrada dos sistemas de geração e transmissão [2-20]. Tal abordagem é onerosa, requerendo pesados esforços computacionais, além de simplificações criteriosamente estabelecidas.

Em função desses motivos, é freqüente a opção pelo emprego de critérios com base em riscos pré-fixados. Nesse caso, a avaliação das condições de atendimento é fundamental para a verificação dos eventuais afastamentos em relação ao critério [2-20].

Usualmente, denomina-se a análise probabilística das condições de atendimento de um sistema gerador como *avaliação de confiabilidade*. Essa tarefa é bastante complexa, e era realizada pelo **Sub-Grupo de Confiabilidade – SGCONF**, com base em modelos matemáticos capazes de representar simplificadaamente o sistema e métodos capazes de estimar índices que reflitam o grau de confiabilidade do sistema [2-20].

II.2.2. O Problema de Curto Prazo

O objetivo do planejamento energético de curto prazo é produzir um programa de geração que atenda às restrições operativas ao longo da próxima **semana ou mês**, sendo também denominado por programação energética da operação. Os estágios do planejamento podem ser dias ou blocos de horas. *Em contraste com o planejamento energético de longo e médio prazos, onde a incerteza associada aos parâmetros do sistema é muito grande, o planejamento de curto prazo pode ser considerado determinístico, isto é, aceitam-se como razoavelmente precisas as previsões de afluências e demandas ao longo do período* [2-11].

II.2.3. Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligação Brasileira

O interesse neste item, é a descrição do conjunto de procedimentos e estudos tradicionais utilizados no planejamento da operação energética do sistema brasileiro.

Os estudos de planejamento da operação energética, por sua complexidade e volume de dados manipulados, são divididos em etapas: *longo prazo, também chamada de plurianual; médio prazo ou anual; e curto prazo ou mensal.*

As duas primeiras etapas de estudo – plurianual e anual – correspondem a um planejamento estratégico, no qual se analisa o desempenho do sistema para diferentes cenários operativos. Poder-se-ia desdobrar em torno dessas etapas, pois, além de importantes, são riquíssimas em conteúdo. *Porém, a ênfase que é dada a este trabalho diz respeito a operação a curto prazo.* Dessa forma, cuidaremos daqui em diante somente da operação energética a curto prazo.

Os estudos de planejamento de curto prazo mensal definem as políticas para as semanas do próximo mês. Estas políticas são as interfaces entre o *planejamento da operação* e a *programação da operação*, que definem programas diários de geração para o sistema [2-11].

Os resultados desses estudos visam orientar a programação da geração do sistema nas semanas seguintes, estabelecendo diretrizes e restrições nas decisões operativas e definindo regiões viáveis para eventuais reprogramações. No caso do sistema brasileiro foi adotada uma divisão dos limites operativos em três grupos, com grau decrescente de importância [2-21]:

- *Grupo de restrições* (atendimento obrigatório)
 - alocação de reserva operativa girante por empresa;
 - níveis contratuais de intercâmbio entre empresas;

- níveis mínimos de geração para o atendimento a restrições elétricas do sistema de transmissão;
 - programação das manutenções de geradores;
 - restrições hidráulicas nos aproveitamentos;
 - programação de geração da usina de Itaipu;
- *Grupo de metas* (devem ser atendidas)
- geração máxima e média por aproveitamento térmico
 - intercâmbios máximo e médio entre empresas, classificados por modalidade;
- *Grupo de diretrizes* (têm caráter orientativo)
- níveis de armazenamento no final da semana e geração ou descarga média semanal por aproveitamento
 - programação diária típica de geração termelétrica
 - alternativas operativas.

O planejamento de curto prazo também tem a responsabilidade de verificar as conseqüências futuras das decisões assumidas para as próximas semanas. A ocorrência de perturbações severas nas condições operativas previstas (modificação no comportamento da afluências ou perdas de equipamento de porte) ao longo do mês pode levar à necessidade de revisão das restrições, metas e diretrizes das semanas seguintes [2-11].

Poder-se-ia, de forma sucinta, enumerar algumas funções básicas do planejamento a curto prazo da operação, que são apresentadas abaixo.

i) Análise e previsão de carga de energia e demanda do sistema

Com base nos dados observados no sistema, os valores inicialmente previstos para cada mês são revistos e desagregados em valores médios e máximos para cada semana [2-13]. No caso do sistema brasileiro são obtidas previsões para cada uma das empresas, compilando-as por agregação a carga do sistema interligado.

ii) Análise e previsão de afluências aos aproveitamentos

A partir das vazões verificadas nos períodos anteriores é possível efetuar uma previsão das afluências naturais aos aproveitamentos hidroelétricos. Estas previsões são obtidas para os pontos mais relevantes das bacias hidrográficas e estendidas por regressão aos outros pontos [2-13] e [2-15].

iii) Coordenação da programação de manutenções

Uma escala semanal de manutenções de unidades geradoras deverá ser definida na etapa de planejamento anual, respeitando as restrições

de âmbito gerencial dos serviços e a qualidade de atendimento do sistema. Portanto, será uma referência para a coordenação das manutenções do mês em estudo.

iv) Avaliação das estratégias hidrotérmicas

Caso ocorram mudanças substanciais nas condições previstas de carga, disponibilidade de equipamentos e custos de combustíveis que foram consideradas nas estratégias hidrotérmicas de operação do sistema definidas no planejamento anual, então, será necessário recalcular as estratégias de operação.

v) Simulação semanal detalhada das condições de atendimento

Com base nas estratégias semanais, é possível identificar os montantes de geração térmica e hidráulica para o mês em estudo, definindo assim as unidades térmicas que estarão em operação no período e o total de geração hidrelétrica necessária para completar o mês [2-16].

Para definir a geração de cada aproveitamento, são necessárias representações mais detalhadas da carga, dos aproveitamentos e das restrições da rede elétrica. Normalmente, adota-se a previsão horária da carga ou conjunto de horas típicas (patamares), e observa-se as restrições operativas de coordenação horária nos aproveitamentos hidrelétricos (balanço hídrico e limites operativos de turbinas) e nos aproveitamentos térmicos (taxas de tomada ou duração da carga) [2-17].

Quanto à representação elétrica, é necessário que se procure avaliar com mais rigor a viabilidade das gerações definidas nas políticas semanais de operação, de modo que sejam aplicáveis como ponto de partida para a programação semanal da operação.

vi) Simulação mensal da operação do sistema

Esta simulação é complementar à executada na função anterior, tendo como objetivo apenas permitir a avaliação das condições operativas futuras do sistema, supondo-se a operação programada para o primeiro mês e as previsões de afluências disponíveis.

vii) Revisão dos contratos de suprimentos entre as empresas e titulação dos intercâmbios previstos

Na etapa de planejamento da operação plurianual são contratados valores entre empresas supridoras e receptoras do sistema interligado, levando em consideração balanços energéticos feitos com as previsões de carga (tanto de energia quanto de potência) e disponibilidades de geração [2-12].

Em função de alterações nas previsões de carga e na disponibilidade de geração no mês pode ser necessário redefinir os valores contratuais de suprimento entre empresas, havendo critérios específicos para estas revisões [2-11].

viii) Previsão de consumo de combustíveis

Uma das mais importantes parcelas dos custos operacionais num sistema hidrotérmico são os custos referentes ao consumo de combustíveis nas usinas térmicas. Desta forma, é relevante que se obtenha do planejamento mensal a previsão do consumo de combustíveis, especificando-se as quantidades e tipos necessários. Estas estimativas irão possibilitar a programação, por parte das empresa, da compra e estoque dos combustíveis, e servem de base para o rateio dos custos da geração térmica entre todas as empresas do sistema interligado [2-18] e [2-19].

A proposição de novos critérios e procedimentos para o planejamento energético levando em conta a influência de incertezas foge ao escopo deste trabalho.

II.3. Planejamento da Operação Elétrica

Até 1998, o sistema elétrico brasileiro era composto por duas grandes malhas distintas de transmissão interligadas (S/SE/CO e N/NE) de alta e extra-alta tensão (Figuras II-1 e II-2), vários sistemas isolados, um parque de geração predominantemente hidrelétrico e um reduzido parque térmico-nuclear. A integração dos dois grandes sistemas ocorreu em março de 1999, Figura II-3. Esta interligação conectou as seguintes subestações: Serra da Mesa; Gurupi; Miracema; Colinas e Imperatriz.

O sistema interligado S/SE/CO é malhado com níveis de tensão em 69, 88, 138, 230, 345, 440, 500, 525, 765 kV e um elo de corrente contínua em ± 600 kV. Já o sistema interligado N/NE é, praticamente, um radial em 500 kV com ligações em 69, 138 e 230 kV. Esses dois sistemas cobrem essencialmente todo o território nacional. Os sistemas isolados são geralmente do tipo máquina/barra de carga.

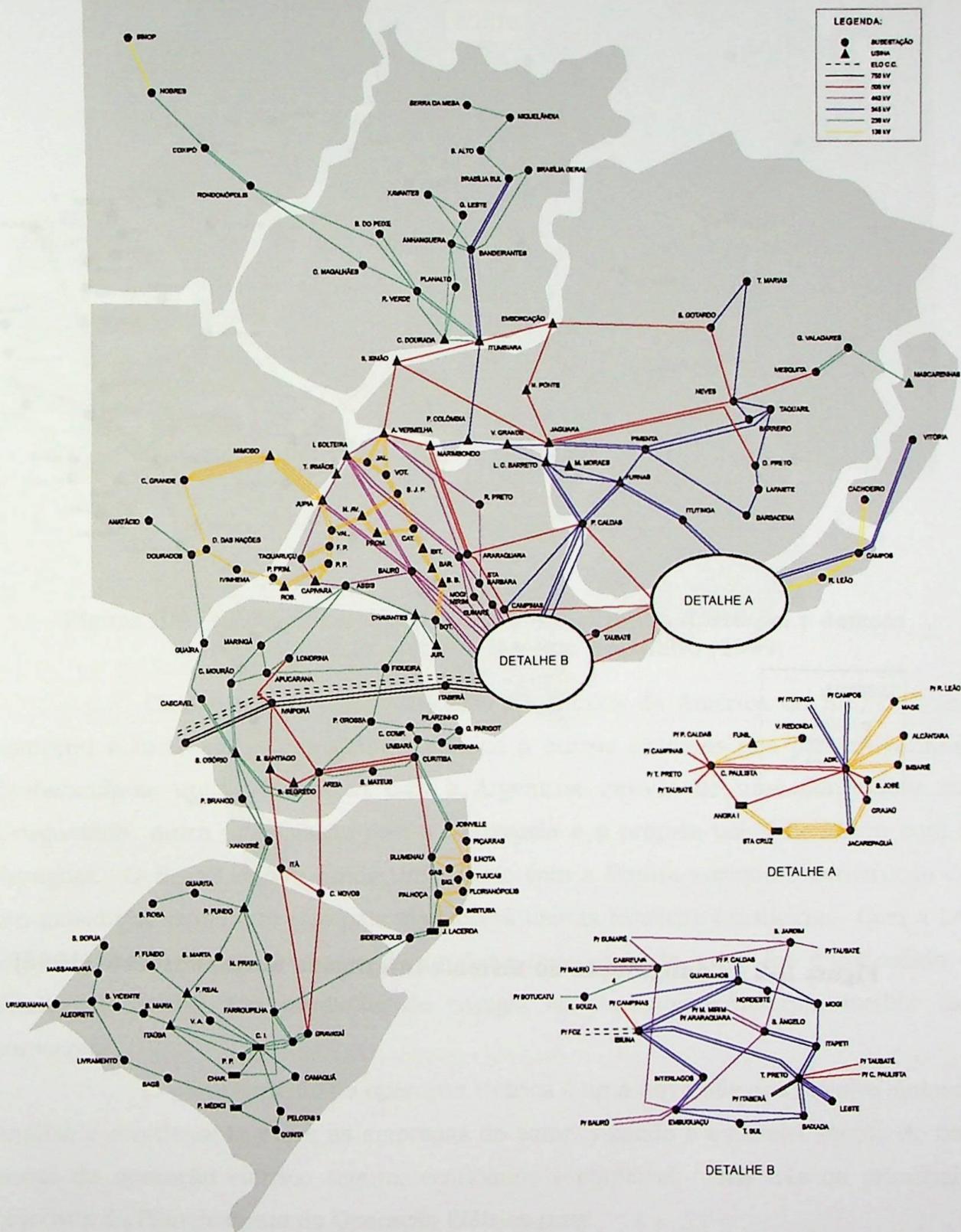


Figura II-1 – Configuração do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (1998)

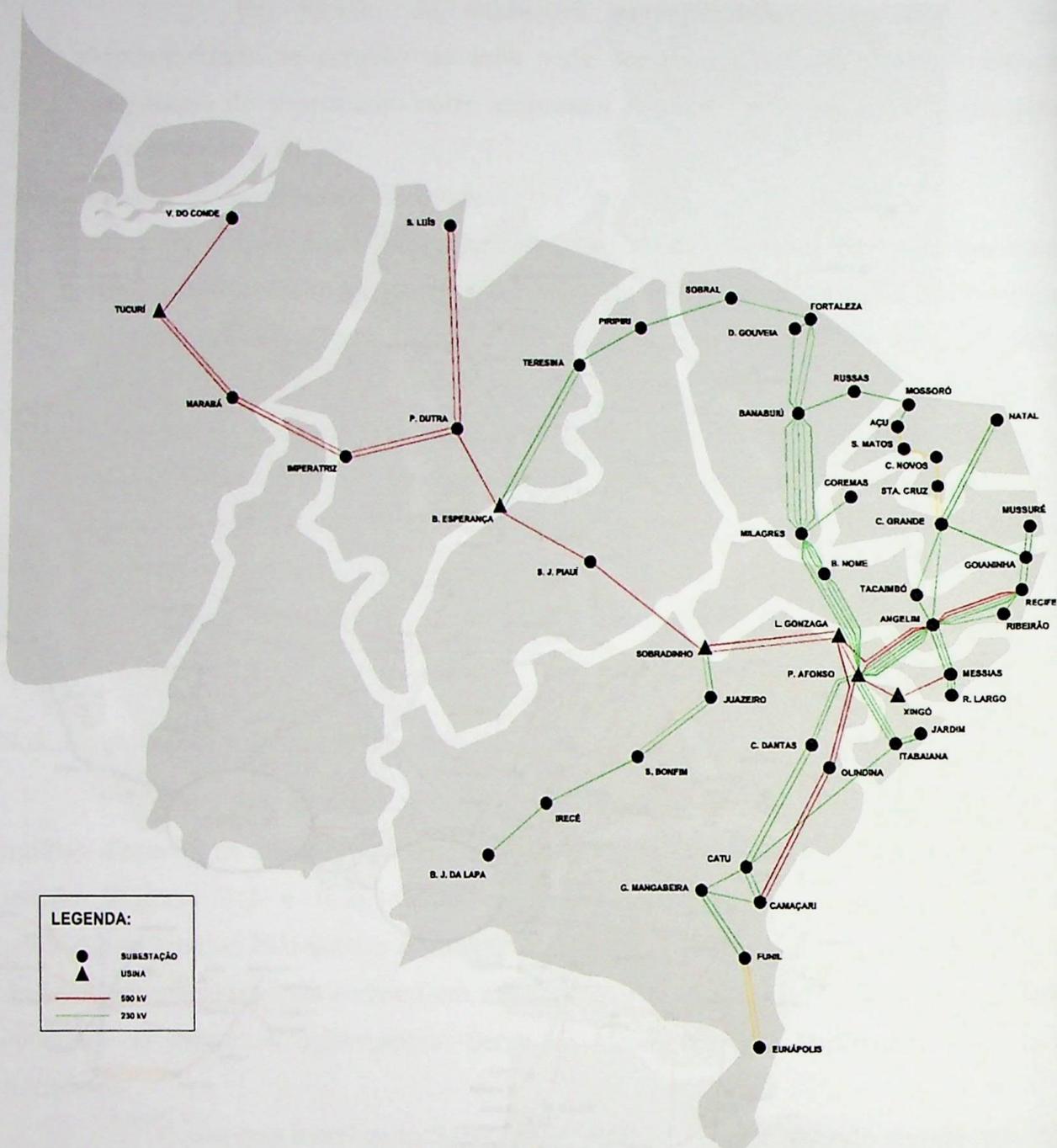


Figura II-2 - Configuração do Sistema Interligado Norte/Nordeste (1998)

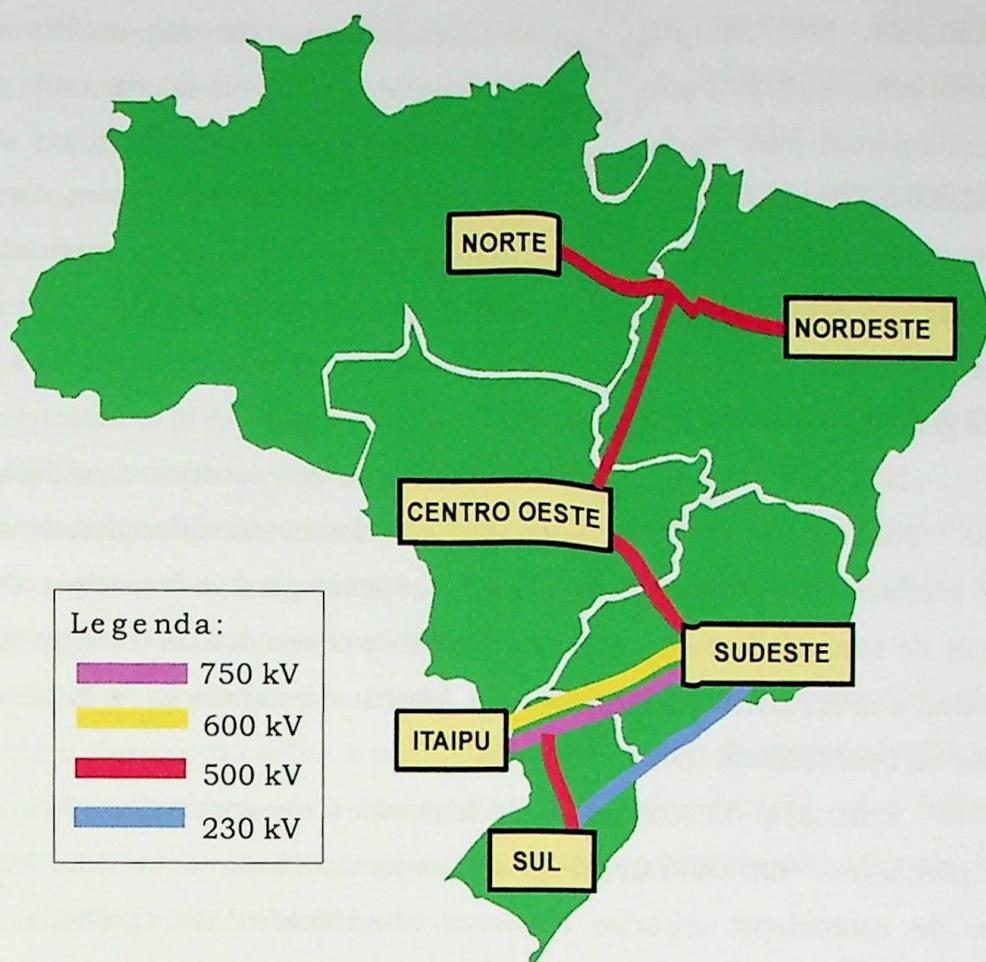


Figura II-3 – Diagrama simplificado da Interligação Norte-Sul e demais interligações do Sistema Elétrico Brasileiro (1999)

Com o advento da integração econômica da América do Sul, o Brasil começou a interligar o seu sistema elétrico a outros sistemas dos países vizinhos, destacando-se uma interligação com a Argentina através de uma conversora em Uruguaiana, outra interligação com a Venezuela e a própria usina de Itaipu com o Paraguai. O Brasil iniciou ainda um projeto com a Bolívia visando a construção de um gasoduto, sendo que este país abastecerá usinas térmicas brasileiras. Com a Lei 9074 de 1995, houve a criação do *produtor independente*, onde lhe é concedido o direito de vender sua produção de energia às concessionárias que melhor lhe convierem.

O planejamento da operação elétrica é uma atividade que envolve síntese, análise e coordenação entre as empresas do setor, visando o estabelecimento de um ponto de operação elétrico seguro, econômico e confiável. São três os principais objetivos do Planejamento da Operação Elétrica [2-22]:

- (i) otimizar a confiabilidade da malha principal do sistema interligado para as possíveis configurações e condições operativas, dentro do horizonte operativo, utilizando os recursos operativos disponíveis;

- (ii) examinar, em conjunto com o Planejamento da Expansão, alternativas associadas à antecipação de obras sempre que se considerar esta antecipação fundamental para atenuar ou eliminar restrições operativas, ou sempre que existirem riscos operacionais considerados inaceitáveis. Além disso, pode-se até sugerir ao Planejamento da Expansão, a revisão do plano original;
- (iii) garantir a operação da malha principal do sistema interligado dentro do melhor nível possível de confiabilidade e economia, explorando os recursos disponíveis de geração e transmissão.

Nos dois primeiros casos, considera-se nos estudos a configuração mais provável. Quando os níveis de confiabilidade forem considerados insatisfatórios, tenta-se melhorá-los através da implantação de esquemas especiais de proteção, otimização de controladores e ações de proteção e alterações de configuração, sempre que possível e necessário. No terceiro caso, busca-se estabelecer as diretrizes a serem utilizadas na operação em tempo real [2-22].

É usual a caracterização de horizontes temporais distintos: *curto prazo*; *anual* e *plurianual*. Em cada um desses planejamentos são feitos estudos que têm a intenção de estabelecer critérios a serem considerados na operação elétrica em condições *normal* e de *emergência*, visando estabelecer condições limites de desempenho quanto ao controle de tensão e carregamento. As faixas de operação do sistema também são definidas, tendo como objetivo a adequação de seus recursos com o menor custo possível, levando em conta os limites definidos por cada empresa, devido às próprias restrições dos seus sistemas.

II.3.1. Características dos Estudos Tradicionais

As características de cada estudo são comentadas a seguir.

II.3.1.1. Estudos a Curto Prazo

Os estudos a curto prazo compreendem a análise da operação do sistema *abrangendo o trimestre subsequente com um maior detalhamento para o primeiro mês correspondente*. Os meses restantes são estudados em maiores detalhes nas respectivas atualizações mensais.

Os estudos são realizados *mensalmente*, considerando todos os aspectos que possam levar a modificações das condições elétricas de operação no transcorrer do mês. Os principais objetivos desses estudos são [2-22]:

- ⇒ Fornecer subsídios quanto ao desempenho elétrico do sistema interligado em regime normal e em emergência, procurando evidenciar as dificuldades

operativas decorrentes do esgotamento dos recursos disponíveis para atendimento às diversas condições de carga do sistema (carga pesada, média, leve e mínima), bem como o equacionamento das soluções;

- ⇒ Fornecer diretrizes para o controle de tensão do sistema interligado em regime normal de operação;
- ⇒ Otimizar o despacho de geração térmica convencional para o sistema, de acordo com os níveis de risco esperados;
- ⇒ Determinar a prioridade de substituição de ponta térmica entre as empresas;
- ⇒ Determinar o montante de auxílio operativo;
- ⇒ Determinar os limites de transferência de potência entre áreas do sistema e riscos associados, bem como a influência nestes limites de eventuais atrasos em cronograma de obras de grande porte;
- ⇒ Verificar a influência de atrasos em obras sobre o desempenho operativo do sistema, bem como sobre a estimativa de despacho de geração térmica;
- ⇒ Oferecer diretrizes que possibilitem a determinação da influência da manutenção de unidades geradoras e equipamentos do sistema interligado sobre o desempenho elétrico do mesmo;
- ⇒ Avaliar restrições operativas quanto ao atendimento às carga interruptíveis, e
- ⇒ Elaborar casos base de fluxo de potência para utilização das empresas.

O planejamento da operação a curto prazo também é responsável pelo *programa diário de operação* (PDO). Este programa é composto do programa diário de produção, do programa diário de transmissão e do programa diário do controle automático de geração (CAG) para o dia seguinte. O PDO é o instrumento fundamental para a supervisão e coordenação em tempo real dos sistemas interligados brasileiros, sendo encaminhado às Empresas do Setor. O seu conteúdo consiste em programação de geração e carga a cada 30 minutos, previsão de intercâmbio entre áreas de controle, previsão de suprimento de Itaipu ao Sistema Interligado S/SE/CO, folgas de potência por Usina/Empresa, identificação de carregamentos elevados em equipamentos importantes do sistema, recomendações energéticas e elétricas, relação de manutenções de unidades geradoras e de desligamentos da malha principal e da modalidade de controle de carga e geração de cada área de controle. Esse produto tem como finalidade o atendimento à carga através da melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis e com a garantia de segurança deste atendimento.

É fundamental enfatizar que todos os estudos de curto prazo são tradicionalmente efetuados sob o ponto de vista estritamente determinístico.

II.3.1.2. Estudos Anuais

Basicamente, a diferença entre os estudos anuais e os estudos a curto prazo é que no primeiro se avalia a operação do sistema e se evidenciam eventuais dificuldades operativas, podendo até ter um papel planejador, isto é, criar adaptações às necessidades operativas que advirão; enquanto que no segundo, se determina e otimiza sua operação para a condição que se encontra tendo como referência os estudos anuais.

Os estudos anuais consistem na análise da operação do *sistema para o ano seguinte àquele da realização dos estudos*, visando atingir os seguintes objetivos [2-22]:

- ⇒ Estimar os limites de transmissão e, com base nestes, o despacho de geração térmica, mês a mês, tendo em vista a previsão de consumo de combustível para o ano seguinte;
- ⇒ Evidenciar eventuais dificuldades operativas para atendimento adequado às cargas quanto ao controle de tensão e carregamento nas condições de carga pesada, média, leve e mínima do sistema, em regime normal e em condições de emergência;
- ⇒ Avaliar a necessidade de geração térmica para manter os padrões adequados de qualidade de atendimento aos consumidores, tendo em conta eventuais atrasos no cronograma de obras, bem como o efeito de manutenção em equipamentos do sistema;
- ⇒ Determinar os limites de transferência de potência entre áreas do sistema, bem como a influência nestes limites de eventuais atrasos em cronogramas de obras de grande porte;
- ⇒ Avaliar a capacidade de suporte de potência reativa das diversas empresas, evitando que os sistemas vizinhos sejam prejudicados;
- ⇒ Destacar, entre as instalações previstas, as mais importantes no sentido de garantir ao sistema um desempenho operativo confiável, indicando as medidas operativas capazes de suplantar as dificuldades decorrentes de eventuais atrasos na implantação destas instalações;
- ⇒ Estabelecer os níveis máximos de geração nas usinas em que o sistema de transmissão associado está limitado a uma potência inferior à capacidade geradora destas usinas;
- ⇒ Avaliar os esquemas de alívio de carga, corte de geração existentes e demais esquemas especiais, verificando a necessidade de alterá-los em função de novas

configurações, bem como a necessidade de estabelecimento de outros esquemas;

- ⇒ Analisar o programa de manutenção de unidades geradoras definidas pelas empresas com relação ao sistema interligado, recomendando as alterações que se fizerem necessárias, visando melhores resultados sob o ponto de vista elétrico;
- ⇒ Avaliar restrições operativas quanto à energização de novos elementos, considerando alterações na configuração do sistema;
- ⇒ Avaliar restrições operativas quanto ao atendimento à cargas interruptíveis, e
- ⇒ Elaborar casos base de fluxo de potência para utilização das empresas.

Novamente, aqui, é fundamental observar que todos os estudos são realizados tradicionalmente sob o ponto de vista determinístico.

II.3.1.3. Estudos Plurianuais

Os estudos plurianuais devem consistir na análise do desempenho operativo do sistema com base no sistema planejado à luz de previsões mais realistas e a partir de critérios de operação.

Estes estudos, que são realizados para um período de até 3 anos a frente ao ano da realização dos mesmos e que compõem o plano decenal, visam atingir os seguintes objetivos [2-22]:

- ⇒ Ajustar o plano de obras às previsões de carga, dotando o sistema de reforços mínimos necessários para atender os requisitos de operação dentro de seus padrões de desempenho;
- ⇒ Definir as prioridades para instalações previstas, sob o enfoque operativo, que visam principalmente evitar cortes de carga em regime normal e de emergência, minimizar a geração térmica, mantendo os níveis de tensão pré-estabelecidos;
- ⇒ Fornecer aos setores do planejamento o programa de obras ajustado para o próximo triênio, sob o enfoque operativo, apresentando em escala de prioridades os reforços mínimos necessários para que possam ser avaliados os aspectos financeiros e de construção;
- ⇒ Verificar os limites máximos de transferência de potência entre as diversas áreas do sistema interligado, bem como a influência nestes limites, de eventuais atrasos em cronogramas de obras de grande porte;
- ⇒ Avaliar a necessidade de geração térmica para manter os padrões adequados de qualidade de atendimento aos consumidores, tendo em conta eventuais atrasos no cronograma de obras;

- ⇒ Verificar a conveniência de estabelecimento de esquemas especiais tais como conservação de carga, corte de geração e outros;
- ⇒ Avaliar a capacidade de suporte de potência reativa das diversas empresas, evitando que sistemas vizinhos sejam prejudicados, e
- ⇒ Elaborar casos básicos de fluxo de potência para serem utilizados pelas empresas.

Mais uma vez, é fundamental observar que todos os estudos são realizados tradicionalmente sob o ponto de vista determinístico.

Considerando que o objetivo deste trabalho visa unicamente o referencial de tempo de curto-prazo, os estudos anuais e plurianuais não serão doravante mais considerados.

II.3.2. Critérios Gerais

Nos estudos realizados, procura-se obter maior uniformidade nas análises tanto em regime normal de operação como em emergência (indisponibilidade de equipamento).

Nos critérios utilizados no planejamento da operação, busca-se, sempre que possível, uma compatibilização com os critérios utilizados no planejamento da expansão [2-22].

Com a utilização desses critérios, procura-se estabelecer condições limites de desempenho para a operação do sistema quanto ao controle de tensão e de carregamento e também a utilização coordenada dos recursos existentes e previstos com o menor custo possível, dentro dos limites existentes [2-22].

Os estudos de planejamento da operação deverão apontar alternativas de operação do sistema em função dos diferentes níveis de desempenho, devendo ser indicadas as medidas operativas para que sejam atendidos os critérios estabelecidos (níveis de tensão, níveis de carregamento, etc.). No caso de não atendimento aos critérios, recomendações especiais deverão ser indicadas, podendo consistir, para casos de emergências, na instalação de esquemas especiais de proteção [2-22].

Para se realizar os estudos de curto prazo, é necessário, em primeiro lugar, a *confeção dos casos-base* onde efetivamente serão feitos os estudos. Esses casos-base contemplam os dados de topologia do sistema (conjunto de geradores, circuitos, transformadores, compensadores síncronos e estáticos, reatores, capacitores, capacitores série e série controlável, que fazem parte da configuração de cada empresa de energia elétrica); do tipo de carga (pesada, média ou leve) a ser considerado; dados de despachos de geração e tensão de cada usina.

Para tanto, existem algumas condições (critérios) para a formação dos casos-base para os estudos. Estas levam em conta a *configuração do sistema; a carga própria; geração e reserva de potência*.

Com relação à configuração do sistema, cada empresa é responsável por fornecer a configuração de seu sistema, respeitando o seu cronograma de obras. Uma vez de posse das configurações, analisam-se alternativas que levam em consideração as indisponibilidades de elementos de transmissão e/ou geração, bem como eventual atraso no cronograma de obras [2-22].

Quando da entrega dos dados referentes à topologia, as empresas também fornecem os dados de carga própria, onde são incluídos os serviços auxiliares de usina e as cargas interruptíveis [2-22].

Ao longo do dia, a carga varia consideravelmente (vide Figura V-1), não sendo possível, portanto, admitir somente um patamar de carga. Por isso, sem muita margem de erro, pode-se dividir o dia em 3 (três) períodos de carga, a saber: *pesada, média e leve*. O horário de carga pesada começa às 17 horas indo até 22 horas (20,83%). O horário de carga média vai das 7 horas até às 17 horas (50%) e das 22 horas às 24 horas (29,17%). E o horário de carga leve, inicia-se às 0 horas indo até 7 horas [2-25].

No caso da carga pesada, as pontas previstas das empresas (em MWh/h) ocorrem simultaneamente no horário de ponta do Sistema Interligado. O caso de carga média é formado, levando em conta a carga com o pior fator de potência de cada empresa (em MWh/h) dentro deste período. E finalmente, o caso de carga leve é confeccionado, considerando o menor valor de carga (em MWh/h) de cada empresa para este período, de terça a sexta-feira. Cabe salientar que a carga leve de segunda-feira é similar à carga de Domingo às 15 horas [2-24].

Nos estudos em regime permanente, as cargas são representadas como potência constante tanto a parte ativa como a reativa. Porém, poderá haver situações em que haja necessidade de representar a carga de uma determinada empresa, considerando sua diversidade (residencial, comercial ou industrial), a fim de facilitar a convergência [2-22]. *Cabe ressaltar que, atualmente, já está sendo adotada uma representação de carga mais detalhada em várias empresas devido a condição de esgotamento de recursos da malha principal do sistema elétrico brasileiro.*

Como foi afirmado anteriormente, os casos-base contemplam os despachos das usinas. Como o parque gerador do sistema brasileiro é hidrotérmico, deve-se considerar a operação conjunta das usinas (hidrelétricas e térmicas) de forma a se ter o menor custo possível [2-22].

Assim, os despachos das usinas hidrelétricas fornecidos pelas empresas consideram as disponibilidades mais prováveis para o período em estudo, as limitações devido aos reservatórios, as limitações operativas das máquinas e a indisponibilidade de geração de acordo com os cronogramas de manutenções das empresas [2-22].

Por outro lado, as usinas térmicas deverão ter despachos o menor possível em função do nível de desempenho a ser adotado [2-22].

Os estudos devem indicar o menor despacho de geração térmica para as empresas atenderem seus compromissos e a geração térmica necessária para atender aos requisitos mínimos por questões de transmissão, associadas a diferentes níveis de desempenho. A diferença entre estes dois valores determina a necessidade de substituição de geração térmica de cada empresa. Tal substituição é feita pelas sobras de geração hidráulica em outras empresas, conforme prioridades definidas nos estudos anuais e com base no desempenho elétrico do sistema [2-22].

É importante evidenciar que os despachos de geração das usinas, de uma forma geral, não devem esgotar as suas capacidades de geração, levando em consideração o número de unidades geradoras em operação. *Esta folga total de geração pode ser chamada de reserva de potência operativa.* Os casos-base para estudos devem dispor de uma reserva de potência, visando, por exemplo, a regulação carga-freqüência, saídas não programadas de unidades geradoras, etc.

No sistema elétrico brasileiro, a reserva de potência operativa é fornecida somente por usinas hidrelétricas selecionadas no controle automático de geração (CAG) e é calculada de forma distinta para os sistemas interligados S/SE/CO e N/NE. Em outras palavras, o sistema S/SE/CO usa um método híbrido englobando metodologias determinística e probabilística, enquanto o sistema N/NE usa uma metodologia puramente determinística. Abaixo, serão mostrados de forma superficial as parcelas utilizadas para o cálculo da reserva de potência operativa dos dois sistemas.

Sistema S/SE/CO [2-30]:

- | | |
|--------------------------------|---|
| <i>Reserva Primária (R1)</i> | destina-se à regulação da freqüência do sistema - <i>regulação primária;</i> |
| <i>Reserva Secundária (R2)</i> | Destina-se a atender as variações momentâneas ou de curta duração da carga dentro da demanda horária - <i>regulação secundária;</i> |
| <i>Reserva Terciária (R3)</i> | Definida como a maior "máquina |

probabilística", onde esta parcela é a diferença entre um valor total de reserva de potência operativa do sistema calculado probabilisticamente e as parcelas de reserva primária (R1) e secundária (R2) das empresas.

Sistema N/NE [2-29]:

<i>Reserva Primária (R1)</i>	destina-se à regulação da frequência do sistema - <i>regulação primária</i> ;
<i>Reserva Secundária (R2)</i>	destinar-se a atender a saída não programada de unidades geradoras. Esta parcela é quantificada deterministicamente, de tal forma que o seu valor seja equivalente à capacidade efetiva da maior unidade geradora do Sistema, ou seja, <i>a maior máquina do sistema</i> ;
<i>Reserva Terciária (R3)</i>	Destina-se a atender a diferença entre as reais necessidades de demanda do sistema e a demanda prevista, ou seja, erro de previsão de carga.

II.3.2.1. Operação do Elo em Corrente Contínua

Como mencionado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro possui dois elos de corrente contínua. Um situa-se na subestação de Uruguaiana. É um *back-to-back* da antiga ELETROSUL, que faz interligação com a Argentina, em 50 Hz. O outro elo de corrente contínua se localiza entre as subestações de Foz de Iguaçu 500 kV (50 Hz) e Ibiuna 345 kV (60 Hz) que pertence a FURNAS. Este último, é de extrema importância para o sistema elétrico brasileiro, pois, é por ele que se transmite um bloco muito grande de potência para o sistema nacional, além do suporte de potência reativa na região de Ibiuna 345 kV. Será dado, aqui, uma breve descrição desse elo de corrente contínua e alguns tópicos de sua operação no sistema elétrico. Este *link* liga dois sistemas de corrente alternada de frequências fundamentais diferentes, 50 Hz do lado do retificador (Foz do Iguaçu 500 kV) e 60 Hz do lado do inversor (Ibiuna 345 kV). O elo é constituído por dois bipolos (duas pontes de 12 pulsos por polo) e duas linhas

de transmissão em corrente contínua. A operação normal do elo é na forma bipolar, porém, em caso de emergência, ele pode operar também na forma monopolar. Sua capacidade nominal de transmissão de potência é de 3.150 MW por bipolo, perfazendo uma total de 6.300 MW. A tensão CC nominal por bipolo é de ± 600 kV. As linhas de transmissão de CC têm, em média, 800 km de extensão e distanciadas entre si de 10 km [2-26]. A Figura II-4 ilustra bem a configuração utilizada no link (vide Apêndice J).

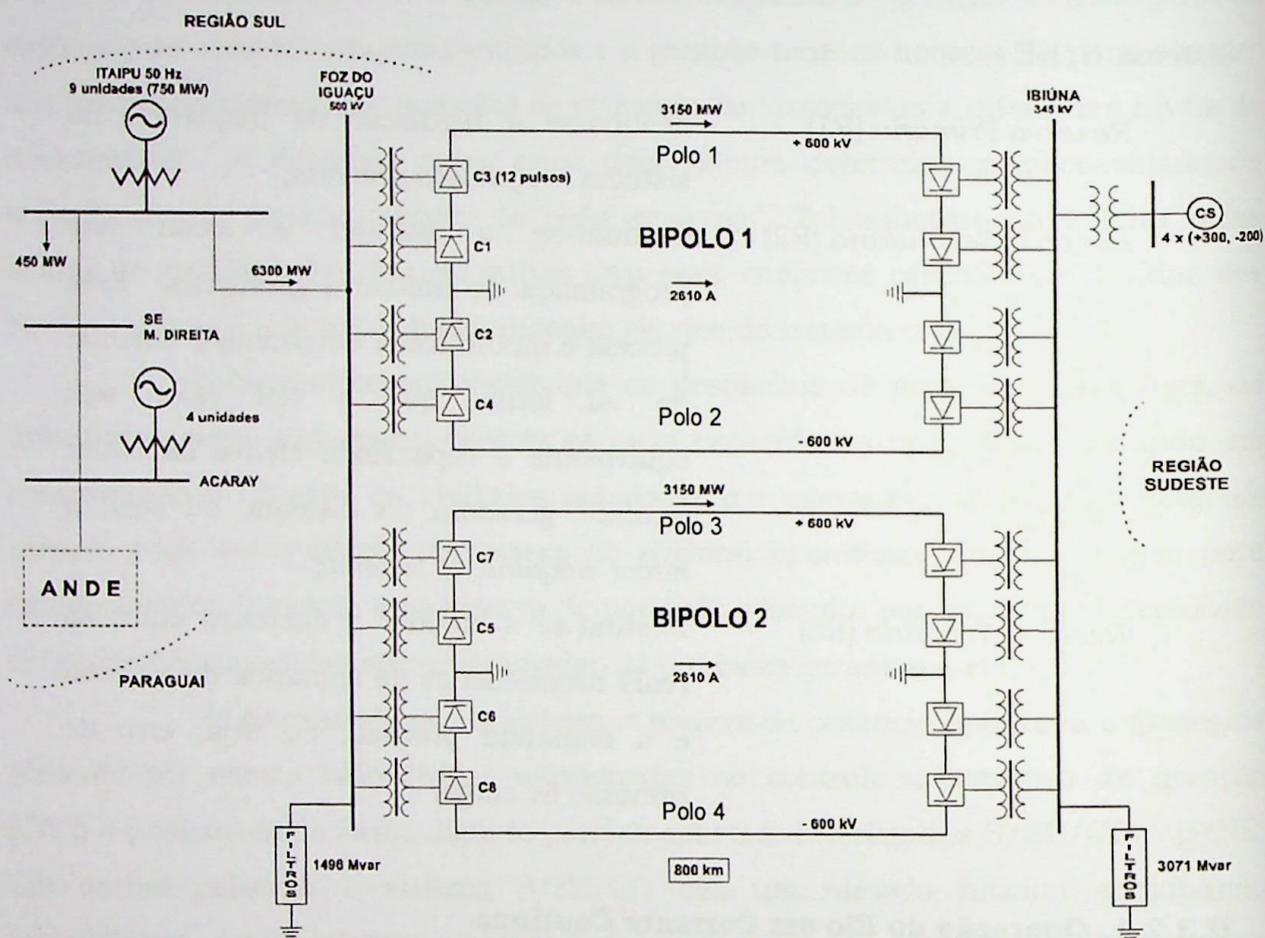


Figura II-1 - Diagrama unifilar do sistema de corrente contínua de Itaipu

No que diz respeito ao controle de tensão do sistemas CC, para tensões CA menores ou iguais a 500 kV mais 5% no retificador (até 105%) e a 345 kV mais 5% no inversor (até 105%), o sistema poderá operar continuamente a um nível de tensão CC não inferior a 75% do valor nominal e toda faixa de corrente CC (tensão reduzida), isto é, mesmo que se esteja operando com 75% de tensão, a corrente poderá ter qualquer valor dentro da sua faixa. Para tensão máxima do retificador de 500 kV mais 10% (110%), o valor mínimo de tensão CC foi estabelecido em 80% do valor nominal [2-23].

No que diz respeito ao balanço de potência reativa, a capacidade nominal à frequência fundamental dos equipamentos de compensação reativa deve ser tal, que atenda aos seguintes critérios [2-23]:

- Transmitir capacidade nominal de 700 MW/gerador a ser entregue na barra retificadora 500 kV, 50 Hz com um máximo de até 9 geradores em operação, estando conectado qualquer elemento chaveável (filtro, banco de capacitor) ou mesmo tendo uma linha de 500 kV fora de serviço;
- Transmitir a capacidade máxima de 727 MW/gerador a ser entregue na barra 500 kV, 50 Hz com um máximo de até 8 geradores em operação, conectados com todos os elementos em serviço;
- Esses requisitos devem ser satisfeitos para uma faixa de tensão de 0,95 a 1,05 pu na barra retificadora de 500 kV.

O número máximo de bancos de filtros à frequência fundamental deve ser tal que a conexão repentina não ocasione auto-excitação para qualquer condição prévia de carga [2-22]. Ou seja, a disponibilidade de filtros nas subestações extremidades para a operação do elo de corrente contínua deve ser tal, que o montante de filtros em Ibiuna dependerá (i) do número de conversores em operação; (ii) da potência transmitida no elo; (iii) do balanço de potência reativa na estação de Ibiúna 345 kV, compreendendo a faixa de operação dos síncronos e o intercâmbio de reativo com o sistema AC; sendo que a filtragem mínima será determinada pela injeção de harmônicos no sistema e a máxima será definida de forma a evitar auto-excitação das máquinas de Itaipu. E em Foz do Iguaçu, dependerá (i) do número de conversores em operação; (ii) da potência ajustada no elo, (iii) do número de máquinas de Itaipu em operação, sendo que a filtragem mínima será determinada pela injeção de harmônicos no sistema, enquanto que a filtragem máxima será em função do balanço do reativo na estação de Ibiúna [2-24].

II.3.3. Critérios Determinísticos para Avaliação do Comportamento do Sistema Interligado

No planejamento a curto prazo efetuam-se estudos em regime permanente, de curto-circuito, estabilidade estática e de estabilidade eletromecânica. Para cada tipo de estudo tomam-se alguns critérios em relação à topologia, aos níveis de tensão, a compensação de potência reativa, aos carregamentos em linhas de transmissão e transformadores como referência.

Com o objetivo de permitir que o ONS cumpra suas atribuições mencionado no item II.1, foram conceituadas as seguintes redes: *Básica, de Operação,*

de Supervisão e de Simulação. Essas topologias servem para orientar várias atividades que são exercidas pelo ONS. Para os casos de estudos elétricos, considera-se a Rede de Simulação.

A **Rede Básica** é a rede oficialmente definida e regulamentada pela ANEEL. Ela é constituída somente por agentes de transmissão. Atualmente, sua especificação é dada pela Resolução ANEEL nº 433, de 13 de novembro de 2000. No seu artigo 3º, a Resolução, descreve que integram a Rede Básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, com exceção das seguintes instalações e equipamentos:[2-32]

- (i) instalações de transmissão, incluindo as linhas de transmissão, transformadores de potência e suas conexões, quando destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores, em caráter individual ou compartilhado;
- (ii) instalações de transmissão de interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de importação ou exportação de energia elétrica; e
- (iii) transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

A **Rede Complementar** é a rede que estende além dos limites da Rede Básica, cujos fenômenos têm influência significativa na Rede Básica. A Rede Complementar é definida através de estudos elétricos realizados pelo ONS, que avaliam a influência de estações e linhas de transmissão da Rede Básica, tendo, portanto, caráter dinâmico em função da evolução do sistema elétrico.[2-32]

A **Rede de Operação** é a união da Rede Básica, da Rede Complementar e das Usinas Integradas. Por **Usinas Integradas**, entende-se que sejam aquelas com capacidade instaladas igual ou superior a 50 MW ou usinas que apesar de não atenderem esta potência, são imprescindíveis para o controle de tensão ou estão hidráulicamente acopladas a usinas com capacidade superior a 50 MW. Também fazem parte dessa rede as **Subestações** com nível de tensão igual ou superior a 230kV; ou seja, as *Transformações* com tensão primária maior ou igual a 138kV e que conectam equipamentos fundamentais para o funcionamento da Rede de Operação e os *Barramentos* de tensão maior ou igual a 69kV de interligação entre a transmissão e a distribuição, além daqueles, em qualquer nível de tensão, que conectam equipamentos fundamentais para o funcionamento da Rede de Operação. Além disso, fazem parte dessa rede as **Linhas de Transmissão** de tensão maior ou igual a 230kV,

excluídas as de conexão de consumidores ligados diretamente à rede de operação e as de tensão inferiores a 230kV, que têm impactos sobre a Rede Básica, de acordo com indicação do ONS para composição da Rede Complementar. Dentro dessa rede existem ainda algumas situações especiais que são: [2-32]

- (i) sistema de transmissão associado à usina de Itaipu, incluindo o elo de corrente contínua e o sistema tronco de 750kV, que é considerado na Rede de Operação, face a sua relevância para a operação da Rede de Operação,
- (ii) sistema tronco de transmissão de suprimento a Campo Grande, incluído na Rede de Operação, tendo em vista sua influência no intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste e
- (iii) sistema tronco de transmissão de suprimento a Florianópolis, incluído na Rede de Operação, devido sua influência no despacho do complexo termelétrico de Jorge Lacerda.

A **Rede de Supervisão** é a Rede de Operação e outras instalações, cuja monitoração via sistema de supervisão, é necessária para a tomada de decisões em tempo real, pelo ONS, relativas à Rede de Operação. [2-32]

A **Rede de Simulação** é a rede necessária de ser representada, para que os estudos e análises de fenômenos na Rede de Operação apresentem resultados com o grau de precisão requerido para definição de diretrizes e procedimentos para operação desta rede. [2-32]

Os conceitos de rede, anteriormente descritos, podem ser visualizados na Figura II-5 [2-32].

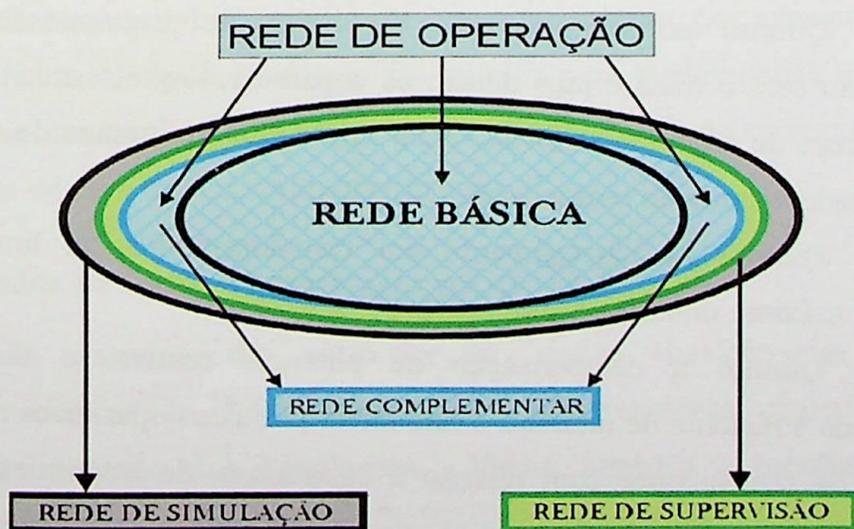


Figura II-1 - Redes

II.3.3.1. Avaliação do Comportamento em Regime Permanente

Quanto à tensão em regime permanente, como já mencionado, o Sistema Brasileiro é composto por vários sub-sistemas de níveis de tensão diferentes acoplados que vão do 69 ao 765 kV, trazendo alguns inconvenientes para o próprio sistema. Porém, independente do nível em que se esteja, a faixa de tensão deverá ficar entre 95% (tensão mínima) e 105% (tensão máxima) da tensão nominal do barramento. Por exemplo, um barramento em 500 kV tem sua faixa de tensão entre 475 kV (95%) e 525 kV (105%). Contudo, existem barramentos cujas tensões podem afetar sobremodo o desempenho do sistema e para estas barras deverão ser definidos, pelas empresas, os valores mínimo e máximo de tensão respeitando os equipamentos existentes e a faixa de tensão supra citada. No caso de se querer valores de tensão fora da faixa de referência, a empresa deverá providenciar uma justificativa para tal fato [2-22].

Para se fazer o controle de tensão no sistema, são permitidas as seguintes ações [2-22]:

- (i) abertura de linha de transmissão, desde que o sistema continue a operar no mesmo nível de risco;
- (ii) subexcitar os geradores e compensadores síncronos, desde que o limite de estabilidade do próprio sistema não seja comprometido;
- (iii) manobrar banco de capacitores ou de reatores de barra, desde que isso não provoque variações de tensão superiores a 5% da pré-existente após atuação da reguladores de tensão das máquinas e compensadores estáticos. Para qualquer medida de controle de tensão, a tensão final tem que se manter dentro da faixa de tensão esperada.

Quanto ao carregamento da linha de transmissão, o limite de carregamento será o mais crítico dentre os seguintes: limite térmico, flecha máxima (devido a áreas de moradia, rodovias, etc.), limite dos equipamentos terminais, limite de estabilidade e limite de tensão [2-22].

Quanto ao carregamento em transformadores, o limite será a sua capacidade máxima nominal [2-31].

Quanto à compensação de potência reativa, o sistema deve ter compensação suficiente de maneira a não haver prejuízos operativos quer com relação aos níveis de tensão quer com relação à capacidade de transmissão em qualquer período de carga e em qualquer condição de operação (normal ou emergência) [2-22].

II.3.3.2. Avaliação do Comportamento em Regime de Emergência

Quanto à tensão em condição de emergência, isto é, no caso de acontecer uma contingência simples (perda uma linha de transmissão ou de um transformador ou saída de uma unidade geradora), a faixa de *tensão pós-defeito*⁵ é ampliada temporariamente, até que sejam tomadas medidas operacionais (modificação na tensão de excitação de unidades geradoras ou síncronos; alteração dos tapes dos transformadores do sistema; manobra em equipamentos de compensação reativa; relocação de geração) de forma a trazer a tensão de volta à sua faixa original. Essa nova faixa de tensão tem seu valor mínimo em 90% e o máximo em 110%. Para as barras de carga, a variação de tensão será limitada em até 10% da tensão pré-existente, respeitando a faixa de tensão de 90 a 110% da tensão [2-22].

Quanto ao carregamento da linha de transmissão em condição de emergência, o limite de carregamento nas linhas que ficaram em operação, não deverá ser superior ao seu limite de transmissão, já anteriormente mencionado [2-22].

Quanto ao carregamento em transformadores, em condição de emergência, dependerá de sua potência trifásica nominal (em MVA). Os transformadores em relação à sua potência podem ser dividido em duas categorias: os de potência trifásica menor ou igual a 100 MVA e os de potência trifásica maior que 100 MVA. Para os transformadores de até 100 MVA poderão ser aceitos sobrecargas superiores a 50%, conforme norma (NBR 5416/1981). Para os transformadores superiores a 100 MVA, o máximo carregamento deverá ser fornecido pelo fabricante. Caso não se tenha esses dados, a sobrecarga não deverá ser superior a 50% do valor nominal de placa por mais de 20 segundos, devendo ser reduzido a valores em torno do nominal por esquemas de proteção do equipamento. Contudo, no caso de uma sobrecarga admissível, todos os recursos disponíveis como, por exemplo, abertura de linha e redespacho de geração devem ser usados para a eliminação da mesma. No caso de uma sobrecarga imposta, deve-se considerar o limite de carregamento que não acarrete perda de vida útil do equipamento [2-31].

II.3.3.3. Estudos de Curto-Circuito

Os estudos de curto-circuito visam, basicamente, verificar a adequabilidade elétrica de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e aterramento das instalações. Visam também a escolha e ajuste da

⁵ Tensão pós-defeito é aquela onde o sistema reestabeleceu o regime permanente após a atuação dos reguladores de tensão dos geradores e compensadores síncronos e a atuação dos LTC (*load tap changers*) automáticos

proteção. O cálculo tradicional do nível de curto-circuito emprega técnicas determinísticas e é feito considerando o sistema em regime subtransitário com todas as máquinas e linhas de transmissão em operação [2-22].

II.3.3.4. Avaliação do Comportamento em Regime Dinâmico

A estabilidade a pequenos sinais está relacionada com a capacidade do sistema de potência manter o sincronismo sob pequenos distúrbios. Estes são considerados suficientemente reduzidos, de forma a permitir a linearização das equações do sistema para a análise. Esta análise dá informações importantes sobre as características dinâmicas do sistema de potência [2-28]. Usando técnicas lineares, o sistema será considerado estaticamente estável quando todos os autovalores complexos conjugados tiverem suas partes reais negativas [2-22]. Sua instabilidade pode ser resultado de [2-28]:

- (a) aumento angular do rotor através de um modo não oscilatório ou aperiódico devido a falta de torque sincronizante ou*
- (b) amplitude crescente da oscilação do rotor devido a torque amortecedor insuficiente.*

No que concerne ao uso de técnicas probabilísticas, essa área ainda é um campo quase inexplorado, podendo ser fértil em estudos pioneiros.

A estabilidade transitória está relacionada com a capacidade do sistema de potência manter o sincronismo quando da ocorrência de um severo distúrbio transitório ou grandes perturbações. Conseqüentemente, a resposta do sistema apresenta grandes excursões do ângulo do rotor dos geradores e é influenciada pela relação não-linear potência/ângulo [2-28].

Nas simulações de estudo transitório ou dinâmico do planejamento a curto prazo, as condições iniciais de configuração, geração e carga são aquelas presentes nos casos de regime permanente (casos-base) para as cargas pesada, média e leve. A representação das cargas, na medida do possível, refletirá a característica de cada área em função da tensão e da freqüência. Os geradores serão representados pelo seu modelo de máquina mais completo, os reguladores de tensão, sinais adicionais, limitadores de sub e sobreexcitação, limitador V/Hz, se existirem, sendo que nas simulações dinâmicas sempre que necessário, deverão ser representados os reguladores de velocidade. Contudo, algumas usinas poderão ser representadas como cargas negativas ou pelo modelo clássico. Para qualquer condição de carga, o sistema deverá ser estável para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, considerada a perda de um de seus elementos (carga, gerador, linhas de transmissão ou

transformador). O tempo de eliminação do defeito é soma do tempo de atuação da proteção primária (relés) com o tempo de abertura dos disjuntores, sem considerar falha do disjuntor. A tabela II-1 mostra os *valores indicativos* de tempo de atuação da proteção primária mais o tempo de abertura dos disjuntores para diferentes níveis de tensão, quando da ocorrência de um defeito (ressalta-se que valores abaixo são indicativos, devendo ser utilizados somente quando da falta de informações mais precisas) [2-22].

Tabela II-1 – Tempo de eliminação do defeito para diferentes níveis de tensão

Tensão (kV)	Tempo de operação dos relés + Tempo de abertura do disjuntor* (em ciclos)
750	4,0
500	4,0
525	4,0
440	5,0
345	5,0
230	6,0
138	9,0
138**	30,0

(*)Sem falha no disjuntor

(**)Sem teleproteção

Como resultado final da simulação, considera-se como comportamento estável do sistema (uma nova condição operativa após uma perturbação) quando, durante a simulação, as oscilações angulares entre grupos de geradores apresentarem uma tendência de amortecimento. Deve-se ressaltar que muito embora na análise do comportamento dinâmico após uma perturbação seja verificada a perda de sincronismo de um conjunto de unidades geradoras, o que conceitualmente significa uma condição de instabilidade, o sistema pode operar satisfatoriamente sem este conjunto e, portanto, apresentar um desempenho satisfatório para a emergência em estudo [2-22].

Novamente, os cálculos dos limites aqui envolvidos são calculados por programas que utilizam técnicas determinísticas. O uso de técnicas probabilísticas em programas para estudos dinâmicos ainda encontra-se em fase de investigação experimental.

II.3.4. Estudos Tradicionais de Alívio de Carga por Subfreqüência

Esses estudos visam determinar o restabelecimento do *equilíbrio geração × carga* desfeito por contingências, através do alívio automático de carga.

Os principais critérios adotados nesse tipo de estudos pretendem definir [2-27]:

- os níveis de sobrecarga (*déficit* de geração);
- as emergências onde existe recuperação da freqüência;
- montante de carga a ser cortado;
- nível inicial do corte (freqüência de corte);
- a freqüência mínima do sistema (limitada por equipamentos);
- número de estágios e o montante de carga cortado por estágio;
- ações de proteção para controlar as sobretensões.

Todos esses estudos são tradicionalmente efetuados sob o ponto de vista determinístico.

II.3.5. Nível de Desempenho ou Risco – Perspectiva Determinística

O Sistema Elétrico Brasileiro está dividido em várias áreas elétricas como, por exemplo, área São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, Norte, Nordeste, etc. Cada uma delas tem sua própria característica de operação e, desta forma, eventuais emergências na(s) interligação(ões) de suprimento acarretam alguma severidade à respectiva área. Esse *grau de severidade* da contingência está relacionado com a conseqüente variação de tensão, de freqüência e/ou sobrecarga verificada sobre os elementos de transmissão ou mesmo uma perda de sincronismo após a ocorrência do evento, resultando ou não em perda de carga. Esta severidade fornece o nível de desempenho do sistema/área, isto é, o risco de perda de carga ao qual está submetido o sistema/área, levando em consideração diferentes carregamentos do sistema de transmissão em função da variação da carga ou geração no sistema/área em estudo (*grau de utilização*), associados às contingências não suportadas em cada nível [2-22].

Os níveis de risco, *sob o ponto de vista determinístico*, praticados atualmente no Sistema Brasileiro são descritos abaixo [2-22]:

- **Nível 1:** *O sistema suporta, sem perda de carga, todas as contingências simples, referentes a elementos de transmissão (linhas, transformadores, etc), ou unidades geradoras;*⁶

⁶ Neste nível de risco, o sistema atenderia ao critério clássico de planejamento (N-1).

- **Nível 2:** O sistema, para o grau de utilização imediatamente superior ao do nível 1 de desempenho, não suporta uma ou mais contingências simples referentes à perda de elementos de transmissão (linhas, transformadores etc), ou unidades geradoras, resultando em violação dos critérios operativos aqui estabelecidos;⁷
- **Nível 3:** O sistema, para um grau de utilização imediatamente superior ao do nível 2 de desempenho, não suporta contingências simples adicionais às do nível anterior⁸.

Os níveis de desempenho são definidos nos estudos de curto prazo, sendo interessante compará-los com os conceitos de "estado saudável", estado marginal" e "estado em risco", discutidos na seção III.7.

De uma forma geral, a avaliação do sistema é feita através de análises de contingências. Nestas análises, verificar-se-á [2-22]:

- aspectos de estabilidade – aplica-se um curto-circuito monofásico em um elemento com posterior eliminação do defeito através da abertura deste elemento. O sistema deve evoluir readquirindo uma condição operativa estável;
- após o restabelecimento do regime permanente, as tensões, a frequência e os carregamentos devem ser admissíveis, ao menos temporariamente;
- com o elemento defeituoso fora de serviço e a aplicação das medidas corretivas (chaveamento de bancos de capacitores/reatores, ajustes de tensão, geração, etc.), o sistema deve recuperar as faixas operativas aceitáveis.

II.4. Sumário

Foram vistos nesse capítulo os critérios tradicionais utilizados no planejamento da operação a curto prazo tanto energética como eletricamente. *Foi comentado que os estudos energéticos a curto prazo já utilizam técnicas probabilísticas além das determinísticas e que os estudos elétricos a curto prazo ainda usam, predominantemente, técnicas determinísticas.*

Direcionando a atenção para os estudos elétricos, no que tange aos níveis de desempenho do sistema no planejamento da operação a curto prazo, a aplicação da metodologia determinística ("N-1") torna-se inflexível, sendo muito restritivos os limites calculados para cada nível de risco. Isto quer dizer que seriam calculados limites que não necessariamente estariam naquele patamar de risco, mas, sim, em um patamar

⁷ Neste nível de risco, o critério (N-1) é violado no que concerne apenas linhas de transmissão, transformadores e geradores.

⁸ Neste nível de risco, o critério (N-1) já é violado pela simples perda de capacitores, e reatores.

de risco menor, podendo-se transmitir mais. Por outro lado, o uso de técnicas probabilísticas poderia ajudar nesse caso, uma vez que elas levam em consideração, não as coincidências de ponta (carga pesada), mas a probabilidade de acontecer essa situação, podendo identificar níveis de risco mais realísticos levando também em conta o grau de utilização do sistema/área.

O panorama traçado neste capítulo reforça a necessidade de desenvolvimento de critérios e procedimentos probabilísticos para aplicações no planejamento elétrico de curto prazo, dado que a grande maioria dos estudos é ainda realizada em bases essencialmente determinísticas.

Capítulo III

"Probability is the very guide to life."

Thomas Hobbes, 1588-1679

III. TRATAMENTO PROBABILÍSTICO DO RISCO

III.1. Introdução

A análise de confiabilidade é usualmente relacionada ao planejamento da expansão dos sistemas, sendo reconhecida a maturidade dos modelos utilizados tanto para o nível hierárquico um (sistemas de geração) como para o nível hierárquico dois (confiabilidade composta ou global). O capítulo precedente indicou que no âmbito da análise da operação elétrica de curto prazo, praticamente, não tem sido considerado o tratamento probabilístico das incertezas, evidenciando-se, então, uma área carente de desenvolvimento.

Com base nessa constatação, este capítulo introduz alguns conceitos e enfoques basilares para o tratamento probabilístico de risco de sistemas elétricos.

III.2. A Diversidade dos Estudos de Confiabilidade em Sistemas de Potência

Segundo Endrényi (1978), confiabilidade, à luz da engenharia, é a probabilidade de um equipamento ou sistema funcionar adequadamente, por um período de tempo determinado, sob condições operativas definidas. Dessa forma, o conceito matemático de probabilidade passa a ser a medida da confiabilidade, uma vez que esta se torna o parâmetro de julgamento da performance de um equipamento ou sistema.

A confiabilidade pode ser vista sob dois enfoques distintos: a de sistemas e a de equipamentos. Entretanto, independente das áreas em que se esteja trabalhando, a confiabilidade pode ser traduzida pelos chamados índices de confiabilidade. Assim, sucedendo um evento (falha, por exemplo, de um equipamento por um determinado período de tempo) pode-se interpretá-lo através da probabilidade da ocorrência (confiabilidade do equipamento), quanto tempo dura o evento (duração),

quantas vezes ocorre (frequência) e qual a potência indisponível associada ao evento. Dessa maneira, pode-se, então, identificar os índices de confiabilidade mais comuns da seguinte forma [3-01]:

- *probabilidade* (confiabilidade, disponibilidade);
- *durações médias* (para a primeira falha, tempo médio entre falhas, duração média das falhas);
- *frequência* (número de falhas / tempo);
- *expectâncias* em geral (déficit / tempo).

Nessa perspectiva, o objetivo dos estudos de confiabilidade é prever que níveis de risco deverão ocorrer com base nos dados de falha dos elementos e no projeto do sistema (*system design*) [3-01].

Por sua vez, esses índices de confiabilidade ou níveis de risco podem ser classificados quanto à sua natureza temporal. Esta classificação é importante para identificar o tipo de aplicação à qual o índice se refere: a confiabilidade histórica ou a preditiva [3-04]. A confiabilidade histórica (desempenho) é relativa ao comportamento passado do sistema/componente (que de fato ocorreu) enquanto que a confiabilidade preditiva refere-se a uma prognose do comportamento futuro. A confiabilidade preditiva depende da histórica, uma vez que as previsões são realizadas com base no passado.

A confiabilidade histórica é praticada em análises pós-operativas de equipamentos a fim de avaliar a performance do próprio equipamento, das turmas de manutenção, dos operadores, etc. A confiabilidade preditiva é bastante desenvolvida em áreas de Planejamento, onde, através de estudos procura-se prever a confiabilidade do sistema. Porém, na área de Operação, as concessionárias brasileiras ainda não praticam confiabilidade preditiva nem para equipamentos nem para sistemas [3-02].

A análise de risco no horizonte da operação é reconhecidamente uma tarefa bastante complexa devido aos seguintes fatores:

- (i) Grande porte do sistema — o sistema é composto por um conjunto de elementos (unidades geradoras, compensadores síncronos, circuitos, transformadores, disjuntores, reatores, capacitores, capacitores série e série variável, etc.), interconectados de alguma maneira [3-01];
- (ii) As grandezas de interesse são processos estocásticos não estacionários — o comportamento do sistema varia para diferentes referências de tempo (regime permanente ou transitório) [3-02].

É praticamente impossível realizar a avaliação de confiabilidade para um sistema elétrico de potência como um todo. Assim, costuma-se dividir os estudos de confiabilidade por classes ou *níveis hierárquicos* (NH). Para estudos de confiabilidade preditiva, para uma mesma classe, os modelos adotados podem ser diferentes, caso o horizonte do estudo seja longo ou curto prazo [3-02].

A Figura III-1 mostra as classes de estudos atualmente adotadas [3-03]. Alguns autores clássicos (Billinton) advogam a análise nodal (subestações) como pertencentes ao nível hierárquico 2.

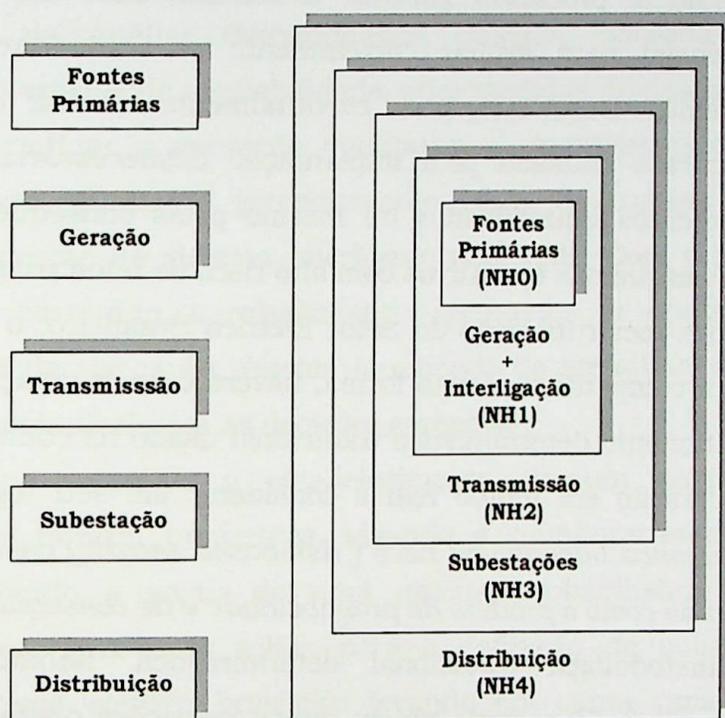


Figura III-1 - Classes de estudos de confiabilidade

Dependendo do horizonte de tempo a que se refere o estudo de confiabilidade, os modelos a serem adotados diferem sobremaneira, em função, principalmente, das hipóteses de formulação.

Ao estudar-se o sistema (regime permanente) a longo prazo, pode-se supor que a taxa de falha dos componentes seja constante, que as probabilidades de se estar em um ou outro estado (operando ou não operando) não dependam do tempo, etc. No curto prazo, muitas dessas hipóteses já não seriam mais válidas, ainda que o sistema estivesse em regime (modelo não-estacionário).

Observa-se que no âmbito da análise histórica cabem dois tipos de análise de confiabilidade. A primeira (*análise de desempenho*) diz respeito ao desempenho real verificado através do registro histórico do sistema [3-13]; a segunda seria a *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 à topologia. A *análise preditiva realizada na pré-operação*, comporta o estudo de uma sucessão de configurações referenciais situadas no intervalo do horizonte de estudo [3-05].

III.3. Conveniência de Mensuração do Risco

As metodologias determinísticas para a análise da operação elétrica disponíveis atualmente procuram garantir a confiabilidade da rede elétrica, mas carecem de potencial para avaliar corretamente os verdadeiros níveis de risco inerentes ao sistema. Deste fato, pode eventualmente resultar uma utilização não otimizada de recursos causada pela implantação desnecessária de redundâncias, sobredimensionamentos injustificados ou mesmo pelas conseqüências advindas da implementação de esquemas operativos com alto risco de falha [3-06].

Com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o sistema de energia elétrica se tornará competitivo. Desta forma, haverá uma motivação muito forte para se reavaliar o tratamento determinístico tradicional usado na confecção dos limites de segurança da operação em tempo real e considerar em seu lugar *uma técnica de avaliação da segurança baseado no risco ("risk-based security assessment approach")*, onde *risco é definido como o produto de probabilidade e de conseqüência* [1-02].

A metodologia tradicional determinística, adotada no âmbito do planejamento da operação a curto prazo, impõe restrições operativas como nível de geração, fluxo de potência ativa (MW), nível de tensão, quando a perda de um único circuito ou unidade geradora resulta em violação da confiabilidade mínima exigida operativamente. Este procedimento é conhecido como *critério "N-1"*. Como mencionado no capítulo anterior, a desvantagem dessa técnica é que todos os limites calculados são inflexíveis, isto é, não existe nenhum mecanismo para ajustar essa inflexibilidade como uma função de probabilidade ou de conseqüência da contingência comandando o limite. Portanto, é freqüente encontrar casos em que os sistemas de potência são operados sob restrições impostas por eventos de pequena probabilidade de ocorrência ou severidade de conseqüência mesmo quando a restrição impõe oportunidade de custos muito significativos, tais como o limite de intercâmbio econômico (contratos).

As empresas de energia elétrica de alguns países estão incorporando técnicas probabilísticas nos seus estudos, tanto na fase de planejamento como na de operação devido às incertezas, tais como demanda futura, preço dos combustíveis,

custos de construção, disponibilidade e custos de outras concessionárias ou produtores independentes, e o próprio ambiente regulatório (reestruturação) [3-08].

Se o risco é calculado como o *produto da probabilidade de um evento resultar na violação da segurança e da consequência da violação*, então, pode-se dizer que o *tratamento determinístico para o cálculo da segurança ("security assessment") resultará em restrições operativas de alto custo que não são justificadas pelo baixo nível de risco correspondido* [1-02].

Caracteriza-se, dessa forma, a urgente necessidade de se dispor de uma complementação da análise determinística clássica, baseada em metodologias probabilísticas de análise de confiabilidade, com medidas de desempenho do sistema. Tais métodos permitem a avaliação qualitativa e quantitativa dos riscos da rede elétrica e, por conseguinte, o gerenciamento eficaz da continuidade, qualidade e segurança da operação do sistema interligado nacional. Com a implantação de um sistema tarifário adequado, a relação entre os custos de operação da rede e os respectivos níveis de riscos do sistema (qualidade de atendimento) constituirá uma informação imprescindível para as decisões gerenciais.

Dessa maneira, o estabelecimento de um conjunto de critérios probabilísticos se tornam prementes, visando a monitoração do desempenho do sistema, sedimentado a partir de uma análise probabilística de confiabilidade, propiciando assim, uma base sólida para a definição de políticas gerenciais de operação do sistema elétrico brasileiro levando em conta uma variada gama de incertezas.

III.4. Ações Relacionadas ao Uso Eficaz dos Estudos de Confiabilidade

A manipulação de indicadores de mérito da rede elétrica compreende ações de *monitoração; diagnose e gerenciamento*.

No que concerne ao *monitoramento*, a análise objetiva a *qualificação e a quantificação preditivas* dos níveis de *riscos probabilísticos* incorridos pelo sistema elétrico durante as situações operativas de interesse. Como já foi comentado, tais riscos advêm das incertezas probabilísticas inerentes ao próprio sistema e que são oriundos das variações fortuitas na topologia da malha elétrica, disponibilidades do parque gerador, despacho, condições hidrológicas, solicitações ambientais, comportamento da carga, escalas de manutenção programada, solicitações de desligamentos, margens de reserva girante, tolerâncias admissíveis para operação em regime de emergência, margens de segurança estática e dinâmica, erros do operador, etc.

O monitoramento de confiabilidade permitirá a efetivação da chamada *coordenação ou gerenciamento de riscos* ao longo de todo o sistema, propiciando assim, a uniformidade da oferta de energia elétrica com o mesmo grau de *continuidade, adequação e segurança* e, por conseguinte, com tarifas proporcionais a essas características do produto "*energia elétrica*".

Cabe notar que a avaliação de riscos sob os pontos de vista de adequação e segurança encontra-se em estágio embrionário de desenvolvimento.

A avaliação de risco, sob o ponto de vista da *continuidade*, é realizada consoante diversas segmentações temporais (tempo quase-real, curtíssimo prazo – 30 minutos, curtíssimo prazo – horário) de acordo com as constantes de tempo associadas aos diversos fenômenos dinâmicos envolvidos no cenário operativo sob análise. Os níveis de risco do sistema são expressos através de indicadores de confiabilidade que refletem tipicamente grandezas com diversas agregações espaciais (por barra, área, empresa, estado, centro de carga, país), tais como, probabilidades de perda de cargas, frequências e durações médias de interrupções, valores médios de perda de suprimentos, severidade de eventos e diversos outros índices de interesse.

Esse tipo de análise de riscos tem diversas aplicações, destacando-se entre elas a identificação de carências elétricas e energéticas e a estimação dos custos da energia interrompida. Uma interface estratégica deste tipo de estudo concerne a análise comparativa dos horizontes temporais da pós-operação (análise de desempenho histórico ou pretérito) e da pré-operação (ou seja, a prognose dos riscos do sistema).

A ação de *diagnose* de confiabilidade diz respeito ao cotejo dos indicadores oriundos da monitoração com os critérios vigentes e conseqüente enquadramento (isto é, classificação) das condições operativas do sistema. A etapa de gerenciamento diz respeito às ações gerenciais que devem ser empreendidas visando o balanço otimizado do binômio custos versus riscos do sistema. Tanto a *diagnose* quanto o *gerenciamento* só deverão ser implementados quando a etapa de monitoração estiver consolidada.

III.5. Gerenciamento de Risco: Um Novo Desafio

O gerenciamento de riscos é uma das atividades estratégicas que necessariamente se impõe no novo panorama institucional que vive atualmente o sistema elétrico brasileiro (desverticalização, produção independente de energia, compartilhamento da malha, etc.) [3-13].

Billinton et al. [1-02] relataram que a falta de gerenciamento do risco pode levar à degradação dos níveis de segurança, principalmente para a segurança dinâmica, uma vez que as incertezas envolvidas na resposta dinâmica do sistema são grandes e a consequência de instabilidade pode ser cara. Por essa razão, a motivação em desenvolver uma metodologia baseado em risco para a avaliação da segurança ("*risk-based approach to security assessment*"). Tal metodologia poderia oferecer [1-02]:

- potencial para justificar práticas operacionais que pondere mais eqüitativamente as trocas entre custo e segurança, resultando em economia substancial a partir do uso de fontes de energia menos custosas;
- um sistema de gerenciamento de risco para a avaliação da segurança ("*security assessment*"), que preveniria, arbitrariamente ou ao acaso, o risco não conducente a uma boa prática operativa.

O gerenciamento de risco exige que as técnicas probabilísticas sejam integradas ao processo de avaliação da segurança, usados normalmente nos estudos do planejamento da expansão. Esta não é uma área bem desenvolvida, porque, tradicionalmente, as técnicas probabilísticas têm sido usadas mais pela equipe de planejamento do que pela de operação, uma vez que o horizonte de decisão e, conseqüentemente, as incertezas são muito diferentes [1-02]. Cabe ressaltar mais uma vez, que na Operação, as técnicas probabilísticas ainda encontram resistência ao seu uso devido à falta de conhecimento sobre as mesmas e a difícil interpretação e compilação dos seus resultados uma vez que se pode gerar vários índices de risco. Essas dificuldades têm facetas de natureza *qualitativa* e *quantitativa*. Sob o ponto de visto qualitativo, a própria nomenclatura utilizada gera dúvidas oriundas da ausência de consenso quanto a aspectos conceituais (por exemplo, os termos desempenho, confiabilidade, risco são amiúde empregados como meros sinônimos). Quantitativamente, o julgamento dos valores numéricos dos índices também não são triviais e a inexistência de balizadores comparativos com aceitação consistente também configura uma dificuldade [3-14].

O uso de uma técnica baseada em risco para a avaliação da segurança de sistema de potência na operação de uma rede competitiva de energia exigirá um método para o cálculo dos *limites de segurança*, baseado na probabilidade e na consequência da insegurança, ou seja, níveis de geração, fluxos nas linhas de transmissão e tensões. Os pontos de operação seriam, então, julgados aceitáveis dependendo do *nível de risco* e dos *benefícios econômicos associados com o ponto de operação*, e não simplesmente baseados no instante no qual o desempenho do sistema

seguido da primeira contingência mais severa viola o critério mínimo de confiabilidade operativa [1-02].

III.6. Processo de Tratamento de Risco

O processo de tratamento de risco inclui tanto a *avaliação* quanto o *controle* do risco. Uma estratégia eficaz deve combinar os efeitos financeiros e uma componente de avaliação do próprio risco. Esse componente é a avaliação quantitativa dos riscos e inclui a análise de probabilidade (ou freqüência), análise de consequência (magnitude) e a interação dos resultados obtidos destas duas análises parciais [3-09]. A Figura III-2 dá um visão de uma estrutura das atividades de tratamento de risco.

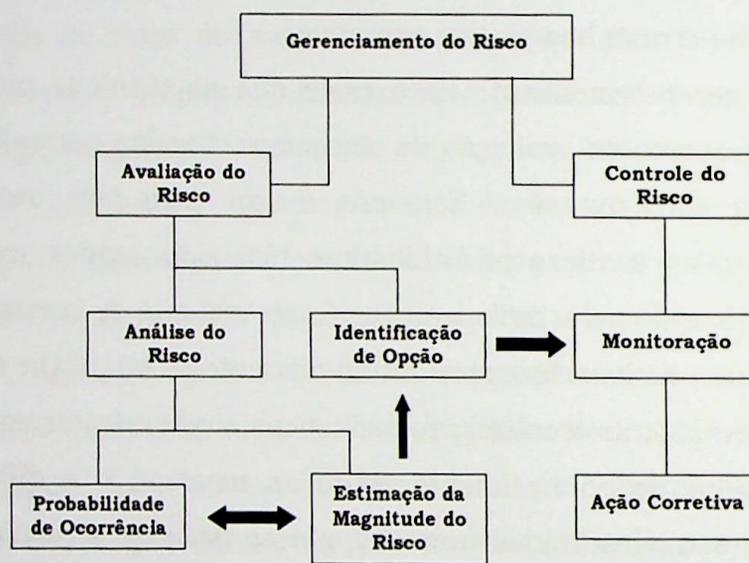


Figura III-1 - Atividades de tratamento de risco

O propósito de um processo de quantificação da avaliação de risco é determinar os possíveis valores de resultados (consequências) que poderiam ocorrer e a probabilidade de ocorrência associada para cada valor de resultado. No caso de um produtor independente, o resultado escolhido poderia ser, por exemplo, o custo total de transação ao consumidor ou o benefício total esperado a partir dessa transação sobre seus termos [3-09].

III.7. O Conceito de “Bem-Estar” ou Robustez de um Sistema de Potência

Uma vez conhecendo-se pontos de operação do sistema de potência, poder-se-á, então, verificar o “bem-estar” do próprio sistema. O conceito de “Bem-Estar” ou robustez envolve uma metodologia que, conforme a performance do ponto de operação, classifica o sistema em três diferentes estados: *saudável*, *marginal* e *em risco* [3-07].

Como mencionado anteriormente, as principais desvantagens associadas aos métodos probabilísticos estão na dificuldade de interpretar os índices e na falta de informação suficiente para prover estes índices. Essa metodologia do “Bem-Estar” alivia essas dificuldades, pois, inclui critério determinístico em uma técnica probabilística. Esse conceito pode ser visto na Figura III-3, onde a performance do ponto de operação é estabelecido como estando nos estados *saudável* e *marginal* em adição a um estado convencional de *risco*. Os critérios determinísticos utilizados tais como a perda de um simples elemento, costumam definir o estado de saúde. Os índices de “Bem-Estar” podem ser calculados para cada ponto de operação do sistema e a resultante destes índices agregados produzem um conjunto global dos índices de “Bem-Estar” para o sistema inteiro [3-08].

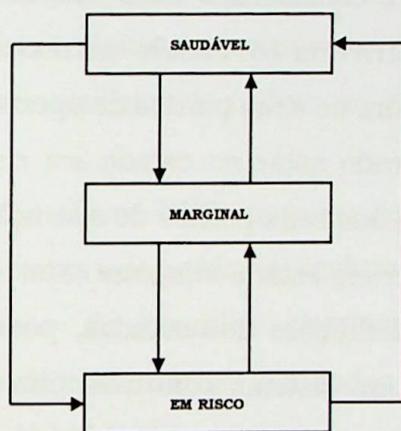


Figura III-1 - Diagrama do “Bem-Estar” do sistema

Dessa forma, para uma dada contingência, *um ponto de operação é considerado estar em estado saudável*, se [3-08]:

“todos os pontos de operação e as restrições operativas estiverem dentro de seus limites para o atendimento daquela carga e os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis. No estado saudável, há margem suficiente tal que a perda de um elemento qualquer, especificado por um dado critério, não resulte em violações para o sistema nem para as restrições operativas. O critério especificado, como a perda de elemento qualquer, dependerá da filosofia de planejamento e operação de cada concessionária de energia elétrica”.

O ponto de operação está em um **estado marginal** se satisfizer a seguinte definição [3-08]:

“se o ponto de operação for para uma condição tal onde a perda de algum elemento coberto pelo critério especificado resulte na violação do sistema global ou das suas próprias restrições operativas, então, o ponto de operação estará em

um estado marginal. O estado marginal é similar ao estado saudável no tocante que todas as restrições são satisfeitas, porém, não há mais margem suficiente para suportar um defeito. O ponto de operação pode ir para um estado marginal pela saída de um elemento ou pelo crescimento de carga do sistema".

O ponto de operação está na **estado em risco**, se satisfizer a seguinte definição [3-08]:

"se qualquer restrição do sistema e/ou restrição operativa de um ponto de operação são violados, então, o ponto de operação estará em um estado em risco".

O "bem-estar" de um sistema de potência total está baseado no "bem-estar" de seus pontos de operação. Para uma dada contingência no sistema, o sistema de potência global é considerado estar em um estado *saudável* se todos os seus pontos de operação estiverem em estado *saudável*. Se o sistema entrar em um estado no qual pelo menos um de seus pontos de operação estiver em estado *em risco*, então, o sistema é considerado estar no estado *em risco*. O sistema estará em um estado *marginal* se nenhum dos seus pontos de operação estiver em estado *em risco* e, pelo menos, um deles estiver em estado *marginal* [3-07].

A partir das definições dos estados, pode ser concluído que o objetivo básico é projetar e operar um sistema com uma alta probabilidade de estar em um estado *saudável* tanto quanto uma baixa probabilidade de estar em estado *em risco* [3-08].

III.8. Ferramental de Análise de Riscos Disponível no Brasil

No Brasil, atualmente, existem diversos programas disponíveis para a análise de *confiabilidade composta*⁹, sendo que os principais são: CONFTRA, GATOR, FLUXP, PACOS, CGS, ANCORA, REAL, NH2, MENTOR. Em outros países, os programas mais citados são: SICRET (Itália), ZUBER (Alemanha), TRELSS (EUA), MECORE (Canadá), PROCOSE (Canadá) e CREAM (EUA). Esses programas têm sido difundidos na área de planejamento da expansão. Iniciativas recentes de organismos de pesquisa (EPRI) em outros países (EUA), considerando o novo ambiente institucional, têm sido baseadas na avaliação probabilística do risco ("*Probability Risk Assessment - PRA*"), conjugando dois programas computacionais associados a um metodologia de enumeração de estados ("*Fast Contingency Analysis Program*" e "*Reliability Index Program*"). Curiosamente, alega-se que a metodologia de simulação

⁹ Análise de confiabilidade visando tanto o efeito da geração quanto o da transmissão.

Monte Carlo seria inviável, dado que os sistemas tratados têm da ordem de 30000 barras.[3-18]

A primeira grande análise de confiabilidade de todo sistema brasileiro foi realizada com o programa GATOR, posteriormente abandonado por sua inadequação às peculiaridades do sistema. A seguir, registrou-se uso intenso do programa CGS (por cortesia do Dr. Colemar Arruda, CELG, UFG) em diversos estudos subseqüentes. A partir de 1985, iniciou-se o Projeto NH2 através de uma parceria ELETROBRÁS, CEPEL e o Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GTCP/CTST/GCPS). A contínua evolução do programa NH2 o situa, hoje, como uma ferramenta bem adequada para estudos de confiabilidade composta.

III.9. O Programa NH2

Esta seção registra alguns comentários sobre o programa NH2 para a conveniência do leitor. Minúcias adicionais podem ser vista na literatura [3-10], [3-11], [3-12], [3-13].

O sistema computacional NH2 compreende um programa principal para análise probabilística para sistemas de potência, incluindo o cálculo da confiabilidade composta geração/transmissão de grandes sistemas hidrotérmicos e módulos auxiliares para o gerenciamento e montagem dos dados de entrada e saída [3-10]. Em [3-19] descreve-se uma versão do programa adaptado a processamento paralelo/distribuído.

Atualmente, trata-se de um programa com boa difusão na área de planejamento. Todavia, a área de estudos da operação elétrica vem demonstrando interesse crescente na utilização do NH2 adaptado às necessidades da operação elétrica de curto prazo [3-12].

Para atingir seus objetivos, o NH2 incorpora características que combinam processamento computacional efetivo com flexibilidade na modelagem e diagnósticos [3-13].

A modelagem flexível foi necessária devido à diversidade dos usuários e das aplicações. Isto foi possível usando o conceito de *cenário* e permitindo aos usuários especificar o método para seleção de estados (*Enumeração* ou *Monte Carlo*) e o modelo para análise de performance (fluxo de potência AC ou DC) [3-13].

A eficiência computacional é obtida adotando-se técnicas de redução de variância (método híbrido) implementadas na simulação de Monte Carlo, e por utilizar um eficiente fluxo de potência ótimo no modelo de ações corretivas (redespacho de sistema de geração, ajustamento do perfil de tensão, mudanças nos tapes dos

transformadores, mínimo corte de carga), que considera a estratégia de solução específica para cada contingência. A análise de cada contingência do sistema é realizado por um fluxo de potência ótimo (FPO) [3-13].

O programa é capaz de diagnosticar o sistema em estudo. Isso é possível, não somente por meio dos próprios índices de confiabilidade, mas também pelo espectro de informações adicionais fornecidas. Este inclui informação na maioria dos casos severos, distribuição probabilística da variável selecionada, estatísticas de violação por circuito e por barra, estatísticas de perdas por área, e sensibilidade para os reforços do sistema. Os índices são gerados em duas situações distintas: antes da medidas corretivas serem efetivas (*índices do problema do sistema*) e após as medidas corretivas serem efetivadas (*índices de corte de carga*). Além dos índices básicos de confiabilidade composta, o programa calcula também índices de frequência e duração dado que uma metodologia foi desenvolvida para calcular esses índices com razoável exatidão. Todos os índices de confiabilidade composta são desagregados por sistema, área e níveis de barramento e também por diferentes modos de falha (ilhamento, sobrecarga, violação de tensão, colapso de tensão, etc) [3-13].

O programa NH2 permite as seguintes funções básicas a serem realizadas, interativamente ou por processamento em *batch* [3-12]:

- *análise de um caso de fluxo de potência (tradicional ou ótimo);*
- *análise de um caso de contingência;*
- *análise de uma lista de contingências;*
- *fluxo de potência probabilístico;*
- *análise de confiabilidade (transmissão e composta).*

III.9.1. As principais características do programa NH2

A análise de confiabilidade composta de sistemas envolve o cálculo de índices que refletem a *adequação*¹⁰ do sistema ao suprimento das demandas previstas ao longo de um determinado período, usualmente um ano. Ao longo deste período, o sistema elétrico pode estar se expandindo, com entrada de unidades geradoras, circuitos, transformadores, etc. Por outro lado, as cargas também variam ao longo do ano e apresentam comportamentos diferentes em cada região e estação do ano. Há que considerar ainda que, em sistemas hidrotérmicos, as condições hidrológicas afetam significativamente a disponibilidade de potência nas usinas hidrelétricas, de acordo com o comportamento das afluentes. É, portanto, necessário recorrer-se à

¹⁰ Capacidade do sistema em atender à demanda de carga ou as restrições operativas do sistema.

simulações energéticas do sistema de geração, de modo a obter-se as disponibilidades mensais de potência em cada usina hidrelétrica, para a condição hidrológica considerada. Cabe ressaltar que o algoritmo de confiabilidade implementado no NH2 permite o cálculo de índices anualizados, isto é, condicionados a cada cenário de carga, ou índices anuais, ou seja, integrados para todos os cenários de carga [3-11].

O conceito de *cenário* foi introduzido no NH2 para permitir a consideração dos aspectos citados e é caracterizado pela descrição dos seguintes elementos [3-10]:

- configuração do sistema elétrico (topologia e dados elétricos dos componentes);
- distribuição espacial das cargas (por barra);
- disponibilidade de potência nas usinas do sistema.

A abordagem adotada corresponde a transformar a análise de um período anual em seqüência de análises de cenários representativos dos diversos aspectos relevantes para a análise de confiabilidade composta. A cada cenário pode-se associar, portanto, uma probabilidade e um conjunto de índices de probabilidade; índices globais podem, então, ser calculados pela média ponderada dos índices de cada cenário, tomando-se como pesos as probabilidades de ocorrência de cada cenário [3-10].

Para efetuar a análise de confiabilidade associada a um determinado cenário, deve-se escolher um despacho de geração viável para o caso-base. Esse caso-base registra, portanto, uma decisão *operativa* e se traduz por um particular perfil de tensões nas barras e de carregamento nos circuitos do sistema [3-11].

Definido um caso-base, pode-se analisar o desempenho do sistema frente a uma série de contingências, caracterizadas pela mudança de estado de um ou mais componentes do sistema. Este modo de utilização chama-se *análise de contingências* [3-11].

A caracterização das transições de estado de cada componente permite associar probabilidades a cada contingência e a conseqüente obtenção de índices de confiabilidade. Este modo de utilização chama-se *análise de confiabilidade* [3-11].

A análise de desempenho compreende a solução da rede utilizando um fluxo de potência não linear e a monitoração das violações de restrições operativas, na ocorrência de alguma violação. Neste caso, o programa faz uso do modelo de medidas corretivas para eliminar as violações, valendo-se dos controles definidos pelo usuário e, em última instância, do corte de carga mínimo necessário para o restabelecimento do sistema [3-11].

Na análise de confiabilidade, a seleção de estados pode ser efetuada de dois modos alternativos: por *enumeração* de contingências e por simulação *Monte Carlo*. No primeiro, uma lista de contingências é formada explicitamente ou de forma implícita. *Os índices calculados representam um limite inferior dos valores verdadeiros, dada a impossibilidade prática de se enumerar todo o espaço de estado, no caso de sistema de grande porte.* No segundo modo, as contingências são escolhidas aleatoriamente, a partir dos modelos estocásticos dos componentes. Os índices calculados representam uma estimativa não tendenciosa dos índices verdadeiros; o processo de sorteio permite também o cálculo do intervalo de confiança associado a cada índice, para amostra utilizada [3-11].

Um terceiro modo de seleção de estado permite combinar os dois modos acima, o que possibilita a obtenção de índices com uma menor incerteza; este modo combinado se baseia nas chamadas técnicas de redução de variância, muito utilizadas em métodos de simulação Monte Carlo [3-11].

A análise de cada estado pode ser realizado por um *fluxo de potência ótimo* (FPO).

III.9.1.1. Utilizando Fluxo de Potência Ótimo por Método de Pontos Interiores

Para obter-se uma exatidão aceitável na estimação dos índices de probabilísticos, deve-se ter um grande número de estados de sistema, incluindo combinação de saídas de gerador e circuito (falhas) e incertezas da carga. Portanto, no processo de análise de contingência, particularmente lidando com sistemas fortemente carregados (estressados), devem existir situações onde o algoritmo Newton-Raphson não converge para a solução, para um dado conjunto de cargas (potências ativa e reativa). Isso pode ocorrer devido aos pontos iniciais ruins, a problemas de mal-condicionamento ou porque as equações de fluxo de potência *não têm solução real* [3-13].

No programa NH2, problemas de solução de sistemas são aliviados pelo cálculo do corte de carga mínimo a fim de trazer viabilidade numérica ("*solvability*") a um caso de fluxo de potência sem solução, isto é, trazer o sistema de um ponto de operação onde o fluxo de potência não convergiu para um ponto onde há solução. Resolvendo o problema da viabilidade, se ainda houver violações operativas (tensão e sobrecarga) será, então, calculado um corte adicional para a eliminação das violações existentes. No processo de cálculo do corte de carga mínimo (viabilidade e/ou violações operativas), um fluxo de potência ótimo é resolvido pelo método direto de pontos interiores [3-13].

Na aplicação dos métodos de pontos interiores no FPO, duas estratégias básicas são relatadas na literatura. A primeira é baseada em um esquema de otimização do fluxo de potência, onde o algoritmo de pontos interiores é aplicado ao resultado do problema de programação linear ou quadrática obtido a partir da linearização das equações de fluxo de potência na solução do algoritmo de fluxo de carga [3-15], [3-16]. A segunda estratégia, chamada *método direto por pontos interiores*, consiste na aplicação do método por pontos interiores ao problema original de programação não-linear que está no FPO [3-17]. Esta última estratégia foi adotada no programa NH2. *Ela é mais adequada porque não depende da convergência de qualquer algoritmo de fluxo de potência – em seu esquema iterativo, é exigido somente o atendimento às equações de fluxo de potência na solução ótima.* Também, as experiências numéricas mostraram que os métodos por pontos interiores são mais efetivos quando lidando com mal-condicionamento em grande escala e redes com problemas de tensão [3-13].

III.9.2. Problemas de Colapso de Tensão

Os problemas de colapso de tensão estão muito relacionados com a viabilidade do sistema. Dessa forma, pode-se definir um conjunto de índices probabilísticos associados com a análise de viabilidade. O primeiro é a *probabilidade de casos insolúveis* (PCI), relacionado a aquelas contingências onde o algoritmo *tradicional* de fluxo de potência (Newton-Raphson) não converge [3-13].

Usando o algoritmo de pontos interiores, um subconjunto dessas contingências tem a viabilidade restaurada sem corte de carga, enquanto para outro subconjunto o corte de carga é necessário. Logo, é possível obter três outros índices: *a probabilidade de corte de carga para restaurar a viabilidade* (PCCR_V); *a frequência de corte de carga para restaurar a viabilidade* (FCCR_V), e *a expectativa de corte de carga para restaurar a viabilidade* (ECCR_V) [3-13].

A diferença entre os índices PCI e PCCR_V define uma medida de efetividade do algoritmo de pontos interiores em restaurar a viabilidade do sistema mantendo a carga, incluindo possíveis ações de controle [3-13].

III.10. Sumário

Neste capítulo foram discutidos diversos aspectos relevantes para o tratamento do risco de sistemas elétricos.

Em particular, foram discutidos conceitos relacionados ao monitoramento, diagnose e gerenciamento de risco. Foi também discutido o conceito de “bem-estar” ou

robustez de um sistema de potência no âmbito da operação de curto prazo. Finalmente, foi apresentado um breve panorama da ferramenta computacional que será utilizada nas simulações.

Capítulo IV

“And the more observations or experiments there are made, the less will the conclusions be liable to error, provided they admit of being repeated under the same circumstances.”

Thomas Simpson, 1710-1761.

IV. HIPÓTESES E PROCEDIMENTOS PARA CÁLCULO DO RISCO

IV.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é o registro das premissas adotadas para o cálculo dos níveis de risco operacionais associados à malha elétrica brasileira.

IV.2. Hipóteses Básicas

IV.2.1. Caracterização espacial do sistema

Serão analisadas três topologias distintas, a saber:

- (i) Sistema Sul / Sudeste / Centro - Oeste (*Sistema A*);
- (ii) Sistema Norte / Nordeste (*Sistema B*), e
- (iii) Sistema Brasileiro completo (incluindo a interligação Norte/Sul) - *Sistema Brasil*.

IV.2.2. 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 temporal de estudo* (vide seção IV.2.3), caracterizam-se eventualmente uma ou mais configurações referenciais, as quais refletem a *evolução temporal topológica do sistema ao longo do horizonte de estudo*. Cada configuração referencial deve ser submetida a minuciosa análise de risco com especial atenção aos efeitos incrementais provocados pelo comissionamento ou atraso na entrada de novos equipamentos no

sistema, ou até mesmo a eventual retirada de equipamentos obsoletos. Assim, a “duração” de uma dada configuração referencial corresponde à permanência de uma dada topologia. Convém observar que no âmbito de uma dada configuração referencial, os efeitos das saídas forçadas são considerados, ou seja, a topologia não é tratada deterministicamente.

Se o horizonte temporal for suficientemente extenso de tal forma que as manutenções possam ser tratadas de forma probabilística, tais ações (isto é, as manutenções) não precisam necessariamente caracterizar novas configurações referenciais. Por outro lado, se o horizonte de estudo for muito curto e as manutenções estiverem estabelecidas de forma determinística, as implementações das mesmas deverão caracterizar configurações referenciais válidas durante a duração da própria manutenção. É também fundamental a consideração de alterações topológicas que reflitam mudanças de estratégia operativa (por exemplo, o desligamento de capacitores ou linhas em regime de carga leve). Essas alterações também deverão caracterizar configurações referenciais e deverão ser cronologicamente simuladas pelo analista ao longo do horizonte temporal de estudo (vide seção IV.2.3). *Neste trabalho, as topologias analisadas dizem respeito às configurações referenciais associadas aos seguintes instantes de tempo:*

- *Sistema A - Abril de 1998;*
- *Sistema B - Março-Abril de 1998, e*
- *Sistema Brasil - Setembro 1999.*

Cumprir notar que essas configurações foram selecionadas com o intuito de se avaliar o impacto da interligação Norte-Sul na confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro. Os sistemas A e B refletem a situação de abril de 1998.

IV.2.3. Horizonte temporal de estudo

A definição do horizonte de estudo caracteriza-se pelos limites inferior e superior do período de tempo a ser analisado. No âmbito da operação, esses instantes podem variar desde a pré-operação, passando pelo tempo real, até um cenário situado aproximadamente 5 anos a frente. Em princípio, os horizontes considerados prioritários para investigação referem-se às *monitorações de resolução horária*, abrangendo o dia (24 monitorações), a semana (168 monitorações), o mês (720 monitorações) e o ano (8766 monitorações). *Neste trabalho, por motivo de simplicidade, o horizonte considerado será uma mera abstração, dado que a análise será restrita a um único instante de tempo (horizonte pontual).*

IV.2.4. Segmentação temporal para cada configuração referencial

Dado que os efeitos e fenômenos representados na análise de risco têm dinâmicas com constantes de tempo muito diferenciadas, cabe analisar a segmentação adequada do intervalo de tempo associado a cada configuração referencial [4-01]. Em princípio, a representação da evolução temporal de fenômenos para cada configuração referencial obedece à seguinte hierarquia aproximada:

- (i) fontes primárias de energia (mudanças de estado com dinâmica lenta no caso de sistemas hidráulicos);
- (ii) topologia (estados estacionários, pela própria definição do conceito de configuração referencial), e
- (iii) carga (mudanças de estado com dinâmica rápida).

Observa-se, nesse caso, que o número de segmentos ou intervalos de tempo associados ao estudo de cada configuração referencial, advirá da combinação do 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. *Neste trabalho, por motivo de simplicidade, a segmentação temporal será restrita ao período associado à previsão da carga. Em outras palavras, os processamentos computacionais refletirão apenas as situações de cargas pesada, média e leve.*

IV.2.5. Análise da configuração referencial

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. Esse conceito é simbolicamente representado na Figura IV-1, onde é mostrado um horizonte temporal de estudo compreendendo três configurações referenciais. O comportamento previsto para a carga sugere a proposição de três segmentações temporais para a primeira configuração referencial dado que o comportamento dos recursos energéticos tem aparentemente pouca influência durante a duração desta 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, semana, mês ou ano futuro [4-02]. 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 temporal.

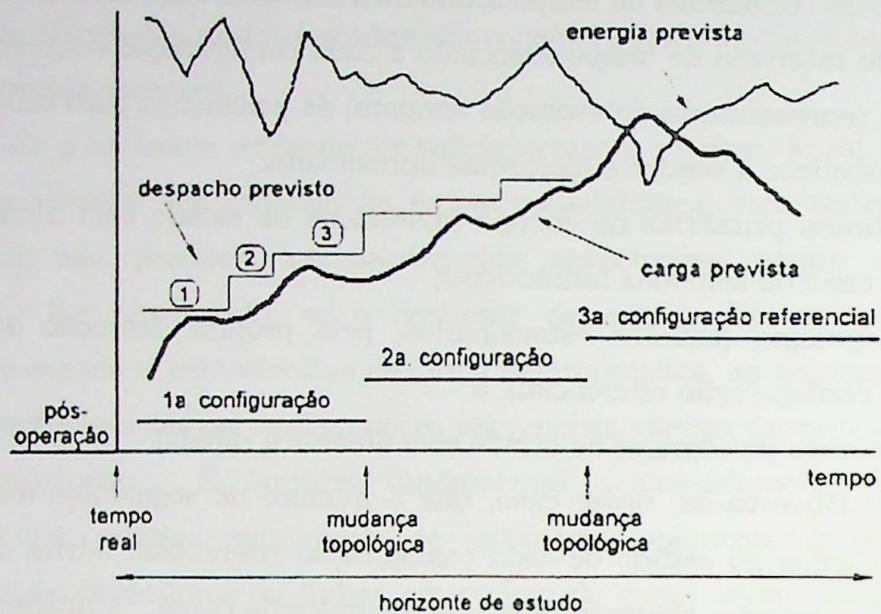


Figura IV-1 - Identificando configurações referenciais e segmentações temporais

Cada segmento temporal pode comportar diversas avaliações de confiabilidade, variando entre o mínimo de 2 (início e fim do próprio segmento temporal) até o máximo de n avaliações equidistantes no tempo, sendo n dado pela divisão da duração prevista da segmentação temporal pela menor das constantes de tempo representativas das durações das incertezas da topologia (esse critério pressupõe que um modelo Markoviano clássico está associado às incertezas da topologia). *É fundamental estabelecer uma relação coerente entre cada segmentação temporal e a respectiva previsão de carga do período.* Em outras palavras, é importante que durante cada segmentação temporal, as probabilidades atinjam o estado estacionário, dado que a versão atual do NH2 não manipula incertezas no período transitório. *Como já foi anteriormente comentado neste trabalho, para cada topologia serão analisados somente três patamares de carga.*

IV.2.6. Modos de falha monitorados

Diz respeito aos fenômenos que influenciam a contabilização dos índices de risco, tais como os cortes parciais ou totais de carga, ilhamento de sistemas (modos de falha de *continuidade*), violações de tensão, ocorrências de sobrecarga (modos de falha de *adequação*), violações de *segurança*, etc. *Neste trabalho, não serão considerados os modos de falha de segurança, ou seja, aqueles relacionados ao*

comportamento dinâmico do sistema (perda de sincronismo, colapso de tensão, oscilações de frequência).

IV.3. Dados

Os **dados de natureza determinística** descritivos das três topologias a serem analisadas foram coletados das seguintes fontes:

- **Sistema A** (*Origem: Grupo de Trabalho de Planejamento da Operação a Curto Prazo - GTPO*): este sistema foi representado por 1791 barramentos, 734 transformadores (sendo dois defasadores), 2591 linhas de transmissão, 36336 MW de geração, carga de 34119 MW, abrangendo tensões de 765, 525, 500, 345, 230, 138 e 69 kV. O elo de corrente contínua de Itaipú foi representado por carga negativa;
- **Sistema B** (*Origem: Grupo de Trabalho de Análise do Sistema Norte e Nordeste - GTAS/NO*): este sistema foi representado por 461 barramentos, 421 transformadores, 648 linhas de transmissão, 10060 MW de geração, carga de 9.373 MW, abrangendo tensões de 500, 230, 138 e 69 kV, e
- **Sistema Brasil** (*Origem: Grupo de Trabalho de Planejamento da Operação a Curto Prazo do ONS*): este sistema foi representado por 2465 barramentos, 1279 transformadores (sendo dois defasadores), 3490 linhas de transmissão, 48462 MW de geração, carga de 45476 MW, abrangendo tensões de 765, 525, 500, 345, 230, 138 e 69 kV. A interligação Norte-Sul foi representada, por um circuito de 500 kV, refletindo a seguinte condição operativa: *carga pesada, geração em Tucuruí de 3280 MW, fluxo de 264 MW na interligação Norte-Sul, na direção Norte para Sul*. Novamente para este sistema, o elo de corrente contínua foi representado por carga negativa (-5122 MW e 2720 Mvar), injetada em Ibiúna 345kV. Nessa configuração da malha brasileira integrada não existia ainda o elo de corrente contínua de Garabi. A carga da Alumar foi representada de forma convencional, como potência constante de (641+j310) MVA na barra de 230 kV de São Luis II. A usina de Angra I foi representada com um despacho de 450 MW na carga pesada e Angra II não havia entrado em operação. Os compensadores estáticos foram representados como injeções fixas de potência reativa e os capacitores séries controlados a tiristores (TCSC) da Norte-Sul foram tratados com reatâncias fixas. As modelagens de cargas funcionais, usualmente utilizadas no sub-sistema Norte-Nordeste foram mantidas, já que o programa NH2 permite essa facilidade. Esse artifício facilita a convergência dos casos de fluxo de potência.

Observa-se, na Tabela IV-1, que os números para o Sistema Brasil (C) não são a soma dos outros dois Sistemas, porque o referido Sistema (C) já considera a entrada em operação de obras necessárias para a interligação Norte-Sul.

Tabela IV-1 - Resumo dos dados dos Sistemas S/SE/CO, N/NE e Brasil

	Barramentos	Circuitos	Transformadores	Geração (MW)	Carga (MW)
Sistema A (S/SE/CO)	1791	2591	734	36336	34119
Sistema B (N/NE)	461	648	421	10060	9373
Sistema C (BRASIL)	2465	3490	1279	48462	45476

Com relação aos carregamentos considerados nos estudos, os valores típicos de carregamento normal e de emergência adotados para os sistemas S/SE/CO e N/NE e, conseqüentemente, para o caso do Sistema Brasil, são apresentados nas Tabelas IV-2 e IV-3.

Tabela IV-2 - Carregamentos típicos de linhas de transmissão do Sistema S/SE/CO

Tensão (kV)	Sistema A	
	Normal	Emergência
765	4175 MVA (3151 A)	5218 MVA
525	2182 MVA (2400 A)	2727 MVA
500	2165 MVA (2500 A)	2706 MVA
440	1524 MVA (2000 A)	1905 MVA
345	1200 MVA (2008 A)	1500 MVA
230	500 MVA (1255 A)	625 MVA
138	250 MVA (1045 A)	312 MVA
88	200 MVA (1.312 A)	250 MVA
69	90 MVA (753 A)	112 MVA

Tabela IV-3 – Carregamentos típicos de linhas de transmissão do Sistema N/NE

Tensão (kV)	Sistema B	
	Normal	Emergência
500	2040 MVA (2356 A)	2550 MVA
230	660 MVA (1657 A)	825 MVA
138	289 MVA (1209 A)	361 MVA
69	100 MVA (837 A)	125 MVA

Notar-se-á que, para o mesmo nível de tensão, os valores adotados para carregamento normal das linhas de transmissão nos dois sistemas são diferentes. Isto se deve aos diferentes valores de capacidades informados nesses sistemas para o mesmo nível de tensão. Adotou-se, então, o critério de assumir, para cada sistema, o carregamento de maior frequência para cada nível de tensão como valor de referência de capacidade das linhas em regime normal para o respectivo nível de tensão. Para os valores de carregamento em emergência das linhas, adotou-se o valor de 1,25 vezes o valor do carregamento normal.

Para os transformadores, os valores adotados para os carregamentos normal e de emergência foram aqueles associadas a sua própria capacidade nominal e a capacidade que ele possa suportar por 4 (quatro) horas, respectivamente.

Os carregamentos encontrados em cada caso base que diferiam dos dados típicos adotados, são os valores encontrados no próprio caso e que foram respeitados por serem os enviados pelas empresas.

Para os transformadores elevadores foram respeitadas suas capacidades quando se tinha esse valor ou, em caso de falta do mesmo, utilizou-se o valor de geração de acordo com o número de unidades geradoras em operação no caso em estudo.

Os valores superiores e inferiores das derivações de trafos com comutação sob carga foram mantidos idênticos aos originais dos casos de fluxo de potência aqui apresentados. Em todos os casos, todos os transformadores com LTC foram utilizados para controle sistêmico (ou seja, o código DCLT não foi utilizado).

A faixa de operação de potência reativa das unidades geradoras (valores máximo e mínimo) são fornecido pela curva de capacidade de cada máquina. Essas faixas podem variar dependendo de alguns fatores, como despacho em MW, fator de

potência de operação e tensão da máquina. Contudo, no estudo realizado, as faixas utilizadas foram fornecidas pelo grupo de estudo de planejamento a curto prazo do antigo GCOI, valores esses fornecidos pelas concessionárias de geração para estudos dinâmicos. As faixas utilizadas são mostradas no Apêndice A. Deve-se observar que não foi possível coletar todos os dados necessários e alguns limites de geração de reativo permaneceram indefinidos. Sabe-se que esse fato tem forte impacto nos resultados, tornando-os distantes daqueles que seriam obtidos com os limites corretos. Ainda assim, os resultados alcançados podem ser encarados como representativos das ordens de grandeza dos riscos reais incorridos pelo sistema.

É consensual a afirmação de que a tensão é uma das grandezas essenciais para o monitoramento do desempenho de sistemas de energia elétrica [1-01], não apenas sob o ponto de vista da *adequação* como também da *segurança*. Sabe-se, por outro lado, que a mesma sofre influências oriundas de variações da topologia, comportamento aleatório da carga e até mesmo ações do operador. Nessa perspectiva, não é recomendável a discriminação de valores estritamente determinísticos para fins de monitoração de risco ou estabelecimento de critérios operativos de desempenho.

O comportamento típico das tensões de um sistema elétrico é uma característica que reflete a política operativa vigente. Sabe-se, por exemplo, que os perfis de tensão admissíveis no Brasil para os sistemas S/SE/CO e N/NE têm características diversas. Interessa portanto concentrar a atenção nas particularidades desses sistemas com o intuito de identificar padrões de comportamento. Os níveis de tensão típicos recomendados [4-07] para a operação do sistema interligado S/SE/CO sob *regime normal* são mostrados na Tabela IV-4. Subsistemas com níveis de tensão nominal diferentes daqueles registrados na tabela são tratados em particular, caso a caso. Outros limites de tensão são permitidos em caráter de excepcionalidade, mediante justificativa de necessidade operativa incontornável, tais como aquelas oriundas de *limitações de equipamentos*.

Usualmente, pode-se observar que a variação percentual máxima admissível para ambos os extremos situa-se em *até 10%* em relação à tensão nominal. A faixa de oscilação típica reside num patamar aproximado de 5 % da tensão nominal. Considera-se permissível o desligamento de linhas de transmissão para fins de controle de tensão, desde que os níveis de confiabilidade sob o ponto de vista de continuidade de atendimento não sejam afetados. Essa situação pode ocorrer em condições de carga leve (madrugada), exigindo a investigação do compromisso entre continuidade *versus* adequação.

O controle de tensão pode utilizar o artifício de subexcitar as máquinas desde que essa estratégia não comprometa a segurança do sistema. Admite-se também que, para qualquer condição de carga, o nível de tensão possa ser inferior aos valores delimitados na Tabela IV-4, desde que o desempenho do sistema não fique comprometido e que haja concordância das partes afetadas. Essa condição permite a proposição de oferta de energia com qualidade diferenciada. O chaveamento de bancos de capacitores ou reatores de barras não deve provocar variações de tensão superiores a 5% da tensão existente, após a atuação dos reguladores de tensão de máquinas síncronas e de compensadores estáticos. A tensão estacionária final deve manter-se dentro dos limites estabelecidos na Tabela IV-4.

É interessante notar que, no modelo computacional utilizado para cálculo de riscos (*programa NH2*), o limite máximo de tensão em pu admite uma precisão de até 3 algarismos significativos, enquanto o limite mínimo comporta uma precisão de até 4 algarismos.

Tabela IV-4 - Limites operacionais típicos de tensão desejável [4-07]

Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (kV)	Tensão Mínima (kV)
69 (100%)	72,50 (1,05072 pu)	65,6 (0,95072 pu)
88 (100%)	92,40 (1,05000 pu)	83,6 (0,95000 pu)
138 (100%)	145,0 (1,0507 pu)	131,0 (0,94928 pu)
230 (100%)	242,0 (1,05217 pu)	218,0 (0,94783 pu)
345 (100%)	362,0 (1,04928 pu)	328,0 (0,95072 pu)
440 (100%)	460,0 (1,04545 pu)	400,0 (0,90909 pu)
500 (100%)	550,0 (1,10000 pu)	475,0 (0,95000 pu)
525 (100%)	550,0 (1,04762 pu)	475,0 (0,90476 pu)
750 (100%)	800,0 (1,06667 pu)	720,0 (0,96000 pu)

Por motivo de simplificação, foram utilizados no código DTEN os valores apresentados no Apêndice A.

A operação sob *regime de emergência* fica caracterizada quando há contingência simples ou de ordem superior no sistema, envolvendo perda de linhas, transformadores, unidades geradoras, banco de capacitores, reatores e compensadores síncronos.

Nas barras de geração e barras seccionadoras, os limites de tensão aceitáveis sob condições de emergência, em regime permanente, após a atuação dos equipamentos de controle de tensão (reatores, capacitores, derivações automáticas, compensadores síncronos) são os seguintes:

- tensão mínima: 0,90 pu

- tensão máxima: 1,10 pu

Nas barras de carga, a variação de tensão é admissível na faixa de até 10% da tensão imediatamente anterior à contingência, desde que os limites supracitados (0,9-1,1) não sejam violados. A modelagem computacional desta restrição operativa para fins de avaliação de riscos exige o emprego de artifícios especiais. O sistema deve dispor de recursos de controle de tensão imediatos que possibilitem a recuperação do valor mínimo de 90% e máximo de 110% ou valores alternativos específicos definidos pelas empresa, para casos especiais. Consideram-se como recursos imediatos não automáticos, os seguintes:

-ajuste na tensão de excitação de unidades geradoras ou compensadores síncronos;

-alteração de derivações;

-manobras em equipamentos de compensação de potência reativa;

-redespacho dos geradores.

Constata-se, ainda, que o perfil de tensão de determinados barramentos exerce grande influência sobre o restante do sistema, justificando assim a instalação de medição em tempo real em tais locais. Observa-se também que a avaliação do risco do sistema é diretamente afetada pela delimitação do perfil de tensão permitido nas barras do sistema, já que a violação desses perfis poderia implicar em cortes de carga de caráter corretivo. Considerando tais aspectos, evidencia-se a necessidade da proposição, monitoração e análise de faixas admissíveis de variabilidade de tensão em barramentos estratégicos do sistema, cujos níveis de injeção de potência reativa sejam controláveis via derivações de transformadores, compensadores síncronos ou estáticos, chaveamentos de elementos estáticos ou quaisquer outros dispositivos a estado sólido.

Idealmente, deveriam ser usados os **dados estocásticos** individualizados de todos os elementos da rede sujeitos a falhas e reparos, assim como os desvios padrões associados aos patamares de carga analisados. Entretanto, o conjunto disponível de dados apresenta lacunas significativas, sugerindo o uso de valores típicos médios, tais como os mostrados nas Tabelas IV-5 e IV-6. Por motivo de simplicidade e devido ao alto grau de aproximação da estatística disponível e ainda lembrando que a investigação encetada busca tão-somente a avaliação das ordens de grandeza dos riscos, admitiu-se que a frequência de falha dos equipamentos fosse tomada como numericamente próxima das taxas de falhas (λ) dos mesmos. Essa hipótese deverá ser substituída em estudos mais rigorosos posteriormente.

A hipótese assumida para a incerteza na malha de transmissão (linhas + trafos) atribui à mesma uma indisponibilidade equivalente de 0,01% (10^{-4} pu) que é inferior à indisponibilidade real da malha brasileira. O valor médio de indisponibilidade das linhas de transmissão no Brasil situa-se em 0,082% e o valor típico dessa grandeza para trafos é da ordem de 0,05% [4-09]. Nessa perspectiva, os resultados de confiabilidade que serão obtidos refletirão um limite pessimista de risco.

Tabela IV-5 – Dados Estocásticos Típicos de Linhas e Transformadores

	Taxa de Falha (ocorrências/ano)	Tempo Médio de Reparo (horas)	Indisponibilidade (%)
Linhas	0,0365	24,0	10^{-2}
Transformadores	0,0365	24,0	10^{-2}

Tabela IV-6 – Dados Estocásticos Típicos para Geradores (estatística BRACIER)

	Classe (MW)	Taxa de Falha (ocorrências/ano)	Tempo Médio de Reparo (horas)	Indisponibilidade (%)
Hidráulicas	10 a 29	9,7236	19,1608	2,13
	30 a 59	6,0444	12,6839	0,88
	60 a 199	7,6212	24,3902	2,12
	200 a 499	10,1400	25,0018	2,89
	Itaipu	5,2800	25,0000	1,51
Térmicas	10 a 59	10,5120	46,9263	5,63
	60 a 89	34,0764	41,5800	16,17
	90 a 129	16,4688	37,2995	7,01
	130 a 199	21,2868	34,2818	8,33
	200 a 389	50,2824	36,1795	20,77
Compensador Sincrono		6,0000	20,0000	1,37
Nucleares	625	50,2824	52,0386	29,37
	1245	52,5600	57,0470	34,23

Deve-se enfatizar que o grande mérito desse tipo de avaliação aproximada é o *fornecimento de valores referenciais preliminares, **indicativos das ordens de grandeza** dos riscos a serem esperados*. Avaliações posteriores, mais rigorosas, deverão refletir outros fenômenos de interesse tais como: *envelhecimento de equipamentos, solicitações ambientais, capacidade de reparo, etc.*

No estudo encetado, buscou-se utilizar a representação estocástica mais básica possível com o intuito de aferir, futuramente, o impacto de uma posterior depuração nos dados. Neste trabalho, não foram consideradas as incertezas associadas aos patamares de carga, nem as relacionadas à contingências de reatores, capacitores e equipamentos de subestações.

Outro aspecto reconhecido como relevante para a avaliação da confiabilidade, refere-se à representação precisa das *vinculações* (medidas corretivas) que associam as contingências com alterações topológicas (abertura de linhas, desligamento de máquina, esquema de alívio de carga, manobras de reatores e capacitores, reconfiguração topológicas em geral). A modelagem correta desse aspecto demanda um conhecimento dos protocolos de atuação da proteção do sistema e envolve aspectos relacionados à evolução cronológica do próprio sistema. *Considerando a complexidade desse tópico e dificuldade de identificação de todas as vinculações relevantes e o caráter simplificado dessa investigação, optou-se pela modelagem desconsiderando tais vinculações.*

IV.4. Modelos

Nesta seção são discutidos aspectos relevantes para a *formação do espaço de estados probabilísticos* que norteará o cálculo dos riscos operativos do sistema.

IV.4.1. Fontes primárias de energia

Esse aspecto é importante para o cálculo do risco da operação porque o mesmo é refletido diretamente na alocação dos despachos de potência ativa viáveis para o sistema. Para a avaliação dos riscos operacionais no horizonte de curto prazo é bastante relevante a modelagem das *disponibilidades de combustíveis fósseis e gás*, dado que os mesmos podem ser afetados por greves, acidentes, etc. (*fenômenos com dinâmica rápida*). A disponibilidade hidrológica é tão mais importante quanto maior for o chamado horizonte temporal de estudos. Para um horizonte muito curto (por exemplo, o dia), as condições hidrológicas (*fenômeno com dinâmica usualmente lenta*) podem ser modeladas deterministicamente, pois o grau de conhecimento sobre as

mesmas será significativo. Já para horizontes mais longos (por exemplo, o mês), as incertezas intrínsecas serão maiores, com influência direta nos níveis de riscos incorridos. No caso do Sistema Brasil (vide seção IV.2.1), sabe-se que a condição operativa da interligação é essencialmente dependente do panorama hidrológico vigente. A versão do NH2 usada permite a representação indireta da hidrologia na composição dos cenários. Destarte, *neste trabalho a influência das fontes primárias de energia são consideradas sob forma indireta, através dos despachos de geração permitidos nas simulações do NH2.*

IV.4.2. Solicitação ambiental

Os fenômenos de solicitação ambiental também apresentam uma dinâmica com largo espectro de variação, abrangendo desde aqueles muito rápidos (modelagem de comportamento cerâmico) até os de dinâmica muito lenta tais como tempestades geomagnéticas de origem solar (ciclo médio de 11 anos), *El-Ninõ*, *La Ninã*, etc. Outros fenômenos com constantes de tempo compatíveis com o horizonte de operação elétrica de curto prazo são: *avanço de frentes frias, variação de temperaturas locais, ventanias, corrosão*, etc. É evidente que a modelagem acurada destes fenômenos é de grande relevância para a avaliação dos riscos de curto prazo. O estágio atual de desenvolvimento do NH2 permite a modelagem indireta de vários dos fenômenos citados através de uma *manipulação conveniente das taxas de falhas (λ)*, curva de carga e os comandos do próprio programa. *Não obstante, neste trabalho optou-se por não considerar nenhum efeito de solicitação ambiental, dado que o objetivo é estabelecer valores referenciais preliminares.*

IV.4.3. Geração

A definição do espaço de estados representativo dos equipamentos de geração de potência ativa e reativa é fundamental na análise de riscos da operação elétrica de curto prazo. Diversos efeitos podem ser aí incluídos, destacando-se entre eles a *operação em regime degradado de máquinas térmicas ("derated states")*, os estágios de tomada de carga de turbinas a gás, a estratégia de manutenção programada, a política de sobressalentes e estoques, a eficiência do reparo, restrições operativas (por exemplo, *cavitação*), a coleção de estados operacionais de interesse (por exemplo, *reserva fria sincronizada ou não, máquina reparada porém indisponível*, etc). Dependendo dos fenômenos modelados, a complexidade da cadeia de Markov correspondente pode atingir níveis elevados. Na versão atual do NH2, é fundamental ressaltar que as constantes de tempo da cadeia utilizada sejam significativamente

inferiores às segmentações temporais analisadas, porque as probabilidades são tratadas em estado estacionário (ou seja, o modelo Markoviano usado despreza a variação temporal das probabilidades). Em outras palavras, isso quer dizer que não tem sentido tentar efetuar uma monitoração horária do risco se for constatado que em intervalos dessa magnitude as probabilidades ainda não atingiram o regime permanente. Assim, a representação da parte transitória das probabilidades (Figura IV.2) é reconhecidamente umas das futuras adaptações necessárias para a atual versão do programa. Sendo o NH2 um programa para cálculo de índices de confiabilidade a longo prazo, os índices por ele calculados só têm valor após um tempo de acomodação de uma exponencial crescente, conforme mostrado na Figura IV.2. Lembrando da teoria de controle, o tempo de acomodação (t_s) é o tempo necessário para a resposta entrar dentro de uma faixa de tolerância em torno do valor final, dada por uma fração $\pm \epsilon$ do valor final, e permanecer dentro desta faixa após esse tempo. Normalmente, faz-se essa tolerância igual a 0,02 (2%) ou 0,05 (5%).

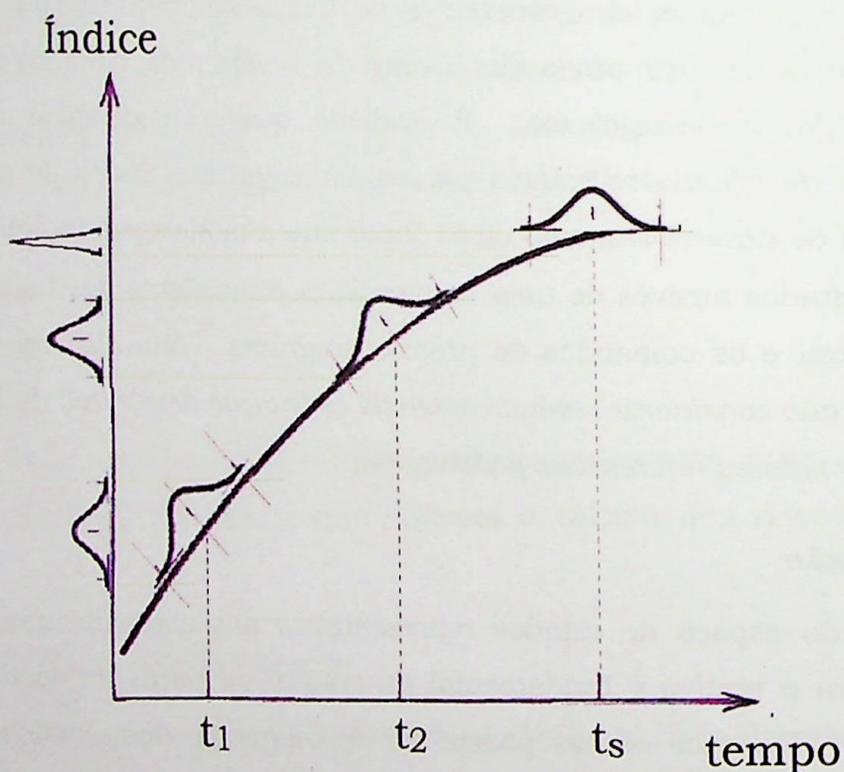


Figura IV-1 - Representação da parte transitória das probabilidades

Convém ainda notar que para segmentações temporais muito reduzidas (por exemplo, meia hora), não há tempo hábil para o reparo e, nesse caso, o estado de falha do modelo Markoviano a dois estados seria absorvente (Figura IV-3). Nesse caso, poder-se-ia tentar "enganar" o programa utilizando tempos médios de reparo tendendo para o "infinito" (por exemplo, valores iguais a 999999).

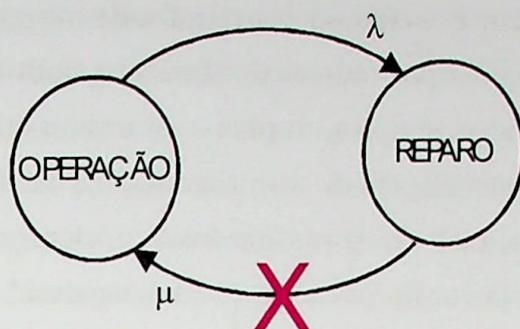


Figura IV-2 – Modelo de Markov a dois estados, com estado de falha absorvente

A versão atual do NH2 permite modelagem do espaço de estado da geração a múltiplos estados, possibilitando uma ampla gama de análises, que são relevantes para a operação. Dado que este estudo é preliminar, optou-se por representar o espaço probabilístico da geração da forma mais simplificada possível. Assim, tanto os geradores quanto os compensadores síncronos foram modelados por *cadeias de Markov a dois estados, representando os estados de falha e operação normal* (Figura IV-4).

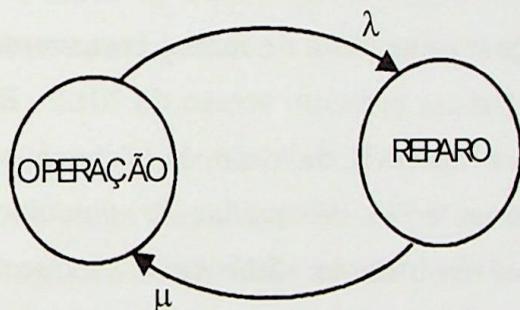


Figura IV-3 – Modelo de Markov a dois estados

IV.4.4. Topologia

A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de *nós e ramos*. A modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em subestações. A modelagem dos ramos mostra o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

Embora as falhas **nodais** tenham um impacto profundo nos níveis de risco operativo do sistema, a atual versão do programa NH2 não admite uma modelagem probabilística direta desses efeitos. Não obstante, diversos artifícios podem ser utilizados (por exemplo, criação de pequenos trechos de linhas fictícias com vinculação adequada de contingências, distorção adequada das taxas de falha dos trechos de linha conectados à subestação de interesse, etc) visando uma consideração aproximada da influência nodal nos riscos do sistema. *A influência estocástica nodal não é tratada nesta avaliação, devendo ser objeto de uma investigação específica.*

A modelagem dos **ramos longitudinais** no que concerne linhas CA e transformadores é viabilizada por cadeias de Markov a múltiplos estados, permitindo a modelagem de contingências simples, duplas e de ordem superior e quedas de torres com vários circuitos. A modelagem de transformadores de dois enrolamentos é trivial, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige a manipulação adequada de dados de taxas de falha já que há necessidade da introdução de um barramento e ramos equivalentes fictícios. A modelagem de elos de corrente contínua não é diretamente factível na versão 5.0 do programa NH2, muito embora seja viável o uso de um artifício baseado em cadeias a múltiplos estados [4-03]. *Neste trabalho, a representação da influência do elo CC nos casos do Sistema S/SE/CO e Sistema Brasil é descrita na seção II.3.2.1. Linhas CA e transformadores de dois e três enrolamentos são modelados por cadeias de Markov a dois estados, representando situações de operação e falha. Dado que a geração foi modelada de forma agregada para fins de cálculo de fluxo de potência, os transformadores elevadores forem representados por equivalentes. Em futuros estudos tais equipamentos deverão ser representados de forma individualizada.*

A modelagem estocástica de **ramos transversais** (capacitores e reatores) não é diretamente factível na presente versão do NH2. Entretanto a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma seqüência de comandos especialmente estruturada. Embora seja inquestionável a influência desses elementos nos níveis de risco operativos, *neste trabalho, não será realizada nenhuma modelagem de ramos transversais.*

IV.4.5. Carga

A análise do risco operativo no sentido amplo, reflete basicamente as condições de atendimento à carga sob o ponto de vista de continuidade, adequação e segurança. Assim sendo, a modelagem da carga constitui uma etapa muito importante no processo de avaliação. Entre os aspectos de interesse para o cálculo do risco podem ser citados:

- (i) a consideração de uma correlação espacial entre barramentos de carga, para um dado instante de tempo, diferente de um;
- (ii) a representação percentual de parcelas de impedâncias, correntes e potências;
- (iii) a composição percentual em termos de consumidores comerciais, residenciais e industriais;
- (iv) fator de potência nodal;

- (v) histórico da carga realizada ou a previsão de carga disponível (com as respectivas incertezas) para cada segmentação temporal de interesse, e
- (vi) a cronologia da curva de carga.

Os aspectos (i), (iii) e (vi) não são contemplados pela versão usada do programa NH2. O aspecto (ii) é parcialmente contemplado visto que o programa admite a modelagem da carga como função da tensão. O aspecto (iv) é um dado de entrada para as simulações e o aspecto (v) também é tratado como dado de entrada. Para cada segmentação temporal de interesse, a carga realizada ou prevista é transformada num modelo Markoviano a múltiplos estados, admitindo-se um total de até 36 estados que são representativos dos patamares de carga considerados significativos para a segmentação temporal em questão. As intensidades de transição entre os estados probabilísticos (isto é, *os patamares de carga*) bem como suas respectivas probabilidades de ocorrência são automaticamente calculados por técnicas de agregação estatística otimizada ("*clusters*") que preserva aproximadamente a equivalência energética (*área sob a curva de carga*) entre a curva de carga original e a curva de carga discretizada em patamares [4-04]. *Observa-se que essa técnica provoca a perda da "memória" cronológica da carga.*

Na análise elétrica determinística de curto e médio prazos é usual a definição de patamares de carga *pesada, média, leve* e, em alguns casos, *mínima*. Esse tipo de modelagem também é factível na versão do NH2 em uso, desde que sejam conhecidas as durações relativas em horas de cada um desses patamares e os valores em pu dos mesmos. Também pode ser utilizada outra modelagem de carga disponível na versão do NH2, onde a leitura da curva de carga pode ter período anual ou mensal com coeficientes de sazonalidade / tendência [4-06].

Neste trabalho, as condições de modelagem da carga variam caso a caso e são explicitadas como condicionantes dos resultados obtidos (vide seção II.3.2).

IV.4.6. Demais modelos relevantes para os riscos da operação

Além dos modelos supramencionados, diversos outros fenômenos, efeitos e condicionantes influenciam a formação do espaço de estados probabilísticos do sistema de potência e como tal impactam os níveis de risco do sistema. Entre os mesmos cabe citar os seguintes:

- (i) modelos de esquemas de controle de emergência e proteção;
- (ii) modelos de manutenção;
- (iii) modelos cronológicos de solicitação de desligamentos;

A modelagem dos **ramos longitudinais** no que concerne linhas CA e transformadores é viabilizada por cadeias de Markov a múltiplos estados, permitindo a modelagem de contingências simples, duplas e de ordem superior e quedas de torres com vários circuitos. A modelagem de transformadores de dois enrolamentos é trivial, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige a manipulação adequada de dados de taxas de falha já que há necessidade da introdução de um barramento e ramos equivalentes fictícios. A modelagem de elos de corrente contínua não é diretamente factível na versão 5.0 do programa NH2, muito embora seja viável o uso de um artifício baseado em cadeias a múltiplos estados [4-03]. *Neste trabalho, a representação da influência do elo CC nos casos do Sistema S/SE/CO e Sistema Brasil é descrita na seção II.3.2.1. Linhas CA e transformadores de dois e três enrolamentos são modelados por cadeias de Markov a dois estados, representando situações de operação e falha. Dado que a geração foi modelada de forma agregada para fins de cálculo de fluxo de potência, os transformadores elevadores forem representados por equivalentes. Em futuros estudos tais equipamentos deverão ser representados de forma individualizada.*

A modelagem estocástica de **ramos transversais** (capacitores e reatores) não é diretamente factível na presente versão do NH2. Entretanto a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma seqüência de comandos especialmente estruturada. Embora seja inquestionável a influência desses elementos nos níveis de risco operativos, *neste trabalho, não será realizada nenhuma modelagem de ramos transversais.*

IV.4.5. Carga

A análise do risco operativo no sentido amplo, reflete basicamente as condições de atendimento à carga sob o ponto de vista de continuidade, adequação e segurança. Assim sendo, a modelagem da carga constitui uma etapa muito importante no processo de avaliação. Entre os aspectos de interesse para o cálculo do risco podem ser citados:

- (i) a consideração de uma correlação espacial entre barramentos de carga, para um dado instante de tempo, diferente de um;
- (ii) a representação percentual de parcelas de impedâncias, correntes e potências;
- (iii) a composição percentual em termos de consumidores comerciais, residenciais e industriais;
- (iv) fator de potência nodal;

- (v) histórico da carga realizada ou a previsão de carga disponível (com as respectivas incertezas) para cada segmentação temporal de interesse, e
- (vi) a cronologia da curva de carga.

Os aspectos (i), (iii) e (vi) não são contemplados pela versão usada do programa NH2. O aspecto (ii) é parcialmente contemplado visto que o programa admite a modelagem da carga como função da tensão. O aspecto (iv) é um dado de entrada para as simulações e o aspecto (v) também é tratado como dado de entrada. Para cada segmentação temporal de interesse, a carga realizada ou prevista é transformada num modelo Markoviano a múltiplos estados, admitindo-se um total de até 36 estados que são representativos dos patamares de carga considerados significativos para a segmentação temporal em questão. As intensidades de transição entre os estados probabilísticos (isto é, os *patamares de carga*) bem como suas respectivas probabilidades de ocorrência são automaticamente calculados por técnicas de agregação estatística otimizada ("*clusters*") que preserva aproximadamente a equivalência energética (*área sob a curva de carga*) entre a curva de carga original e a curva de carga discretizada em patamares [4-04]. *Observa-se que essa técnica provoca a perda da "memória" cronológica da carga.*

Na análise elétrica determinística de curto e médio prazos é usual a definição de patamares de carga *pesada, média, leve* e, em alguns casos, *mínima*. Esse tipo de modelagem também é factível na versão do NH2 em uso, desde que sejam conhecidas as durações relativas em horas de cada um desses patamares e os valores em pu dos mesmos. Também pode ser utilizada outra modelagem de carga disponível na versão do NH2, onde a leitura da curva de carga pode ter período anual ou mensal com coeficientes de sazonalidade / tendência [4-06].

Neste trabalho, as condições de modelagem da carga variam caso a caso e são explicitadas como condicionantes dos resultados obtidos (vide seção II.3.2).

IV.4.6. Demais modelos relevantes para os riscos da operação

Além dos modelos supramencionados, diversos outros fenômenos, efeitos e condicionantes influenciam a formação do espaço de estados probabilísticos do sistema de potência e como tal impactam os níveis de risco do sistema. Entre os mesmos cabe citar os seguintes:

- (i) modelos de esquemas de controle de emergência e proteção;
- (ii) modelos de manutenção;
- (iii) modelos cronológicos de solicitação de desligamentos;

- (iv) modelos de manobras topológicas e remanejamento de carga;
- (v) modelos de implementação de compartilhamento da rede (*wheeling*);
- (vi) modelos de interferência humana (erros do operador, situações especiais, etc).

Com exceção do item (vi), todos os demais são passíveis de representação com maior ou menor grau de aproximação com a versão atual do programa NH2. Neste trabalho, essas influências não serão modeladas, dado que o objetivo principal é a busca de balizadores referenciais preliminares.

IV.5. Condições de Simulação

A seção precedente evidenciou a riqueza de influências que contribuem na composição do espaço probabilístico de estados que deve ser considerado na avaliação dos riscos operacionais do sistema. Por conseguinte, a variedade de resultados é então igualmente abrangente, implicando na necessidade de uma grande clareza no que diz respeito ao conjunto de premissas que origina esses mesmos resultados. Em outras palavras, a relação entre as sutilezas das premissas e os respectivos resultados (isto é, *níveis de risco do sistema*) deve ser inequívoca. Por este motivo, as condições específicas de simulação serão registrados no próximo capítulo, conjuntamente com os resultados.

IV.6. Registro de Resultados

IV.6.1. Definições dos índices de confiabilidade para compreensão dos resultados do NH2

Para a conveniência do leitor, relacionam-se, a seguir, os índices básicos normalmente calculados pelos programas computacionais de avaliação de riscos e suas respectivas interpretações simplificadas, tomando-se como base o *ano* [3-16].

A notação aqui utilizada toma como base a nomenclatura preconizada pelo antigo Subgrupo de Confiabilidade:

- **PPC** - *Probabilidade de perda de carga* (% ou *pu*). É amiúde referido como **LOLP**. Define-se também o chamado **PVS**, *probabilidade de violação no sistema* (ou **SPP**, "*system problem probability*") quando contabiliza-se cumulativamente a probabilidade de ocorrência de todos os modos de falha (isto é, sobrecargas, subtensões, sobretensões, isolamento de cargas, insuficiência de geração, etc), anteriormente à aplicação de medidas corretivas, tais como redespacho, etc. A comparação entre *PPC* e *PVS* reflete o grau de eficácia das medidas corretivas;

- **EPC** - *Expectância de perda de carga (horas/ano)*. É obtida pelo produto da *PPC (pu)* por 8.760. Uma outra notação usual é **LOLE**;
- **F** - *Frequência média de perda de carga (ano⁻¹)*. Quantifica o número médio de vezes no ano em que o modo de falha ocorre. É amiúde referido como **LOLF**;
- **D** - *Duração média de perda de carga (horas)*. Quantifica a duração média acumulada no ano do modo de falha. É obtida pela divisão da *EPC* (isto é, *LOLE*) pela frequência *F*. Usualmente é também citado como **LOLD** ou **R**;
- **EPNS** - *Expectância da potência não suprida (MW/ano)*. Quantifica a expectância da potência ativa interrompida provocada pelos modos de falha considerados. Também referida como **DNS**;
- **EENS** - *Expectância da energia interrompida (MWh/ano)*. Quantifica a energia média acumulada anual interrompida devido à ocorrência dos modos de falha considerados. É estimada a partir do valor da expectância da potência ativa interrompida no período. Admite duas aproximações, a saber, $EPNS \times 8.760 \times PPC (pu)$ — esta alternativa é utilizada pelos programas *GATOR 3.0* e *CGS* — , e $EPNS \times 8.760$ — esta alternativa mais pessimista é utilizada pelo programa *NH2*. Também referida como **EAI** (energia anual média interrompida);
- **IMG** - *Indisponibilidade média global (hora/ano)*. Quantifica o número médio de horas em que haveria interrupção de carga caso a demanda máxima se verificasse durante todo o tempo. Calculado pela divisão de *EENS* pela ponta de carga anual (MW);
- **SEV** - *Severidade (minuto)*. Quantifica uma duração fictícia que causaria uma interrupção de energia equivalente à ocorrida no sistema, supondo-se que o pico de carga é constante. É igual a $IMG \times 60$. Trata-se de um índice de grande interesse dado que para o mesmo já existem critérios internacionais de classificação;
- **ICE** - *Índice de confiabilidade de energia (%)*. É o quociente de *EPNS* pela carga total da região de interesse em MW (pico de carga). Este indicador é semelhante ao chamado *risco estático*, dado pela relação entre a energia não suprida e a energia efetivamente suprida num dado período.

IV.6.2. Os resultados emitidos pelo NH2

No que concerne aos resultados gerados pelo programa NH2, convém observar os aspectos a seguir.

A *Estimativa dos Índices de Corte de Carga no Sistema* diz respeito aos valores de índices obtidos após a aplicação das medidas corretivas (ou operativas) para eliminação dos modos de falha. Pode-se avaliar a *eficiência* das medidas corretivas comparando as probabilidades associadas aos estados de falha antes (**PVS** - *probabilidade de violação no sistema*) e depois (**PPC** - *probabilidade de perda de carga*) do efeito das medidas. Assim, tem-se:

$$\text{Eficiência das medidas operativas} = 1 - \frac{PPC}{PVS} \% \quad (4.1)$$

Os *Índices Calculados*, isto é, os valores impressos como estimativa dos índices de corte de carga no sistema são a *PPC (pu)*; *EPNS (MW)*; *EPC (horas/ano)*; *EENS (MWh/ano)*; *F (ano⁻¹)*; *D (horas)*; *SEV (minutos)* e *ICE(%)*;

Os índices calculados admitem a seguinte decomposição funcional:

$$\text{Valor}_{global} = \text{Parcela}_{ger} + (\text{Parcela}_{trans} + \text{Parcela}_{efeitos\ compostos}) \quad (4.2)$$

O *valor global* já é naturalmente calculado pelo programa e a *parcela de geração* é obtida pela contabilização exclusiva de todas as contingências simples e múltiplas do sistema que causam déficit de potência. A subtração da parcela de geração do valor global compõe o valor expresso como (**TRAN + COMP**). É ainda possível estimar apenas o valor da parcela oriunda dos efeitos das falhas de transmissão se for realizada uma simulação por *enumeração* (vide comando EXEN). Nota-se que no contexto do novo modelo do setor elétrico brasileiro, esse tipo de avaliação assume grande importância, pois, poderá refletir a responsabilidade da rede básica no desempenho global do sistema. Esse valor, uma vez obtido, pode ser subtraído da parcela (**TRAN + COMP**), resultando uma boa estimativa da parcela de efeitos compostos. Tais efeitos espelham aquelas contingências simultâneas de geração e transmissão que *de per si* não causariam modo de falha, mas que conjuntamente (*efeito composto*) o causam. *Essa decomposição funcional é relevante porque auxilia o analista a identificar as partes débeis do sistema (isto é, geração ou transmissão)*;

No que se refere à *Precisão de Cálculo*, cumpre notar que todos os índices são variáveis aleatórias e como tal, a precisão na estimação das mesmas é expressa pelo coeficiente de variação β dado pela Eq.(4.3), onde **s** é o desvio padrão amostral da variável e \bar{x} é a média amostral.

$$\beta = s/\bar{x}. \quad (4.3)$$

Quanto menor o valor de β , melhor a qualidade da estimativa. Observando-se que o valor médio do índice situa-se no denominador, justifica-se o fato de que sistemas muito confiáveis (isto é, baixa PPC) provocam um β desfavorável se o desvio padrão for relativamente largo. Dado que o desvio padrão tende a reduzir-se com o número de sorteios, a obtenção de uma boa precisão nos índices de confiabilidade de sistemas muito confiáveis só é obtida mediante o processamento de um número maior de sorteios do que seria necessário no caso de sistemas menos confiáveis. Em princípio, considera-se que valores de β iguais ou inferiores a 5% são satisfatórios.

O cálculo do coeficiente de variação de uma variável aleatória (LOLD) que é função de outra variável aleatória cujo coeficiente de variação é conhecido (como é o caso da *Duração*) é aproximado por (vide Apêndice B) [4-05]:

$$\beta_{LOLD}^2 = \beta_{LOLF}^2 - \beta_{LOLP}^2. \quad (4.4)$$

No que se refere à *Composição do Espaço Probabilístico de Estados* para cada topologia analisada, o programa fornece alguns dados sobre a natureza dos eventos tratados. Visando ilustrar o tipo de informação disponibilizada, seja o seguinte exemplo retirado de um processamento usual:

- ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COM AMOSTRA = 2994 EVENTOS
 - NÚMERO DE EVENTOS SIMULADOS E SOLUCIONADOS: 2994
 - NÚMERO DE EVENTOS CRÍTICOS :
 - COM PROBLEMAS NO SISTEMA: 1882
 - COM CORTE DE CARGA: 65

Neste caso, o espaço probabilístico de estados é composto de 2994 elementos. Cada elemento representa uma certa combinação envolvendo linhas, transformadores, geradores e patamares de carga. A probabilidade de cada elemento é dada pelo produto das probabilidades de cada item (linha, transformador, etc). Do total de 2994 eventos, 1882 apresentaram modos de falha, enquanto $2994 - 1882 = 1112$ foram reconhecidos como estados aceitáveis (sem modos de falha). Dos 1882 estados inicialmente com violação operativa, $1882 - 65 = 1817$ tiveram as violações eliminadas simplesmente através dos controles intrínsecos do programa (redespacho de potências ativa e reativa, variação de tapes), enquanto 65 casos só tiveram suas

violações eliminadas procedendo-se cortes de carga. Através do número de eventos críticos com corte de carga (65) e o número total de eventos críticos (1882), pode-se avaliar um outro indicador de eficiência das medidas corretivas do programa. Neste exemplo, a eficiência pode ser avaliada como de $1 - (65/1882) = 96,55 \%$.

Para o *Percentual de Modos de Falha*, a Tabela IV-7 ilustra um exemplo da discriminação dos *modos de falha disjuntos* emitida pelo programa.

Tabela IV-1 - Modos de Falha Disjuntos

Modo de Falha	Probabilidade (pu)	Percentual (%)
Ilhamento	0,77 E - 02	1,22
Fluxo	36,74 E -04	0,58
Tensão	0,37	59,19
Catastrófico	0	0
Fluxo + Ilhamento	33,40 E - 05	0,05
Tensão + Ilhamento	11,02 E - 03	1,75
Tensão + Fluxo	0,23	36,03
Fluxo + Tensão +Ilha	73,48 E -04	1,17
Outros	0	0
Sistema	0,6286	100

O modo de falha disjunto é a contabilização distinta do modo de falha, excluindo a superposição de eventos. Pode ser calculado antes da aplicação das medidas corretivas, fornecendo os índices de problemas (**SPP**) ou após as medidas corretivas, fornecendo os índices de corte (**LOLP**, **EENS** e **LOLF**). A contabilização disjunta dos modos de falha reflete algumas das áreas coloridas na Figura IV-5.

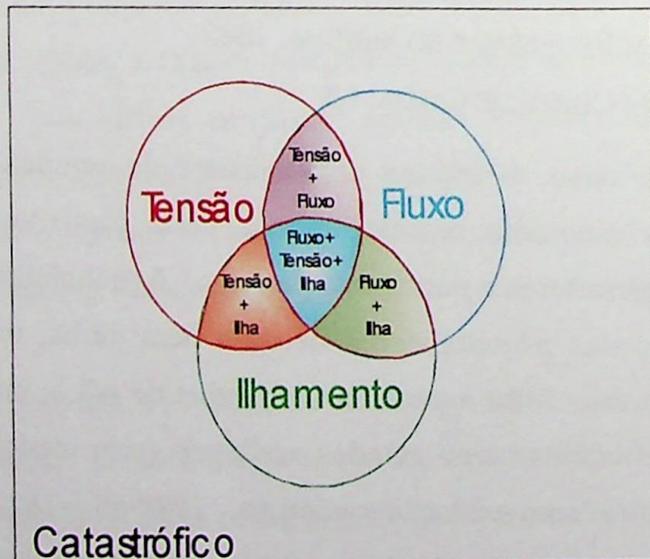


Figura IV-1 - Modos de Falha

No exemplo em pauta, a eficiência das medidas operativas (vide Eq. 4.1) é igual a $(1 - 0,02171/0,6286) = 96,55 \%$. É interessante notar que os dois indicadores de eficiência citados, embora nesse caso particular sejam numericamente idênticos, são conceitualmente distintos. O indicador da eq. 4.1, baseia-se em relações de probabilidades enquanto o outro fundamenta-se em contagem de número de estados. Nas situações em que certos casos divergentes são retirados da estatística, a igualdade numérica desaparece. O modo de falha **ILHAMENTO** reflete a perda de carga por isolamento (por exemplo, contingências em linhas alimentando cargas isoladas). Esse modo de falha é muito importante em sistemas radiais. O modo **FLUXO** diz respeito à sobrecargas, sendo muito importante em redes operadas com condições de partilhamento. O modo de falha **TENSÃO** se refere à ocorrência de violações de tensão (sub e sobretensão), sendo indicativo dos níveis de estresse da malha ou capacidade operacional (chaveamentos, desligamentos). O modo de falha **CATASTRÓFICO** representa os casos de fluxo de potência onde não foi possível a convergência e, conseqüentemente, saíram da análise estatística.

A principal utilidade da Tabela IV-7 reside na identificação dos piores modos de falha simples (entendendo-se como *simples* aquele modo de falha que ocorre sem a superposição de um outro modo de falha, por exemplo, apenas ilhamento, etc).

Outro resultado dado pelo programa é mostrado na Tabela IV-8, que registra a **aglutinação não disjunta** dos modos de falha, ou seja, os modos de falha são aí contabilizados de forma simples e com a inclusão de outros modos além daquele sob contabilização, isto é, modo de falha **ILHA** = modos de falhas [**ILHA** + (**ILHA** + **TENSÃO**) + (**ILHA** + **FLUXO**) + . . .]. Tal tabela permite a identificação do modo de falha mais expressivo nos índices, sejam de forma individual ou na presença de outro. O modo de falha **DEFICIT DE POTÊNCIA** está associado à incapacidade da geração instalada atender à ponta de carga. Este modo resulta de uma comparação simples entre total de geração G e carga D (NH1). Caso G seja menor que D, ocorre déficit de potência. Na simulação Monte Carlo, esta análise é um subproduto, pois após o sorteio de saídas forçadas de geradores e flutuações na carga (caso o usuário permita) tem-se de imediato a comparação G/D.

Outros resultados importantes que o programa NH2 gera são:

- i. *sumário de problemas de sobrecarga e de tensão no sistema;*
- ii. *índices de confiabilidade por barra e por área, e*
- iii. *estimativas dos custos marginais de potência e de circuito por área.*

Com relação ao item **i**, são descritos os problemas de sobrecarga nos circuitos respeitando os seus carregamentos normais. São também relacionados os

problemas de tensão nas barras do sistema, levando em consideração as faixas de tensão das mesmas. Com relação ao último item, são relacionados os custos marginais (CM) probabilísticos ordenados decrescentemente. *Os maiores CM de barra sinalizam as melhores barras para injeção de potência ativa (barras candidatas a receber usinas térmicas) — ou as piores para retirada de potência ativa — no sentido de reduzir o corte de carga (função objetivo mínimo corte de carga). Os maiores CM de circuitos sinalizam os circuitos mais recomendados para duplicação, recapacitação, com o mesmo objetivo de reduzir índices de corte. No contexto da operação, seriam os circuitos que deveriam ser citados com os de maior empenho por parte da manutenção e necessidade de redundâncias desses equipamentos.*

Tabela IV-2 - Modos de Falha não Disjuntos

Modo de Falha	Probabilidade
Ilhamento	0,26 E - 01
Fluxo	0,24
Tensão	0,62
Catastrófico	0
Déficit de Potência	0

IV.6.3. Composição de sumário de resultados

O volume de resultados numéricos obtidos em cada processamento típico do NH2 para o sistema brasileiro é bastante acentuado. Visando facilitar a interpretação e divulgação desses resultados, mormente nos níveis gerenciais, é conveniente o registro de uma síntese como sugerido na Figura IV-6.

Observa-se que o *custo de interrupção* exige o processamento de uma versão especial do NH2 (ainda não liberada ao público) e espelharia o prejuízo dos consumidores residenciais, comerciais e industriais, enquanto o *custo de não faturamento* reflete o prejuízo empresarial pela não realização da venda de energia. Além dos dados quantitativos é relevante a emissão de um *diagnóstico qualitativo* indicando a *robustez* ou "*saúde do sistema*" (vide seção III.7). Sugere-se, em princípio, a caracterização desta robustez através de variáveis difusas representando os estados de **operação normal**, **risco moderado** e **alto risco**, todos três associados a um nível de pertinência a ser avaliado. *Ressalta-se que esta proposição exige investigações adicionais, que não serão abordados neste trabalho, constando aqui apenas como sugestão de futuras investigações [4-08].*

BOLETIM DE RISCO OPERATIVO	
• Período:	
• Sistema:	
• Nivel de Risco (PPC):	%
• Severidade (minutos):	
• Expectância da Energia Interrompida (MWh):	
• Custo de Interrupção (10 ⁶ US\$):	
• Custo de não Faturamento (10 ⁶ US\$):	
• <u>Diagnóstico Qualitativo:</u>	
- Operação Normal	(Nível de Pertinência:.....)
- Operação em Risco Moderado	(Nível de Pertinência:.....)
- Operação em Alto Risco	(Nível de Pertinência:.....)
• <u>Comentários:</u>	

Figura IV-1 – Modelo de Registro Sintético de Resultados

Além dos **índices globais** (PPC, F, EENS, etc.), também são de interesse certos registros associados ao desempenho do algoritmo de simulação, tais como:

- Número de simulações não solucionadas;
- Número de configurações simuladas e solucionadas (configurações com modos de falha eliminadas via medidas operativas e via corte de carga);
- Probabilidade de violação no sistema (PVS, %)
- Eficiência das medidas operativas $[(1 - (PPC) / PVS)]$, %.

Quanto aos **índices estáticos por barramento e por área (índices locais)**, sugere-se a ordenação dos riscos por tipo de índice, visando a identificação dos barramentos mais e menos favoráveis, e o levantamento de estatísticas e distribuições probabilísticas de interesse (e.g. fluxos em determinadas interligações). Outros resultados de interesse, indicativos das precisões obtidas estão a seguir citados:

- Número de simulações solicitado
- Melhor coeficiente de variação (β) atingido por índice global;
- Melhor coeficiente de variação atingido por índice por barra;
- Pior coeficiente de variação atingido por índice global, e
- Pior coeficiente de variação atingido por índice por barra.

O registro dos **índices dinâmicos** deverá refletir a evolução temporal do risco do sistema calculado para cada segmentação temporal e não será aqui abordado.

IV.7. Sumário

Este capítulo aglutinou um conjunto de informações, hipóteses e sugestões de procedimentos úteis para a monitoração dos riscos probabilísticos de sistemas de potência complexos e de grande porte. Essas premissas serão adotadas para o cálculo dos níveis de risco do sistema elétrico brasileiro, a ser discutido no capítulo seguinte.

Capítulo V

“One must learn by doing a thing; for though you think you know it, you have not certainty until you try.”

Sophocles.

V. RISCO PROBABILÍSTICO DE REFERÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: RESULTADOS

V.1. Introdução

O objetivo deste trabalho é a estimação dos níveis referenciais de risco do sistema elétrico brasileiro, isto é, do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse resultado é relevante porque, além de inédito, o mesmo servirá como padrão preliminar de aferição comparativa das ordens de grandeza de avaliações similares subseqüentes.

Como é de conhecimento geral, 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 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.

Visando atender essa necessidade, este trabalho registra, além de um conjunto de resultados e suas respectivas análises, uma descrição pormenorizada dos procedimentos utilizados nas investigações realizadas. Nessa perspectiva, a evolução, aperfeiçoamento e consolidação das técnicas aqui adotadas também poderá contribuir para o estabelecimento de uma rotina bem fundamentada de avaliação de riscos.

Como já foi acima mencionado, outra contribuição relevante deste trabalho situa-se na estimação pioneira das ordens de grandeza dos níveis de risco globais do SIN. Foram consideradas as incertezas típicas oriundas da própria malha de transmissão nos níveis de tensão a partir de 69 kV, combinadas com as incertezas do parque gerador nacional e o perfil típico da curva de carga diária no Brasil.

A importância desses resultados fica evidenciada quando é constatado [5-3] que investigações semelhantes estão sendo tentativamente obtidas em outros países (e.g. EUA, Alemanha, República Tcheca). Pode-se, então, verificar que a metodologia utilizada no Brasil apresenta várias facetas nitidamente superiores às técnicas utilizadas nesses países.

V.2. Riscos do Sistema Interligado Nacional

Inicialmente, nesta seção, o foco das atenções volta-se para a descrição detalhada de um grande conjunto de aspectos que podem, direta ou indiretamente, influenciar a determinação dos indicadores de risco do sistema elétrico brasileiro. A seguir são comentados os procedimentos de análise utilizados. Os principais resultados obtidos são então registrados, sendo a análise dos mesmos apresentada na seção V.3.

V.2.1. Resumo de Premissas

Nas Tabelas V-1 a V-4 apresentam-se um conjunto detalhado de características que balizaram a investigação realizada. É interessante observar que na configuração analisada o *grau de solicitação do sistema* (dado pela razão entre a ponta de carga ativa e a capacidade instalada) situa-se em **81,7 %**, sugerindo uma significativa margem estática de atendimento. Nessa situação, a grande maioria dos problemas advém do déficit de energia ou carência de transmissão, dado que a ponta é amplamente atendida pelo parque gerador instalado, mesmo considerando várias contingências. Embora seja reconhecido que no Brasil os cenários hidrológicos têm grande influência nos níveis de confiabilidade global do sistema, nesta primeira avaliação apenas um único cenário foi tratado, associado ao fluxo de 264 MW no sentido Norte→Sul na interligação Norte-Sul (vide Tabela V-2).

O sistema estudado nos casos do SIN foi inicialmente partilhado em **42 áreas** representando as regiões de interesse das empresas. A Tabela V-3 mostra a relação de todas as áreas tratadas. O valor negativo (-5122 MW e 2720 Mvar) associado à carga da região **1** (Furnas) advém do modelo de elo CC utilizado nas simulações (carga negativa em Ibiúna, vide Apêndice J). A última coluna da Tabela V-3 é dada pela composição das colunas de recursos e de carga, orientando na identificação dos grandes centros de carga.

Em resumo, o chamado *caso #1 refere-se ao SIN (Brasil), setembro de 1999, três patamares (cargas pesada, média e leve), com 42 áreas demarcadas.*

Uma segunda análise repartiu todo o sistema em apenas **3 áreas**

(sistemas N/NE, S/SE/CO e a Interligação Norte-Sul), visando uma comparação dos níveis de confiabilidade regionais. Foi finalmente realizada uma terceira análise, considerando o SIN dividido em submercados, no intuito de se ter uma referência preliminar do risco em cada submercado. Ressalta-se que o SIN é repartido em 4 submercados: SUL, SUDESTE/CENTRO-OESTE, NORTE e NORDESTE.

Enfatiza-se que em todas as análises efetuadas optou-se pela representação da carga em três patamares, como já foi mencionado nas seções (II.3.2, pág. 23) e (IV.4.5). As demais premissas da modelagem da carga são mostradas na Tabela V-4 e no Apêndice C (vide também Figura V-1).

Para fins de conveniência de consulta do leitor e registro documental, uma imagem oriunda de uma parcela do arquivo histórico de cenários <*cenanew.ns*>, associada ao caso de carga pesada é mostrada no Apêndice H. O arquivo <*mc_glob_seed.sub*> registra (vide Apêndice I) o processamento da análise de confiabilidade, consoante a descrição da seção V.2.2.3. A disponibilidade de ambos os arquivos permite a repetição dos resultados numéricos registrados neste trabalho.

Tabela V-1 - Principais Características Gerais do Sistema Simulado

Identificação do(s) caso(s) (código, região, época, regime de carga)	Caso # 1, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada, média e leve)
Valor aproximado dos recursos totais de geração relacionada ao patamar de carga máxima em MW - RTOT	55.665
Valor da ponta de carga ativa para o sistema, para 1 pu de tensão, em MW - RTOT	45.476 (grau de solicitação do sistema = $45476 / 55665 = 81,7\%$)
Despacho da geração no caso base de carga máxima em MW - RTOT	48.461 (na carga pesada)
Modelagem de parcela da carga como função da tensão - DCAR	232 barras de carga na região Nordeste foram modeladas como função da tensão com os seguintes parâmetros A = 0 %; B = 60 %; C = 0 %, D = 100 %. O valor da tensão abaixo da qual as parcelas de potência constante e corrente constante passam a ser modeladas como impedância constante foi estabelecido como 0,007pu. Observa-se que esta premissa é bastante conservativa, dado que o valor <i>default</i> é 0,7 pu.
Estimativa de perdas no patamar de carga máxima em MW - RTOT	2.985
Número de barras reais e fictícias representadas - RSIS	2.465
Número de ramos representados - RSIS	Circuitos: 3.490; trafos: 1.277; trafos defasadores: 2; total: 4.769
Número de geradores individualizados representados - DUSI	474
Número de barras de geração - RSIS	260
Barras de referência do caso - RREF	- Ilha Solteira (barra 501) com 19 máquinas, geração máxima de 3254 MW - Paulo Afonso IV (barra 5022) com 1 máquina, geração máxima de 1 x 410 MW
Elos CC	- Elo CC em Ibiuna 345 kV (barra 86): carga negativa de (-5.122 + j 2720) MVA - Carga da Alumar em São Luis II 230 kV (barra 5551): (641 + j 310)MVA
Total de áreas demarcadas	42
Modelagens especiais e outros aspectos relevantes	não há
Parâmetros alterados via DCTE	Vide apêndice A
Arquivo Histórico (ULOG2)	Não se aplica
Arquivos de dados e saída	Vide registros parciais nos Apêndices
Limites de carregamento	Vide Tabela IV-2

Tabela V-2 - Particularidades do SIN

Identificação do (s) caso (s) (código, região, época, regime de carga)	Caso # 1, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada + média + leve)
Situação operativa de Itaipu 60 Hz:	Itaipu60 (barra 1107): 8 máquinas gerando 5400 MW
Circuitos em 765 kV (modelagem de capacitores série)	- 8 circuitos foram representados - capacitores série não foram modelados sob o ponto de vista estocástico
Usinas Nucleares	Angra I gerando 450 MW (barra 10)
Interligação Norte-Sul	fluxo de 264 MW no sentido N→S
Interligações Internacionais	não presentes nos casos simulados
Uso de equivalentes (EXEQ)	não foram utilizados
Centros de carga	não demarcados
Malhas secundárias (subtransmissão, distribuição)	Modelagem parcial da malha em 138, 69 kV e níveis mais baixos de tensão
Aspectos energéticos	não foram modelados

Tabela V-3 - Áreas Delimitadas do SIN

S / SE / CO	ÁREAS (TOTAL = 42)	CÓDIGO	PRESENTES NO CONTROLE E MONITORAÇÃO (DRMI, DRCC)	RECURSOS DE GERAÇÃO MÁXIMA DA ÁREA EM CARGA PESADA - RTOT (MW)	CARGA PESADA DA ÁREA (MW)	SALDO / DÉFICIT (MW)
		FURNAS	1	sim (drcc, drmi)	9633	- 5055
	CEMIG	2	sim(drcc, drmi)	5597	3402	2195
	CEMIG – SECUNDÁRIA	3	sim(drcc, drmi)	60	2570	-2510
	EPTE	4	sim(drcc, drmi)	0	0	0
	CESP	5	sim(drcc, drmi)	10558	1168	9390
	CESP-SECUNDÁRIA	6	sim(drcc, drmi)	0	1846	-1846
	CPFL	7	sim(drcc, drmi)	38	3488	-3450
	LIGHT	9	sim(drcc, drmi)	786	4319	-3533
	CERJ	10	sim(drcc, drmi)	62	1488	-1426
	ESCELSA	11	sim(drcc, drmi)	177	967	-790
	CELG	12	sim(drcc, drmi)	674	1172	-498
	CEB	13	sim(drcc, drmi)	69	735	-666
	CELTINS	16	sim(drcc, drmi)	0	18	-18
	ITAIPU (50 E 60 Hz)	17	sim(drcc, drmi)	5840	8	5832
	CATAGUAZES LEOPOLDINA	18	sim(drcc, drmi)	10	152	-142
	GERASUL	19	sim(drcc, drmi)	3262	52	3210
	ELETROSUL	20	sim(drcc, drmi)	0	50	-50
	COPEL	21	sim(drcc, drmi)	3796	1384	2412
	COPEL SECUNDÁRIA	22	sim(drcc, drmi)	82	1532	-1450
	CEEE	23	sim(drcc, drmi)	1114	3037	-1923
	CELESC	25	sim(drcc, drmi)	89	1988	-1899
	ENERSUL	26	sim(drcc, drmi)	75	481	-406
	EMAE (HBORDEN + PIRATININGA)	27	sim(drcc, drmi)	1080	0	1080
	ELETROPAULO (ELMA)	28	sim(drcc, drmi)	0	6393	-6393
	BANDEIRANTE (EBE)	29	sim(drcc, drmi)	0	3938	-3938
	CEMAT (ELETRONORTE)	45	sim(drcc, drmi)	150	13	137
	CEMAT (RONDONÓPOLIS) RD- BG-CM	46	sim(drcc, drmi)	12	132	-120
	CEMAT (CUIABÁ)	47	sim(drcc, drmi)	16	266	-250
	CEMAT (NOBRES) NO-TG-SI	48	sim(drcc, drmi)	14	137	-123
	CEMAT (CACERES)	49	sim(drcc, drmi)	72	50	22

	ÁREAS (TOTAL = 42)	CÓDIGO	PRESENTES NO CONTROLE E MONITORAÇÃO (DRMI, DRCC)	RECURSOS DE GERAÇÃO MÁXIMA DA ÁREA EM CARGA PESADA - RTOT (MW)	CARGA PESADA DA ÁREA (MW)	SALDO / DÉFICIT (MW)
N / NE	CHESF (UHE PAF + UAS + ULG + UX)	51	sim(drcc, drmi)	7386	0	7386
	CHESF (AREA CENTRO)	52	sim(drcc, drmi)	0	72	-72
	CHESF (SUDOESTE DA BAHIA)	53	sim(drcc, drmi)	950	290	660
	CHESF (AREA SUL)	54	sim(drcc, drmi)	50	2295	-2245
	CHESF (AREA LESTE)	55	sim(drcc, drmi)	0	2539	-2539
	CHESF (AREA NORTE)	56	sim(drcc, drmi)	0	1181	-1181
	CHESF (AREA OESTE)	57	sim(drcc, drmi)	216	500	-284
	ENORTE ((AREA MARANHÃO)	58	sim(drcc, drmi)	0	364	-364
	ENORTE (AREA TUCURUI - BELEM)	59	sim(drcc, drmi)	3698	998	2700
	ALBRAS + ALUMAR	61	sim(drcc, drmi)	0	1286	-1286
	SALGEMA	62	sim(drcc, drmi)	0	165	-165
	INTERLIGAÇÃO NORTE - SUL	63	sim(drcc, drmi)	0	57	-57
	Identificação do (s) caso (s) (código, região, época, regime de carga)			Caso # 1, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada+média+leve)		
Definição do espaço de estados			Constituído de 4769 elementos de transmissão, 474 geradores e 3 patamares de carga			

Tabela V-4 - Definição de Curva de Carga (DCEN)

Identificação do (s) caso (s) (código, região, época, regime de carga)	Caso # 1, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada+média+leve)
Obtenção dos dados (cálculo externo, MODCAR)	MODCAR
Arquivo MODCAR	Vide Apêndice C
Arquivo (ULOG 3) de definição de cenários (NCEN)	<cenanew.dat>, vide Tabela V-7
Número de Patamares de carga (cenários)	3
Incertezas relativas da carga ativa do sistema (%)	zero
Incertezas relativas da carga reativa do sistema (%)	zero
Número de ordem do cenário	1
Nível de carga do cenário (pu)	1,0 (45 476 MW)
Descrição	Pico sem Incerteza (carga pesada)
Probabilidade de ocorrência do cenário (pu)	0,2083333 = (5 / 24)
Número de níveis para os quais há transições	um (carga média)
Taxa de transição para o nível 2 (ocorrências/hora)	0,2
Taxa de transição para o nível 3 (ocorrências/hora)	zero
Número de ordem do cenário	2
Nível de carga do cenário (pu)	0,8535 (38 814 MW)
Descrição	Carga média
Probabilidade de ocorrência do cenário (pu)	0,5 = (12 / 24)
Número de níveis para os quais há transições	dois (carga pesada e leve)
Taxa de transição para o nível 1 (ocorrências/hora)	0,08333
Taxa de transição para o nível 3 (ocorrências/hora)	0,08333
Número de ordem do cenário	3
Nível de carga do cenário (pu)	0,6238 (28 368 MW)
Descrição	Carga leve
Probabilidade de ocorrência do cenário (pu)	0,2916667 = (7 / 24)
Número de níveis para os quais há transições	um (carga média)
Taxa de transição para o nível 1 (ocorrências/hora)	zero
Taxa de transição para o nível 2 (ocorrências/hora)	0,14286
Manipulação dos níveis de carga por área (DANC) - ajuste no despacho apenas pela swing (dfix)	estas facilidades não foram acionadas

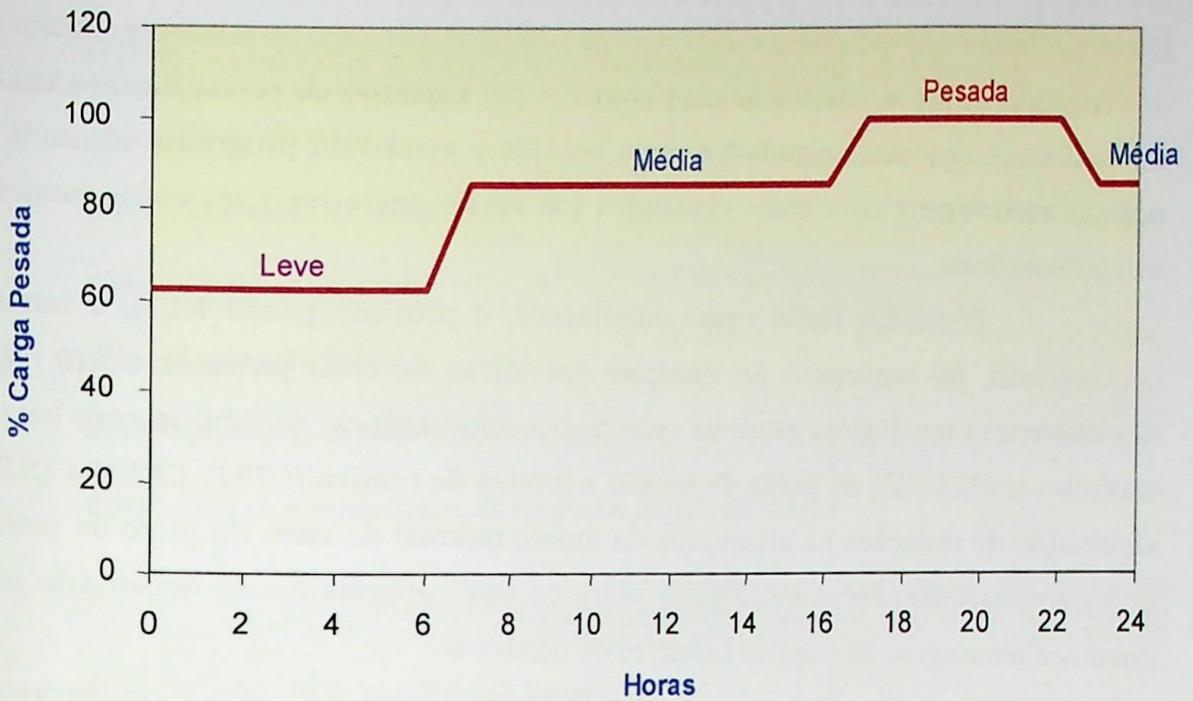


Figura V-1 - Curva por Patamar de Carga Diária Típica do SIN

V.2.2. Procedimentos de Avaliação

Os procedimentos utilizados para o processamento do SIN estão descritos abaixo.

V.2.2.1. Processamento individual dos casos de fluxo de potência para cada cenário

Os arquivos utilizados para a análise de confiabilidade eram provenientes de casos convencionais de fluxo de potência (cargas pesada, média e leve), originalmente processados via ANAREDE. Assim, a primeira dificuldade encontrada situou-se na incompatibilidade entre os arquivos históricos dos programas NH2 e ANAREDE (na versão mais recente do programa essa dificuldade foi superada). A solução adotada baseou-se na obtenção de uma imagem em cartão de todos os casos de fluxo de potência em estudo. Isso, por sua vez, acarretou outra dificuldade, uma vez que os casos originalmente gravados em arquivo histórico (*savecase*), guardam os valores de tensão e de ângulo com precisão dupla. Assim, ao obter-se a imagem em cartão, os valores de tensão e ângulo são truncados devido ao tamanho do campo do cartão de entrada de dados de barra (DBAR), perdendo a precisão original. A consequência dessa perda é que os casos não convergem ou convergem em outro ponto de operação distinto daquele acertado no planejamento da operação a curto prazo.

Adaptações como as substituições do elo CC por uma carga negativa na barra de Ibiúna 345kV, dos compensadores estáticos por compensadores síncronos e dos capacitores séries chaveados simplesmente por capacitores séries foram efetuadas manualmente nos casos estudados, uma vez que a versão do programa utilizada não possuía modelagens para esses elementos (na versão mais recente, essas mudanças são automáticas).

Efetuada todas essas adaptações, o próximo passo foi **(i)** a busca de convergência, **(ii)** eliminação de violações operativas de cada patamar e **(iii)** registro das diferenças topológicas entre os cenários. A convergência foi obtida com base nos controles tradicionais de perfis de tensão e limites de reativo (*CTAP*, *CREM* e *QLIM*). A eliminação de violações foi alcançada via ajuste manual do caso de fluxo de potência. O registro das diferenças topológicas entre os três cenários faz-se necessário para a posterior montagem do arquivo histórico de cenários.

A seguir, efetuou-se a montagem dos blocos de cartões de controle dos dados probabilísticos associados a cada cenário. As taxas de falhas e os tempos médio de reparo utilizados foram aqueles mencionados no Capítulo IV e mostrados nas Tabelas IV-5 e IV-6.

Nesse momento, dispunha-se de três arquivos distintos contendo casos de fluxo de potência convergidos e sem violações operativas. Sendo esses o caso de carga pesada (***P_New***) e os casos de Média e Leve, associados ao cenário de carga pesada (***cenanew.dat***). Dispunha-se também de blocos de dados probabilísticos representativos de cada cenário, assim como a caracterização das diferenças topológicas existentes entre esses mesmos cenários. Tais dados também foram armazenados nos arquivos citados. As estruturas desses três arquivos são iguais, como é mostrado na Tabela V-5, para a conveniência do leitor.

É de interesse notar que os limites de geração de reativo (comando DUSI, vide Apêndice A) de algumas usinas foram deliberadamente deixados abertos. Isso foi motivado pela falta de informações adequadas quando da montagem do arquivos. *Essa premissa representa recursos de controle inexistentes no sistema estudado e que se refletirá numa avaliação otimista da confiabilidade.* Os limites de tensão (comando DTEN, vide Apêndice A) foram adaptados de acordo com os relatório dos estudos elétricos do planejamento da operação a curto prazo do GCOI (vide Tabela IV-4, seção IV.3).

Tabela V-1 - Estrutura dos Arquivos de Cenários

TOPOLOGIA
titu - <i>Título do caso</i>
dcte - <i>Definição de constantes</i>
dbar - <i>Dados de barras</i>
dlin - <i>Dados de linhas</i>
dare - <i>Dados de áreas e intercâmbios</i>
dcar - <i>Dados p modelagem da carga em função da tensão</i>
RECURSOS DE CONTROLE
dusi - <i>Dados de capacidade de usinas</i>
dten - <i>Dados dos grupos de limites de tensão normal e de emergência</i>
DADOS ESTOCÁSTICOS
decg - <i>Dados estocásticos de geradores por classes de usina</i>
dcts - <i>Dados estocásticos de ramos e alterações vinculadas</i>
dcen - <i>Dados estocásticos de cenários (obtido via MODCAR)</i>
CONTINGÊNCIAS, CONTROLES E MONITORAÇÃO
drmi - <i>Define região de interesse para o cálculo de confiabilidade e monitoração</i>
drcc - <i>Define região de contingências e controles (espaço probabilístico de estados)</i>

Numa primeira avaliação, as regiões de contingências, controle e monitoração (DRCC, DRMI) foram definidas como sendo idênticas e abrangendo todo o SIN. Essa premissa parte do pressuposto que o algoritmo de fluxo de potência seria capaz de provocar ações de controle apenas em regiões eletricamente próximas das zonas de ocorrências de contingências.

O espaço probabilístico de estados associados a equipamentos compõe-se de todas as linhas, transformadores e geradores, inclusive os elevadores de usina. O espaço probabilístico *sistêmico* completo também considera o modelo estocástico da carga, como definido na seção II.3.2 e Tabela V-4. Assim, as ordens de grandeza dos índices de confiabilidade obtidos, refletem, pioneiramente, o universo de incertezas

associado ao sistema brasileiro integrado na sua totalidade. A posterior demarcação adequada de áreas permite a comparação dos níveis de riscos dos grandes subsistemas N/NE e S/SE/CO.

V.2.2.2. Montagem dos arquivos históricos de cenários

Existem duas alternativas básicas para a obtenção de cenários:

- i)** os cenários podem ser montados a partir do caso de carga máxima, utilizando-se apenas os percentuais de carga associados a cada patamar que se queira representar. Essa opção não foi escolhida pelo fato de que quando se confeccionam os casos com os patamares desejados, respeitando somente os percentuais de carga indicados no comando DCEN, os mesmos freqüentemente não convergem. Isso ocorre porque as diferenças nas condições operativas entre os casos é ignorada (e.g. chaveamentos de equipamento, diferenças topológicas, etc), e
- ii)** os cenários podem ser montados a partir de casos individuais de fluxo de potência já convergido. No trabalho, os casos para a confecção dos cenários foram proveniente do Estudo da Operação de Curto Prazo. O caso de referência foi o de carga pesada.

Para essa última alternativa de confecção de cenário é necessário além dos casos, as seguintes etapas descritas a seguir:

- a)** inicialmente, são comparadas as topologias dos pares de casos de cargas "pesada e média" e "pesada e leve". Isso é necessário porque a gravação do arquivo de cenários só é possível se todos os casos tiverem a mesma configuração (números de barra idênticos). Em outras palavras, é necessário compatibilizar o caso de carga máxima com todos os outros patamares simulados. Essa comparação dos números de barra entre os casos foi realizado manualmente. Deve-se ressaltar que mesmo que as topologias sejam diferentes, devem ser introduzidas as barras que faltam em todos os casos. Dessa forma, para que os processamentos de fluxo de potência dos casos média e leve ocorressem adequadamente, foram, nesta etapa, identificadas as diferenças das configurações média e leve em relação à configuração pesada. Cabe ainda lembrar que a opção ILHA é obrigatória quando da execução dos fluxos de potência dos casos pesada, média e leve (vide sub- etapa c);
- b)** após essa compatibilização, grava-se o caso de carga pesada (EXLF, NEWT, CTAP, CREM QLIM e ILHA) em um savecase de cenários (cenanew.ns). Para conveniência do leitor, a seqüência aqui usada é ilustrada na Tabela V-6;

Tabela V-1 - Criação e Inicialização do Arquivo Histórico de Cenários

Comandos	Descrição
Ulog	Unidade lógica
1	Número da unidade lógica
p_new	Arquivo imagem em cartão do caso pesada
exlf newt ctap crem qlim ilha	Códigos de execução para o fluxo de potência
ulog	Unidade lógica
4	Número da unidade lógica
cenanew.ns	<i>Arquivo histórico de cenários</i>
arqv inic cena	Iniciando o arquivo de cenários
Sim	Confirmação da inicialização do arquivo de cenários
Sistema Malha Brasil	Identificação dos cenários
arqv grav cena	Códigos de gravação no arquivo de cenários
1	<i>Grava na posição 1 do arquivo histórico de cenários o caso de carga pesada</i>

- c)** a seguir, montou-se um arquivo seqüencial <cenanew.dat> contendo as configurações das cargas média e leve. Isto foi feito aglutinando os arquivos de fluxo de potência dos casos de cargas média e leve e os comandos necessários para o programa ler os patamares corretamente dentro do arquivo. Também foram feitas as alterações topológicas necessárias em relação ao caso de carga pesada, como já alertado. Cabe aqui ressaltar que para a montagem desse arquivo contendo as topologias das cargas média e leve, foram considerados somente os comandos que continham dados diferentes daqueles já informados no caso de carga pesada. A Tabela V-7 ilustra a estrutura típica desse tipo de arquivo, e
- d)** finalmente, a obtenção do arquivo histórico de cenários foi alcançada com base na seqüência de comandos registrada no Apêndice D. O processamento foi inicialmente submetido com as gravações no arquivo histórico de cenário na condição inibida. Quando foi constatado que não havia mais nenhuma incompatibilidade pendente, procedeu-se à gravação dos casos.

Tabela V-2 - Estrutura do Arquivo Auxiliar para Configuração de Cenários

Cartão de Controle	Descrição
NCEN	Indica que serão fornecidos os dados relativos a um cenário no arquivo de alterações de cenário até que seja encontrado outro código NCEN ou o final do arquivo
02 (carga média)	número do cenário a ser descrito
titu	Título do caso
<i>carga média</i>	Cartão com o título do caso em estudo
dbar	Leitura dos dados de barra AC
dlin	Leitura dos dados de circuito AC (linhas e transformadores)
dare	Leitura dos dados de intercâmbio de potência ativa entre áreas
dcar muda	Leitura dos dados dos parâmetros que estabelecem a curva de variação da carga em relação a magnitude de tensão nas barras
decg	Leitura dos dados estocásticos de geradores por classe das usinas
dusi muda	Leitura dos dados estocásticos e de capacidade das usinas
dten muda	Leitura dos dados de grupos de limites de tensão em regime normal e emergência
serv tfttr	Executa algumas funções auxiliares definidas pelas opções ativadas. Utilizada em conjunto com o código SERV estima os dados estocásticos dos circuitos de acordo com os dados típicos fornecidos em DECT
NCEN	
03 (carga leve)	
titu	
<i>carga leve</i>	
dbar	
dlin	
dare	
dcar muda	
decg	
dusi muda	
dten muda	
serv tfttr	
FIM	

V.2.2.3. Processamento da análise de confiabilidade

A análise de confiabilidade dos casos mostrados na Tabela V-8 foi efetuada pelo programa NH2, nas versões 5.1 de 11/99 e 5.21 de 05/01, utilizando-se processadores Pentium III nas velocidades 733 e 500 MHz, ambos com 128 kbytes de RAM através de simulação Monte Carlo não seqüencial. Algumas análises complementares lançaram mão de técnicas de enumeração do sistema de transmissão.

Para o caso base utilizou-se uma técnica de solução de fluxo de potência pelo método de Newton completo. Para a tentativa de eliminação de violações quando de ocorrência de contingências, utilizou-se um algoritmo de fluxo de potência ótimo, baseado em pontos interiores, acionando os controles de redespacho, variação de tapes e perfil de geração.

No que concerne o acompanhamento das violações, foram monitorados os fluxos aparentes (MVA), em condições normais de operação. Foram também monitoradas as gerações de potência ativa das barras de referência, a potência reativa das demais unidades geradoras, bem como as tensões nas barras de carga com cargas (RMON).

As regiões de interesse para monitoração e cálculo da confiabilidade (DRMI) e as regiões de controle (DRCC) foram definidas como iguais (vide Tabela V-3).

Apesar da literatura relatar que coeficiente de variação (β) igual a 5% é satisfatório (seção IV.6.2), optou-se por ter uma melhor qualidade na estimativa. Assim, foram utilizados valores de β iguais a 1% e a 0,1%.

V.2.3. Principais Resultados Globais do SIN

Inicialmente, alerta-se o leitor, observando que esta seção contém tão-somente os resultados quantitativos obtidos. A análise qualitativa minuciosa dos mesmos será vista na seção V.3.

Dado que até o presente não há grande experiência no tratamento probabilístico completo e integrado do sistema brasileiro (SIN) para fins de avaliação de confiabilidade, foi primeiramente necessário proceder a chamada "sintonia" de parâmetros de processamento do *caso #1*, cujas características já foram apresentadas nas Tabelas V-1 a V-4.

Na verdade, a sintonia nada mais é do que a busca, empírica, da melhor estratégia de simulação combinando o trinômio "*precisão vs tempo de simulação vs estratégia de cálculo*". A *precisão* de cada índice de confiabilidade é dada pelo coeficiente de variação β (quanto menor o valor de β , maior a precisão), enquanto o

tempo de simulação é registrado automaticamente pelo programa. A estratégia de cálculo é expressa por uma combinação empírica de número de lotes, número de sorteios por lote e o coeficiente de variação desejado. O processamento ocorre até que ou o coeficiente de variação desejado seja atingido ou todos os lotes sejam esgotados (nesse caso o coeficiente de variação desejado pode não ter sido atingido, exigindo nova simulação). A Tabela V-8 apresenta alguns dos processamentos de sintonia realizados para o SIN.

Tabela V-1 - Sintonia de Processamento por Índices Globais de Confiabilidade do SIN, Set de 1999, Três Patamares (pesada, média e leve)

Caso	Especificação da Simulação	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)	ICE (%)	Tempo de Simulação
1A	Lotes = 1	27,18	33157	363,8	6,54	43,93	0,00836	1 dia, 10 horas, 2 minutos
	Sorteios = 10000 $\beta = 0,1\%$	$\beta = 0,94$	$\beta = 6,33$	$\beta = 1,93$	$\beta = 1,69$			
1B	Lotes = 500	26,94	32135	358,2	6,60	42,57	0,00810	7 dias, 5 horas, 48 minutos
	Sorteios = 100 $\beta = 0,1\%$	$\beta = 0,38$	$\beta = 2,60$	$\beta = 0,61$	$\beta = 0,48$			
1C	Lotes = 100	27,03	32403	358,1	6,61	42,93	0,00817	8 dias, 17 horas, 21 minutos
	Sorteios = 2000 $\beta = 0,1\%$	$\beta = 0,23$	$\beta = 1,536$	$\beta = 0,39$	$\beta = 0,31$			
1D	Lotes = 3	27,59	29908	405,7	5,96	39,62	0,00754	1 hora
	Sorteios = 100 $\beta = 1\%$	$\beta = 4,14$	$\beta = 17,981$	$\beta = 6,16$	$\beta = \text{---}$			
1E	Lotes = 3	27,58	29630	360,7	6,70	39,26	0,00747	---
	Sorteios = 1000 $\beta = 1\%$	$\beta = 1,92$	$\beta = 11,115$	$\beta = 3,73$	$\beta = \text{---}$			
1F	Lotes = 3	27,07	32861	360,2	6,58	43,54	0,00828	13 horas, 20 minutos
	Sorteios = 10000 $\beta = 1\%$	$\beta = 0,57$	$\beta = 3,817$	$\beta = 1,04$	$\beta = \text{---}$			
1G	Lotes = 30	26,95	31699	359,9	6,56	41,99	0,00799	33 horas, 10 minutos
	Sorteios = 1000 $\beta = 1\%$	$\beta = 0,57$	$\beta = 3,766$	$\beta = 1,01$	$\beta = 0,83$			
1H	Lotes = 300	27,03	32511	358,6	6,60	43,07367	0,00819	12 dias, 19 horas
	Sorteios = 1000 $\beta = 1\%$	$\beta = 0,187$	$\beta = 1,258$	$\beta = 0,32$	$\beta = 0,26$			
1I	Lotes = 5	27,58	28807	361,2	6,69	38,17	0,00726	2 horas, 56 minutos
	Sorteios = 600 $\beta = 1\%$	$\beta = 1,909$	$\beta = 11,382$	$\beta = 3,92$	$\beta = \text{---}$			
1J	Lotes = 5	27,08	33172	360,5	6,58	43,95	0,00836	13 horas, 30 minutos
	Sorteios = 6000 $\beta = 1\%$	$\beta = 0,569$	$\beta = 3,864$	$\beta = 1,04$	$\beta = \text{---}$			

Nota: Coeficiente de variação β dado em %, semente = 1513, Pico de carga na região de interesse = 45286,91 MW.

Cabe ressaltar que não se chegou a uma lógica definitiva para a

estratégia de cálculo, ou seja, se seria melhor ter mais lotes com menos sorteios ou menos lotes com mais sorteios.

Pode-se observar (Tabela V.8) que a pior precisão está associada ao cálculo da energia, já que esta é, sob o ponto de vista numérico, o indicador de maior valor absoluto. A Tabela V-9 mostra a evolução, por patamar de carga, dos coeficientes de variação do caso **1C**. A composição final do plano de amostragem desse caso é dado na Tabela V-10. O plano inicial (“trial run”) é dado entre parênteses.

Tabela V-2 Evolução dos Coeficientes de Variação do Caso 1C

Sistema Brasil, 3 patamares de carga, 42 áreas, 100 lotes, 2000 sorteios por lote, $\beta = 0,1\%$						
Dia	Hora	Caso	Lote	Cenário	β_{PPC} (%)	β_{EPNS} (%)
23/08	18:00	0	1	Pesada	100,00	100,00
24/08	17:54	9785	11	Média	3,29	7,17
27/08	17:42	26162	45	Pesada	0,35	3,15
28/08	17:43	21776	56	Leve	2,96	6,58
29/08	16:55	25878	67	Leve	2,73	6,05
30/08	17:43	46112	80	Pesada	0,26	2,30
31/08	16:35	43722	91	Média	1,07	2,58
		37728	100	Leve	2,24	5,03

Tabela V-3 Plano de Amostragem (Final) do Caso 1C

	CENÁRIOS		
	1 Pesada	2 Média	3 Leve
PPC	2,42 %	63,80 %	33,78 %
EENS	28,01 % (20,83 %)	53,73 % (50,0 %)	18,26 % (29,17 %)

Do ponto de vista tanto da **PPC** quanto da **EENS**, a convergência mais penosa situa-se na carga média (patamar 2), sugerindo que esse é o patamar mais confiável à luz desses indicadores. É interessante notar que enquanto para o patamar de carga pesada o indicador **PPC** acusa alto risco (convergência rápida), isso ocorre na carga leve quando o indicador é a **EENS**.

A Tabela V-11 registra os resultados gerais do desempenho de processamento do caso **1C**, considerado como sendo *o mais representativo do risco probabilístico de referência do SIN*, com base nos valores realizados dos coeficientes de

variação.

Tabela V-4 - Indicadores Gerais de Desempenho do Processamento

<i>Identificação do(s) caso(s)</i> <i>(código, região, mês, ano, carga)</i>	Caso 1C, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada, média e leve)
<i>Tipo e abrangência de Contingências</i>	Geração, transmissão e compostas (simples e múltiplas)
<i>Estimativa de perdas (MW) – RTOT</i>	2985
<i>Margem estática virtual de geração</i> $\{[(\text{geração instalada}/\text{pico de carga na região de interesse})-1] \times 100\}$	$[(55665 / 45286,91)-1] \times 100 = 22,92\%$
<i>Percentual analisado do espaço de estados (representatividade da análise)</i>	Não se aplica na simulação Monte Carlo
<i>Probabilidade da configuração de referência (caso base)</i>	Não se aplica
<i>Número total de simulações planejadas</i>	$100 \times 2000 = 200000$
<i>Número de configurações simuladas e solucionadas</i>	175603
<i>Número de configurações com modos de falhas</i>	152960
<i>Número de configurações com modos de falha eliminados via corte de carga</i>	54365
<i>Número de configurações simuladas e não solucionadas</i>	$(200000 - 175603) = 24397$
<i>Número de configurações sem modos de falhas</i>	$(175603 - 152960) = 22643$
<i>Número de configurações com modos de falha eliminados via medidas operativas</i>	$(152960 - 54365) = 98595$
<i>Probabilidade de violações (PVS) pré-medidas operativas (%)</i>	87,80360
<i>Probabilidade de perda de carga (PPC) pós-medidas operativas (%)</i>	27,03319
<i>Eficiência das medidas corretivas $[(1 - (\text{PPC} / \text{PVS})) \times 100]$ (%)</i>	69,2
<i>Tempo total de simulação</i>	8 dias, 17 horas e 21 minutos
<i>Versão do Programa NH2</i>	5.21
<i>Computador (Processador, velocidade, memória RAM)</i>	Pentium III, 733 MHz, 128 kbytes de RAM
<i>Processamento dedicado</i>	Sim

Para o caso **1C**, foi também realizada uma *análise de discriminação funcional*, cujos resultados são mostrados na Tabela V-12. Essa análise consiste na identificação das parcelas de responsabilidade dos sistemas de geração e transmissão na formação dos índices globais do sistema (vide colunas dois e três da Tabela V-12 e Eq. 4.2). *Esse tipo de análise é útil porque indica se a fragilidade do sistema advém da geração, da transmissão ou de conjunturas operativas.*

Usando a configuração topológica do caso **1C**, a coluna três da Tabela V-12 pode ser obtida inibindo as falhas de geração e efetuando uma análise de *enumeração* apenas da transmissão. A tolerância usada foi $10E-25$ e o tempo de processamento apenas para contingências simples de circuitos alcançou 20 horas e 21

minutos em um Pentium III 733 MHz com 128 kbytes de RAM. Como o processamento foi compartilhado em 3 casos semelhantes, é razoável supor que o tempo para o processamento singular alcance aproximadamente um terço (≈ 7 horas). Fica, então, evidenciada a dificuldade do processamento das contingências duplas e de ordem superior. Não obstante, cumpre notar que a percentagem analisada do espaço de estado para contingências simples atingiu 94,30 %, sendo a probabilidade do caso base igual a 70,58 %. Assim, 23,72 % do espaço de estados corresponde apenas às contingências simples de transmissão e os 5,7 % restantes correspondem às demais contingências (simples de geração, duplas, triplas ... de transmissão ou geração e híbridas de geração e transmissão). *Também aqui foi mantido o mesmo espaço probabilístico de estados original do caso 1C.* Para fim de registro e de comodidade do leitor, os comandos usados foram os seguintes:

EXEN GLOB FTOT RSUM STAT TRAN NICR .

Finalmente, a quarta coluna da Tabela V-12 representa, aproximadamente, a responsabilidade dos chamados *efeitos puramente compostos*. Tais efeitos são oriundos daquelas contingências híbridas (ou seja, compostas) de geração e transmissão, cujo efeito em separado apenas da contingência de geração ou transmissão não causaria impacto no sistema. Entretanto, o efeito combinado das contingências de geração e transmissão provoca um incremento nos indicadores de confiabilidade. Os valores da coluna quatro são obtidos subtraindo-se da primeira coluna, a soma das colunas dois e três. O diagrama da Figura V-2 ilustra os percentuais dos efeitos de geração, transmissão e compostos para o SIN.

Tabela V-5 - Discriminação Funcional Hierárquica dos Índices de Confiabilidade do SIN, Set/1999

Caso 1C	(1) Valor Global <i>(S)</i>	(2) Influência só da Geração <i>(G)</i>	(3) Influência só da Transmissão (enumeração) <i>(T)</i>	(4) Influência só dos Efeitos Compostos <i>(C = S - G - T)</i>
Índices				
PPC (%)	27,03 $\beta = 0,228\%$	Zero	7,10	19,93
Freqüência (1/ano)	358,1 $\beta = 0,39\%$	Zero	61,5	-
Duração (horas)	6,6 $\beta = 0,31\%$	Zero	10,1	-
EENS (MWh/ano)	32403 $\beta = 1,54\%$	Zero	19083	13320



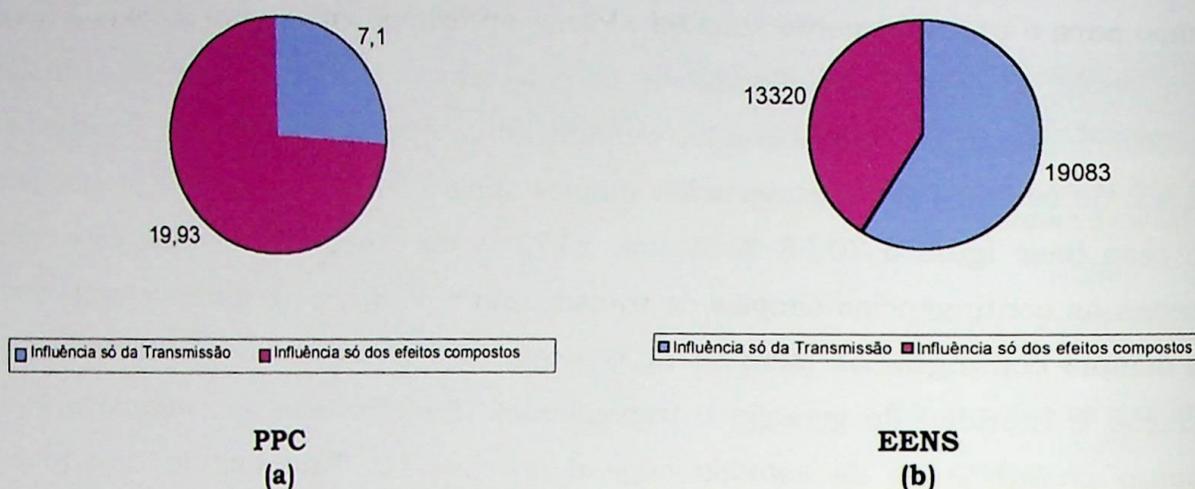


Figura V-1 - Identificação dos Efeitos de Geração, Transmissão e Compostos no SIN

Embora a enumeração da transmissão também permita o estabelecimento de índices de confiabilidade condicionados aos níveis de tensão, esse tipo de análise não foi aqui contemplada. *Porém, uma análise dessa natureza é útil porque aponta os segmentos da malha de transmissão onde residem as maiores fragilidades.*

Outro conjunto de resultados importantes é mostrado na Tabela V-13, onde são registrados os índices de confiabilidade por cada uma das 42 áreas relativas ao caso **1C**. Alerta-se que na Tabela V-13 são também antecipados, para fins comparativos, os resultados obtidos para uma demarcação do SIN em apenas três macro-áreas (vide Tabelas V-3 e V-19). Os custos marginais são calculados através dos índices de sensibilidade do NH2, quando do cálculo da confiabilidade composta, e representam o montante de corte de carga com respeito a variações incrementais de demanda nas barras, e com respeito a reforços incrementais na transmissão (custos marginais de operação) [5-04]. *Essa avaliação é de interesse porque auxilia na detecção de discrepâncias entre os níveis regionais de confiabilidade.*

A Figura V-3 mostra alguns níveis de confiabilidade regional relativa entre algumas das áreas do sistema brasileiro, sob os pontos de vista de cada um dos três indicadores da Tabela V-13.

Tabela V-6 - Índices de Confiabilidade por Área do SIN, Set/1999

ÁREAS	ID	PPC (%)	Frequência (1 / ano)	EENS (MWh/ano)	Perda Média (MW)	Custos Médios Marginais de Circuitos por Área (Unidade Monetária/MWh)
FURNAS	1	0,0957	0,68	9	603,46	-0,01797
CEMIG	2	0,1715	1,20	1119	152,73	-0,00287
CEMIG - SECUNDÁRIA	3	0,2281	1,56	850	36,53	-0,01497
EPTE	4				26,8	-0,00222
CESP	5	0,0068	0,06	5	292,7	-0,00961
CESP-SECUNDÁRIA	6	0,3652	1,56	574	25,51	-0,00152
CPFL	7	21,6091	353,92	6788	37,41	-0,01812
LIGHT	9	0,3627	1,46	1310	30,23	-0,00774
CERJ	10	0,2139	2,46	475	16,87	-0,00152
ESCELSA	11	0,3561	2,15	1221	23,1	-0,00533
CELG	12	0,7331	2,83	1571	15,94	-0,00097
CEB	13	0,5130	3,98	576	11,39	-0,03998
CELTINS	16	0,0305	0,21	27	0,00	0,00000
ITAIPU (60 Hz)	17				0,00	0,00000
CATAGUAZES LEOPOLDINA	18	0,0275	0,34	51	0,00	-0,00001
GERASUL	19	0,0151	1,47	4	0,00	0,00000
ELETROSUL	20	0,0391	0,09	2	163,22	-0,00396
COPEL	21	0,0458	0,10	86	52,31	-0,00165
COPEL SECUNDÁRIA	22	0,2333	1,47	703	5,68	-0,00302
CEEE	23	0,6989	4,03	2349	35,41	-0,01685
CELESC	25	0,5517	2,83	1223	26,62	-0,00164
ENERSUL	26	0,3353	1,09	424	23,2	-0,01129
EMAE (HBORDEN + PIRATININGA)	27				0,43	-0,00003
ELETROPAULO (ELMA)	28	0,3073	1,68	4515	2,95	-0,00023
BANDEIRANTE (EBE)	29	0,2624	1,34	3553	3,33	-0,00008
CEMAT (ELETRONORTE)	45	0,0488	0,25	8	27,35	-0,00001
CEMAT (RONDONÓPOLIS)	46	0,1702	0,64	118	1,92	-0,00015
RD-BG-CM						
CEMAT (CUIABÁ)	47	0,2466	0,76	279	2,01	-0,00042
CEMAT (NOBRES) NO-TG-SI	48	0,3871	1,69	219	1,96	-0,00053
CEMAT (CACERES)	49	0,0856	0,49	64	1,37	-0,00032

ÁREAS	ID	PPC (%)	Frequência (1 / ano)	EENS (MWh/ano)	Perda Média (MW)	Custos Médios Marginais de Circuitos por Área (Unidade Monetária/MWh)
MACRO-REGIÃO S/SE/CO		26,01834	351,71	28048	1337,35	-0,16300
CHESF (UHE PAF + UAS + ULG + UX)	51				53,08	-0,00104
CHESF (ÁREA CENTRO)	52	0,1408	0,51	40	1,1	-0,00486
CHESF (SUDOESTE DA BAHIA)	53	0,0742	0,33	465	11,24	-0,00017
CHESF (ÁREA SUL)	54	0,2621	1,03	423	89,39	-0,00290
CHESF (ÁREA LESTE)	55	0,1941	0,97	297	77,07	-0,00308
CHESF (ÁREA NORTE)	56	0,1329	0,91	389	102,32	-0,00413
CHESF (ÁREA OESTE)	57	0,1762	1,22	278	55,61	-0,00248
ENORTE (ÁREA MARANHÃO)	58	0,1201	0,72	393	2,14	-0,00026
ENORTE (ÁREA TUCURUI - BELEM)	59	0,3501	1,53	1309	140,54	-0,00140
ALBRAS + ALUMAR	61	0,0081	0,08	406	6,13	0,00001
SALGEMA	62	0,0384	0,07	241	0,00	-0,00024
MACRO-REGIÃO N/NE		1,4477	6,97	4220	524,03	-0,02053
INTERLIGAÇÃO NORTE - SUL	63	0,0106	0,07	38	33,00	+0,00032
MACRO-REGIÃO INTERLIGAÇÃO N-S		0,0094	0,07	34	33,00	+0,00032

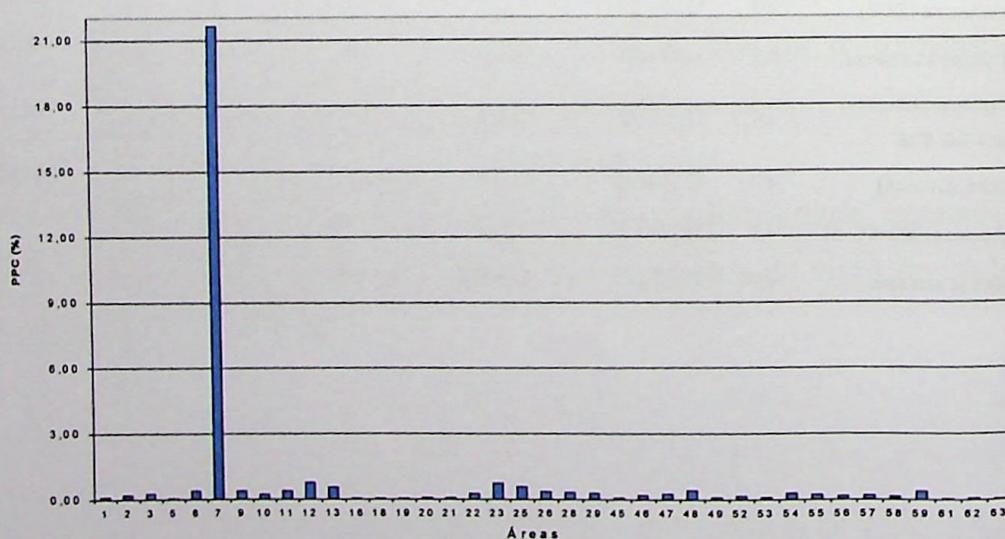
Identificação do (s) caso (s)
(código, região, época, regime de carga)

SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada, média e leve), 42 áreas (cor cinza)

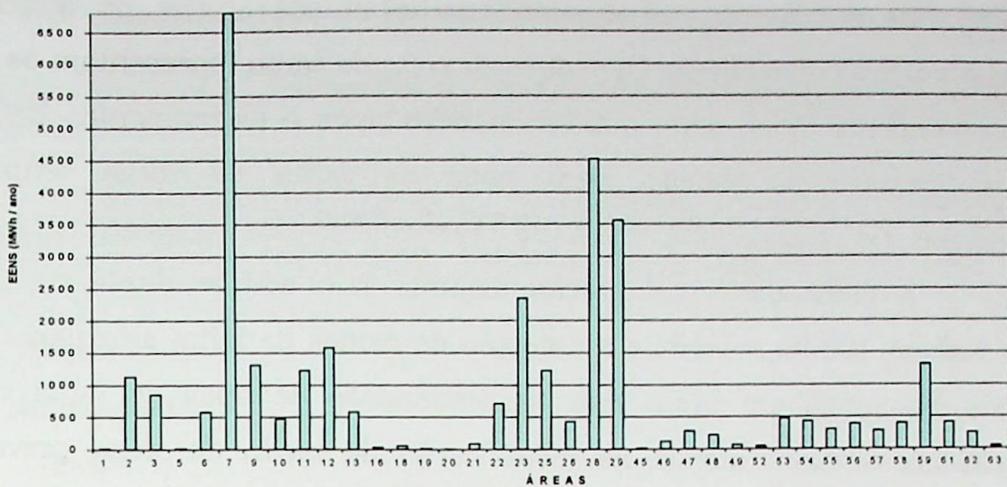
Identificação do (s) caso (s)
(código, região, época, regime de carga)

SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada, média e leve), 3 áreas (cor amarela)

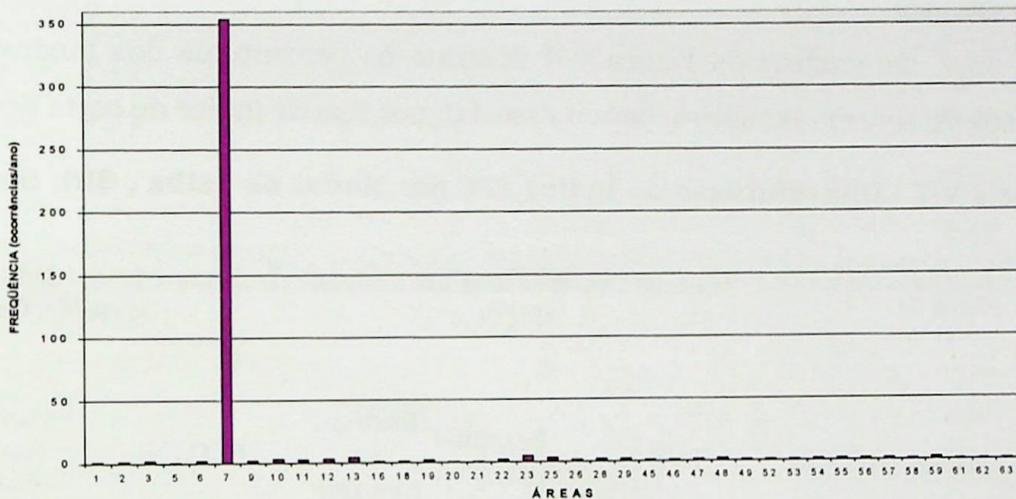
NOTA: ID - representa o código numérico da área



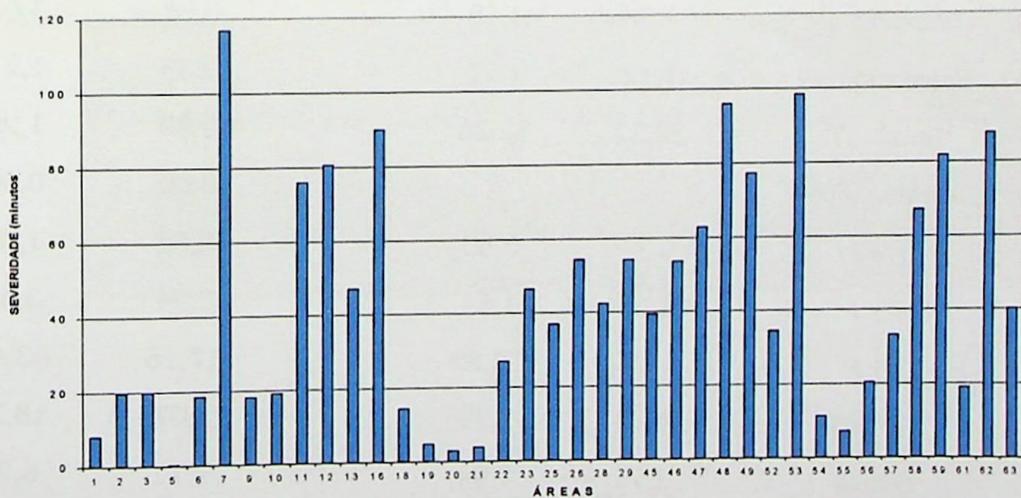
(a) PPC



(b) EENS



(c) Frequência



(d) Severidade

Figura V-2- Identificação das Áreas com os Piores Riscos no SIN

A gestão da confiabilidade do sistema fica facilitada se forem identificadas as origens básicas dos modos de falha do mesmo. Esse tipo de análise é mostrado nas Tabelas V-14 a V-16 que apresentam as discriminações dos índices por modos de falha para o caso 1C.

Os *índices de violações* refletem a situação antes da aplicação das medidas operativas disponíveis. Os *índices de corte de carga* representam os níveis de risco propriamente ditos, dado que são obtidos após o esgotamento de todos os recursos liberados no sistema para evitar os cortes de carga oriundos das contingências. Os tipos de modos de falha foram comentados na seção IV.2.6.

A chamada contabilização disjunta não admite dupla contagem (os índices somam 100 %) e permite a detecção de modos de falha singulares (ou seja, situações nas quais um único tipo ou combinação de tipos de falha ocorre). A contagem não-disjunta auxilia na identificação do modo de falha prevalente no sistema. Os dois tipos de contabilização atuam como informações complementares para o analista.

Os gráficos da Figura V-4 ilustram os percentuais dos modos de falha disjuntos do sistema brasileiro, para o caso 1C, por tipo de índice de corte de carga.

Tabela V-7 - Discriminação do Índice PPC por Modos de Falha , SIN, Set/1999

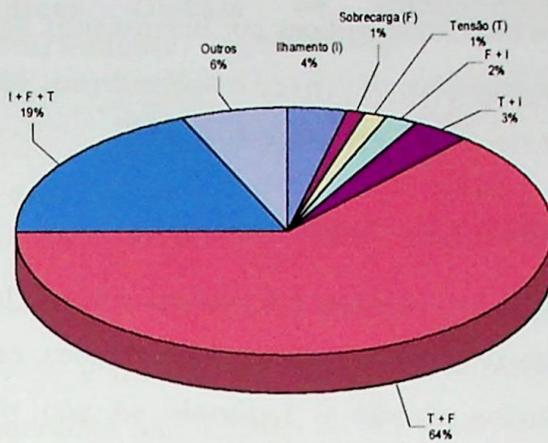
Caso 1C		Índices Pré-medidas corretivas (Violações)			Índices Pós-medidas corretivas (Corte de Carga)		
Contabilização	Modos de Falha	PVS (%)	Percentual (%)	Número de Eventos	PPC (%)	Percentual (%)	Número de Eventos
Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>	1,38	1,58	-	0,98	3,61	-
	<i>Sobrecarga (F)</i>	1,12	1,27	-	0,33	1,21	-
	<i>Tensão (T)</i>	28,32	32,26	-	0,35	1,28	-
	<i>Catastrófico</i>	-	-	-	0,00	0,00	-
	<i>F + I</i>	0,71	0,80	-	0,52	1,92	-
	<i>T + I</i>	1,35	1,54	-	0,94	3,48	-
	<i>T + F</i>	46,37	52,82	-	17,15	63,44	-
	<i>I + F + T</i>	6,84	7,79	-	5,07	18,75	-
	<i>Outros</i>	1,71	1,94	-	1,71	6,31	-
	Total	87,80	100	-		100	-
Não-Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>	10,28			7,50		
	<i>Sobrecarga (F)</i>	55,04			23,06		
	<i>Tensão (T)</i>	82,89			23,50		
	<i>Catastrófico</i>	Zero			zero		
	<i>Déficit de Potência</i>	Zero			zero		

Tabela V-8 - Discriminação do Índice EENS por Modos de Falha, SIN, Set/1999

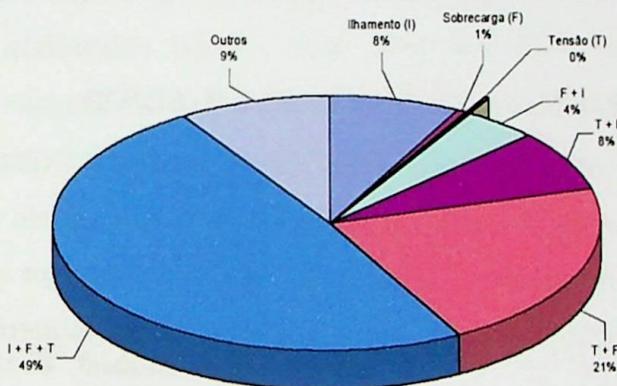
Caso 1C		Índices Pré-medidas corretivas (Violações)			Índices Pós-medidas corretivas (Corte de Carga)		
Contabilização	Modos de Falha	EENS (MWh/ano)	Percentual (%)	Número de Eventos	EENS (MWh/ano)	Percentual (%)	Número de Eventos
Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>				2645	8,16	
	<i>Sobrecarga (F)</i>				236	0,73	
	<i>Tensão (T)</i>				90	0,28	
	<i>Catastrófico</i>				-	0,00	
	<i>F + I</i>		—		1324	4,09	
	<i>T + I</i>				2628	8,11	
	<i>T + F</i>				6905	21,31	
	<i>I + F + T</i>				15713	48,49	
	<i>Outros</i>				2863	8,83	
	Total			—		32403	100,00
Não-Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>				21123		
	<i>Sobrecarga (F)</i>				8101		
	<i>Tensão (T)</i>		—		25337		
	<i>Catastrófico</i>				3180		
	<i>Déficit de Potência</i>				zero		

Tabela V-9 - Discriminação do Índice *Frequência* por Modos de Falha , SIN, Set/1999

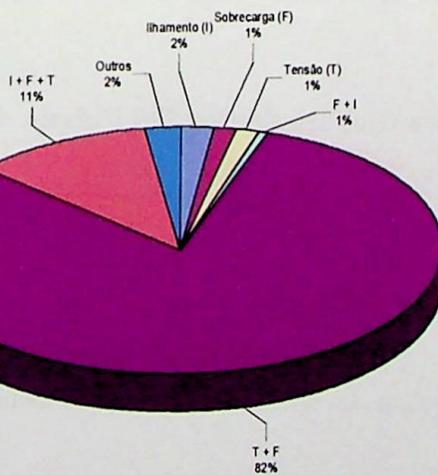
Caso 1C		Índices Pré-medidas corretivas (Violações)			Índices Pós-medidas corretivas (Corte de Carga)		
Contabilização	Modos de Falha	F (1/ano)	Percentual (%)	Número de Eventos	Frequência (1/ano)	Percentual (%)	Número de Eventos
Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>				6,82	1,90	
	<i>Sobrecarga (F)</i>				4,71	1,32	
	<i>Tensão (T)</i>				5,21	1,46	
	<i>Catastrófico</i>				0,00	0,00	
	<i>F + I</i>		—		1,81	0,51	
	<i>T + I</i>				0,00	0,00	
	<i>T + F</i>				292,38	81,65	
	<i>I + F + T</i>				39,22	10,95	
	<i>Outros</i>				7,92	2,21	
	Total			—		358,08	100,00
Não-Disjuntos	<i>Ilhamento (I)</i>				38,50		
	<i>Sobrecarga (F)</i>				331,49		
	<i>Tensão (T)</i>		—		322,36		
	<i>Catastrófico</i>				zero		
	<i>Déficit de Potência</i>				zero		



(a) **PPC**



(b) **EENS**



(c) **Frequência**

Figura V-3 - Identificação dos Modos de Falha Dominantes no SIN



Completando a análise de confiabilidade do SIN, um abrangente conjunto de resultados adicionais indicando *índices por barramento, sensibilidades nodais e por circuito e indicadores de violações de tensão e sobrecargas*, todos relacionados ao caso 1C, podem também ser vistos nos Apêndice E, F e G.

V.2.4. Principais Resultados por Subsistemas

Na seção V.2.3, o enfoque é o sistema elétrico brasileiro completo. Nesta seção, o interesse volta-se para a avaliação de regiões específicas. *É conveniente lembrar que os resultados globais e regionais só são rigorosa e completamente comparáveis, caso o espaço probabilístico de estados seja o mesmo.* Não obstante, avaliações independentes, baseadas em espaços de estados distintos, ainda são passíveis de comparação aproximada através de indicadores normalizados, tais como a severidade.

V.2.4.1. Avaliação das Macro-Regiões N/NE e S/SE/CO

A avaliação comparativa das macro-regiões N/NE e S/SE/CO tem grande interesse porque além de caracterizar as diferenças nos níveis de confiabilidade entre os dois grandes subsistemas elétricos brasileiros, também possibilita aquilatar o impacto da interligação Norte-Sul na confiabilidade do sistema brasileiro como um todo.

Inicialmente, nas Tabelas V-17 e V-18, são mostrados os resultados de ambos os subsistemas, processados de forma *separada*, e com um procedimento semelhante àquele associado à Tabela V-8 (vide seção V.2.3). Como já foi comentado, aqui a comparação dos resultados exige cautela, dado que os espaços de estados são diferentes.

Tabela V-1 - Índices Globais de Confiabilidade do Subsistema Norte-Nordeste

Caso	Especificação da Simulação	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)	ICE (%)	Tempo de Simulação
2A	Lotes = 11	1,21	4025	7,0	15,17	26,37	0,00502	≈ 11 horas
	Sorteios = 100000							
	$\beta = 1\%$	$\beta = 0,89$	$\beta = 1,86$	$\beta = 0,99$	$\beta = 0,53$			

Nota: Coeficiente de variação β dado em %, Pico de carga na região de interesse = 9156,5 MW.

Tabela V-2 - Índices Globais de Confiabilidade do Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Caso	Especificação da Simulação	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)	ICE (%)	Tempo de Simulação
3A	Lotes = 5	6,86	17158	43,6	13,78	30,17	0,0057	≈ 48 horas
	Sorteios = 10000	$\beta = 2,08$	$\beta = 5,75$	$\beta = 3,59$	$\beta = 2,99$		4	
	$\beta = 1\%$							

Nota: Coeficiente de variação β dado em %, Pico de carga na região de interesse = 34.118,87 MW.

A Tabela V-19 e também a Tabela V-13 apresentam os resultados das macro-regiões, porém baseados na definição de um único espaço de estados e usando a mesma sintonia da Tabela V-8. Isso foi obtido usando-se o artifício de demarcação conveniente de apenas 3 áreas: Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste (área 1), Sistema Norte/Nordeste (área 2) e a Interligação Norte/Sul (área 63). Isso foi feito reagrupando as áreas do caso 1C e alterando os cartões de controle, do NH2, DRMI e DRCC. A essas áreas foram atribuídas cores, como mostrado nas Tabelas V-3 e V-12. A demarcação da interligação foi mantida visando evitar uma eventual superposição incorreta de fronteiras. O processamento foi operacionalizado via comando de controle de monitoração de índices (DRMI). Os gráficos da Figura V-5 comparam os indicadores regionais e globais do SIN.

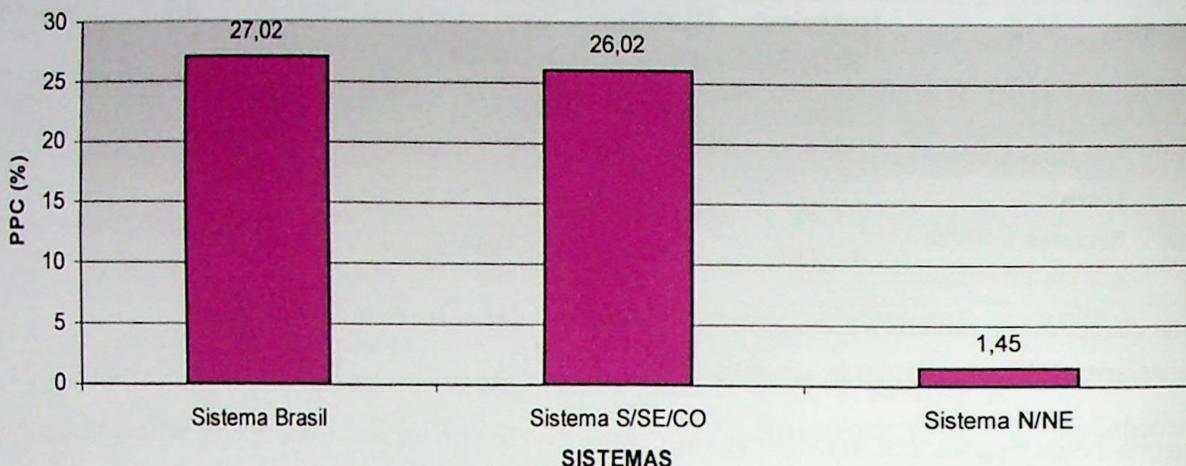
Tabela V-3 - Índices Globais de Confiabilidade do SIN Discriminados por Macro-Regiões

Áreas	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)	ICE (%)
S/SE/CO	26,0183	28048	351,71	6,48	41,119	
N/NE	1,4477	4220	6,97	18,19	26,621	
Interligação N-S	0,0094	34	0,07	12,51	35,934	-
GLOBAL (Brasil - 3 áreas)	27,01964 $\beta = 0,227$	32300,27 $\beta = 1,533$	358,461 $\beta = 0,39$	6,603006 $\beta = 0,31$	42,79419	0,00814

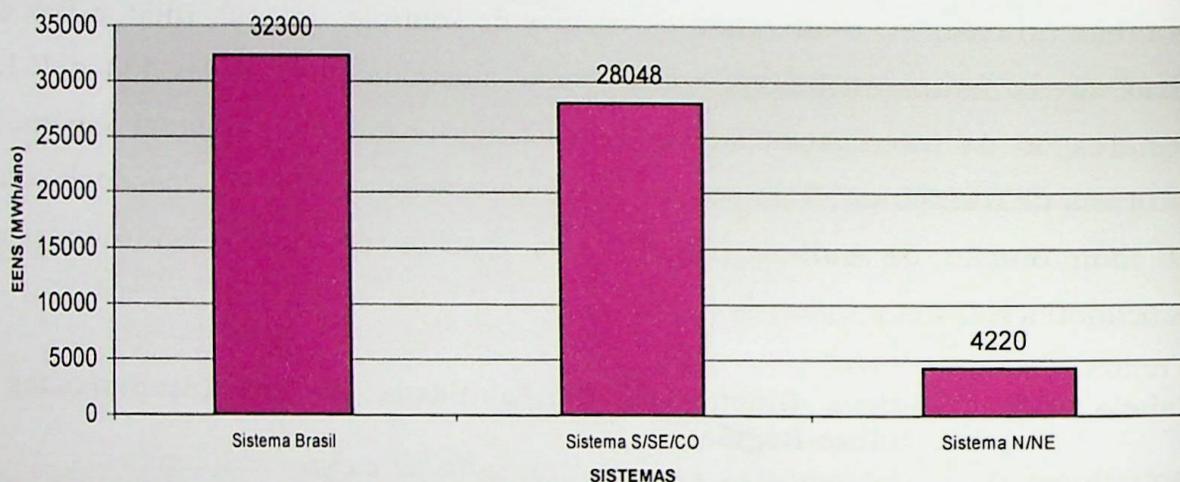
*Identificação do(s) caso(s)
(código, região, época, regime de carga)*

Caso 1C, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares (pesada, média e leve), 3 áreas

Nota: Pico de carga na região de interesse = 45286,91 MW.



(a) PPC



(b) EENS

Figura V-1 - Comparação dos Índices de Confiabilidade Regional no Brasil

V.2.4.2. Avaliação dos Submercados S, SE/CO, N e NE

Essa avaliação evidencia o nível de risco associado a cada submercado com relação a sua confiabilidade.

Os resultados global e por cada submercado são mostrados nas Tabelas V-20 e V-21. O procedimento é semelhante àquele associado à Tabela V-8 (vide seção V.2.3).

Tabela V-1 - Índices Globais de Confiabilidade do SIN, dividido em Submercado

Especificação da Simulação	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)	ICE (%)	Tempo de Simulação
Lotes = 100							
Sorteios = 2000	27,04584	32636,81	358,889	6,601528	43,24005	0,008227	≈ 8 dias e 21 horas
$\beta = 0,1\%$	$\beta = 0,266$	$\beta = 1,55$	$\beta = 0,39$	$\beta = 0,32$			

Nota: Coeficiente de variação β dado em %, Pico de carga na região de interesse = 45286,91 MW.

Tabela V-2 – Índices de Confiabilidade do SIN discriminados por Submercados

Submercados	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	Frequência (1/ano)	Duração (horas)	Severidade (min)
S	1,890169	4887,555	9,2215	17,96	34,338
SE/CO	0,246965	23483,52	352,6836	6,13	43,427
N	0,520329	2211,841	2,496168	18,26	50,626
NE	0,954865	2053,394	4,796091	17,44	17,884

Identificação do(s) caso(s) Caso 1C, SIN (Brasil), Setembro 1999, 3 patamares
(código, região, época, regime de carga) (pesada, média e leve), 4 áreas

Nota: Pico de carga na região de interesse = 45286,91 MW.

V.3. Análise dos Resultados

Antes de iniciar os comentários sobre os resultados encontrados, cabe tecer alguns sobre o programa NH2, além daqueles anteriormente explicitados. Algumas observações devem ser feitas, de modo a esclarecer possíveis interpretações ou conclusões equivocadas com relação aos resultados. Observou-se que em retiradas de circuito que tivessem reatores de linha, os mesmos não saem junto com o circuito, uma vez que o programa representa tanto o reator de barra quanto o de linha no próprio barramento, assim, não tendo uma função para reatores de linha. Essa situação, por exemplo, é problemática para o cenário de carga pesada. Outra observação é que o NH2 quando passa da solução de NEWTON para PONTOS INTERIORES, a função objetivo é minimizar **corte de carga**. Portanto, em carga leve, a última ação a se realizar é cortar carga, visto que esta ação irá elevar mais as tensões nos barramentos da área onde ocorreu o corte de carga. Dessa forma, notou-se que no cenário de carga leve, todos os circuitos sorteados que tiveram algum tipo de violação de operação por sobretensão foram retirados da estatística devido a problemas de convergência na solução por pontos interiores.

Uma forma de mitigar os problemas acima citados, seria a adoção de ações vinculadas, associando aos circuitos as ações necessárias a sua saída. Para o caso dos reatores de linha, seria vinculado a ação que na saída daquele circuito sairiam também os respectivos reatores daquela linha. Para o caso de carga leve, o procedimento seria o mesmo, isto é, associar ações vinculadas de modo a inserir reatores e/ou retirar capacitores na retirada de um determinado circuito. Por esses dois pequenos exemplos, conclui-se que, as ações vinculadas são importante caso se queira fazer um estudo o mais próximo do real. Cabe mencionar que determinadas retiradas de linha associadas às tensões de seus barramentos podem se traduzir na necessidade de atuação de esquemas de corte de carga ou de ilhamento ou de corte de

geração para aquela contingência. Entretanto, a inclusão das ações vinculadas poderia comprometer a performance do programa.

Outra observação foi uma diferença entre o valor da carga total na saída do programa (Pico de Carga) e o valor da carga total obtida pelo relatório dentro do programa (RELA RTOT). A justificativa para isso, é que o Pico de Carga (listagem do programa NH2) é o somatório das cargas, sem levar em consideração a tensão. Já o valor da carga total obtido pelo relatório do programa NH2 é o somatório das cargas corrigidas pelas suas respectivas tensões de barra. Dessa forma, explica-se a diferença entre esses valores. Isso, deveria ser mais um item a ser compatibilizado no NH2.

Dentre os vários casos rodados e apresentados na Tabela V-8, poder-se-iam selecionar dois, a saber: **1C** e **1H**. Os índices globais de confiabilidade encontrados nesses casos aproximam-se das precisões exigidas, 0,1% e 1% respectivamente. Em contrapartida, seus tempos de processamento são visivelmente extensos. O critério para definição do caso de referência foi o menor tempo de processamento. Dessa forma, o caso **1C** teve uma melhor performance e, assim, foi o caso escolhido.

Pode-se ainda fazer uma análise sucinta das precisões alcançadas. Pela Tabela V-8, observa-se que em poucos casos, os β da **PPC**, da **F** e da **D** atingiram ou tiveram valores melhores do que as precisões exigidas. Entretanto, com relação à **EENS**, todos os valores encontrados ficaram acima das precisões requeridas. Dessa forma, haveria a necessidade de aumentar ou o número de lotes ou o número de sorteios ou diminuir a precisão (β).

Com relação aos resultados dos índices globais de confiabilidade do caso de referência, tem-se os seguintes comentários:

- observou-se que o somatório dos valores da **PPC** por área foi superior ao valor do seu índice global. Isso pode ser explicado pelo fato que, quando o sistema está dividido em áreas e ocorre uma contingência causando violações em uma determinada área do sistema, isto poderá influenciar outra(s) área(s) quando de atuação de controles nas mesmas, na tentativa de eliminar às violações da área onde originou o problema. Esse fato pode estar associado ao grau de acoplamento do sistema como um todo. Dessa forma, poder-se-ia dizer que quanto mais acoplado estiver esse sistema, mais distante estará o somatório das **PPC** das áreas da **PPC** global;
- observou-se que o somatório dos valores de **EENS** por área foi igual ao valor global para este índice;

Tentou-se fazer um análise do(s) pior(es) barramento(s). Como a listagem de saída do programa evidencia os índices de **PPC**, **EENS**, **EPNS**, **F**, **D** e o β de cada barramento, ficaria trabalhoso achar o pior barramento. Dessa forma, para fazer tal análise, deve se eleger um índice, o de maior interesse, e dentro dos resultados encontrados para cada barramento deste índice, procurar o pior, com o menor β ou, de outra forma, procurar o pior barramento por índice, utilizando o mesmo critério.

Comparando os resultados dos principais índices globais de confiabilidade dos 3 casos, tem-se que:

- a **PPC**, a medida que se fragmenta o sistema, isto é, o divide em mais áreas, o valor deste índice aumenta;
- No que diz respeito à **EENS**, o valor desse índice, em teoria, deveria ser o mesmo em todos os casos, entretanto, isso não ocorreu;
- Quanto aos índices da **F** e da **D**, foram obtidos valores diferentes tanto de frequência como de duração para cada caso;
- Os valores obtidos dos casos analisados estão na mesma ordem de grandeza.

V.4. Paradigma Preliminar de Desempenho

Os resultados encontrados têm um caráter preliminar. Dessa forma, a ordem de grandeza do risco global de referência para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro é de:

- **Probabilidade de Perda de Carga** **27 % ($\beta = 0,228$);**
- **Expetância de Potência não Suprida** **3,7 MW/ano ($\beta = 1,536$);**
- **Expetância de Energia não Suprida** **32.400 MWh/ano ($\beta = 1,536$);**
- **Frequência** **358 ocorrências/ano ($\beta = 0,39$);**
- **Duração** **6,6 horas ($\beta = 0,31$);**
- **Severidade** **43 minutos ($\beta = 1,536$);**
- **Índice de Confiabilidade do Sistema** **0,00817% ($\beta = 1,5$).**

V.5. Sumário

Este capítulo cumpriu os objetivos inicialmente estabelecidos quais sejam, o de proceder e registrar uma primeira avaliação rigorosa e tão detalhada quanto possível dos níveis de confiabilidade composta de todo o sistema brasileiro

interligado, considerando incertezas na geração e na transmissão, e com 3 patamares de carga. O resultado obtido é inédito e tem utilidade como valor numérico referencial preliminar dos níveis de risco incorridos pelo sistema elétrico brasileiro, no âmbito da operação.

Capítulo VI

"If anything can go wrong, it will."

Murphy.

VI. CONCLUSÃO

VI.1. Retrospectiva

Esta Dissertação abordou o problema relacionado à utilização de técnicas probabilísticas nos estudos elétricos do planejamento da operação, possibilitando, dessa forma, conhecer o risco ao qual a malha nacional está exposta.

Este assunto é de grande relevância porque, considerando a energia elétrica como "bem de consumo", o consumidor poderá escolher, no futuro, de qual fornecedor irá comprar essa energia, levando em conta a confiabilidade e o custo. Os resultados aqui obtido podem servir como base para futuros estudos de confiabilidade envolvendo a Rede Básica.

O problema foi tratado através de casos de fluxo de potência originados no planejamento da operação a curto prazo. As principais dificuldades encontradas associaram-se:

- à obtenção dos mais diversos tipos de dados como de carregamentos normal e de emergência dos circuitos, taxas de falha e tempos médios de reparo dos equipamentos (ressalta-se que para estes dois últimos, apenas algumas empresas fazem o acompanhamento estatístico das interrupções do seu sistema);
- ao processamento do programa utilizado para o cálculo da confiabilidade composta devido a diversas sutilezas dos seus manuais e a presença de imprecisões encontradas nos mesmos;
- a não compatibilização dos arquivos históricos de fluxo de potência do programa ANAREDE com os do programa de confiabilidade NH2 (posteriormente sanado);
- à confecção dos cenários para o estudo de confiabilidade composta com 3 (três) patamares; e
- aos longos tempos de simulação quando se quis um resultado mais preciso para todo o SIN. Entretanto, para estudos mais específicos ou locais, onde diminui-se a área de interesse, o tempo de simulação pode cair bastante.

Cumpra observar que alguns resultados parciais desta Dissertação foram publicados conforme mencionado no item I.3.

VI.2. Principais Contribuições

As principais contribuições desta Dissertação são as seguintes:

- i) foram estabelecidos valores de referência para estudos futuros de confiabilidade composta no Sistema Interligado Nacional; e*
- ii) foram delineados os procedimentos necessários para a realização desses estudos.*

VI.3. Recomendações

Visando o aperfeiçoamento da avaliação dos níveis de risco do sistema brasileiro, considerando o novo ambiente institucional, diversas recomendações podem ser apontadas, como destacadas abaixo.

VI.3.1. Quanto aos aspectos conceituais

Uma forma de diagnose do sistema elétrico brasileiro, no sentido de prever, ou pelos menos, se ter uma condição mais próxima da realidade futura do sistema, é a análise de confiabilidade composta desse sistema elétrico. Essa análise fornece um grande conjunto de informações. Por esse motivo, o registro de todas as informações torna-se muito trabalhoso, inviável, em certos casos, para o tempo de resposta que se deseja. Assim sendo, optou-se pelo registro de alguns aspectos da confiabilidade global do sistema.

No intuito de monitorar preditivamente a confiabilidade do sistema elétrico, recomenda-se que sejam selecionados, por exemplo, os seguintes: **PPC**, **EENS**, **SEV** e **F**. A escolha desses índices se justifica, visto que a probabilidade de perda de carga (**PPC**) visa enfatizar o modo de falha de continuidade de atendimento à demanda em sua forma mais simples; a energia não suprida (**EENS**) enfoca o risco inerente ao sistema, levando em conta os impactos sofridos por esse sistema e possibilita uma avaliação posterior de custos; a severidade (**SEV**) se dá pela normalização da **EENS**, permitindo uma comparação coerente entre situações diversas, e finalmente, o aspecto da temporalidade dos modos de falha é capturado aproximadamente através da frequência de perda de carga (**F**).

VI.3.2. Quanto a coleta e tratamento de dados determinísticos e probabilísticos

A coleta de dados, tanto determinísticos quanto estocásticos, deve ser centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – de modo a se ter

dados coerentes e confiáveis.

Os dados determinísticos, tais como impedância de circuito e de transformador, carregamentos (normal e em emergência), tensão no barramento, carga (ativa e reativa) no barramento, modelo de carga (Z,I,P), topologia da rede e elementos em derivação devem ser aqueles provenientes dos estudos elétricos de curto, médio ou longo prazo.

Quanto aos dados probabilísticos, devem ser encetadas ações gerenciais que viabilizem a formação de um banco de dados com esse tipo de informação fundamental para a monitoria dos riscos do sistema.

VI.3.3. Quanto à modelagem de componentes e fenômenos

Para certos equipamentos que existem no sistema e que não possuem modelagem no NH2, recomenda-se a adoção das seguintes alternativas: o elo de corrente contínua pode ser representado como carga negativa; os compensadores estáticos como compensadores síncronos e os capacitores séries controláveis simplesmente como capacitores séries.

Recomenda-se que as variâncias dos patamares de carga sejam determinadas e as mesmas sejam utilizadas para representar as incertezas dos citados patamares.

VI.3.4. Quanto aos aperfeiçoamentos da ferramenta computacional utilizada

Quanto à saída dos dados gerados pelo NH2, recomenda-se uma melhoria de formatação, como por exemplo, tratamento automático de resultados, criação de gráficos, seleção especial de valores (o pior barramento, etc.).

Quanto às deficiências do NH2, pode-se citar: a modelagem de elos de corrente contínua, de capacitores séries (controláveis ou não), de compensadores estáticos, a saída automática de reatores de linha na ocasião de contingência de circuito, confecção de casos de cenários por imagem cartão muito confusa e sem maiores explicações, compatibilização do valor do pico de carga com o somatório das cargas corrigidas pelas tensões dos seus respectivos barramentos (RELA RTOT).

Visando a diminuição dos tempos de processamento, recomenda-se a adaptação de técnicas de processamento paralelo e distribuído, principalmente quando o estudo é voltado para o curto prazo [3-19].

Recomenda-se também a inclusão de recursos adequados para a eliminação de violações operativas em regime de carga leve, relacionados ao chaveamento de capacitores, reatores e circuitos.

VI.3.5. Quanto aos critérios e procedimentos de simulação

Durante a investigação realizada, a primeira fase enfocou a confecção dos casos de fluxo de potência que constituiriam, posteriormente, o cenário para a subsequente análise de confiabilidade. Os casos de fluxo de potência utilizados nas simulações foram provenientes dos estudos elétricos para o planejamento da operação de curto prazo, referência Setembro/1999.

No planejamento da operação de curto prazo, os casos são gravados em arquivo histórico do programa de fluxo de potência ANAREDE. Isto foi uma dificuldade, uma vez que no início das simulações a versão disponível do programa NH2 (versão 5.1 de 11/99) não lia arquivo histórico do programa ANAREDE. Dessa forma, para confeccionar os casos NH2 foi necessário listar todos os casos de fluxo de potência do ANAREDE em imagem cartão e fazer alguns ajustes tais como: representar elos de corrente contínua como carga negativa, representar compensador estático como síncrono e o capacitor série controlável como sendo só um simples elemento série. Um outro agravante, é que na imagem cartão há o problema do truncamento dos valores gravados. Aqui, os valores mais afetados são os de tensão e os de ângulo, visto que são gravados em precisão dupla. A consequência desse conjunto de modificações é que quando se processa o NH2, tendo como entrada de dados a imagem cartão do fluxo de potência do ANAREDE mais as novas representações, o caso converge em outro ponto de operação daquele inicialmente ajustado ou, simplesmente, não converge. Ressalta-se que todo ajuste necessário requer conhecimento do sistema para retorná-lo ao ponto de operação que foi determinado. Essa dificuldade reforçou a recomendação de que o programa NH2 fosse capaz de interagir diretamente com o ANAREDE, o que foi parcialmente implementado. Recomenda-se por conseguinte, que essa interação seja inteiramente automatizada.

A segunda fase foi a obtenção dos dados determinísticos e estatísticos para a montagem do caso do NH2. A maioria dos parâmetros de natureza determinística foi proveniente do caso do ANAREDE. Para os dados de carregamentos normal e em emergência, foram respeitados os que já estavam no caso. Para os circuitos e transformadores que não possuíam esses valores, foram inseridos valores típicos. O tratamento das faixas de tensão dos barramentos foi análogo ao usado para os dados de carregamento. Entretanto, para aqueles barramentos que não possuíam faixas de tensão, foi considerada a faixa padrão do programa NH2. As faixas de potências ativa e reativa das unidades geradoras foram obtidas junto à equipe dos estudos elétrico da planejamento da operação de curto prazo. A recomendação pertinente a essa fase concentra-se na introdução de facilidades que tornem mais

expedita a montagem dos casos de confiabilidade.

A terceira fase foi a confecção dos cenários para a análise de confiabilidade. Para isso, foram montados os cenários de interesse (Sistema Brasil com 3, 4 e 42 áreas, e os Sistemas S/SE/CO e N/NE). Esses cenários foram formados com 3 patamares de carga (pesada, média e leve). O NH2 tem duas maneiras de confeccionar um cenário: a primeira pelo programa MODCAR (Apêndice C) e, a segunda, via arquivo de configurações (Apêndice D). Esta última foi a alternativa escolhida para montar o cenário. Dessa forma, gravou-se o cenário de carga pesada no arquivo de cenários e os outros patamares (média e leve, em formato cartão) foram gerados em um arquivo (de configurações). Cabe ressaltar, que o percentual de cada patamar foi informado no cartão de cenário (DCEN) do arquivo de dados de carga pesada.

Tendo o caso de fluxo de potência da carga pesada pronto, isto é, ajustados e sem nenhuma violação (sobrecarga, ilhamento e sub e sobretensão), montou-se o arquivo contendo as configurações das cargas média e leve. Nesse ponto foram encontrados alguns problemas, pois, antes de processar o NH2, deve-se observar se todos os patamares de carga contêm os mesmos barramentos. Caso contrário, o NH2 não monta o cenário.

Para resolver isto, recomenda-se que quando o caso de fluxo de potência estiver disponível e ajustado, sejam comparados os barramentos da carga pesada contra os da carga média e contra os do carga leve. O(s) barramento(s) inexistente(s) deverá(ão), então, ser incluído(s) no(s) caso(s) em que está(ão) faltando. Somente após essa comparação é que se poderá gravar o caso de carga pesada no arquivo de cenário. Com o arquivo de configurações montado já se pode gravar também os patamares de carga média e leve. Aqui, depara-se com outro óbice, pois, o ajuste isolado do caso inicial de fluxo de potência não se revela suficiente. Quando o NH2 vai completar o cenário gravando as outras configurações, o programa faz internamente certos processamentos comparativos da configuração do cenário de carga pesada com as outras configurações, acarretando, muitas vezes, na ocorrência de novas violações. A recomendação para resolver isso é:

- i)** ajustar inicialmente o caso de carga pesada e gravá-lo no arquivo de cenário,
- ii)** não ajustar os casos de carga média e leve isoladamente. Esses casos devem ser ajustados concomitantemente à confecção do cenário, porém, sem gravá-los. A gravação só se dará quando todos os patamares, no caso média e leve, estiverem convergidos e sem violações. Cabe ressaltar que os casos, uma vez gravados no arquivo de cenário, não poderão ser mais alterados (limitação do

programa).

A última e quarta fase é a etapa de processamento que consiste basicamente na definição das opções de processamento para a análise de confiabilidade propriamente dita. A recomendação básica aqui remete ao registro rigoroso das premissas utilizadas. O programa NH2 poderia emitir um relatório consolidando todas essas premissas.

VI.3.6. Quanto ao estabelecimento de paradigmas de desempenho

Embora o setor já disponha de um amplo arsenal logiciário com tratamento de incertezas (NH2, CONFINT, etc), a disseminação dos mesmos vem ocorrendo de forma lenta. Um dos motivos desta situação reside na aparente dificuldade de interpretação dos indicadores usualmente calculados.

Essas dificuldades têm facetas de natureza qualitativa e quantitativa. Sob o ponto de vista qualitativo, a própria nomenclatura utilizada suscita dúvidas oriundas da ausência de consenso quanto a aspectos conceituais (e. g. os termos desempenho, risco, confiabilidade são amiúde empregados como meros sinônimos). Quantitativamente, o julgamento dos valores numéricos dos indicadores de mérito também não é trivial, dado o caráter eminentemente multifacetado desses índices e a inexistência de balizadores comparativos com aceitação incontestável.

A interpretação ou discernimento de indicadores vem ganhando crescente atenção em diversos países face as grandes mudanças estruturais em curso no setor elétrico mundial. O forte incentivo à formação de um ambiente de exacerbada competição, naturalmente valoriza a disponibilidade de uma ampla gama de indicadores de mérito, de fácil interpretação, que subsidiem a tomada de decisões.

Considerando que os índices de risco refletem a influência das incertezas, convém identificar a natureza das mesmas. Sabe-se, por um lado, que as incertezas relevantes aos sistemas de potência não são unicamente tratáveis via teoria de probabilidades. Pode-se, por exemplo, citar as influências de intervenções humanas que não são nem determinísticas nem necessariamente seguem um padrão passível de representação rigorosa por modelos estocásticos. A representação desse tipo de incerteza pode eventualmente ser mais bem sucedida através do emprego de variáveis nebulosas (ou difusas, incertas, fuzzy). Entretanto, o uso de variáveis difusas em sistemas de potência ainda está em fase de maturação e a grande maioria das técnicas de avaliação de risco ainda baseia-se no emprego de variáveis aleatórias.

A valoração numérica de indicadores de risco e confiabilidade por variáveis aleatórias depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses, modelos e

ferramentas de simulação adotados durante o processo de avaliação. Essa dependência é acentuada na proporção da grande diversidade de alternativas de avaliação possíveis. Todo índice de risco é, portanto, probabilisticamente condicionado às premissas adotadas no seu próprio cálculo.

Em virtude disso, recomenda-se a repetição exaustiva da análise realizada nesta Dissertação, visando o acúmulo de experiência que permitirá a fixação de paradigmas de desempenho úteis à boa gestão do sistema elétrico.

VI.4. Sugestões de Temas de Pesquisa

Os principais tópicos de futuras pesquisa aqui recomendadas, a título de continuação das investigações encetadas nessa Dissertação, são os seguintes:

- i) evolução temporal do risco do sistema para um dado horizonte da operação;*
- ii) simulação dos esquema de controle de emergência; e*
- iii) adaptação do procedimento aqui proposto à análise de solicitação de desligamentos.*

APÊNDICE A - DADOS GERAIS UTILIZADOS

Visando facilitar a repetição dos resultados encontrados, este apêndice registra diversos blocos de comandos utilizados nas simulações, quais sejam:

- constantes utilizadas (comando **DCTE**);
- dados estocásticos típicos de geradores (comando **DECG**);
- dados estocásticos e de capacidade das usinas (comando **DUSI**); e
- dados de limites de tensão (comando **DTEN**).

Comando DCTE

BASE	100.00	DASE	100.00	TEPA	1.000	EXST	4.000	TETP	5.000	TBPA	5.000
TLPP	1.000	TEPR	1.000	QLST	4.000	TLPR	1.000	TLPQ	2.000	TSBZ	0.010
TSBA	5.000	ASTP	0.050	VSTP	5.000	TLVC	0.500	TLTC	0.100	TSFR	0.010
ZMAX	500.00	TLPV	0.500	VDVM	200.00	VDVN	50.000	TUDC	0.010	TADC	0.010
PGER	30.000	CNVK	135.05	TPST	500.00	LFIT	10	ACIT	99	LFCV	3
DCIT	10	VSIT	10	LPIT	100	LFLP	10	LCRT	32		
HIST	560.	QLIM	5.	NIPI	80	TVPL	1.	TSIL	20.	CPAG	0

Comando DTEN

1	0.900	1.120	0.900	1.120
2	0.880	1.100	0.880	1.100
0	0.900	1.100	0.900	1.100

Comando DECG (vide Tabela IV-6)

1	HIDRAULICAS: 10 A 29 MW	9.7236	19.16076
2	HIDRAULICAS: 30 A 59 MW	6.0444	12.68392
3	HIDRAULICAS: 60 A 199 MW	7.6212	24.39024
4	HIDRAULICAS: 200 A 499 M	10.14	25.00175
5	ITAIPU: 700 MW	5.28	25.
6	NUCLEAR I: 625 MW	50.2824	52.03861
7	NUCLEAR II: 1245 MW	52.56	57.04702
8	FOSSEIS: 10 A 59 MW	10.512	46.92633
9	FOSSEIS: 60 A 89 MW	34.0764	41.58004
10	FOSSEIS: 90 A 129 MW	16.4688	37.29952
11	FOSSEIS: 130 A 199 MW	21.2868	34.2818
12	FOSSEIS: 200 A 389 MW	50.2824	36.17945
13	GERACAO EXTERNA	0.	36.17945
14	COMPENSACAO REATIVA	6.	20.

Nota: A classe 13 (geração externa) não foi utilizada.

Comando DUSI

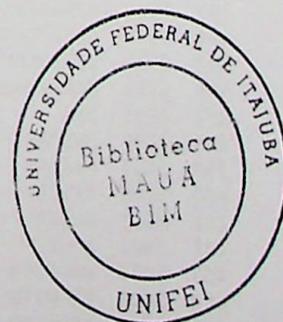
1	10	ANGRA-I---	1	1	6	5.	657.	-360.	360.
2	12	LCBARR----	1	1	3	120.	184.	-90.	70.
3	12	LCBARR----	2	1	3	120.	184.	-90.	70.
4	12	LCBARR----	3	1	3	120.	184.	-90.	70.
5	12	LCBARR----	4	1	3	120.	184.	-90.	70.
6	12	LCBARR----	5	1	3	120.	184.	-90.	70.
7	12	LCBARR----	6	1	3	120.	184.	-90.	70.
8	14	FUNIL-----	1	1	3	30.	74.	-50.	50.
9	14	FUNIL-----	2	1	3	30.	74.	-50.	50.
10	14	FUNIL-----	3	0	3	30.	74.	-50.	50.
11	16	FURNAS----	1	1	3	100.	164.	-90.	60.
12	16	FURNAS----	2	1	3	100.	164.	-90.	60.
13	16	FURNAS----	3	1	3	100.	164.	-90.	60.
14	16	FURNAS----	4	1	3	100.	164.	-90.	60.
15	16	FURNAS----	5	1	3	100.	164.	-90.	60.
16	16	FURNAS----	6	1	3	100.	164.	-90.	60.
17	16	FURNAS----	7	1	3	100.	164.	-90.	60.
18	16	FURNAS----	8	1	3	100.	164.	-90.	60.
19	18	ITUMBIAR--	1	1	4	200.	380.	-91.	100.
20	18	ITUMBIAR--	2	1	4	200.	380.	-91.	100.

21	18	ITUMBIAR--	3	1	4	200.	380.	-91.	100.
22	18	ITUMBIAR--	4	1	4	200.	380.	-91.	100.
23	18	ITUMBIAR--	5	1	4	200.	380.	-91.	100.
24	18	ITUMBIAR--	6	0	4	200.	380.	-91.	100.
25	20	MARIMB----	1	1	3	110.	186.	-80.	80.
26	20	MARIMB----	2	1	3	110.	186.	-80.	80.
27	20	MARIMB----	3	1	3	110.	186.	-80.	80.
28	20	MARIMB----	4	1	3	110.	186.	-80.	80.
29	20	MARIMB----	5	1	3	110.	186.	-80.	80.
30	20	MARIMB----	6	1	3	110.	186.	-80.	80.
31	20	MARIMB----	7	1	3	110.	186.	-80.	80.
32	20	MARIMB----	8	1	3	110.	186.	-80.	80.
33	22	M.MOR.A---	1	1	2	30.	52.	-20.	21.
34	22	M.MOR.A---	2	1	2	30.	52.	-20.	21.
35	22	M.MOR.A---	3	1	2	30.	52.	-20.	21.
36	22	M.MOR.A---	4	1	2	30.	52.	-20.	21.
37	22	M.MOR.A---	5	1	2	30.	52.	-20.	21.
38	22	M.MOR.A---	6	1	2	30.	52.	-20.	21.
39	24	M.MOR.B---	1	1	2	30.	41.	-6.	15.
40	24	M.MOR.B---	2	1	2	30.	41.	-6.	15.
41	24	M.MOR.B---	3	1	2	30.	41.	-6.	15.
42	24	M.MOR.B---	4	1	2	30.	41.	-6.	15.
43	28	P.COLOMB--	1	1	3	40.	82.	-25.	25.
44	28	P.COLOMB--	2	1	3	40.	82.	-25.	25.
45	28	P.COLOMB--	3	1	3	40.	82.	-25.	25.
46	28	P.COLOMB--	4	1	3	40.	82.	-25.	25.
47	30	SCRUZ19---	1	1	2	45.	220.	-95.	110.
48	30	SCRUZ19---	2	1	2	45.	220.	-95.	110.
49	31	SCRUZ13.8-	1	1	9	25.	84.	-30.	40.
50	31	SCRUZ13.8-	2	0	9	25.	84.	-30.	40.
51	35	CORUMBA---	1	1	3	4.	139.	-100.	100.
52	35	CORUMBA---	2	1	3	4.	139.	-100.	100.
53	35	CORUMBA---	3	1	3	4.	139.	-100.	100.
54	36	S.MESA----	1	1	3	4.	425.	-300.	300.
55	36	S.MESA----	2	1	3	4.	425.	-100.	100.
56	36	S.MESA----	3	1	3	4.	425.	-100.	100.
57	40	BGERALCS--	1	1	4	0.	0.	-10.	20.
58	40	BGERALCS--	2	1	4	0.	0.	-10.	20.
59	41	B.SULCS---	1	1	4	0.	0.	-35.	60.
60	44	GRAJAU----	1	1	4	0.	0.	-120.	200.
61	44	GRAJAU----	2	1	4	0.	0.	-120.	200.
62	45	VITORIA---	1	1	4	0.	0.	-35.	60.
63	48	IBIUNA----	1	1	4	0.	0.	-270.	300.
64	48	IBIUNA----	2	1	4	0.	0.	-270.	300.
65	48	IBIUNA----	3	1	4	0.	0.	-270.	300.
66	48	IBIUNA----	4	0	4	0.	0.	-270.	300.
67	50	T.PRETO---	1	1	4	0.	0.	-180.	300.
68	250	N.PECANH--	1	1	3	15.	71.	-85.	280.
69	250	N.PECANH--	2	1	3	15.	71.	-85.	280.
70	250	N.PECANH--	3	1	3	15.	71.	-85.	280.
71	250	N.PECANH--	4	1	3	15.	71.	-85.	280.
72	250	N.PECANH--	5	1	3	10.	48.	-999.	999.
73	250	N.PECANH--	6	1	3	10.	48.	-999.	999.
74	253	FONTES----	1	1	2	10.	44.	-30.	80.
75	253	FONTES----	2	1	2	10.	44.	-30.	80.
76	253	FONTES----	3	1	2	10.	44.	-30.	80.
77	253	FONTES----	4	1	1	0.	13.	-30.	80.
78	253	FONTES----	5	0	1	0.	13.	-30.	80.
79	255	P.PASSOS--	1	1	2	15.	50.	-999.	999.
80	255	P.PASSOS--	2	1	2	15.	50.	-999.	999.
81	257	I.POMBOS--	1	1	2	10.	24.	-28.	70.
82	257	I.POMBOS--	2	1	2	10.	24.	-28.	70.
83	257	I.POMBOS--	3	1	2	10.	27.	-28.	70.
84	257	I.POMBOS--	4	1	2	15.	39.	-28.	70.
85	257	I.POMBOS--	5	0	2	15.	42.	-28.	70.
86	300	EMBORCA---	1	1	4	180.	298.	-68.	83.
87	300	EMBORCA---	2	1	4	180.	298.	-68.	83.
88	300	EMBORCA---	3	1	4	180.	298.	-68.	83.
89	300	EMBORCA---	4	1	4	180.	298.	-68.	83.
90	301	JAGUARA---	1	1	3	80.	105.	-50.	35.
91	301	JAGUARA---	2	1	3	80.	105.	-50.	35.
92	301	JAGUARA---	3	1	3	80.	105.	-50.	35.
93	301	JAGUARA---	4	1	3	80.	105.	-50.	35.
94	302	N.PONTE---	1	1	3	5.	179.	-999.	999.
95	302	N.PONTE---	2	1	3	5.	179.	-999.	999.
96	302	N.PONTE---	3	1	3	5.	179.	-999.	999.
97	303	SSIMAO----	1	1	4	180.	285.	-80.	80.

98	303	SSIMAO----	2	1	4	180.	285.	-80.	80.
99	303	SSIMAO----	3	1	4	180.	285.	-80.	80.
100	303	SSIMAO----	4	1	4	180.	285.	-80.	80.
101	303	SSIMAO----	5	1	4	180.	285.	-80.	80.
102	303	SSIMAO----	6	1	4	180.	285.	-80.	80.
103	304	TMARIAS---	1	1	3	35.	66.	-21.	21.
104	304	TMARIAS---	2	1	3	35.	66.	-21.	21.
105	304	TMARIAS---	3	1	3	35.	66.	-21.	21.
106	304	TMARIAS---	4	1	3	35.	66.	-21.	21.
107	304	TMARIAS---	5	1	3	35.	66.	-21.	21.
108	304	TMARIAS---	6	1	3	35.	66.	-21.	21.
109	305	VGRANDE---	1	1	3	75.	95.	-35.	32.
110	305	VGRANDE---	2	1	3	75.	95.	-35.	32.
111	305	VGRANDE---	3	1	3	75.	95.	-35.	32.
112	305	VGRANDE---	4	1	3	75.	95.	-35.	32.
113	306	GUILMAN---	1	1	2	0.	38.9	-17.	17.
114	306	GUILMAN---	2	1	2	0.	38.9	-17.	17.
115	306	GUILMAN---	3	1	2	0.	38.9	-17.	17.
116	306	GUILMAN---	4	0	2	0.	38.9	-17.	17.
117	312	MIRANDA---	1	1	3	0.	130.	-40.	40.
118	312	MIRANDA---	2	1	3	0.	130.	-40.	40.
119	312	MIRANDA---	3	0	3	0.	130.	-40.	40.
120	312	MIRANDA---	4	0	3	0.	130.	-40.	40.
121	332	JUIZFORA-138	1	1	1	0.	13.	0.	0.
122	343	IGARAPAVA-	1	1	2	25.	42.	-14.	14.
123	343	IGARAPAVA-	2	1	2	25.	42.	-14.	14.
124	343	IGARAPAVA-	3	1	2	25.	42.	-14.	14.
125	343	IGARAPAVA-	4	1	2	25.	42.	-14.	14.
126	343	IGARAPAVA-	5	0	2	25.	42.	-14.	14.
127	346	MESQUITA--	1	1	4	0.	0.	-60.	100.
128	354	NEVES-CS2-	1	1	4	0.	0.	-60.	100.
129	355	NEVES-CS1-	1	1	4	0.	0.	-60.	100.
130	400	HBO.E-----	1	1	2	15.	65.	-20.	16.
131	400	HBO.E-----	2	1	2	15.	65.	-20.	16.
132	400	HBO.E-----	3	1	3	15.	65.	-20.	16.
133	400	HBO.E-----	4	1	3	15.	65.	-20.	16.
134	400	HBO.E-----	5	1	3	15.	65.	-20.	16.
135	400	HBO.E-----	6	1	3	10.	35.	-13.	12.
136	400	HBO.E-----	7	1	3	10.	35.	-13.	12.
137	401	HBO.S-----	1	1	3	15.	65.	-20.	16.
138	401	HBO.S-----	2	1	3	20.	70.	-24.	35.
139	401	HBO.S-----	3	1	3	20.	70.	-24.	35.
140	401	HBO.S-----	4	1	3	20.	70.	-24.	35.
141	401	HBO.S-----	5	1	3	20.	70.	-24.	35.
142	401	HBO.S-----	6	1	3	20.	70.	-24.	35.
143	401	HBO.S-----	7	1	3	20.	70.	-24.	35.
144	403	PIR13.8---	1	1	3	25.	100.	-999.	999.
145	403	PIR13.8---	2	1	3	25.	100.	-999.	999.
146	404	PIR14.4---	1	0	3	30.	135.	-999.	999.
147	404	PIR14.4---	2	0	3	30.	135.	-999.	999.
148	500	AVERMEL---	1	1	4	125.	232.7	-90.	90.
149	500	AVERMEL---	2	1	4	125.	232.7	-90.	90.
150	500	AVERMEL---	3	1	4	125.	232.7	-90.	90.
151	500	AVERMEL---	4	1	4	125.	232.7	-90.	90.
152	500	AVERMEL---	5	1	4	125.	232.7	-90.	90.
153	500	AVERMEL---	6	1	4	125.	232.7	-90.	90.
154	501	ISOLTE----	1	1	3	90.	176.	-50.	50.
155	501	ISOLTE----	2	1	3	90.	176.	-50.	50.
156	501	ISOLTE----	3	1	3	90.	176.	-50.	50.
157	501	ISOLTE----	4	1	3	90.	176.	-50.	50.
158	501	ISOLTE----	5	1	3	90.	170.	-50.	50.
159	501	ISOLTE----	6	1	3	90.	170.	-50.	50.
160	501	ISOLTE----	7	1	3	90.	170.	-50.	50.
161	501	ISOLTE----	8	1	3	90.	170.	-50.	50.
162	501	ISOLTE----	9	1	3	90.	170.	-50.	50.
163	501	ISOLTE----	10	1	3	90.	170.	-50.	50.
164	501	ISOLTE----	11	1	3	90.	170.	-50.	50.
165	501	ISOLTE----	12	1	3	90.	170.	-50.	50.
166	501	ISOLTE----	13	1	3	90.	170.	-50.	50.
167	501	ISOLTE----	14	1	3	90.	170.	-50.	50.
168	501	ISOLTE----	15	1	3	90.	170.	-50.	50.
169	501	ISOLTE----	16	1	3	90.	170.	-50.	50.
170	501	ISOLTE----	17	1	3	90.	170.	-50.	50.
171	501	ISOLTE----	18	1	3	90.	170.	-50.	50.
172	501	ISOLTE----	19	1	3	90.	170.	-50.	50.
173	501	ISOLTE----	20	0	3	90.	170.	-50.	50.
174	502	JUP440----	1	1	3	25.	110.8	-48.	48.

175	502	JUP440----	2	1	3	25.	110.8	-48.	48.
176	502	JUP440----	3	1	3	25.	110.8	-48.	48.
177	502	JUP440----	4	1	3	25.	110.8	-48.	48.
178	502	JUP440----	5	1	3	25.	110.8	-48.	48.
179	502	JUP440----	6	1	3	25.	110.8	-48.	48.
180	502	JUP440----	7	1	3	25.	110.8	-48.	48.
181	502	JUP440----	8	1	3	25.	110.8	-48.	48.
182	502	JUP440----	9	1	3	25.	110.8	-48.	48.
183	502	JUP440----	10	1	3	25.	110.8	-48.	48.
184	502	JUP440----	11	1	3	25.	110.8	-48.	48.
185	502	JUP440----	12	0	3	25.	110.8	-48.	48.
186	503	JUP138----	1	1	3	25.	110.8	-48.	48.
187	503	JUP138----	2	1	3	25.	110.8	-48.	48.
188	506	JURUMIR---	1	1	2	8.	49.	-26.	26.
189	506	JURUMIR---	2	1	2	8.	49.	-26.	26.
190	507	CAPIVAR---	1	1	3	50.	160.	-77.	77.
191	507	CAPIVAR---	2	1	3	50.	160.	-77.	77.
192	507	CAPIVAR---	3	1	3	50.	160.	-77.	77.
193	507	CAPIVAR---	4	1	3	50.	160.	-77.	77.
194	508	CANOAS-I--	1	1	1	0.	27.5	-11.	11.
195	508	CANOAS-I--	2	1	1	0.	27.5	-11.	11.
196	508	CANOAS-I--	3	1	1	0.	27.5	-11.	11.
197	509	CANOAS-II-	1	1	1	0.	24.	-10.	10.
198	509	CANOAS-II-	2	1	1	0.	24.	-10.	10.
199	509	CANOAS-II-	3	1	1	0.	24.	-10.	10.
200	510	PPRIMAVERA	1	1	3	0.	101.	-45.	45.
201	510	PPRIMAVERA	2	1	3	0.	101.	-45.	45.
202	510	PPRIMAVERA	3	1	3	0.	101.	-45.	45.
203	510	PPRIMAVERA	4	0	3	0.	101.	-45.	45.
204	510	PPRIMAVERA	5	0	3	0.	101.	-45.	45.
205	510	PPRIMAVERA	6	0	3	0.	101.	-45.	45.
206	510	PPRIMAVERA	7	0	3	0.	101.	-45.	45.
207	510	PPRIMAVERA	8	0	3	0.	101.	-45.	45.
208	510	PPRIMAVERA	9	0	3	0.	101.	-45.	45.
209	510	PPRIMAVERA10	0	3	0.	101.	-45.	45.	
210	510	PPRIMAVERA11	0	3	0.	101.	-45.	45.	
211	510	PPRIMAVERA12	0	3	0.	101.	-45.	45.	
212	510	PPRIMAVERA13	0	3	0.	101.	-45.	45.	
213	510	PPRIMAVERA14	0	3	0.	101.	-45.	45.	
214	510	PPRIMAVERA15	0	3	0.	101.	-45.	45.	
215	510	PPRIMAVERA16	0	3	0.	101.	-45.	45.	
216	510	PPRIMAVERA17	0	3	0.	101.	-45.	45.	
217	510	PPRIMAVERA18	0	3	0.	101.	-45.	45.	
218	511	ROSANA----	1	1	3	0.	93.	-40.	40.
219	511	ROSANA----	2	1	3	0.	93.	-40.	40.
220	511	ROSANA----	3	1	3	0.	93.	-40.	40.
221	511	ROSANA----	4	0	3	0.	93.	-40.	40.
222	512	SGRANDE---	1	1	1	6.	18.5	-9.	9.
223	512	SGRANDE---	2	1	1	6.	18.5	-9.	9.
224	512	SGRANDE---	3	1	1	6.	18.5	-9.	9.
225	512	SGRANDE---	4	0	1	6.	18.5	-9.	9.
226	513	TAQUARU---	1	1	3	0.	110.8	-48.	48.
227	513	TAQUARU---	2	1	3	0.	110.8	-48.	48.
228	513	TAQUARU---	3	1	3	0.	110.8	-48.	48.
229	513	TAQUARU---	4	1	3	0.	110.8	-48.	48.
230	513	TAQUARU---	5	1	3	0.	110.8	-48.	48.
231	514	CHAVANT---	1	1	3	50.	104.	-50.	50.
232	514	CHAVANT---	2	1	3	50.	104.	-50.	50.
233	514	CHAVANT---	3	1	3	50.	104.	-50.	50.
234	514	CHAVANT---	4	0	3	50.	104.	-50.	50.
235	515	BARIRI----	1	1	2	15.	48.	-23.	23.
236	515	BARIRI----	2	1	2	22.	48.	-23.	23.
237	515	BARIRI----	3	1	2	15.	48.	-23.	23.
238	516	BBONITA---	1	1	2	6.5	35.	-14.	14.
239	516	BBONITA---	2	1	2	6.5	35.	-14.	14.
240	516	BBONITA---	3	1	2	6.5	35.	-14.	14.
241	516	BBONITA---	4	1	2	6.5	35.	-14.	14.
242	517	IBITING---	1	1	2	12.	44.	-18.	18.
243	517	IBITING---	2	1	2	12.	44.	-18.	18.
244	517	IBITING---	3	1	2	12.	44.	-18.	18.
245	518	NAVANHA---	1	1	3	46.	115.8	-48.	48.
246	518	NAVANHA---	2	1	3	46.	115.8	-48.	48.
247	518	NAVANHA---	3	1	3	46.	115.8	-48.	48.
248	519	PROMISS---	1	1	3	30.	88.	-47.	47.
249	519	PROMISS---	2	1	3	35.	88.	-47.	47.
250	519	PROMISS---	3	1	3	30.	88.	-47.	47.
251	520	T. IRMAOS--	1	1	3	0.	162.	-50.	50.

252	520	T. IRMAOS--	2	1	3	0.	162.	-50.	50.
253	520	T. IRMAOS--	3	1	3	0.	162.	-50.	50.
254	520	T. IRMAOS--	4	1	3	0.	162.	-50.	50.
255	520	T. IRMAOS--	5	1	3	0.	162.	-50.	50.
256	521	CACONDE---	1	1	2	0.	40.	-25.	25.
257	521	CACONDE---	2	1	2	0.	40.	-25.	25.
258	522	E. CUNHA---	1	1	1	12.	27.	-17.	17.
259	522	E. CUNHA---	2	1	1	12.	27.	-17.	17.
260	522	E. CUNHA---	3	1	1	12.	27.	-17.	17.
261	522	E. CUNHA---	4	1	1	12.	27.	-17.	17.
262	523	LIMOEIR---	1	1	1	4.5	16.	-8.5	8.5
263	523	LIMOEIR---	2	1	1	4.5	16.	-8.5	8.5
264	525	JAGUARI---	1	1	1	5.	14.	-9.	9.
265	525	JAGUARI---	2	1	1	5.	14.	-9.	9.
266	526	PARAIBU---	1	1	2	30.	43.	-26.	26.
267	526	PARAIBU---	2	1	2	30.	43.	-26.	26.
268	532	EMBU-----	1	1	4	0.	0.	-160.	250.
269	533	SAA-----	1	1	4	0.	0.	-160.	250.
270	750	CDOUR-----	1	1	1	5.	17.	-999.	999.
271	750	CDOUR-----	2	1	1	5.	17.	-999.	999.
272	751	CDOUR-----	1	1	2	5.	55.	-999.	999.
273	751	CDOUR-----	2	1	2	5.	55.	-999.	999.
274	752	CDOUR-----	1	1	2	5.	55.	-999.	999.
275	753	CDOUR-----	1	1	3	5.	85.	-999.	999.
276	753	CDOUR-----	2	1	3	5.	85.	-999.	999.
277	753	CDOUR-----	3	1	3	5.	85.	-999.	999.
278	754	CDOUR13---	1	1	3	5.	110.	-999.	999.
279	754	CDOUR13---	2	1	3	5.	110.	-999.	999.
280	800	GBMUN-GER-	1	1	4	230.	419.	-200.	200.
281	800	GBMUN-GER-	2	1	4	230.	419.	-200.	200.
282	800	GBMUN-GER-	3	1	4	230.	419.	-200.	200.
283	800	GBMUN-GER-	4	1	4	230.	419.	-200.	200.
284	801	GBMUN-CS--	1	0	4	0.	0.	-200.	200.
285	801	GBMUN-CS--	2	0	4	0.	0.	-200.	200.
286	801	GBMUN-CS--	3	0	4	0.	0.	-200.	200.
287	801	GBMUN-CS--	4	0	4	0.	0.	-200.	200.
288	804	GPARIG-GER	1	1	3	15.	63.	-30.	30.
289	804	GPARIG-GER	2	1	3	15.	63.	-30.	30.
290	804	GPARIG-GER	3	1	3	15.	63.	-30.	30.
291	804	GPARIG-GER	4	0	3	15.	63.	-30.	30.
292	805	GPARIG-CS-	1	0	3	0.	0.	-30.	30.
293	805	GPARIG-CS-	2	0	3	0.	0.	-30.	30.
294	805	GPARIG-CS-	3	0	3	0.	0.	-30.	30.
295	805	GPARIG-CS-	4	0	3	0.	0.	-30.	30.
296	808	S. CAXIAS--	1	1	1	5.	320.	-90.	90.
297	808	S. CAXIAS--	2	1	1	5.	320.	-90.	90.
298	810	SEGRED-GER	1	1	4	115.	320.	-100.	145.
299	810	SEGRED-GER	2	1	4	115.	320.	-100.	145.
300	810	SEGRED-GER	3	1	4	115.	320.	-100.	145.
301	810	SEGRED-GER	4	1	4	115.	320.	-100.	145.
302	811	SEGRED-CS-	1	0	4	0.	0.	-100.	145.
303	811	SEGRED-CS-	2	0	4	0.	0.	-100.	145.
304	811	SEGRED-CS-	3	0	4	0.	0.	-100.	145.
305	811	SEGRED-CS-	4	0	4	0.	0.	-100.	145.
306	901	CHARQUEA-1CF	1	8		12.5	25.	0.	36.
307	901	CHARQUEA-2CF	1	8		12.5	25.	0.	36.
308	907	JLACERD-A-	1	1	8	25.	50.	-13.	24.
309	907	JLACERD-A-	2	1	8	25.	50.	-13.	24.
310	909	JLACERD-A-	3	1	9	33.	66.	-9.	36.
311	909	JLACERD-A-	4	1	9	33.	66.	-9.	36.
312	911	JLACERD-B-	5	1	1	80.	131.	-16.	94.
313	911	JLACERD-B-	6	1	1	80.	131.	-16.	94.
314	913	JLACERD-C-	7	0	2	180.	363.	-50.	195.
315	917	PFUNDO1-G-	1	1	3	40.	110.	-50.	38.
316	917	PFUNDO2-G-	2	1	3	40.	110.	-50.	38.
317	918	PFUNDO1-CS	1	0	3	0.	0.	-43.	67.
318	918	PFUNDO2-CS	2	0	3	0.	0.	-43.	67.
319	919	SOSO1A4-G-	1	1	3	120.	182.	-37.	55.
320	919	SOSO1A4-G-	2	1	3	120.	182.	-37.	55.
321	919	SOSO1A4-G-	3	1	3	120.	182.	-37.	55.
322	919	SOSO1A4-G-	4	1	3	120.	182.	-37.	55.
323	920	SOSO1A4-CS	1	0	3	0.	0.	-37.	55.
324	920	SOSO1A4-CS	2	0	3	0.	0.	-37.	55.
325	920	SOSO1A4-CS	3	0	3	0.	0.	-37.	55.
326	920	SOSO1A4-CS	4	0	3	0.	0.	-37.	55.
327	921	SOSO5E6-G-	5	1	3	120.	175.	-84.	84.
328	921	SOSO5E6-G-	6	1	3	120.	175.	-84.	84.



329	922	SOSO5E6-CS	5	0	3	0.	5.	-84.	84.
330	922	SOSO5E6-CS	6	0	3	0.	5.	-84.	84.
331	925	SSANT-GER-	1	1	4	220.	355.	-110.	105.
332	925	SSANT-GER-	2	1	4	220.	355.	-110.	105.
333	925	SSANT-GER-	3	1	4	220.	355.	-110.	105.
334	925	SSANT-GER-	4	1	4	220.	355.	-110.	105.
335	926	SSANT-CS--	1	0	4	0.	0.	-110.	105.
336	926	SSANT-CS--	2	0	4	0.	0.	-110.	105.
337	926	SSANT-CS--	3	0	4	0.	0.	-110.	105.
338	926	SSANT-CS--	4	0	4	0.	0.	-110.	105.
339	1107	ITAIPU-60-	1	1	5	420.	730.	-268.	250.
340	1107	ITAIPU-60-	2	1	5	420.	730.	-268.	250.
341	1107	ITAIPU-60-	3	1	5	420.	730.	-268.	250.
342	1107	ITAIPU-60-	4	1	5	420.	730.	-268.	250.
343	1107	ITAIPU-60-	5	1	5	420.	730.	-268.	250.
344	1107	ITAIPU-60-	6	1	5	420.	730.	-268.	250.
345	1107	ITAIPU-60-	7	1	5	420.	730.	-268.	250.
346	1107	ITAIPU-60-	8	1	5	420.	730.	-268.	250.
347	1107	ITAIPU-60-	9	0	5	420.	730.	-268.	250.
348	1125	MIMOSO----	1	1	1	10.	20.	-12.	12.
349	1126	MIMOSO----	2	1	1	10.	20.	-12.	12.
350	1155	ITAUBA-GER	1	1	3	75.	125.	-60.	61.
351	1155	ITAUBA-GER	2	1	3	75.	125.	-60.	61.
352	1155	ITAUBA-GER	3	1	3	75.	125.	-60.	61.
353	1155	ITAUBA-GER	4	1	3	75.	125.	-60.	61.
354	1156	ITAUBA-CS-	1	0	3	75.	125.	-60.	61.
355	1156	ITAUBA-CS-	2	0	3	75.	125.	-60.	61.
356	1156	ITAUBA-CS-	3	0	3	75.	125.	-60.	61.
357	1156	ITAUBA-CS-	4	0	3	75.	125.	-60.	61.
358	1162	JACUI-----	1	1	2	15.	30.	-8.	13.
359	1162	JACUI-----	2	1	2	15.	30.	-8.	13.
360	1162	JACUI-----	3	1	2	15.	30.	-8.	13.
361	1162	JACUI-----	4	1	2	15.	30.	-8.	13.
362	1162	JACUI-----	5	1	2	15.	30.	-8.	13.
363	1162	JACUI-----	6	1	2	15.	31.	-8.	13.
364	1170	PMED.A----	1	1	9	5.	63.	-12.	56.
365	1170	PMED.A----	2	0	9	5.	63.	-12.	56.
366	1172	PMED.B----	1	1	1	60.	160.	-28.	94.
367	1172	PMED.B----	2	0	1	60.	160.	-28.	94.
368	1175	PREAL-----	1	1	3	40.	75.	-31.	45.
369	1175	PREAL-----	1	1	3	40.	75.	-31.	45.
370	1500	IGARAPE-01MQ	1	3		0.	125.	-15.	85.
371	1501	ITUT+CA---	1	1	1	0.	13.	-6.	6.
372	1501	ITUT+CA---	2	1	1	0.	13.	-6.	6.
373	1501	ITUT+CA---	3	1	1	0.	13.	-6.	6.
374	1501	ITUT+CA---	4	1	1	0.	13.	-6.	6.
375	1501	ITUT+CA---	1	1	1	0.	24.	-12.	10.
376	1501	ITUT+CA---	2	1	1	0.	24.	-12.	10.
377	1502	SGRANDE---	1	1	1	20.	25.	-13.	13.
378	1502	SGRANDE---	2	1	1	20.	25.	-13.	13.
379	1502	SGRANDE---	3	1	1	20.	25.	-13.	13.
380	1502	SGRANDE---	4	1	1	20.	25.	-13.	13.
381	1524	GAFANHOT-138	1	1		0.	21.	0.	0.
382	1546	NLIMA-----138	1	1		0.	15.	0.	0.
383	1700	AREAL-----6.6	1	1		0.	20.	-5.	5.
384	1703	MACABU---3.0	1	1		0.	12.	0.	0.
385	1704	MACABU---6.6	1	1		0.	12.	0.	0.
386	2050	BUGRES-----	1	1	1	0.	11.	-6.	6.
387	2051	CANASTRA--	1	1	1	0.	22.	-6.	14.
388	2051	CANASTRA--	2	1	1	0.	22.	-6.	14.
389	2350	CHAMINE---	1	1	1	0.	18.	-12.	12.
390	2350	CHAMINE---	2	0	1	0.	18.	-12.	12.
391	2350	CHAMINE---	3	0	1	0.	18.	-12.	12.
392	2350	CHAMINE---	4	0	1	0.	18.	-12.	12.
393	2352	GUARICANA-	1	1	2	0.	36.	-15.	15.
394	2352	GUARICANA-	2	0	2	0.	36.	-15.	15.
395	2352	GUARICANA-	3	0	2	0.	36.	-15.	15.
396	2352	GUARICANA-	4	0	2	0.	36.	-15.	15.
397	2551	UPA 13.2	3	1		0.	23.	-10.	10.
398	2600	MASCAR.---	1	1	2	0.	41.	-15.	15.
399	2600	MASCAR.---	2	1	2	0.	41.	-15.	15.
400	2600	MASCAR.---	3	0	2	0.	41.	-15.	15.
401	2601	SUICA-----	1	1	1	0.	15.5	-7.	7.
402	2601	SUICA-----	2	1	1	0.	15.5	-7.	7.
403	2602	RBONITO---	1	1	1	0.	5.	-2.5	2.5
404	2602	RBONITO---	2	1	1	0.	5.	-2.5	2.5
405	2602	RBONITO---	3	0	1	0.	5.	-2.5	2.5

406	2623	CASTELO--138	1	1	0.	24.	0.	0.
407	2786	JVILLE.1--69	1	1	0.	18.	-10.	10.
408	2885	US.PALMEI-69	1	1	0.	25.	-10.	10.
409	5005	P.AFONSO I 1	1	2	40.	60.-9999.	9999.	
410	5006	P.AFONSO I 2	1	2	40.	60.-9999.	9999.	
411	5009	P.AFON_IIA 1	1	3	60.	66.-9999.	9999.	
412	5010	P.AFON_IIA 2	1	3	60.	66.-9999.	9999.	
413	5011	P.AFON_IIA 3	1	3	60.	66.-9999.	9999.	
414	5012	P.AFON_IIB 4	1	3	51.	76.-9999.	9999.	
415	5013	P.AFON_IIB 5	1	3	51.	76.-9999.	9999.	
416	5014	P.AFON_IIB 6	1	3	51.	76.-9999.	9999.	
417	5015	P.AFON_III 1	1	3	150.	200.-9999.	9999.	
418	5016	P.AFON_III 2	1	3	150.	200.-9999.	9999.	
419	5018	P.AFON_III 4	1	3	150.	200.-9999.	9999.	
420	5022	P.AFONS_IV 1	1	4	230.	410.-9999.	9999.	
421	5023	P.AFONS_IV 2	1	4	230.	410.-9999.	9999.	
422	5024	P.AFONS_IV 3	1	4	230.	410.-9999.	9999.	
423	5025	P.AFONS_IV 4	1	4	230.	410.-9999.	9999.	
424	5027	P.AFONS_IV 6	1	4	230.	410.-9999.	9999.	
425	5030	A.SALES 1	1	3	50.	110.-9999.	9999.	
426	5031	A.SALES 2	1	3	50.	110.-9999.	9999.	
427	5032	A.SALES 3	1	3	50.	110.-9999.	9999.	
428	5033	A.SALES 4	1	3	50.	110.-9999.	9999.	
429	5052	L.GONZAGA 2	1	4	151.	250.-9999.	9999.	
430	5053	L.GONZAGA 3	1	4	151.	250.-9999.	9999.	
431	5054	L.GONZAGA 4	1	4	151.	250.-9999.	9999.	
432	5055	L.GONZAGA 5	1	4	151.	250.-9999.	9999.	
433	5056	L.GONZAGA 6	1	4	151.	250.-9999.	9999.	
434	5061	XINGO 1	1	4	301.	500.-9999.	9999.	
435	5062	XINGO 2	1	4	301.	500.-9999.	9999.	
436	5063	XINGO 3	1	4	301.	500.-9999.	9999.	
437	5064	XINGO 4	0	4	301.	500.-9999.	9999.	
438	5065	XINGO 5	1	4	301.	500.-9999.	9999.	
439	5066	XINGO 6	1	4	301.	500.-9999.	9999.	
440	5145	CS_RECIFE2 1	1	14	0.	0.	-100.	150.
441	5147	CS_RECIFE2 2	1	14	0.	0.	-100.	150.
442	5410	CE_MILAGRES 1	1	14	0.	0.	-70.	100.
443	5450	CS_FORTALEZA 1	1	14	0.	0.	-140.	200.
444	5520	B.ESPERANC 1	1	3	30.	49.-9999.	9999.	
445	5521	B.ESPERANC 2	1	3	30.	49.-9999.	9999.	
446	5522	B.ESPERANC 3	1	3	48.	59.-9999.	9999.	
447	5523	B.ESPERANC 4	1	3	48.	59.-9999.	9999.	
448	5586	CS_P.DUTRA 1	1	14	0.	0.	-70.	100.
449	5586	CS_P.DUTRA 2	1	14	0.	0.	-70.	100.
450	5596	CS_IMPERATR1	1	14	0.	0.	-70.	100.
451	5596	CS_IMPERATR2	1	14	0.	0.	-70.	100.
452	5596	CS_IMPERATR3	1	14	0.	0.	-70.	100.
453	5778	CS_CAMACARI1	1	14	0.	0.	-105.	150.
454	5779	CS_CAMACARI2	1	14	0.	0.	-105.	150.
455	6294	SOBRADINHO 1	1	3	60.	190.-9999.	9999.	
456	6295	SOBRADINHO 2	1	3	60.	190.-9999.	9999.	
457	6297	SOBRADINHO 4	1	3	60.	190.-9999.	9999.	
458	6298	SOBRADINHO 5	1	3	60.	190.-9999.	9999.	
459	6299	SOBRADINHO 6	1	3	60.	190.-9999.	9999.	
460	6405	CS_MARABA 1	1	14	0.	0.	-90.	150.
461	6419	TUCURUI 1	1	4	250.	332.5	-150.	150.
462	6419	TUCURUI 2	1	4	250.	332.5	-150.	150.
463	6419	TUCURUI 3	1	4	250.	332.5	-150.	150.
464	6419	TUCURUI 4	1	4	250.	332.5	-150.	150.
465	6419	TUCURUI 5	1	4	250.	332.5	-150.	150.
466	6420	TUCURUI 6	1	4	250.	332.5	-150.	150.
467	6420	TUCURUI 7	1	4	250.	332.5	-150.	150.
468	6420	TUCURUI 8	1	4	250.	332.5	-150.	150.
469	6421	TUCURUI 9	1	4	250.	332.5	-150.	150.
470	6421	TUCURUI 10	1	4	250.	332.5	-150.	150.
471	6422	TUCURUI 11	1	4	250.	332.5	-150.	150.
472	6422	TUCURUI 12	0	4	250.	332.5	-150.	150.
473	6465	CS_V.CONDE 1	1	14	0.	0.	-90.	150.
474	6465	CS_V.CONDE 2	1	14	0.	0.	-90.	150.

APÊNDICE B - INCERTEZA DA ESTIMATIVA DA LOLD

Os índices LOLP, EPNS e LOLF podem ser representados como valor esperado de diferentes funções teste de $F(x)$. Estes índices podem ser estimados através de simulação de Monte Carlo, onde a incerteza da estimativa é dada pela variância do estimador, apresentado pela equação abaixo:

$$V(\tilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{NE} \quad (\text{A.1})$$

onde

$V(\tilde{E}(F))$ variância do estimador; $V(F)$ variância da função; $\tilde{E}(F)$ estimador do valor esperado, e NE número de estados amostrados (tamanho da amostra). Por sua vez o índice LOLD é obtido a *posteriori*, pelo quociente entre a LOLP e a LOLF. Desta forma, é importante derivar a variância do estimador da LOLD a partir da variância dos dois outros índices.

$$LOLD = \frac{LOLP}{LOLF} \quad (\text{A.2})$$

Como na simulação de Monte Carlo, os índices LOLP e LOLF são estimadores de média, estes índices são variáveis aleatórias com distribuição *normal*, cujos valores médios são iguais aos valores da população, e suas variâncias são dadas pela variância de população dividida pelo tamanho da amostra [J. R. Benjamin, C.A. Cornell, *Probability, Statistics and Decision for Civil Engineers*, McGraw-Hill Book Company, New York, USA, 1979.], apud [4-05]. Assim, a estimativa da variância da LOLD pode ser obtida a partir das variâncias das estimativas da LOLP e LOLF [4-05].

Considerando-se outras hipóteses simplificadoras, chega-se finalmente a que¹¹:

$$\beta_{LOLD}^2 = \beta_{LOLF}^2 - \beta_{LOLP}^2 \quad (\text{A.3})$$

Exemplo 1: Valores Globais (vide Tabela V-1)

$$\beta_{LOLF}^2 = 0,39^2$$

$$\beta_{LOLP}^2 = 0,228^2 \quad \Rightarrow \quad \beta_{LOLD} = 0,3164$$

¹¹ A derivação da forma simplificada desta equação foi proposta pelo Dr. Albert Melo (CEPEL).

APÊNDICE C - PROCESSAMENTO DO MODCAR

Este apêndice registra dados, premissas e resultados associados à modelagem da carga do SIN através do utilitário MODCAR.

C.1 - Arquivo <cabra.dat> (carga do Brasil) utilizado para o processamento do MODCAR. A carga pesada, no valor de 45476 MW, foi tomada como referência de 1,0 pu (Vide Tabela V-4).

```
4
0.6238 7.0
0.8535 10.0
  1.0 5.0
0.8535 2.0
```

(

Nota: A relação entre patamares foi retirada dos casos de pesada media e leve.

C.2 - O DCEN obtido foi o seguinte:

Duração da
carga pesada

```
DCEN IMPR
  3 000.00
  1 1.0000 NIVEL 100.0% 0.2083333 1
  2 0.20000
  2 0.8535 NIVEL 85.4% 0.5000000 2
  1 0.08333 3 0.08333
  3 0.6238 NIVEL 62.4% 0.2916667 1
  2 0.14286
```

9999

C.3 - O arquivo <cabra.loa> , resultante do processamento do MODCAR foi o seguinte:

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA
PROGRAMA DE MODELAGEM E AGRUPAMENTO DE CARGA (MODCAR) V2.1-10/98

CURVA DE CARGA TIPO PATAMAR + DURACAO

AGRUPAMENTO DA CURVA DE CARGA - 3 CLASSES

CLASSE	NO. ELEMENTOS	REPRESENTANTE (PU)
1	5	1.0000
2	12	0.8535
3	7	0.6238

ERRO MEDIO QUADRATICO DO AGRUPAMENTO EM RELACAO 'A CURVA ORIGINAL: 0.1776E-14

1 CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA
PROGRAMA DE MODELAGEM E AGRUPAMENTO DE CARGA (MODCAR) V2.1-10/98

CURVA DE CARGA DO SISTEMA

O R I G I N A L		A G R U P A D A		
INTERVALO	PATAMAR	NIVEL	PATAMAR	DURACAO
1	0.62380	3	0.62380	1.0
2	0.62380	3	0.62380	1.0
3	0.62380	3	0.62380	1.0
4	0.62380	3	0.62380	1.0
5	0.62380	3	0.62380	1.0
6	0.62380	3	0.62380	1.0
7	0.62380	3	0.62380	1.0
8	0.85350	2	0.85350	1.0
9	0.85350	2	0.85350	1.0
10	0.85350	2	0.85350	1.0
11	0.85350	2	0.85350	1.0
12	0.85350	2	0.85350	1.0
13	0.85350	2	0.85350	1.0
14	0.85350	2	0.85350	1.0
15	0.85350	2	0.85350	1.0
16	0.85350	2	0.85350	1.0
17	0.85350	2	0.85350	1.0
18	1.00000	1	1.00000	1.0
19	1.00000	1	1.00000	1.0
20	1.00000	1	1.00000	1.0
21	1.00000	1	1.00000	1.0
22	1.00000	1	1.00000	1.0
23	0.85350	2	0.85350	1.0
24	0.85350	2	0.85350	1.0

1 CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA
PROGRAMA DE MODELAGEM E AGRUPAMENTO DE CARGA (MODCAR) V2.1-10/98

MODELO ESTOCASTICO DA CARGA

NO. DE NIVEIS DE CARGA: 3

NIVEL: 1 CARGA = 1.0000 PU PROB. = 0.20833 TAXAS TRANS. [PARA,
(/H)]:

2 (0.854) -> 0.200

NIVEL: 2 CARGA = 0.8535 PU PROB. = 0.50000 TAXAS TRANS. [PARA,
(/H)]:

1 (1.000) -> 0.833E-01 3 (0.624) -> 0.833E-01

NIVEL: 3 CARGA = 0.6238 PU PROB. = 0.29167 TAXAS TRANS. [PARA,
(/H)]:

2 (0.854) -> 0.143

*** SOMATORIO DAS PROBABILIDADES = 1.0000 ***

APÊNDICE D - CONFIGURAÇÃO DE CENÁRIOS

Este apêndice registra informações úteis quando da configuração dos cenários. A seqüência de comandos abaixo é fornecida com o intuito de ilustrar o procedimento geral.

```
ulog
4
cenanew.ns
ulog
6
Pl.sai ← Arquivo de saída para configuração final do caso de carga pesada
Arqv rest cena
01
exlf newt ctap crem qlim rcvg
rela rmon
ulog
3
cenanew.dat ← Arquivo com dados dos cenários de cargas média e leve obtido na sub-etapa c
ulog
6
ml.sai ← Arquivo de saída para a configuração final do cenário de carga média a partir da carga pesada
cfce
02
exlf newt ctap crem qlim rcvg ilha
rela rmon
arqv grav cena
02
ulog
6
ll.sai ← Arquivo de saída para a configuração final do cenário de carga leve a partir da carga pesada
cfce
03
exlf newt ctap crem qlim rcvg ilha
rela rmon
arqv grav cena
03
arqv list cena
fim
```

APÊNDICE E - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE POR ÁREA E BARRA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Este apêndice registra os resultados, por barramento, para as Áreas 1 e 2, obtidos para o caso 1C citado na Tabela V-8. Devido ao grande volume de informações, fez-se apenas a amostra da saída desse relatório.

ÍNDICES DE CONFIAB. POR BARRA * ÁREA 1 * *

FURNAS

LOLF com * --> Limite Superior ; () --> Coefic. de Variacao								
NUM.	BARRA NOME	CARGA (MW)	LOLF	EENS (MWh/ano)	LOLF (/ano)	LOLD (h)	IS (min)	ICE (%)
14	FUNIL----2MQ	1.1	0.85799E-04 (23.6 %)	0.66661 (23.6 %)	0.20522 (15.4 %)	3.6625 (0.0 %)	36.361 (23.6 %)	0.69179E-02 (23.6 %)
44	GRAJAU---2CS	2.6	0.15680E-03 (20.1 %)	2.6061 (19.7 %)	0.20871 (26.4 %)	6.5810 (16.1 %)	60.142 (19.7 %)	0.11442E-01 (19.7 %)
50	T.PRETO--1CS	0.6	0.10528E-03 (27.0 %)	0.46123 (25.4 %)	0.33031E-02 (763.4 %)	279.20 (763.0 %)	46.123 (25.4 %)	0.87753E-02 (25.4 %)
67	IVAIPORA--69	0.2	0.12657E-03 (21.3 %)	0.22175 (21.3 %)	0.57759E-01 (63.2 %)	19.196 (39.7 %)	66.526 (21.3 %)	0.12657E-01 (21.3 %)
185	ANGRA----138	24.5	0.33366E-04 (37.8 %)	0.31569 (38.5 %)	0.11932 (25.8 %)	2.4496 (0.0 %)	0.77312 (38.5 %)	0.14709E-03 (38.5 %)
195	ADRI-T53-CAP	2.3	0.11684E-03 (22.3 %)	2.1513 (21.3 %)	0.61539E-01 (42.4 %)	16.631 (28.2 %)	56.122 (21.3 %)	0.10678E-01 (21.3 %)
198	POCOS---13.8	1.2	0.14358E-03 (21.9 %)	1.2330 (20.4 %)	0.56271E-01 (53.0 %)	22.352 (38.3 %)	61.649 (20.4 %)	0.11729E-01 (20.4 %)
199	VITORIA-13.8	0.4	0.64132E-04 (32.2 %)	0.18787 (30.2 %)	0.20813E-01 (90.3 %)	26.993 (84.3 %)	28.181 (30.2 %)	0.53617E-02 (30.2 %)
203	UCAMPOS--1MQ	1.2	0.15821E-03 (17.4 %)	1.2774 (17.8 %)	0.69491E-01 (34.8 %)	19.944 (23.4 %)	63.871 (17.8 %)	0.12152E-01 (17.8 %)

ÍNDICES DE CONFIAB. POR BARRA * ÁREA 2 * *

CEMIG

LOLF com * --> Limite Superior ; () --> Coefic. de Variacao								
NUM.	BARRA NOME	CARGA (MW)	LOLF	EENS (MWh/ano)	LOLF (/ano)	LOLD (h)	IS (min)	ICE (%)
314	BARREIRO-138	361.3	0.33468E-04 (37.8 %)	18.689 (42.6 %)	0.35237E-01 (27.9 %)	8.3200 (0.0 %)	3.1036 (42.6 %)	0.59049E-03 (42.6 %)
319	CPENA----230	15.8	0.15294E-03 (17.7 %)	1.0872 (18.4 %)	0.26333 (13.3 %)	5.0876 (0.0 %)	4.1285 (18.4 %)	0.78547E-03 (18.4 %)
322	FRUTAL---138	20.8	0.87152E-04 (25.1 %)	11.694 (24.6 %)	0.52849E-01 (47.3 %)	14.446 (26.9 %)	33.734 (24.6 %)	0.64181E-02 (24.6 %)
323	ITUTING2-138	148.6	0.23833E-04 (44.7 %)	0.47461 (44.8 %)	0.42140E-01 (17.5 %)	4.9544 (0.0 %)	0.19163 (44.8 %)	0.36460E-04 (44.8 %)
332	JUIZFORA-138	203.8	0.86137E-04 (23.6 %)	7.1665 (33.1 %)	0.11078 (23.7 %)	6.8115 (2.5 %)	2.1099 (33.1 %)	0.40142E-03 (33.1 %)
342	MCLAROS2-138	103.0	0.27866E-03 (13.4 %)	84.641 (19.4 %)	0.32120 (13.1 %)	7.5999 (0.0 %)	49.305 (19.4 %)	0.93808E-02 (19.4 %)
345	MESQUITA-230	102.5	0.33468E-04 (37.8 %)	0.57067 (42.7 %)	0.59455E-01 (25.3 %)	4.9311 (0.0 %)	0.33405 (42.7 %)	0.63556E-04 (42.7 %)
348	VALADARE-138	215.7	0.26782E-03 (14.9 %)	239.62 (16.7 %)	0.21777 (19.8 %)	10.773 (12.3 %)	66.653 (16.7 %)	0.12681E-01 (16.7 %)
353	NEVES----138	737.0	0.42899E-04 (33.3 %)	21.314 (34.0 %)	0.12372 (22.6 %)	3.0375 (0.0 %)	1.7352 (34.0 %)	0.33014E-03 (34.0 %)
361	JF138-T5	55.3	0.19547E-03 (17.6 %)	116.25 (18.8 %)	0.60487E-01 (61.7 %)	28.309 (43.0 %)	126.13 (18.8 %)	0.23997E-01 (18.8 %)
362	PASSOS---138	74.4	0.14261E-03 (24.5 %)	70.491 (24.5 %)	0.00000 (***** %)	0.00000 (***** %)	56.847 (24.5 %)	0.10816E-01 (24.5 %)
364	PCALDAS1-138	374.8	0.14064E-03 (23.5 %)	322.83 (22.8 %)	0.00000 (***** %)	0.00000 (***** %)	51.681 (22.8 %)	0.98328E-02 (22.8 %)
365	PCALDAS2-138	86.6	0.10822E-03 (24.4 %)	76.353 (24.7 %)	0.58212E-01 (68.6 %)	16.285 (38.9 %)	52.900 (24.7 %)	0.10065E-01 (24.7 %)
376	TAQUARIL-138	275.1	0.52804E-04 (30.1 %)	0.26053 (30.2 %)	0.25483E-02 (511.5 %)	181.52 (510.6 %)	0.56821E-01 (30.2 %)	0.10811E-04 (30.2 %)
382	TMARIAS--138	104.0	0.96618E-04 (23.7 %)	25.064 (30.0 %)	0.70302E-01 (27.9 %)	12.039 (14.7 %)	14.460 (30.0 %)	0.27511E-02 (30.0 %)
394	VALADARE-230	37.1	0.71600E-04 (25.8 %)	1.5457 (31.3 %)	0.12577 (13.7 %)	4.9871 (0.0 %)	2.4998 (31.3 %)	0.47562E-03 (31.3 %)
399	VPALMA---138	54.1	0.19932E-03 (16.9 %)	121.04 (19.8 %)	0.97676E-01 (36.6 %)	17.876 (28.1 %)	134.24 (19.8 %)	0.25539E-01 (19.8 %)
1500	IGARAPE-01MQ	3.1	0.47666E-05 (100.0 %)	0.12944 (100.0 %)	0.81803E-02 (2.1 %)	5.1044 (***** %)	2.5053 (100.0 %)	0.47666E-03 (100.0 %)

APÊNDICE F - SENSIBILIDADES NODAIS E DE CIRCUITOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Este apêndice registra os custos marginais (*sensibilidades*) por barramento e por ramo para o caso 1C, citado na Tabela V-8. Devido ao grande volume de informações, fez-se apenas a amostra da saída para a Área 1.

ESTIMATIVA DOS CUSTOS MARGINAIS DE POTENCIA POR AREA

* AREA 1 * *

FURNAS

*

NUM.	BARRA NOME	CARGA (MW)	CUSTO MARGINAL (\$/MWh)	
203	UCAMPOS--1MQ	1.20	0.32090E-02	(1.8 %)
202	UCAMPOS-FIC2	0.00	0.32085E-02	(1.7 %)
174	R. LEAO---138	0.00	0.28602E-02	(0.9 %)
201	UCAMPOS--1MQ	1.20	0.27743E-02	(2.4 %)
200	UCAMPOS-FIC1	0.00	0.27636E-02	(2.4 %)
177	VITORIA--138	0.00	0.20237E-02	(1.7 %)
105	ANGRA----500	0.00	0.19746E-02	(1.5 %)
10	ANGRA----1MQ	0.00	0.19745E-02	(1.5 %)
199	VITORIA-13.8	0.40	0.19590E-02	(1.5 %)
150	VITORIA--FIC	0.00	0.19590E-02	(1.5 %)
148	CAMPOS---FIC	0.00	0.19328E-02	(1.0 %)
192	CAMPOS--13.8	0.00	0.19324E-02	(1.0 %)
175	CAMPOS---138	0.30	0.19250E-02	(1.0 %)
45	VITORIA--1CS	0.00	0.18570E-02	(1.1 %)
151	VITO-FIC--CS	0.00	0.18522E-02	(1.1 %)
149	VITORIA--345	0.00	0.18475E-02	(1.1 %)
147	CAMPOS---345	0.00	0.17648E-02	(1.1 %)
185	ANGRA----138	24.50	0.14498E-02	(1.1 %)
107	GRAJAU---500	0.00	0.14153E-02	(1.2 %)
178	GRAJAU---138	0.00	0.13824E-02	(1.2 %)
179	GRAJAU---FIC	0.00	0.13755E-02	(1.2 %)
44	GRAJAU---2CS	2.60	0.13753E-02	(1.2 %)
184	S. CRUZ---138	0.00	0.13738E-02	(1.1 %)
108	S. JOSE---500	0.00	0.13600E-02	(1.2 %)
180	JACAREP--138	0.00	0.13253E-02	(1.2 %)
30	SCRUZ-19-2MQ	0.00	0.13222E-02	(1.1 %)
31	SCRUZ-13-1MQ	0.00	0.13040E-02	(1.2 %)
144	JACAREP--345	0.00	0.12835E-02	(1.1 %)
106	ADRIANO--500	0.00	0.12749E-02	(1.1 %)
109	ADR-ANG-F500	0.00	0.12747E-02	(1.1 %)
173	ADRIANO--138	0.00	0.12520E-02	(1.3 %)
140	ADRIANO--345	0.00	0.12507E-02	(1.1 %)
143	ADRIAN-F-T2B	0.00	0.12496E-02	(1.3 %)
206	ADRIAN-T-T25	0.00	0.12493E-02	(1.3 %)
141	ADRIAN-F-T53	0.00	0.12416E-02	(1.1 %)
194	ADRI-T55-REA	0.00	0.12408E-02	(1.3 %)
205	ADRIAN-T-T2A	0.00	0.12400E-02	(1.3 %)
204	ADRIAN-T-T1B	0.00	0.12400E-02	(1.3 %)
195	ADRI-T53-CAP	2.30	0.12384E-02	(1.1 %)
145	ADRIAN-F-T1B	0.00	0.12353E-02	(1.2 %)
146	ADRIAN-F-T2A	0.00	0.12353E-02	(1.2 %)
142	ADRIAN-F-T55	0.00	0.12313E-02	(1.1 %)
169	S. JOSE---138	0.00	0.12281E-02	(1.3 %)
172	IMBARIE--138	0.00	0.12155E-02	(1.3 %)
171	CAMPINAS-138	1.00	0.10576E-02	(0.4 %)
182	FUNIL----138	0.00	0.83134E-03	(4.6 %)
138	ITUTINGA-345	0.00	0.79032E-03	(1.1 %)
14	FUNIL----2MQ	1.10	0.73815E-03	(4.7 %)
170	P. CALDAS-138	0.00	0.68216E-03	(0.4 %)
225	ITUMBIARA230	0.00	0.62449E-03	(0.4 %)
187	M. MORAES-138	0.00	0.32997E-03	(0.8 %)
132	M. MORAES-FIC	0.00	0.31931E-03	(0.8 %)
136	FURNAS---345	0.00	0.28824E-03	(0.6 %)
40	B. GERAL--2CS	0.00	0.27951E-03	(11.6 %)
24	M. MOR. -B-4MQ	1.20	0.25606E-03	(2.1 %)
16	FURNAS---8MQ	7.50	0.25164E-03	(0.5 %)
22	M. MOR. -A-6MQ	1.80	0.23993E-03	(0.4 %)
131	M. MORAES-345	0.00	0.23264E-03	(0.4 %)
12	LCBARRET-6MQ	5.80	0.21969E-03	(0.4 %)
190	PCOLOMBIA138	0.00	0.21954E-03	(1.7 %)
134	LBARRETO-345	0.00	0.21487E-03	(0.4 %)
236	B. SUL----138	0.80	0.20383E-03	(8.1 %)
161	MOGI-----230	0.30	0.18796E-03	(5.7 %)
216	PCOLOMBIA345	0.00	0.18197E-03	(0.4 %)
20	MARIMBON-8MQ	4.30	0.17609E-03	(0.2 %)
214	MARIMBON-FIC	0.00	0.16653E-03	(0.3 %)
246	MARIMBON13.8	0.00	0.16651E-03	(0.3 %)
198	POCOS---13.8	1.20	0.16468E-03	(0.5 %)

213	MARIMBON-345	0.00	0.16343E-03	(0.3 %)
217	ITUMBIARA345	0.00	0.16118E-03	(0.5 %)
129	MOGI-----345	0.00	0.16027E-03	(1.2 %)
127	MOG-RLC1-345	0.00	0.15867E-03	(0.8 %)
128	MOG-RLC2-345	0.00	0.15866E-03	(0.8 %)
77	T. PRETO--500	0.00	0.15389E-03	(0.9 %)
100	MARIMBON-500	0.00	0.15147E-03	(0.2 %)
121	P. CALDAS-FIC	0.00	0.15109E-03	(0.6 %)
28	P. COLOMB-4MQ	1.50	0.13682E-03	(0.6 %)
18	ITUMBIAR-5MQ	6.50	0.13587E-03	(3.6 %)
35	CORUMBA--3MQ	0.00	0.13285E-03	(0.3 %)
120	P. CALDAS-345	0.00	0.13106E-03	(0.5 %)
81	T. PRETO--FIC	0.00	0.12619E-03	(0.5 %)
50	T. PRETO--1CS	0.60	0.12617E-03	(0.5 %)
220	CORUMBA--345	0.00	0.11923E-03	(0.6 %)
78	T. PRETO--345	0.00	0.11876E-03	(0.5 %)
66	IVAIPORA-525	0.00	0.11793E-03	(0.7 %)
86	IBIUNA---345	-5122.00	0.11568E-03	(1.5 %)
48	IBIUNA---3CS	0.00	0.11567E-03	(1.5 %)
61	FOZ-500-60HZ	0.00	0.10227E-03	(0.5 %)
60	F. IGUACU-765	0.00	0.10052E-03	(0.5 %)
231	R. VERDE--230	0.00	0.90123E-04	(4.3 %)
74	ITA-TP-2-765	0.00	0.74712E-04	(1.9 %)
69	IV-ITA-1-765	0.00	0.73857E-04	(0.7 %)
70	IV-ITA-2-765	0.00	0.73852E-04	(0.7 %)
73	ITA-TP-1-765	0.00	0.73585E-04	(0.7 %)
65	IVAIPORA-765	0.00	0.72466E-04	(0.7 %)
72	ITABERA--765	0.00	0.67970E-04	(0.8 %)
79	T. PRETO---69	0.00	0.65713E-04	(7.6 %)
101	ARARAQUA-500	0.00	0.64384E-04	(0.9 %)
80	T. PRETO--FIC	0.00	0.60914E-04	(2.4 %)
68	IVAIPORA-FIC	0.00	0.56827E-04	(1.0 %)
67	IVAIPORA--69	0.20	0.56816E-04	(1.0 %)
76	T. PRETO--765	0.00	0.56754E-04	(1.0 %)
210	ITUMBIARA500	0.00	0.55790E-04	(1.3 %)
126	GUARULHOS345	0.00	0.53234E-04	(4.4 %)
63	IV-FOZ-2-765	0.00	0.43155E-04	(1.3 %)
62	IV-FOZ-1-765	0.00	0.42930E-04	(1.3 %)
227	B. GERAL--230	0.00	0.33391E-04	(20.0 %)
102	POCCOS---500	0.00	0.31080E-04	(2.7 %)
247	C. BRAVA--138	0.00	0.23990E-04	(98.6 %)

ESTIMATIVA DOS CUSTOS MARGINAIS DE CIRCUITOS POR AREA

* AREA 1 * *

FURNAS

*

NUM.	CIRCUITO	DESCRICAO	CUSTO MARGINAL (\$/MWh)	
1	235	(S.MESA---500) / 36 (S.MESA---3MQ)	-0.46038E-04	(0.2 %)
1	169	(S.JOSE---138) / 275 (CASCADUR-138)	-0.43094E-04	(4.3 %)
1	210	(ITUMBIARA500) / 217 (ITUMBIARA345)	-0.38114E-04	(2.2 %)
1	147	(CAMPOS---345) / 149 (VITORIA--345)	-0.33091E-04	(2.8 %)
2	147	(CAMPOS---345) / 149 (VITORIA--345)	-0.33091E-04	(2.8 %)
1	105	(ANGRA----500) / 10 (ANGRA----1MQ)	-0.31510E-04	(0.4 %)
1	169	(S.JOSE---138) / 1604 (V.TELES--138)	-0.30889E-04	(50.1 %)
1	134	(LBARRETO-345) / 136 (FURNAS---345)	-0.29758E-04	(1.2 %)
1	147	(CAMPOS---345) / 148 (CAMPOS---FIC)	-0.28837E-04	(0.9 %)
1	216	(PCOLOMBIA345) / 217 (ITUMBIARA345)	-0.27810E-04	(1.1 %)
1	190	(PCOLOMBIA138) / 2301 (BARRETOS-138)	-0.27435E-04	(0.1 %)
1	220	(CORUMBA--345) / 35 (CORUMBA--3MQ)	-0.27120E-04	(0.7 %)
1	196	(CAMPINAS13.8) / 124 (CAMPINAS-FIC)	-0.26082E-04	(0.1 %)
1	161	(MOGI----230) / 454 (SAO JOSE-230)	-0.25912E-04	(2.7 %)
1	69	(IV-ITA-1-765) / 72 (ITABERA--765)	-0.25315E-04	(0.5 %)
1	70	(IV-ITA-2-765) / 72 (ITABERA--765)	-0.25298E-04	(0.5 %)
1	210	(ITUMBIARA500) / 320 (EMBORCAC-500)	-0.24857E-04	(0.7 %)
1	169	(S.JOSE---138) / 287 (SARAPUI--138)	-0.24549E-04	(42.3 %)
1	187	(M.MORAES-138) / 24 (M.MOR.-B-4MQ)	-0.24149E-04	(0.1 %)
1	106	(ADRIANO--500) / 107 (GRAJAU--500)	-0.24145E-04	(3.5 %)
1	73	(ITA-TP-1-765) / 76 (T. PRETO--765)	-0.24116E-04	(1.0 %)
1	175	(CAMPOS---138) / 147 (CAMPOS---345)	-0.23801E-04	(0.9 %)
2	175	(CAMPOS---138) / 147 (CAMPOS---345)	-0.23801E-04	(0.9 %)
1	184	(S.CRUIZ---138) / 31 (SCRUIZ-13-1MQ)	-0.23682E-04	(0.1 %)
1	74	(ITA-TP-2-765) / 76 (T. PRETO--765)	-0.21458E-04	(14.3 %)
1	103	(CAMPINAS-500) / 124 (CAMPINAS-FIC)	-0.21338E-04	(0.9 %)
1	131	(M.MORAES-345) / 132 (M.MORAES-FIC)	-0.20284E-04	(3.2 %)
1	184	(S.CRUIZ---138) / 30 (SCRUIZ-19-2MQ)	-0.20131E-04	(4.0 %)
1	131	(M.MORAES-345) / 136 (FURNAS---345)	-0.20066E-04	(1.3 %)
1	175	(CAMPOS---138) / 174 (R.LEAO---138)	-0.19509E-04	(10.9 %)
2	175	(CAMPOS---138) / 174 (R.LEAO---138)	-0.19509E-04	(10.9 %)
1	136	(FURNAS---345) / 16 (FURNAS---8MQ)	-0.18985E-04	(1.3 %)
2	239	(S.MESA---138) / 230 (S.MESA---230)	-0.16689E-04	(30.9 %)
1	239	(S.MESA---138) / 230 (S.MESA---230)	-0.16689E-04	(30.9 %)
1	76	(T. PRETO--765) / 81 (T. PRETO--FIC)	-0.16583E-04	(0.5 %)
1	246	(MARIMBON13.8) / 214 (MARIMBON-FIC)	-0.16479E-04	(0.2 %)
1	120	(P. CALDAS-345) / 129 (MOGI----345)	-0.14186E-04	(4.4 %)
1	241	(R. VERDE-13.8) / 240 (R. VERDE--FIC)	-0.13672E-04	(0.1 %)
1	180	(JACAREP--138) / 184 (S. CRUIZ---138)	-0.13317E-04	(0.4 %)
1	187	(M.MORAES-138) / 330 (JAGUARA--138)	-0.11835E-04	(5.1 %)

1	182	(FUNIL----138) /	14	(FUNIL----2MQ)	-0.11394E-04	(0.7 %)
1	78	(T.PRETO--345) /	76	(T.PRETO--765)	-0.10499E-04	(0.6 %)
1	190	(PCOLOMBIA138) /	28	(P.COLOMB-4MQ)	-0.99902E-05	(0.1 %)
2	78	(T.PRETO--345) /	86	(IBIUNA---345)	-0.98435E-05	(9.3 %)
1	78	(T.PRETO--345) /	86	(IBIUNA---345)	-0.98435E-05	(9.3 %)
1	140	(ADRIANO--345) /	146	(ADRIAN-F-T2A)	-0.96503E-05	(17.3 %)
1	140	(ADRIANO--345) /	143	(ADRIAN-F-T2B)	-0.93844E-05	(20.7 %)
1	169	(S.JOSE---138) /	1610	(MATURACA-138)	-0.89241E-05	(3.8 %)
1	106	(ADRIANO--500) /	108	(S.JOSE---500)	-0.84053E-05	(12.6 %)
1	72	(ITABERA--765) /	73	(ITA-TP-1-765)	-0.77328E-05	(1.2 %)
1	293	(CACHAMORRA) /	180	(JACAREP--138)	-0.77150E-05	(0.3 %)
1	194	(ADRI-T55-REA) /	142	(ADRIAN-F-T55)	-0.76619E-05	(0.2 %)
1	187	(M.MORAES-138) /	318	(CASSIA---138)	-0.75709E-05	(6.8 %)
2	187	(M.MORAES-138) /	318	(CASSIA---138)	-0.75709E-05	(6.8 %)
1	226	(BANDEIR--230) /	218	(BANDEIRA-345)	-0.74487E-05	(0.8 %)
1	140	(ADRIANO--345) /	145	(ADRIAN-F-T1B)	-0.74381E-05	(18.3 %)
1	184	(S.CRUZ---138) /	185	(ANGRA----138)	-0.71604E-05	(0.9 %)
1	210	(ITUMBIARA500) /	18	(ITUMBIAR-5MQ)	-0.71106E-05	(0.3 %)
1	101	(ARARAQUA-500) /	102	(POCOS----500)	-0.71049E-05	(3.7 %)
2	140	(ADRIANO--345) /	144	(JACAREP--345)	-0.68599E-05	(2.0 %)
1	140	(ADRIANO--345) /	144	(JACAREP--345)	-0.68599E-05	(2.0 %)
1	161	(MOGI-----230) /	129	(MOGI-----345)	-0.66888E-05	(41.7 %)
1	65	(IVAIPORA-765) /	69	(IV-ITA-1-765)	-0.66300E-05	(0.5 %)
1	65	(IVAIPORA-765) /	70	(IV-ITA-2-765)	-0.66082E-05	(0.5 %)
1	72	(ITABERA--765) /	74	(ITA-TP-2-765)	-0.63365E-05	(24.5 %)
1	169	(S.JOSE---138) /	271	(MERITI---138)	-0.62003E-05	(4.3 %)
1	242	(BAND-TER-T1) /	223	(BAND-FIC-T1)	-0.61641E-05	(0.1 %)
1	67	(IVAIPORA--69) /	68	(IVAIPORA-FIC)	-0.60607E-05	(0.4 %)
1	107	(GRAJAU---500) /	179	(GRAJAU---FIC)	-0.59291E-05	(12.7 %)
1	227	(B.GERAL--230) /	228	(B.SUL----230)	-0.58024E-05	(9.6 %)
1	190	(PCOLOMBIA138) /	2316	(COLOMBIA-138)	-0.50657E-05	(0.2 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	179	(GRAJAU---FIC)	-0.49127E-05	(93.8 %)
1	76	(T.PRETO--765) /	80	(T.PRETO--FIC)	-0.48441E-05	(41.3 %)
1	149	(VITORIA--345) /	151	(VITO-FIC--CS)	-0.47372E-05	(1.2 %)
1	45	(VITORIA--1CS) /	151	(VITO-FIC--CS)	-0.46537E-05	(1.2 %)
1	120	(P.CALDAS-345) /	126	(GUARULHOS345)	-0.44086E-05	(9.1 %)
2	120	(P.CALDAS-345) /	126	(GUARULHOS345)	-0.44086E-05	(9.1 %)
1	100	(MARIMBON-500) /	214	(MARIMBON-FIC)	-0.40672E-05	(0.9 %)
1	289	(CAMARA---138) /	180	(JACAREP--138)	-0.37469E-05	(0.9 %)
1	187	(M.MORAES-138) /	2257	(BATATAIS-138)	-0.33251E-05	(6.1 %)
2	78	(T.PRETO--345) /	449	(ITAPETI--345)	-0.28407E-05	(0.8 %)
1	78	(T.PRETO--345) /	449	(ITAPETI--345)	-0.28407E-05	(0.8 %)
1	275	(CASCADUR-138) /	178	(GRAJAU---138)	-0.24233E-05	(4.3 %)
2	275	(CASCADUR-138) /	178	(GRAJAU---138)	-0.24233E-05	(4.3 %)
1	86	(IBIUNA---345) /	48	(IBIUNA---3CS)	-0.20968E-05	(0.5 %)
1	134	(LBARRETO-345) /	12	(LCBARRET-6MQ)	-0.18113E-05	(1.8 %)
1	100	(MARIMBON-500) /	20	(MARIMBON-8MQ)	-0.17958E-05	(6.1 %)
1	173	(ADRIANO--138) /	145	(ADRIAN-F-T1B)	-0.17596E-05	(74.3 %)
1	213	(MARIMBON-345) /	216	(PCOLOMBIA345)	-0.14319E-05	(1.8 %)
1	180	(JACAREP--138) /	1644	(PDAGUA-A)	-0.13972E-05	(6.4 %)
1	1745	(R.LEAO 138) /	174	(R.LEAO---138)	-0.13417E-05	(22.9 %)
2	1745	(R.LEAO 138) /	174	(R.LEAO---138)	-0.13417E-05	(22.9 %)
1	185	(ANGRA----138) /	1771	(JACUCANG138)	-0.13233E-05	(0.4 %)
1	180	(JACAREP--138) /	1646	(B.TIJUCA-A)	-0.11935E-05	(6.8 %)
1	123	(CAMPINAS-345) /	124	(CAMPINAS-FIC)	-0.11532E-05	(0.6 %)
1	173	(ADRIANO--138) /	143	(ADRIAN-F-T2B)	-0.11243E-05	(16.6 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1642	(PIEIDADE--138)	-0.11214E-05	(3.9 %)
1	219	(B.SUL----345) /	234	(SAMAMBAI-345)	-0.93185E-06	(0.2 %)
2	219	(B.SUL----345) /	234	(SAMAMBAI-345)	-0.93185E-06	(0.2 %)
1	131	(M.MORAES-345) /	134	(LBARRETO-345)	-0.79727E-06	(1.4 %)
1	78	(T.PRETO--345) /	81	(T.PRETO--FIC)	-0.77747E-06	(2.8 %)
1	77	(T.PRETO--500) /	80	(T.PRETO--FIC)	-0.66535E-06	(8.0 %)
1	284	(F.CANECA-138) /	178	(GRAJAU---138)	-0.55364E-06	(1.0 %)
2	178	(GRAJAU---138) /	180	(JACAREP--138)	-0.49572E-06	(55.0 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	180	(JACAREP--138)	-0.49572E-06	(55.0 %)
1	175	(CAMPOS---138) /	148	(CAMPOS---FIC)	-0.40803E-06	(1.6 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1643	(B.MATO---138)	-0.32414E-06	(3.7 %)
1	122	(CAMPINAS-DIS) /	123	(CAMPINAS-345)	-0.24947E-06	(33.2 %)
1	1600	(W.LUIS---138) /	169	(S.JOSE---138)	-0.24586E-06	(0.3 %)
1	180	(JACAREP--138) /	1695	(CURICICA-138)	-0.17661E-06	(1.5 %)
2	234	(SAMAMBAI-345) /	233	(SAMAMBAI-500)	-0.16147E-06	(3.3 %)
1	234	(SAMAMBAI-345) /	233	(SAMAMBAI-500)	-0.16147E-06	(3.3 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1651	(J.BOTA-A-138)	-0.15075E-06	(1.0 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1652	(J.BOTA-B-138)	-0.15072E-06	(1.0 %)
1	180	(JACAREP--138) /	1640	(P.MIGUEL-138)	-0.14124E-06	(2.0 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	283	(T.SUL----138)	-0.13112E-06	(7.3 %)
2	178	(GRAJAU---138) /	283	(T.SUL----138)	-0.13112E-06	(7.3 %)
1	222	(BSUL-FIC-230) /	232	(B.SUL---13.8)	-0.12887E-06	(0.4 %)
1	180	(JACAREP--138) /	1635	(ALVORADA-138)	-0.12234E-06	(2.8 %)
1	228	(B.SUL----230) /	222	(BSUL-FIC-230)	-0.94528E-07	(46.7 %)
1	1653	(URUGUAI--138) /	178	(GRAJAU---138)	-0.92739E-07	(0.9 %)
1	169	(S.JOSE---138) /	1698	(GRAMACHO-138)	-0.61724E-07	(6.9 %)
1	1641	(V.VALQUE-138) /	180	(JACAREP--138)	-0.49340E-07	(5.8 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1649	(LEOPOLDO-138)	-0.19071E-07	(1.0 %)
1	170	(P.CALDAS-138) /	364	(PCALDAS1-138)	-0.17679E-07	(1.0 %)
1	178	(GRAJAU---138) /	1655	(ACAMPISTA138)	-0.15744E-07	(0.9 %)
1	44	(GRAJAU---2CS) /	179	(GRAJAU---FIC)	-0.10267E-07	(12.1 %)
1	104	(C.PAULIS-500) /	77	(T.PRETO--500)	0.17735E-03	(0.5 %)

1	105	(ANGRA----500)/	107	(GRAJAU---500)	0.17704E-03	(3.0 %)
1	105	(ANGRA----500)/	108	(S.JOSE---500)	0.15320E-03	(2.9 %)
1	225	(ITUMBIARA230)/	231	(R.VERDE--230)	0.13746E-03	(2.2 %)
2	225	(ITUMBIARA230)/	231	(R.VERDE--230)	0.13746E-03	(2.2 %)
1	4512	(C.MAGAL. 230)/	231	(R.VERDE--230)	0.11442E-03	(0.6 %)
1	219	(B.SUL----345)/	220	(CORUMBA--345)	0.11244E-03	(0.4 %)
1	122	(CAMPINAS-DIS)/	86	(IBIUNA---345)	0.88326E-04	(0.8 %)
1	183	(C.PAULIS-138)/	104	(C.PAULIS-500)	0.75755E-04	(3.4 %)
1	102	(POCOS----500)/	104	(C.PAULIS-500)	0.69677E-04	(2.7 %)
1	104	(C.PAULIS-500)/	598	(TAUBATE--500)	0.55249E-04	(0.5 %)
1	120	(P.CALDAS-345)/	134	(LBARRETO-345)	0.52124E-04	(1.0 %)
2	120	(P.CALDAS-345)/	134	(LBARRETO-345)	0.52124E-04	(1.0 %)
1	217	(ITUMBIARA345)/	218	(BANDEIRA-345)	0.51911E-04	(0.5 %)
2	217	(ITUMBIARA345)/	218	(BANDEIRA-345)	0.51911E-04	(0.5 %)
1	218	(BANDEIRA-345)/	224	(BAND-FIC-T2A)	0.45067E-04	(0.3 %)
1	218	(BANDEIRA-345)/	223	(BAND-FIC-T1)	0.42395E-04	(0.3 %)
1	101	(ARARAQUA-500)/	103	(CAMPINAS-500)	0.38967E-04	(0.9 %)
1	169	(S.JOSE---138)/	108	(S.JOSE---500)	0.34287E-04	(4.0 %)
2	169	(S.JOSE---138)/	108	(S.JOSE---500)	0.34287E-04	(4.0 %)
3	169	(S.JOSE---138)/	108	(S.JOSE---500)	0.34287E-04	(4.0 %)
1	120	(P.CALDAS-345)/	136	(FURNAS---345)	0.29643E-04	(1.5 %)
2	120	(P.CALDAS-345)/	136	(FURNAS---345)	0.29643E-04	(1.5 %)
1	77	(T.PRETO--500)/	598	(TAUBATE--500)	0.28449E-04	(0.8 %)
1	231	(R.VERDE--230)/	240	(R.VERDE--FIC)	0.28241E-04	(7.2 %)
1	100	(MARIMBON-500)/	101	(ARARAQUA-500)	0.22314E-04	(1.0 %)
2	100	(MARIMBON-500)/	101	(ARARAQUA-500)	0.22314E-04	(1.0 %)
1	120	(P.CALDAS-345)/	123	(CAMPINAS-345)	0.20287E-04	(1.1 %)
1	200	(UCAMPOS-FIC1)/	1760	(UTEC 138)	0.17293E-04	(70.7 %)
1	86	(IBIUNA---345)/	126	(GUARULHOS345)	0.16306E-04	(3.4 %)
2	86	(IBIUNA---345)/	126	(GUARULHOS345)	0.16306E-04	(3.4 %)
1	229	(B.ALTO---230)/	2987	(AG.LINDAS230)	0.15600E-04	(0.5 %)
1	55	(BALTO----CE1)/	215	(BALTO-FICCE1)	0.15095E-04	(0.3 %)
1	218	(BANDEIRA-345)/	234	(SAMAMBAI-345)	0.14439E-04	(0.9 %)
2	218	(BANDEIRA-345)/	234	(SAMAMBAI-345)	0.14439E-04	(0.9 %)
1	187	(M.MORAES-138)/	2333	(DIAMANTE-138)	0.13140E-04	(0.5 %)
1	43	(BAND10.5-CE2)/	212	(BAND-FIC-CE1)	0.12345E-04	(0.2 %)
1	42	(BAND10.5-CE1)/	211	(BAND-FIC-CE1)	0.12345E-04	(0.2 %)
1	126	(GUARULHOS345)/	122	(CAMPINAS-DIS)	0.10349E-04	(0.9 %)
1	226	(BANDEIR--230)/	224	(BAND-FIC-T2A)	0.89803E-05	(0.2 %)
1	226	(BANDEIR--230)/	223	(BAND-FIC-T1)	0.77445E-05	(0.2 %)
1	106	(ADRIANO--500)/	142	(ADRIAN-F-T55)	0.73067E-05	(14.5 %)
1	230	(S.MESA---230)/	787	(NIQUEL---230)	0.67124E-05	(2.5 %)
1	103	(CAMPINAS-500)/	104	(C.PAULIS-500)	0.65857E-05	(17.2 %)
1	367	(PIMENTA--345)/	136	(FURNAS---345)	0.63547E-05	(2.3 %)
1	230	(S.MESA---230)/	235	(S.MESA---500)	0.59725E-05	(0.9 %)
1	180	(JACAREP--138)/	144	(JACAREP--345)	0.59406E-05	(7.0 %)
2	180	(JACAREP--138)/	144	(JACAREP--345)	0.59406E-05	(7.0 %)
3	180	(JACAREP--138)/	144	(JACAREP--345)	0.59406E-05	(7.0 %)
4	180	(JACAREP--138)/	144	(JACAREP--345)	0.59406E-05	(7.0 %)
1	106	(ADRIANO--500)/	141	(ADRIAN-F-T53)	0.50868E-05	(23.9 %)
1	100	(MARIMBON-500)/	535	(AVERMELHAS500)	0.48897E-05	(3.5 %)
1	120	(P.CALDAS-345)/	121	(P.CALDAS-FIC)	0.46525E-05	(1.1 %)
1	217	(ITUMBIARA345)/	220	(CORUMBA--345)	0.38499E-05	(0.8 %)
1	219	(B.SUL----345)/	41	(B.SUL----1CS)	0.37200E-05	(0.4 %)
1	66	(IVAIPORA-525)/	68	(IVAIPORA-FIC)	0.20944E-05	(6.0 %)
1	62	(IV-FOZ-1-765)/	65	(IVAIPORA-765)	0.17826E-05	(1.9 %)
1	173	(ADRIANO--138)/	146	(ADRIAN-F-T2A)	0.17779E-05	(22.5 %)
1	63	(IV-FOZ-2-765)/	65	(IVAIPORA-765)	0.16566E-05	(3.0 %)
1	140	(ADRIANO--345)/	141	(ADRIAN-F-T53)	0.14481E-05	(24.6 %)
4	61	(FOZ-500-60HZ)/	60	(F.IGUACU-765)	0.14413E-05	(0.6 %)
1	61	(FOZ-500-60HZ)/	60	(F.IGUACU-765)	0.14413E-05	(0.6 %)
2	61	(FOZ-500-60HZ)/	60	(F.IGUACU-765)	0.14413E-05	(0.6 %)
3	61	(FOZ-500-60HZ)/	60	(F.IGUACU-765)	0.14413E-05	(0.6 %)
1	60	(F.IGUACU-765)/	63	(IV-FOZ-2-765)	0.13570E-05	(8.1 %)
1	60	(F.IGUACU-765)/	62	(IV-FOZ-1-765)	0.12938E-05	(9.1 %)
1	192	(CAMPOS--13.8)/	148	(CAMPOS---FIC)	0.10071E-05	(1.0 %)
1	140	(ADRIANO--345)/	142	(ADRIAN-F-T55)	0.82130E-06	(56.3 %)
1	213	(MARIMBON-345)/	214	(MARIMBON-FIC)	0.79881E-06	(0.8 %)
1	219	(B.SUL----345)/	222	(BSUL-FIC-230)	0.66656E-06	(12.8 %)
1	766	(XAVANTES-230)/	226	(BANDEIR--230)	0.53987E-06	(6.3 %)
2	766	(XAVANTES-230)/	226	(BANDEIR--230)	0.53987E-06	(6.3 %)
1	233	(SAMAMBAI-500)/	235	(S.MESA---500)	0.48968E-06	(9.5 %)
2	233	(SAMAMBAI-500)/	235	(S.MESA---500)	0.48968E-06	(9.5 %)
1	134	(LBARRETO-345)/	326	(JAGUARA--345)	0.45670E-06	(2.7 %)
1	238	(R.VERDE--138)/	240	(R.VERDE--FIC)	0.42980E-06	(17.8 %)
1	218	(BANDEIRA-345)/	212	(BAND-FIC-CE1)	0.42283E-06	(0.2 %)
1	218	(BANDEIRA-345)/	211	(BAND-FIC-CE1)	0.42281E-06	(0.2 %)
1	187	(M.MORAES-138)/	132	(M.MORAES-FIC)	0.40919E-06	(3.6 %)
1	65	(IVAIPORA-765)/	68	(IVAIPORA-FIC)	0.40244E-06	(18.8 %)
2	78	(T.PRETO--345)/	464	(LESTE----345)	0.20407E-06	(0.6 %)
1	78	(T.PRETO--345)/	464	(LESTE----345)	0.20407E-06	(0.6 %)
3	78	(T.PRETO--345)/	464	(LESTE----345)	0.20407E-06	(0.6 %)
1	50	(T.PRETO--1CS)/	81	(T.PRETO--FIC)	0.18869E-06	(2.6 %)
1	131	(M.MORAES-345)/	22	(M.MOR.-A-6MQ)	0.17258E-06	(3.8 %)
2	169	(S.JOSE---138)/	172	(IMBARI--138)	0.16356E-06	(3.8 %)
1	169	(S.JOSE---138)/	172	(IMBARI--138)	0.16356E-06	(3.8 %)
1	185	(ANGRA----138)/	1772	(ITAORNA 138)	0.14376E-06	(2.6 %)

APÊNDICE G - INDICADORES DE SOBRECARGAS E VIOLAÇÕES DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Este apêndice registra os indicadores de sobrecargas e violações de tensão para o caso 1C, citado na Tabela V-8. Devido ao grande volume de informações, fez-se apenas a amostra da saída desse relatório.

SUMARIO DE PROBLEMAS NO SISTEMA - SOBRECARGAS

DA BARRA	PARA BARRA	CIRC	PROB. SOBRECARGA	VIOL. MEDIA (%)
990 ILHOTA2--1CS	988 ILHOTAB--000	1	0.48271E+00	105.26
989 ILHOTA1--1CS	987 ILHOTAA--000	1	0.48159E+00	105.14
5511 B.ESPER. 230	5520 UBE-01G1	1	0.46085E+00	102.18
485 PIRATINI-088	403 PIRATIN-13.8	1	0.44959E+00	101.36
6418 TUC ATR FIC	6413 TUCURUI 69	1	0.44269E+00	103.20
1936 ATIBAIAIY138	1950 CRUZACOLY138	1	0.39882E+00	101.80
1815 CGMCOUT-13.8	1134 CG MCOUTO138	2	0.39856E+00	102.40
2542 BNORTE 34.5	2530 BNFICT01	1	0.39181E+00	100.57
625 BOTUCATU-230	627 BOTUCATU-230	1	0.29797E+00	101.22
1754 TERESOPOL138	1755 RDC-ENTR.138	1	0.29037E+00	100.33
76 T.PRETO--765	80 T.PRETO--FIC	1	0.28278E+00	102.66
77 T.PRETO--500	80 T.PRETO--FIC	1	0.28270E+00	102.64
712 CARAGUA--138	713 CARAGUAT--88	1	0.28012E+00	101.68
557 CANOAS-2--88	613 SALTOGRDE-88	1	0.23913E+00	101.49
210 ITUMBIARA500	217 ITUMBIARA345	1	0.22329E+00	101.46
254 FONTES---138	253 FONTES---GER	1	0.21046E+00	102.69
225 ITUMBIARA230	217 ITUMBIARA345	1	0.20924E+00	101.67
1815 CGMCOUT-13.8	1134 CG MCOUTO138	1	0.20076E+00	104.42
1815 CGMCOUT-13.8	1134 CG MCOUTO138	3	0.20075E+00	104.42
2537 EORTO 34.5	2542 BNORTE 34.5	1	0.19574E+00	101.69
700 PINHAL-YP138	2314 PINHAL---138	1	0.19566E+00	108.87
673 VALPARAIS138	2347 VALPARAIS138	1	0.19566E+00	104.78
2102 AMERICANA-69	2198 COSMOPOLI-69	1	0.19566E+00	105.68
675 VVENTU-YP138	2348 VILAVENTU138	1	0.19565E+00	104.01
1228 NPRATA-2-230	1226 NPRATA-2--69	1	0.19564E+00	101.98
2517 NBAND 13.8	2512 NBAND 69	2	0.19560E+00	103.71
2517 NBAND 13.8	2512 NBAND 69	3	0.19559E+00	103.71
764 AEROPORTO138	2965 AEROPORTO13B	1	0.19550E+00	100.52
5157 BONGI RL T6	5158 BONGI-T6 13	1	0.19539E+00	101.71
1131 AQUIDA 138	1806 AQUIDAU-13.8	1	0.19523E+00	104.89
5452 FORTALEZA230	5453 FORTALEZA 69	4	0.19269E+00	101.06
5452 FORTALEZA230	5453 FORTALEZA 69	3	0.19256E+00	101.00
236 B.SUL----138	219 B.SUL----345	6	0.19057E+00	100.34
5891 SA.JESUS 230	5893 SA JESUS 69	1	0.18803E+00	100.24
5751 CMD BP-1 230	5852 MATATU 230	1	0.18711E+00	100.19
1140 DOU NAC--138	1886 CAARAPO--138	1	0.18513E+00	100.98
755 C.DOURADA138	751 CDOURADA13	1	0.18350E+00	101.01
1216 JACUI----138	1162 JACUI----6GR	1	0.18072E+00	100.70
536 AVERMELHA440	535 AVERMELHA500	1	0.17942E+00	103.96
1215 ITAUBA--230	1155 ITAUBA--4GR	1	0.17850E+00	102.09
856 SSEGREDO-525	810 SSEGREDO-4GR	1	0.17303E+00	100.97
256 P.PASSOS-138	255 P.PASSOS-GER	1	0.16742E+00	103.48
1210 GRAVATAI-230	1209 GRAVATAI--69	2	0.16639E+00	100.18
480 H.BORDEN-230	401 HBO-S--6U+N8	1	0.15371E+00	102.64
4763 C.ALTA 138	4704 ENG.RODOV138	1	0.14827E+00	100.34
104 C.PAULIS-500	106 ADRIANO--500	1	0.14173E+00	100.45
5411 MILAGRES 230	5421 BANABUIU 230	3	0.13568E+00	100.32
2040 BOTUCATU--88	626 BOTUCATU-138	2	0.13020E+00	100.99
2040 BOTUCATU--88	626 BOTUCATU-138	1	0.13015E+00	100.98
5582 PDD-FIC-CS12	5586 PD-----2CS	1	0.12709E+00	106.25
2541 UPA 34.5	2551 UPA 13.2	3	0.12335E+00	102.71
1210 GRAVATAI-230	1209 GRAVATAI--69	1	0.12329E+00	100.14
220 CORUMBA--345	35 CORUMBA--3MQ	1	0.11836E+00	101.02
1028 LONDRIN-E230	1027 LONDRINA-525	1	0.11438E+00	101.76
481 H.BORDEN--88	400 HBO-E--5G+2P	1	0.10969E+00	100.96
687 EUCUNHA--138	522 EUCUNHA--4MQ	1	0.10488E+00	102.43
1095 MIMOSO--F138	1144 MIMOSO 138	1	0.92972E-01	101.38
2681 SUICA-----69	2680 SUICA----138	1	0.91381E-01	102.71
2541 UPA 34.5	2551 UPA 13.2	2	0.85470E-01	102.46
2541 UPA 34.5	2551 UPA 13.2	1	0.77710E-01	102.40
878 APUCARANA230	1028 LONDRIN-E230	1	0.74717E-01	102.91
5060 XINGO' 500	5061 UXG-01G1	1	0.73912E-01	100.93
618 JURUMIRIM230	620 JURUMI-B-138	1	0.62460E-01	100.97
2614 CACHOEIRO138	2615 CACHOEIRO-69	1	0.62380E-01	100.42
5481 SOBRAL 230	5491 PIRIPIRI 230	1	0.62148E-01	100.58
583 EMBUGUA□U138	739 PARELHEI-138	1	0.54782E-01	100.88
104 C.PAULIS-500	105 ANGRA----500	1	0.52156E-01	101.93

SUMARIO DE PROBLEMAS NO SISTEMA - SUBTENSÃO

BARRA	PROB.SUBTENSÃO	VIOL.MEDIA (p.u.)
181 VALE---CFLCL	0.16345E+00	0.94357
278 PALMARES-138	0.16295E+00	0.94357
298 MELO--TRANSP	0.16295E+00	0.94357
2674 SAMARCO--138	0.10922E+00	0.94147
3455 SAO JOSE-088	0.99136E-01	0.94091
730 SSEBASTIA138	0.89557E-01	0.94296
1694 BAYER----138	0.87932E-01	0.94504
1696 A.BRANCA-138	0.87795E-01	0.94505
5535 PERITORO 13	0.84902E-01	0.84487
3436 NORTE----088	0.79715E-01	0.94386
3437 NORTE----088	0.79715E-01	0.94386
1588 VAZANTE--138	0.78624E-01	0.94699
1624 GUANDU---138	0.77759E-01	0.94642
5526 C.NETO 69KV	0.62787E-01	0.87735
5533 PERITORO 69	0.57184E-01	0.84474
1771 JACUACANG138	0.41377E-01	0.94531
1639 M.ALTO---138	0.40420E-01	0.94538
1741 PETROFL 138	0.39505E-01	0.94501
198 POCOS---13.8	0.37087E-01	0.83929
711 BOISSUCAN138	0.31734E-01	0.94596
293 CACHAMORRA	0.26130E-01	0.94500
1631 M.BARRET-138	0.25930E-01	0.94632
1626 LAMEIRAO-138	0.24195E-01	0.94663
2063 CANASTRA--69	0.23164E-01	0.88134
1637 ESPERANC-138	0.21998E-01	0.94424
731 CEBRASP---88	0.21565E-01	0.94656
2050 BUGRES-----6	0.20728E-01	0.85395
285 C.SOARES-138	0.20694E-01	0.94652
1770 MURIQUI 138	0.20420E-01	0.94389
1630 C.ROCHA--138	0.20157E-01	0.94640
277 ZIN-----138	0.17339E-01	0.94402
276 BRISAMAR-138	0.16225E-01	0.94410
1207 FARRO-----69	0.15109E-01	0.94732
2642 ITARANA---69	0.14636E-01	0.87909
1773 ANGRA 138	0.14153E-01	0.94473
286 R.FREIRE-138	0.13996E-01	0.94657
2113 BROTAS----69	0.10521E-01	0.88929
1780 RESENDE 138	0.10294E-01	0.94619
2623 CASTELO--138	0.87814E-02	0.90551
1608 A.GRANDE-138	0.84751E-02	0.94573
1550 PARACAT2-138	0.81148E-02	0.90262
2071 PELOTAS2-138	0.78942E-02	0.85393
3428 CENTRO---088	0.78901E-02	0.88388
5503 TERESINA 69	0.76842E-02	0.85971
1551 PARACAT1-138	0.75377E-02	0.87291
2615 CACHOEIRO-69	0.69095E-02	0.87875
1638 A.FRANCO-138	0.67717E-02	0.94523
999 IVAIPOR-E525	0.60462E-02	0.94241
2631 FRUTEIRA-138	0.59547E-02	0.90119
1633 GUADALUP-138	0.58674E-02	0.94531
2254 ALTINOPOL-69	0.57559E-02	0.89299
2635 GUARAP.T-138	0.55060E-02	0.92712
2641 ITABIRA--138	0.54892E-02	0.90789
6409 CVRD + SE-09	0.54889E-02	0.93881
6405 MARABA---1CS	0.54783E-02	0.91368
1634 PANAMERICANA	0.54783E-02	0.94515
1233 PELOTAS1--69	0.49425E-02	0.84284
2640 ITAPEMIR-138	0.43706E-02	0.90644
1636 TURIACU--138	0.42165E-02	0.94483
2584 TAGT 13.8	0.42021E-02	0.94266
2665 PIUMA----138	0.40011E-02	0.91130
2072 JAGUARAO-138	0.37474E-02	0.85601
1274 SVPALMAR-138	0.35374E-02	0.86396
5496 PRI 13.8	0.34960E-02	0.82113
1772 ITAORNA 138	0.34700E-02	0.94553
1752 FRIBURGO 138	0.34294E-02	0.90280
2057 BASILIO--138	0.34219E-02	0.87291
2610 ALAGE-1-34.5	0.33366E-02	0.91013
292 P.METRO2-138	0.32807E-02	0.94464
2246 TRES.PONT138	0.29719E-02	0.91591
2198 COSMOPOLI-69	0.29150E-02	0.89150
1236 PELOTAS3-230	0.28022E-02	0.88616
714 CJORDAO-A138	0.27983E-02	0.90466
50 T.PRETO--1CS	0.27865E-02	0.93804
2668 PRAIA---34.5	0.27037E-02	0.89441
1632 PAV.NOVA-138	0.27024E-02	0.94466
3459 APARECIDA088	0.27003E-02	0.93249
1609 RAMOS----138	0.26077E-02	0.94397
1669 CACHAMBI-138	0.25762E-02	0.94381
1740 IMBARIE 138	0.25552E-02	0.94251
5493 PIRIPIRI 69	0.25310E-02	0.80569
1647 B.TIJUCA-138	0.25026E-02	0.94415

APÊNDICE H - IMAGEM DO ARQUIVO HISTÓRICO DE CENÁRIOS

Este apêndice documenta as imagens em cartão do caso de carga pesada e do arquivo de configurações (cargas média e leve) que compõem o arquivo histórico de cenários **<cenanew.ns>** associado ao *caso 1C*, mencionado na Tabela V-8. O **CD** em apenso contém os correspondentes arquivos completos (cargas pesada, média e leve).

APÊNDICE I - ARQUIVO PARA PROCESSAMENTO DA CONFIABILIDADE

Este apêndice apresenta o arquivo **<mc_glob_seed.sub>** utilizado para a obtenção exata dos resultados finais do caso 1C mostrado na Tabela V-8, associado ao arquivo histórico de cenários **<cenanew.ns>**.

```
( .....
( * ARQUIVO ..... CENANEW.NS *
( * FORMATO ..... NH2 VERSAO 5.1 (04/2000) *
( * CRIADO EM ..... 13/07/2000 *
( * POR ..... Neyl Hamilton M. Soares ( ONS ) *
( * ULTIMA ALTERACAO EM ....24/08/01 *
( * POR .... [X] Neyl *
( * POR .... [ ] Marcus&Neyl *
( * Hora ... 16:25 h *
( * OBSERVACOES: *
( * Sistema Brasil (S/SE/CO e N/NE) *
( * Simulacao de Monte Carlo, Confiabilidade Composta (G&T) *
( .....
( Alocando Arquivo de Cenários
ULOG
4
cenanew.ns
( Restaurando o Patamar de Carga Pesada
ARQV REST CENA
1
( Alocando Arquivo de Saída
ULOG
6
MC_L100S2000.lis
( Executando Fluxo de Potência AC, com os controles de reativo das maquinas, de remotas e de tapes ativados
EXLF NEWT QLIM RCVG CTAP CREM ILHA
( Executado Monte Carlo, com as opcoes de análise global, fluxo de potência ótimo e relatório sumarizado
EXMC GLOB SEED FPOT RSUM
( Número de Lotes
100
( Número de sorteios por lote
2000
( Toerância para estimativa da LOLP (%)
.1
( Tolerância para estimativa da ENPS (%)
.1
( Semente Inicial
1513
FIM
```

APÊNDICE J – EQUIVALÊNCIA DO ELO DE CORRENTE CONTÍNUA EM IBIUNA 345 kV

No caso original de carga pesada proveniente dos estudos elétricos do planejamento da operação de curto prazo (ANAREDE), a carga total da área 1 (FURNAS) é de $(193,3 + j 2)$ MVA e inclui o elo de corrente contínua.

Na montagem do caso para o NH2, foi necessário representar o referido elo CC como carga negativa no barramento de Ibiuna 345 kV, uma vez que o programa NH2 não modela internamente elos de corrente contínua. Como consequência, teve-se que equivalentar a área em questão.

Para representar a carga negativa foi necessário obter do caso original de carga pesada, o quanto de potências ativa e reativa estavam sendo injetados, pelo elo CC, no barramento de Ibiuna 345 kV. No nosso estudo, o inversor do elo CC estava injetando o valor de $4 \times (-1297 + j 680)$ MVA, ou seja, $(-5188 + j 2720)$ MVA. Consequentemente, toda topologia de Ibiuna em direção a Foz do Iguaçu 500 kV (50 Hz) foi descartada. Isto acarreta uma diminuição da carga na área, uma vez que as cargas nos barramentos dessa topologia descartada devem ser desconsideradas no montante total de carga da área 1. Assim, a carga no barramento de Foz do Iguaçu 500 kV (50 Hz), 60 MW, foi descontada do valor total de carga da área 1.

Assim, com o equivalente, a carga em MW da Área 1 sem considerar a injeção do elo é de:

$$\mathbf{193,3 - 60 = 133,3 \text{ MW.}}$$

Para se obter o valor da carga a ser inserida no barramento de Ibiuna 345 kV, foi feito um somatório da(s) injeção(ões) de potência nessa barra com a(s) carga(s) ali localizada(s). Então, o valor injetado, em MW, é:

$$\begin{aligned} - 5188 + 66 &= - 5122 \text{ MW (ratificando o valor da página 79), e} \\ + 2720 + 0 &= 2720 \text{ Mvar.} \end{aligned}$$

Nota-se aqui que o valor de carga de 133,3 MW inclui a carga na barra de Ibiuna 345 kV de 66 MW e esta carga também foi levada em conta no momento que foi calculado o valor injetado em MW na barra de Ibiuna 345 kV (carga negativa). Então, deve-se deduzir essa carga do total de carga da área 1, considerando que a mesma está incluída na carga negativa. Assim, o valor é de:

$$\mathbf{133,3 - 66 = 67,3 \text{ MW.}}$$

Para se ter o valor da carga total na Área 1, considerando o equivalente, foi feito o somatório da carga negativa do elo e da carga total da área 1. Dessa forma,

o valor total de carga na área 1 é de:

$$- 5122 + 67,3 = - 5054,7 \approx - 5055 \text{ MW (ratificando o valor da página 83), e}$$

$$+ 2720 + 0 = 2720 \text{ Mvar.}$$

Pode ser visualizado na Figura J.1, que a fronteira da área 1 no caso original de carga pesada é delimitada pela linha tracejada lilás, enquanto que a nova fronteira da área equivalentada é dada pela linha tracejada cor verde.

Graficamente, tem-se:

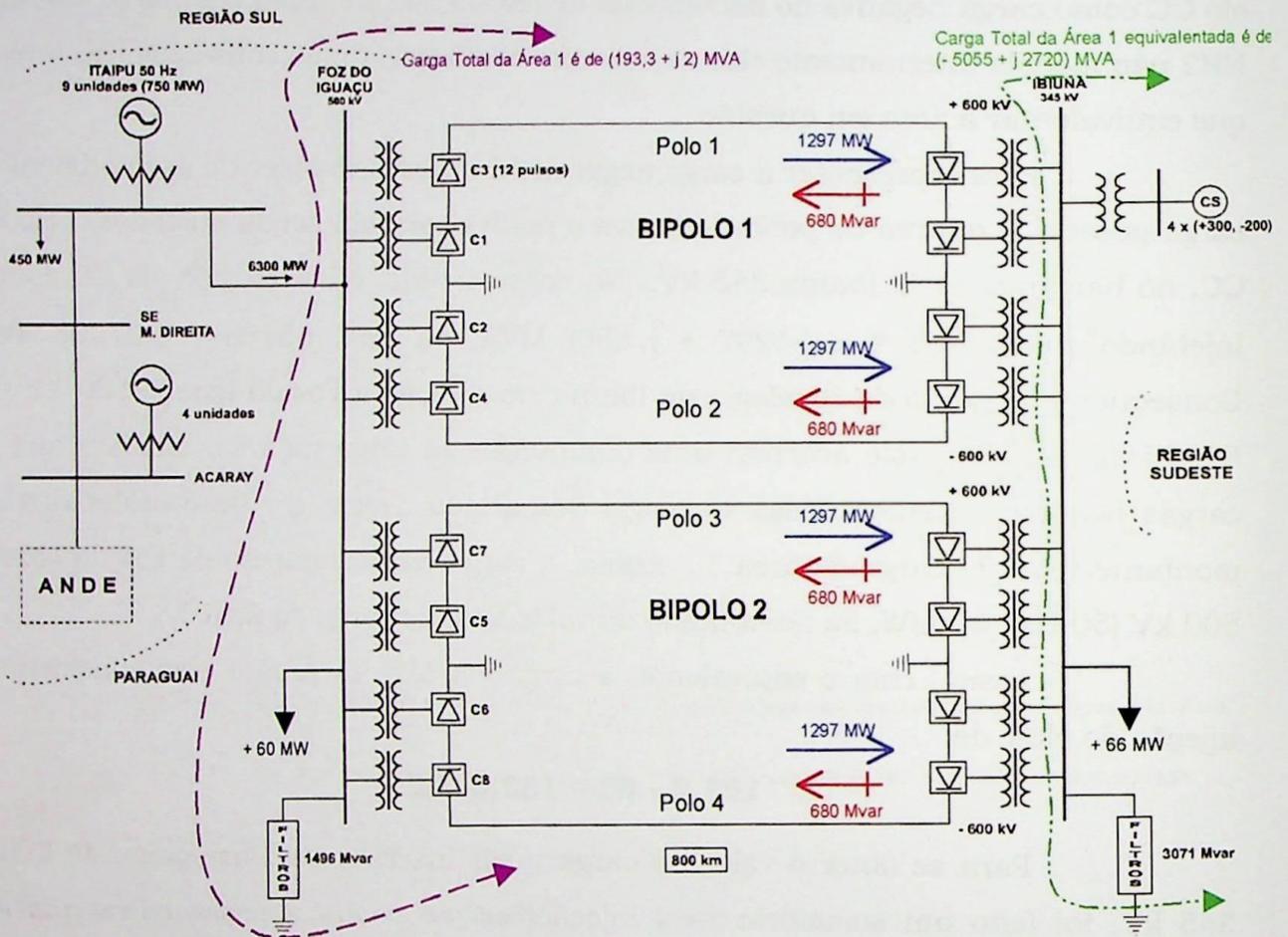


Figura J.1 – Fronteiras da Área de Furnas completa e equivalentado o elo CC em Ibiuna

Equivalentando o Elo CC,

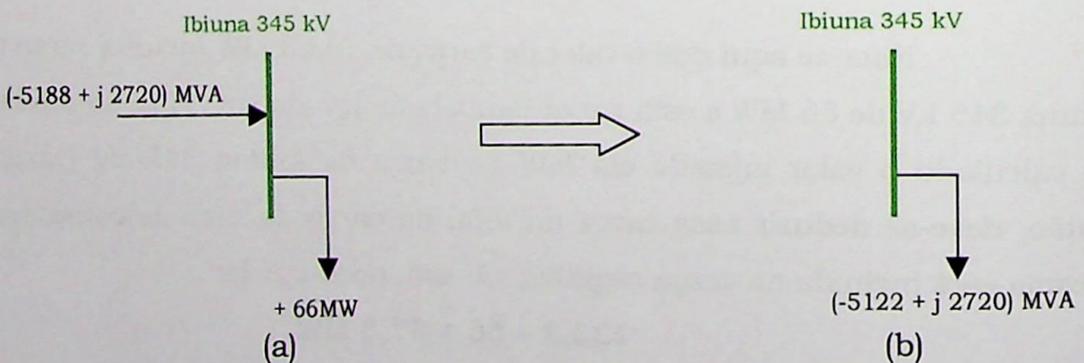


Figura J.2 – Representação do elo CC como carga negativa

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1-01] SCHILLING M.TH., MELLO J.C.O., GOMES P., *Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica*, Controle & Automação, SBA, Vol.6, no.1, pp.38-47, Jan/Fev, 1995.
- [1-02] BILLINTON, R.; SALVADERI, L.; McCALLEY, J.D.; CHAO, H.; SEITZ, Th.; ALLAN, R.N.; ODOM, J.; FALLON, C. *Reliability issues in today's electric power utility environment*, s.d.
- [2-01] *Operação econômica e planejamento*. Série PTI - Curso de Engenharia em Sistemas de Potência, v.9, Eletrobras, Santa Maria,RS: UFSM.
- [2-02] PEREIRA, M.V.F. *Optimal scheduling of hydrothermal systems - an overview*. In: IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems. Rio de Janeiro, 1985.
- [2-03] ROSENTHAL, R.D. *The status of optimization models for the operation of multi-reservoir systems with stochastic inflows and nonseparable benefits*. Report 75. Knoxville, USA: Tennessee Water Resources Center, 1980.
- [2-04] EGELAND, O.; HEGGE, J.; KYLLING,E.; NES, J. *The extend power pool model: operation planning of a multi-river and multi-reservoir hydro-dominated power production system - a hierarchical approach*. In: CIGRÉ, Subcomitê 32-14, 1982.
- [2-05] DI PERNA, A.; FUSCO, G.; MARIANI, E.;VERGELLI, L. *Medium and short term operation of production plants in a hydrothermal system*. In: UNIPEDE DATA PROCESSING CONFERENCE, Roma, 1976.
- [2-06] DI PERNA, A.; MARIANI, E. *Programmazione gionaliera delle centrali idroelettriche a bacino e serbatoio in un sistema di produzione misto*. L'Energia Elettrica, n.437, 1971.
- [2-07] *Avaliação do critério tradicional de energia (Sumário da Atividade 1)*. Subgrupo Misto GCPS/GCOI para análise de critérios de atendimento. Rio de Janeiro, maio, 1984.
- [2-08] *Estabelecimento de critérios probabilísticos de suprimento de energia e potência e sua aplicação*. Subgrupo Misto GCPS/GCOI para análise de critérios de atendimento. Rio de Janeiro, outubro, 1985.
- [2-09] *Custo Social do déficit*. Relatório GCPS/SEC/CDEF-001/88.
- [2-10] *Princípios básicos para o planejamento da operação energética*. Relatório GCOI/SCEN-01/97.
- [2-11] *Metodologia e critérios para a elaboração do programa mensal de operação*. Relatório GCOI/SCEN/GTMC-01/97.
- [2-12] FERREIRA, C.; BARRETO, L.A.L.; FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A. *Aplicação de métodos probabilísticos no suprimento entre empresas*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 8, São Paulo, 1986.
- [2-13] *Manual de Instrução do PLANTE: mercado 1987*. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Aguas e Energia Elétrica. Divisão de Controle Econômico-Financeiro, 1987.
- [2-14] *Previsão mensal de aflúências no sistema para o Programa de Operação*. Relatório GCOI/SCEN/GTMC-05/80, 1980.
- [2-15] SALES, P.R.H.; VIEIRA, A.M. *Previsões de vazões para o planejamento energético da operação*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 7, Brasília, 1983.
- [2-16] AMADO, S.M.; RIBEIRO, C.C. *Short-term generation scheduling of hydraulic multi-reservoir multi-area interconnected systems*. IEEE Transactions on PAS, v.PWRS-2, n.3, 1987.
- [2-17] AMADO, S.M.; FORTUNATO, L.A.M. *Programa da operação a médio prazo de usinas hidrelétricas: aplicação ao sistema brasileiro*. In: Simpósio Latino-Americano sobre Centros de Controle para Sistemas Elétricos de Potência - SILACC, 4, Rio de Janeiro, 1984.
- [2-18] Decreto-Lei nº 73.102 de 07/11/73. *Responsabilidades do Grupo de Coordenação para a Operação Interligada - GCOI*. 1973.
- [2-19] Lei nº 8.631 de 04/03/93. *Ratificação das Responsabilidades do Grupo de Coordenação para a Operação Interligada - GCOI* pelo Decreto nº 774 de 18/03/93. 1993.
- [2-20] FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. EDUFF, RJ, Capítulo 3, pp.69-102, 1990.
- [2-21] FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. EDUFF, RJ, Capítulo 5, pp.133-165, 1990.
- [2-22] *Crítérios e procedimentos a serem considerados nos estudos de planejamento da operação elétrica no âmbito do GCOI*. Relatório SCEL-GTEE-01/85, 1985.
- [2-23] *Crítérios a serem considerados nos estudos de planejamento da operação elétrica da usina de Itaipu e os sistemas de 50 e 60 Hz a ela associados*. Relatório GE-02-01/82 da Comissão Mista de Operação ANDE-ELETROBRAS-ITAIPU, 1982
- [2-24] *Crítérios, filosofias e procedimentos a serem utilizados nos estudos do GTPO*. Relatório SCEL-GTPO-

- [3-19] BORGES, C.L.T. **Avaliação de confiabilidade composta de sistemas de potência em ambientes computacionais paralelos e distribuídos.** Tese de Doutorado. Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE/UFRJ, Dezembro, 1998.
- [4-01] PORRETA, B. **Modelling requirements for bulk power system reliability evaluation, in Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems.** Pergamon Press, 1987, pp.267-290.
- [4-02] PEREIRA, M.V.F. **Optimal scheduling of hydrothermal systems: an overview.** IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brazil, July, 1985, pp.1-9.
- [4-03] SILVEIRA, M.A.N.; MELO, J.C.O.; FONTOURA FILHO, R.N. **Reliability evaluation of the FURNAS HVDC system and its influence on brazilian southeastern indices.** Proceedings of 5th Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Vancouver, Canada, 1997.
- [4-04] SINGH, C.; CHEN, Q. **Generation system reliability evaluation using a cluster based load model.** IEEE Transactions on Power System, vol. 4, n° 1, February, 1989.
- [4-05] MELO, A.C.G. **Avaliação dos índices de frequência e duração no cálculo da confiabilidade composta de geração e transmissão de grande porte.** Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica/RJ, 1990.
- [4-06] **Manual do usuário do programa NH2,** versão 5.0, setembro de 1998.
- [4-07] GOMES P., SCHILLING M. TH., MARANGON LIMA J. W., COSTA B. G., **Novos Indicadores para o Monitoramento da Qualidade da Frequência e Tensão de Energia Elétrica,** Third Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, UNESP, Campos do Jordão, 9-13 Nov, 1997.
- [4-08] SCHILLING, M.TH.; REI, A; SOARES, N.H.M.; MARANGON LIMA, J.W. - **Mensurando o Risco Probabilístico do Critério "N-1", XVI SNPTEE,** Grupo VII, Outubro, 2001.
- [4-09] ONS, **Desempenho Probabilístico de Linhas de Transmissão no Brasil,** Rio de Janeiro, Outubro, 2000.
- [5-01] EPRI, **Assessment Methods and Operating Tools for Grid Reliability under Deregulation: The Transmission Program of EPRI's Power Delivery Reliability Initiative,** EPRI, USA, ID # 1001408, Final Report, Feb 2001.
- [5-02] SCHWAN M, ZDRALLEK M, SORG A, WEBER TH, ZUBER, **Program for Calculation of the Supply Reliability in Electric Power Systems,** Manual, Version 3.03, FGH, Mannheim, Germany, Apr 2000.
- [5-03] SVATOPLUK V, MASLO K., **An Algorithm for Computation of Power System Reliability Indices,** VI PMAPS, Vol. 2, Funchal, Sep 2000.
- [5-04] SILVEIRA, M.A.N. **Avaliação do impacto de produtores independentes na confiabilidade de sistemas de geração e transmissão.** Tese de Mestrado, Escola Federal de Engenharia/MG, 1998.

- [2-25] **Procedimento para a operação do sistema de suprimento à área Rio de Janeiro e Espírito Santo.** Instrução de operação nº41, revisão 33, 1998.
- [2-26] MADZAREVIC, V.; PEIXOTO, C.A.O., HAGLOEF, L. **General description and principal characteristics of Itaipu HVDC transmission system.** Internacional Symposium on HVDC Technology, paper 1-1, Rio de Janeiro, Brazil, 1983.
- [2-27] **Reavaliação dos esquemas de alívio de cargas das regiões sudeste/centro-oeste e sul.** Relatório SCEL-GTAD/GTP/GTPM-01/95, vol. I e II, 1995.
- [2-28] KUNDUR, P.; MORISON, G.K. **A review of definitions and classification of stability problems in today's power systems.** IEEE PES Meeting, New York, USA, 1997.
- [2-29] **Crítérios preliminares para a reserva de potência operativa para as regiões norte/nordeste.** Relatório SCEL-GTEE-004/83, 1983.
- [2-30] **Crítérios para a determinação da reserva de potência operativa por método probabilístico para as regiões sudeste e sul.** Relatório SCEL-GTEE-002/85, 1985.
- [2-31] **Crítérios e procedimentos para determinação de limites de carregamento em unidades transformadoras.** Relatório SCEL-GTEE-02/86, 1986.
- [2-32] **Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Módulo 6 - Planejamento da Operação Elétrica,** Junho, 2000.
- [3-01] ENDRENYI, J. **Reability modeling in electric power systems.** Toronto, John Wiley & Sons, 1978.
- [3-02] NASSER, I. C. **Confiabilidade de sistemas elétricos no Brasil: soluções e dificuldades.** Energia, Ano II, n.2, 1995.
- [3-03] SCHILLING, M.T. et al. **Aplicação prática de critérios probabilísticos.** In: X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, CTBA/GPL/14. Curitiba, 1989.
- [3-04] SCHILLING, M.T. et al. **Sistemas de avaliação do desempenho elétrico nacional: SAD. Conceituação, metodologia e desenvolvimento de protótipo.** ELETROBRAS, Nota Técnica DOLT 92.05.08. Rio de Janeiro, 1992.
- [3-05] SCHILLING, M.T.; MELLO, J.C.O.; GOMES, P. **Procedimento para análise de confiabilidade preditiva no horizonte do planejamento da operação elétrica.** ELETROBRAS, Nota Técnica DOLT-94.01.03, Rio de Janeiro, 1994.
- [3-06] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRAS). **Metodologia para determinação do desempenho do sistema interligado com ênfase à confiabilidade: conceituação.** Relatório SCEL/GTEE-02/90, vol.II/II, 1990.
- [3-07] BILLINTON, R.; ABORESHAID, S.; FOTUPI-FIRUZAABAD, M. **Diagnosing the health of engineering systems.** Quality and Reliability Engineering International, vol.13, pp.317-323, 1997.
- [3-08] BILLINTON, R.; FOTUPI-FIRUZAABAD, M.; ABORESHAID, S. **Well-being analysis in the new competitive environment of na electric power system.** In: VI SEPOPE, Salvador, Brazil, 1998.
- [3-09] RUIU, D.; SWALES, M. **Quantify and mitigate power-purchase risks.** IEEE Computer Applications in Power, July, pp.54-59, 1998.
- [3-10] **Sistema Computacional para Análise de Sistemas Geração-Transmissão de Grande Porte – Programa NH2, Manual do Programa, versão 5.0.** Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL, Rio de Janeiro, 1993.
- [3-11] **Sistema Computacional para Análise de Sistemas Geração-Transmissão de Grande Porte – Programa NH2, Manual de Metodologia.** Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL, Rio de Janeiro, 1993.
- [3-12] **NH2 - Sistema Computacional para Simulação Probabilística e Análise de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte.** Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL, Rio de Janeiro, 1998.
- [3-13] MELO, A.C.G.; MELLO, J.C.O.; OLIVEIRA, A.M.; DORNELLAS, C.R.R.; GRANVILLE, S.; SOTO, J.O.; FOUTOURA FILHO, R.N.; AZEVEDO, R.M.; OLIVEIRA, G.C.; ROMERO, S.P. **Probabilistic analysis in power performance evaluation – new developments in the NH2 model.** In: VI SEPOPE, Salvador, Brazil, 1998.
- [3-14] SCHILLING, M.T.; SOARES, N.H.M.; DA LUZ, J.C.F. **Discernimento de indicadores de risco.** VI SEPOPE, Salvador, Bahia, BRASIL, maio, 1998.
- [3-15] MELIOPOULOS, A.P.S.; XIA, F. **Optimal power flow application to composite power system reliability analysis.** In: IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athens, 1993.
- [3-16] VARGAS, L.S.; QUINTANA, V.H.; VANNELLI, A. **Tutorial description of an interior point method and the application to security constrained economic dispatch.** IEEE Summer Meeting, paper nº 92 SM 416-8 PWRs, Seattle, USA, 1992.
- [3-17] GRANVILLE, S. **Optimal reactive dispatch through interior point methods.** IEEE Trans. On Power Systems, v.9, n.1, 1994.
- [3-18] LEE, S.T.; HOFFMAN, F. **EPRI-Launched Power Delivery Reliability Initiative,** in EPRI, CD, Power Delivery Reliability Initiative, Version 2.0, December, 2000.