

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

VARIABILIDADE DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE  
SISTEMAS DE POTÊNCIA

Juliana Alves do Sacramento

Dezembro/2012

JULIANA ALVES DO SACRAMENTO

VARIABILIDADE DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE  
SISTEMAS DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de Concentração: Computação Científica e Sistemas de Potência.

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.

Niterói, RJ – Brasil

2012

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da  
UFF

S123 Sacramento, Juliana Alves do  
Variabilidade de índices de confiabilidade de sistemas de  
potência / Juliana Alves do Sacramento. – Niterói, RJ : [s.n.], 2012.  
142 f.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal  
Fluminense, 2012.

Orientadores: Marcus Theodor Schilling, Vitor Hugo Ferreira.

1. Sistemas de potência. 2. Confiabilidade de sistemas de  
potência. 3. Método probabilístico. I. Título.

CDD 621.3191

**JULIANA ALVES DO SACRAMENTO**

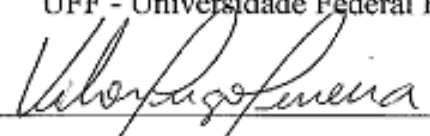
**VARIABILIDADE DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE  
POTÊNCIA**


Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de Concentração: Computação Científica e Sistemas de Potência.

Aprovada em 6 de dez de 2012.

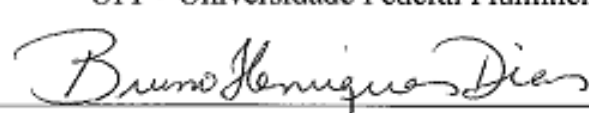
**BANCA EXAMINADORA**

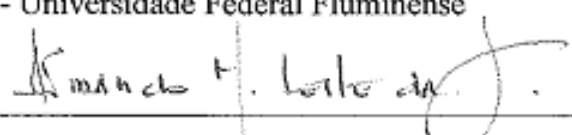
  
Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc. – Orientador  
UFF - Universidade Federal Fluminense

  
Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc. – Co-Orientador  
UFF - Universidade Federal Fluminense

  
Prof. Luiz Satoru Ochi, D.Sc.  
UFF - Universidade Federal Fluminense

  
Prof. Carlos Henrique Costa Guimarães, D.Sc.  
UFF - Universidade Federal Fluminense

  
Prof. Bruno Henrique Dias, D.Sc.  
UFF - Universidade Federal Fluminense

  
Prof. Armando Martins Leite da Silva, Ph.D.  
UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá

Dedico esta Dissertação aos meus pais  
Nelio e Aparecida  
e às minhas irmãs  
Poliana e Bruna

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pelo dom da vida, da sabedoria e da graça de poder concluir mais essa etapa, iluminando meus passos na superação dos obstáculos.

Aos meus pais e irmãs por revestirem minha existência com amor, carinho e dedicação. Por serem em todos os momentos amigos, companheiros e confidentes, compartilhando dos meus ideais.

Aos meus familiares pelo constante apoio e incentivo nesta caminhada. E com uma imensa gratidão agradeço à minha tia Sônia, que em nenhum momento duvidou que eu alcançaria tudo o que conquisei.

Aos meus amigos que sempre estiveram ao meu lado, espero que a vida nos leve sempre por caminhos em que possamos compartilhar nossa amizade e companheirismo. Em especial agradeço às minhas amigas Nathália e Marta por ouvirem minhas inseguranças e medos, sempre me animando e incentivando a não desistir.

Aos meus orientadores, Professor Marcus Schilling e Professor Vitor Hugo por dedicarem seu tempo e compartilharem sua experiência. Por terem sido grandes mestres e acima de tudo amigos, minha homenagem e minha eterna gratidão.

À UFF – Universidade Federal Fluminense por ter me proporcionado todas as condições para a realização deste trabalho.

E por fim agradeço a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a realização desta Dissertação.

\* \* \*

**Nota:** A elaboração desta Dissertação foi viabilizada graças ao suporte financeiro do CNPq, como parte integrante do projeto *Simulador Generalizado de Sistemas de Potência* (processo 556343/2010-7), através de uma bolsa de Mestrado.

“O sucesso é uma consequência e não um objetivo.”

Gustave Flaubert

Resumo da Dissertação apresentada ao Instituto de Computação da Universidade Federal Fluminense – UFF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências (M. Sc.).

## VARIABILIDADE DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Juliana Alves do Sacramento

Dezembro, 2012

Orientadores:

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.

Esta Dissertação investiga a modelagem da carga de sistemas de potência sob o ponto de vista estatístico e o variado conjunto de possibilidades invocadas para a efetivação de análises de risco probabilístico desses sistemas.

A investigação desse tema fornece um subsídio crucial para a fixação de protocolos de ação bem fundamentados, visando difundir a análise probabilística de confiabilidade de sistemas de potência como ferramenta eficaz de monitoração, caracterização de critérios de risco e gestão do sistema de energia elétrica dos países.

**Palavras-chave:** *adequação, amplitude estatística, confiabilidade, critério, índice, método probabilístico, modelagem estocástica da carga, sistema de potência.*

\* \* \*



Summary of the Dissertation presented to the Institute of Computation of the Fluminense Federal University – UFF to fulfill the necessary requirements to obtain the Degree of Master in Sciences (M. Sc.)

## **VARIABILITY OF POWER SYSTEMS RELIABILITY INDICES**

Juliana Alves do Sacramento

Dezembro, 2012

Advisors:

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.  
Prof. Vitor Hugo Ferreira, D. Sc.

This Dissertation investigates power systems statistical load models and a broad set of hypotheses and procedures that are frequently utilized in probabilistic reliability analysis of power systems. The impact of both on a set of typical reliability indices is discussed.

The investigation of this subject is quite essential for the establishment of coherent reliability analysis protocols, which may help to popularize this kind of analytical tool, foster its use as a practical monitoring technique, open an avenue for the establishment of probabilistic criteria and create a friendly environment for the use of this technique as a management device to provide better power systems for countries.

**Key-words:** *Adequacy, criterion, index, power system, probabilistic method, reliability, statistical range, stochastic load modeling*

\* \* \*

<b>I. Introdução .....</b>	<b>1</b>
I.1 Considerações preliminares.....	1
I.2 Objetivo .....	3
I.3 Estrutura .....	3
I.4 Publicações .....	4
<b>II. Subsídios para a Obtenção de Critérios Probabilísticos.....</b>	<b>5</b>
II.1 Introdução .....	5
II.2 Modos de Falha .....	5
II.3 Níveis Hierárquicos.....	6
II.4 Modelos Markovianos.....	7
II.5 Métodos Numéricos e Analíticos .....	8
II.5.1 Enumeração de Contingências .....	11
II.5.2 Monte Carlo .....	11
II.6 Índices de Confiabilidade.....	13
II.7 Sumário .....	15
<b>III. Modelagem Estocástica de Patamares de Carga .....</b>	<b>16</b>
III.1 Introdução .....	16
III.2 Objetivo .....	20
III.3 Dados de Carga Coletados .....	20
III.4 Metodologia Utilizada para Agregação Estatística dos Patamares de Carga .....	22
III.5 Tipos de Agregação .....	26
III.6 Modelagem Estocástica dos Patamares de Carga do SIN: Resultados.....	28
III.6.1 Agregação Livre do SIN Global com Três Patamares.....	28
III.6.2 Agregação Livre do SIN Global com Quatro Patamares.....	35
III.6.3 Agregação Forçada do SIN Global com Três Patamares .....	40

III.6.4 Agregação Forçada do SIN Global com Quatro Patamares .....	44
III.7 Sumário .....	48
<b>IV. Amplitude Estatística de Índices de Confiabilidade .....</b>	<b>49</b>
IV.1 Introdução .....	49
IV.2 Sistemas-Teste e Condicionantes Utilizados .....	49
IV.3 Experimentos e Análise .....	56
IV.4 Amplitude estatística dos indicadores de confiabilidade .....	94
IV.5 Sumário .....	98
<b>V. Conclusões .....</b>	<b>99</b>
V.1 Retrospectiva .....	99
V.2 Principais Contribuições .....	99
V.3 Tópicos para Continuidade de Investigações .....	100
<b>ANEXO A – Agregações para o SIN Regionalizado .....</b>	<b>106</b>
Agregação Livre do SIN Regionalizado com Três Patamares .....	106
Agregação Livre do SIN Regionalizado com Quatro Patamares .....	115
<b>ANEXO B – Dados Completos dos Sistemas – Teste .....</b>	<b>127</b>
Roy Billinton Test System - RBTS .....	127
IEEE Reliability Test System – RTS-79 .....	132
Sistema Teste Brasileiro de Confiabilidade - STBC .....	138

\* \* \*

## LISTA DE FIGURAS

Figura I-1: Curva de Custo x Confiabilidade [1].....	1
Figura II- 1: Níveis Hierárquicos [3].....	7
Figura II- 2: Diagrama de espaço de estado de um componente com dois estados .....	7
Figura II- 3: Ciclo de desempenho de um componente com dois estados .....	8
Figura II-4: Etapas de uma Análise de Confiabilidade.....	10
Figura III-1: Curva de carga baseada na Tabela III-1 para o mês de janeiro de 2008 .....	19
Figura III-2: Gráfico de Carga do SIN em pu no ano 2008 (base = 64161 MWh/h).....	21
Figura III-3: Divisões do Sistema Elétrico Brasileiro por Submercados (situação em 2011) .....	22
Figura III-4: Fluxograma do Algoritmo K-médias. Agregação Natural ou Livre .....	24
Figura III-5: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN .....	30
Figura III-6: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN .....	30
Figura III-7: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN .....	31
Figura III-8: Diagrama de Estado da Tabela III-1 .....	33
Figura III-9: Diagrama de Estado da Tabela III-11 .....	34
Figura III-10: Curva de Carga do dia 10/01/2008 .....	34
Figura III-11: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	37
Figura III-12: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	37
Figura III-13: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	38
Figura III-14: Diagrama de Estado da Tabela III-18.....	39
Figura III-15: Curva de Carga do dia 10/01/2008 .....	40
Figura III-16: Histograma p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN .....	41
Figura III-17: Diagrama de Estado da Tabela III-24 .....	43
Figura III-18: Curva de Carga do dia 10/01/2008 .....	43
Figura III-19: Histograma p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN .....	45
Figura III-20: Diagrama de Estado da Tabela III-24 .....	47
Figura III-21: Curva de Carga do dia 10/01/2008 .....	47
Figura IV-1: Sistema 1 - IEEE Roy Billinton Test System – RBTS .....	50
Figura IV-2: Sistema 2 - IEEE Reliability Test System (IEEE RTS).....	51
Figura IV-3: Sistema 3 - Sistema Teste Brasileiro de Confiabilidade (STBC-20).....	52
Figura IV- 4: Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do RBTS .....	96
Figura IV- 5: Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do IEEE – RTS .....	97
Figura A-1: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte.....	108
Figura A-2: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte.....	109
Figura A-3: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte.....	109
Figura A-4: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste .....	109
Figura A-5: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste .....	110
Figura A-6: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste .....	110
Figura A-7: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul .....	110
Figura A-8: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul .....	111
Figura A-9: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul .....	111
Figura A-10: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste .....	111
Figura A-11: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste .....	112
Figura A-12: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste .....	112
Figura A-13: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte.....	120
Figura A-14: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte.....	120
Figura A-15: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte.....	120
Figura A-16: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste .....	121
Figura A-17: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste .....	121
Figura A-18: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste .....	121
Figura A-19: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul .....	122
Figura A-20: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul .....	122
Figura A-21: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul .....	122

Figura A-22: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste .....	123
Figura A-23: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste .....	123
Figura A-24: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste .....	123

\* \* \*

## LISTA DE TABELAS

Tabela II-1: Comparação Entre os Métodos Analítico e Monte Carlo .....	9
Tabela II-2: Critério de Classificação para o Índice de Severidade [13, 14] .....	15
Tabela III-1: Formulação tradicional dos intervalos horários dos patamares de carga de energia global do SIN (Horário de Brasília).....	18
Tabela III-2: Caracterização Alternativa para Identificação dos Patamares de Carga (Horário de Brasília).....	18
Tabela III-3: Intensidades de Transição do SIN no ano de 2008 oriundas da Tabela III-1 .....	19
Tabela III-4: Probabilidades do SIN no ano de 2008 oriundas da Tabela III-1 .....	20
Tabela III-5: Patamares de Carga p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN.....	29
Tabela III-6: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN .....	29
Tabela III-7: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN.....	29
Tabela III-8: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN .....	29
Tabela III-9: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Livre, Três Patamares ...	32
Tabela III-10: Patamares de Carga do SIN 2008, Agregação Livre, Três Patamares .....	32
Tabela III-11: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana) .....	33
Tabela III-12: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN.....	35
Tabela III-13: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN.....	35
Tabela III-14: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	36
Tabela III-15: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN.....	36
Tabela III-16: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	36
Tabela III-17: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Livre, Quatro Patamares	38
Tabela III-18: Patamares de Carga do SIN, 2008, Agregação Livre, Quatro Patamares .....	39
Tabela III-19: Patamares de Carga p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN .....	40
Tabela III-20: Intensidades de Transição p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN .....	41
Tabela III-21: Probabilidades p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN .....	41
Tabela III-22: Indicadores de Desempenho p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN .....	41
Tabela III-23: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Forçada, Três Patamares	42
Tabela III-24: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana) .....	42
Tabela III-25: Patamares de Carga p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN .....	44
Tabela III-26: Intensidades de Transição p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN .....	44
Tabela III-27: Probabilidades p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN .....	44
Tabela III-28: Indicadores de Desempenho p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN .....	45
Tabela III-29: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN .....	46
Tabela III-30: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana) .....	46
Tabela IV-1: Características de Linhas e Transformadores no Brasil [33, 35], usados no STBC-20.....	55
Tabela IV-2: Características de Geradores no Brasil [33, 35], usados no STBC -20 .....	56
Tabela IV-3: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: RBTS .....	60
Tabela IV-4: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: IEEE RTS .....	60
Tabela IV-5: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: STBC .....	61
Tabela IV-6: Confiabilidade da Transmissão via Procedimentos de Rede, Enumeração Simples: STBC .....	63
Tabela IV-7: Enumeração Tripla da Geração: RBTS .....	64
Tabela IV-8: Enumeração Tripla da Geração: IEEE RTS .....	65
Tabela IV-9: Enumeração Simples da Transmissão: RBTS .....	66
Tabela IV-10: Enumeração Simples da Transmissão: IEEE RTS .....	67
Tabela IV-11: Enumeração Simples +Dupla da Transmissão: RBTS .....	68
Tabela IV-12: Enumeração Simples + Dupla + Tripla da Transmissão: RBTS .....	68
Tabela IV-13: Enumeração Simples + Dupla da Transmissão: IEEE RTS .....	68
Tabela IV-14: Enumeração Simples + Dupla + Tripla da Transmissão: IEEE RTS .....	69
Tabela IV-15: Enumeração Simples da Geração: RBTS.....	70
Tabela IV-16: Enumeração Simples + Dupla da Geração: RBTS .....	70
Tabela IV-17: Enumeração Simples da Geração: IEEE RTS.....	71

Tabela IV-18: Enumeração Simples + Dupla da Geração: IEEE RTS .....	71
Tabela IV-19: Enumeração Simples Composta: RBTS .....	72
Tabela IV-20: Enumeração Simples + Dupla Composta: RBTS .....	73
Tabela IV-21: Enumeração Simples + Dupla + Tripla Composta: RBTS .....	73
Tabela IV-22: Enumeração Simples Composta: IEEE RTS .....	73
Tabela IV-23: Enumeração Simples + Dupla Composta: IEEE RTS .....	74
Tabela IV-24: Enumeração Simples + Dupla + Tripla Composta: IEEE RTS .....	74
Tabela IV-25: Confiabilidade da Transmissão por Monte Carlo: RBTS .....	76
Tabela IV-26: Confiabilidade da Transmissão por Monte Carlo: IEEE RTS .....	76
Tabela IV-27: Confiabilidade da Geração por Monte Carlo: RBTS .....	76
Tabela IV-28: Confiabilidade da Geração por Monte Carlo: IEEE RTS .....	77
Tabela IV-29: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP: RBTS .....	79
Tabela IV-30: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP: IEEE RTS .....	80
Tabela IV-31: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMV: RBTS .....	80
Tabela IV-32: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMV: IEEE RTS .....	80
Tabela IV-33: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMT: RBTS .....	81
Tabela IV-34: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMT: IEEE RTS .....	81
Tabela IV-35: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP + SEMV + SEMT: RBTS .....	81
Tabela IV-36: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP+SEMV+SEMT: IEEE RTS .....	82
Tabela IV-37: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC-NORM: RBTS .....	85
Tabela IV-38: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC-NORM: IEEE RTS .....	85
Tabela IV-39: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC, FMVA: RBTS .....	85
Tabela IV-40: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC, FMVA: IEEE RTS .....	86
Tabela IV-41: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, DTEN Expandido: RBTS .....	86
Tabela IV-42: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, DTEN Expandido: IEEE RTS .....	86
Tabela IV-43: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Barra 1 como Referência: RBTS .....	88
Tabela IV-44: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Barra 121 como Referência IEEE RTS .....	88
Tabela IV-45: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Incertezas do SIN: RBTS .....	90
Tabela IV-46: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Incertezas do SIN: IEEE RTS .....	90
Tabela IV-47: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Semente 1843: RBTS .....	91
Tabela IV-48: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Semente 1843: IEEE RTS .....	91
Tabela IV-49: Modelos de Carga em 3 Patamares .....	92
Tabela IV-50: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 85 %: RBTS .....	92
Tabela IV-51: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 75 %: RBTS .....	93
Tabela IV-52: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 52 %: RBTS .....	93
Tabela A-1: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN Regional .....	106
Tabela A-2: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte .....	106
Tabela A-3: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste .....	107
Tabela A-4: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul .....	107
Tabela A-5: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste .....	107
Tabela A-6: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Regional .....	108
Tabela A-7: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Regional .....	108
Tabela A-8: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Segunda a Sábado), Regional .....	113
Tabela A-9: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Domingo Feriado), Regional .....	113
Tabela A-10: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Todos os Dias), Regional .....	114
Tabela A-11: Patamares de Carga da Região Norte, 2008 (sem horário de verão) .....	114
Tabela A-12: Patamares de Carga da Região Nordeste, 2008 (sem horário de verão) .....	115
Tabela A-13: Patamares de Carga da Região Sul, 2008 (sem horário de verão) .....	115
Tabela A-14: Patamares de Carga da Região Sudeste, 2008 (sem horário de verão) .....	115
Tabela A-15: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN Regional .....	116
Tabela A-16: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN .....	116
Tabela A-17: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte .....	117
Tabela A-18: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste .....	117
Tabela A-19: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul .....	118
Tabela A-20: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste .....	118
Tabela A-21: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Regional .....	119
Tabela A-22: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Regional .....	119

Tabela A-23: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Segunda a Sábado), Regional	124
Tabela A-24: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Domingo Feriado), Regional	124
Tabela A-25: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Todos os Dias), Regional	..... 125
Tabela A-26: Patamares de Carga da Região Norte, 2008 (sem horário de verão)	..... 125
Tabela A-27: Patamares de Carga da Região Nordeste, 2008 (sem horário de verão)	..... 126
Tabela A-28: Patamares de Carga da Região Sul, 2008 (sem horário de verão)	..... 126
Tabela A-29: Patamares de Carga da Região Sudeste, 2008 (sem horário de verão)	..... 126

\* \* \*



## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

---

EENS – Valor Esperado de Energia não Suprida (*Expected Energy not Supplied*)

EPNS – Potência Esperada Não Suprida (*Expected Power Not Supplied*)

LOLD – Duração de Perda de Carga (*Loss of Load Duration*)

LOLE – Número de Horas de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*)

LOLF – Frequencia de Perda de Carga (*Loss of Load Frequency*)

LOLP – Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*)

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PPS – Probabilidade de Problemas no Sistema

S – Severidade

SIN – Sistema Interligado Nacional

\* \* \*

# Capítulo I

---

## INTRODUÇÃO

### I.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Sistemas de potência têm como função fornecer energia elétrica aos consumidores da forma mais econômica e confiável possível, o que tem se tornado um desafio à medida que a demanda e a expectativa dos usuários aumenta. A probabilidade dos consumidores serem desconectados da rede pode ser reduzida aumentando-se investimentos na fase de planejamento e adotando-se técnicas de gerenciamento de riscos na fase de operação. Portanto, para se obter um alto índice de confiabilidade são necessários altos investimentos, ficando evidente o conflito entre as restrições econômicas e de confiabilidade, o que pode levar a dificuldades gerenciais nas fases de planejamento e operação.

Uma análise pode ser feita para encontrar o ponto ótimo da confiabilidade, comparando o custo de interrupções e o custo dos investimentos necessários para atingir certo nível de confiabilidade, como mostrado na Figura I-1:

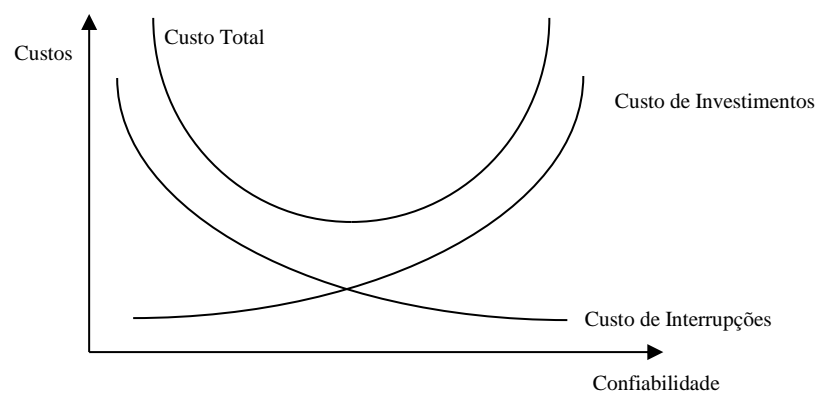


Figura I-1: Curva de Custo x Confiabilidade [1]

Historicamente, as decisões de planejamento e operação do sistema elétrico têm sido tomadas usando métodos determinísticos. A fraqueza desses métodos é que estes não levam em consideração a natureza estocástica do comportamento do sistema, das demandas dos consumidores ou das falhas dos componentes. O critério determinístico ainda hoje utilizado é o critério N-1, onde a rede elétrica é projetada para resistir a qualquer contingência simples que venha a ocorrer sem violar os limites de carregamento e tensão.

Com a escassez de recursos financeiros que obrigam a uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema e na tentativa de se evitar desperdício oriundo de decisões puramente determinísticas, programas de confiabilidade composta de sistemas são utilizados para fornecer dados adicionais de suporte para a tomada de decisão. Dessa forma a avaliação de confiabilidade probabilística tem sido parte integrante no planejamento do setor elétrico brasileiro, agregando valor aos estudos realizados, e assim mantendo um serviço consistente ao consumidor final.

A análise probabilística de confiabilidade é atualmente utilizada no planejamento da rede elétrica para ajudar na escolha da melhor alternativa no plano de obras a ser adotado para a ampliação do sistema. É importante notar que a análise de confiabilidade tem enfoque na comparação de alternativas, não havendo sentido na tentativa de mensuração de riscos absolutos dos sistemas [2].

Além de ser usada na seleção de alternativas a análise de confiabilidade tem diversas outras aplicações como a avaliação econômica do custo da interrupção do serviço, identificação das áreas que necessitam reforços, detecção de debilidades topológicas e também serve de subsídio para a priorização de investimentos.

Apesar de tantas aplicações, a análise de confiabilidade ainda não é amplamente difundida devido a alguns obstáculos como a dificuldade de interpretação de seus resultados, o não entendimento das potencialidades das técnicas probabilísticas e a dificuldade de obtenção de dados estatísticos.

Um dos problemas mais difíceis e controversos no campo da confiabilidade é a definição dos critérios de confiabilidade. Uma forma de defini-los é através da avaliação dos riscos resultantes da aplicação de critérios determinísticos, ou baseando-se na experiência do engenheiro. Outra estratégia é centrada no estabelecimento de uma relação entre confiabilidade e custos. Em algumas circunstâncias, critérios de confiabilidade têm sido estabelecidos por agências do governo baseados em argumentos legais e contratuais [3].

Como os índices de confiabilidade obtidos da simulação dependem das hipóteses estabelecidas como referência nos objetivos iniciais, é de grande importância que sejam definidas as margens de variação desses índices e os principais fatores que as influenciam.

## **I.2 OBJETIVO**

O objetivo desta Dissertação é investigar a modelagem da carga via patamares estocásticos e avaliar as faixas de variação de diversos índices de confiabilidade associados a diferentes sistemas teste de ampla difusão no ambiente acadêmico.

## **I.3 ESTRUTURA**

O Capítulo I é uma introdução ao tema desta Dissertação, mostrando a relevância da análise probabilística de confiabilidade nos estudos de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro.

O Capítulo II apresenta de forma resumida definições e conceitos sobre a confiabilidade de sistemas elétricos: técnicas de avaliação, premissas de modelagem e índices de adequação.

No Capítulo III aplica-se a técnica de agregação estatística k-médias aos dados de carga do sistema interligado nacional (SIN) visando reavaliar o perfil da curva de carga do sistema brasileiro e sugerir os ajustes necessários aos patamares de carga hoje utilizados.

No Capítulo IV são feitas diversas análises e simulações em sistemas-teste a fim de investigar a influência de diferentes premissas nos estudos de confiabilidade para fixação de critérios de diagnose de resultados.

No Capítulo V são apresentadas as conclusões obtidas dos experimentos realizados e as principais contribuições desse trabalho.

## **I.4 PUBLICAÇÕES**

Ao longo da pesquisa encetada foi gerada a seguinte publicação:

- Sacramento J.A., Ferreira V.H., Schilling M.Th., “Novos Resultados para a Modelagem Probabilística da Curva de Carga Global do SIN”, Anais do IV Seminário Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Goiânia, 15-18 Maio, 2012, pp. 1-6.

\* \* \*

# Capítulo II

---

## SUBSÍDIOS PARA A OBTENÇÃO DE CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS

### II.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta conceitos básicos para o entendimento da análise de confiabilidade de sistemas de potência. Conceitos da modelagem, técnicas de análise e diferentes aspectos da confiabilidade são abordados.

### II.2 MODOS DE FALHA

O conceito de qualidade de sistemas energia elétrica possui diversas interpretações, englobando aspectos estacionários (modo de falha de continuidade e de adequação) e dinâmicos (modo de falha de segurança). Os modos de falha são apresentados a seguir [3]:

- Continuidade - somente a continuidade do suprimento de energia é levada em consideração, independente do grau de qualidade com o qual a carga é suprida. Neste nível, as condições típicas do sistema são: (i) sistema está intacto (contínuo); (ii) sistema não está intacto (modo de falha).
- Adequação - a principal preocupação é a qualidade do suprimento, ou seja, se o sistema é capaz de suprir a demanda dos consumidores sem violar as restrições operacionais mesmo com a saída de componentes. Alguns dos modos de falha deste nível são: sobrecarga de equipamentos e violações de tensão.
- Segurança - o comportamento dinâmico do sistema é o enfoque da análise. Uma falha pode ser definida quando o ponto de operação do sistema é tal que a perda de sincronismo pode ocorrer devido a qualquer variação do sistema ou quando o sistema entra numa região onde a tensão pode subitamente entrar em colapso. Portanto, índices de segurança dão uma medida do nível de estabilidade do sistema. Modos de falha

desse nível são: perda de sincronismo, colapso de tensão e excursões exageradas de frequência e tensão.

### **II.3 NÍVEIS HIERÁRQUICOS**

Os estudos de confiabilidade de sistema de potência podem ser classificados como estudos específicos e integrados. O primeiro lida com estudos de partes específicas do sistema ou subsistemas sem enfatizar a relação com outros subsistemas. O estudo integrado leva em consideração a relação entre subsistemas, o que torna o estudo mais realista e complexo devido às dificuldades computacionais, de modelagem e de coleta de dados. A total interação entre subsistemas requer o conceito de níveis hierárquicos (NH), que são descritos a seguir e apresentados na Figura II-1 [3]:

NH0 → neste nível a principal preocupação é balancear a energia disponível e a demanda de todo o sistema de potência. Neste nível, falhas são devido à falta de energia, e o transporte e a produção de energia são negligenciados.

NH1 → neste nível a avaliação de confiabilidade envolve a capacidade de geração do sistema em satisfazer a demanda. Isso é avaliado negligenciando a rede e agrupando todas as fontes de geração e todas as cargas juntas. A principal fonte de insegurança nesse nível é devido a variações de pico de carga e perdas de geração.

NH2 → neste nível as instalações de geração e transmissão são consideradas como um sistema composto responsável por fornecer a energia requisitada aos pontos de carga. Neste nível o estudo de confiabilidade é chamado de estudo de confiabilidade composta.

NH3 → neste nível a análise é estendida para incorporar o sistema de distribuição. Os índices do NH3 indicam a capacidade do sistema de fornecer energia aos consumidores finais. Devido ao tamanho e complexidade do sistema de potência, a avaliação do NH3 é conduzida usando os índices do NH2 como dados de entrada para uma análise de um sistema de distribuição específico. Dessa forma, os efeitos que o sistema de distribuição possa ter nos sistemas de geração e transmissão são ignorados.

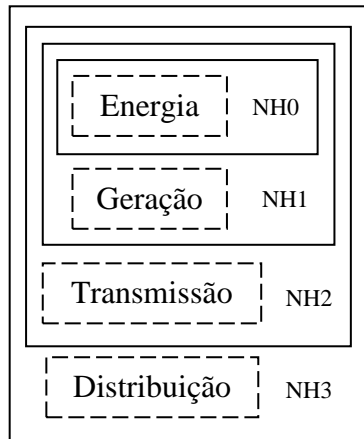


Figura II- 1: Níveis Hierárquicos [3]

#### II.4 MODELOS MARKOVIANOS

Modelos Markovianos, muito utilizados na modelagem estocástica de sistemas, dão uma descrição simplificada de um componente, sendo facilmente utilizados em modelos matemáticos. Para que o modelo de Markov possa ser aplicado, o comportamento do sistema deve ser caracterizado pela falta de memória (estados futuros não dependem dos estados passados com exceção do imediatamente anterior) e deve ser estacionário (probabilidade de transição constante). Considerando esses dois aspectos, o sistema descrito pelo modelo de Markov apresenta intensidade de transição constante [4].

No modelo de Markov um componente pode ser representado por um modelo de dois estados (operativo ou falho), onde a inclusão de estados intermediários de operação pode ser considerada. No método de espaço de estados um sistema é descrito por seus estados e pelas transições possíveis entre eles. O diagrama de estados e o ciclo de desempenho para um componente com dois estados são mostrados na Figura II- 2 e na Figura II- 3, respectivamente [4].

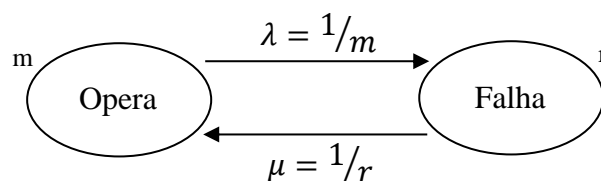


Figura II- 2: Diagrama de espaço de estado de um componente com dois estados



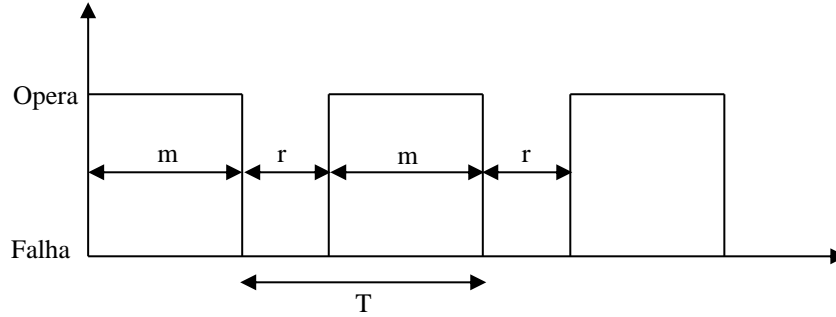


Figura II- 3: Ciclo de desempenho de um componente com dois estados

Onde [4]:

$\lambda$  – taxa de falha do componente (intensidade de transição)

$\mu$  – taxa de reparo do componente

$m$  – tempo médio de operação do componente ou tempo médio para falha

(MTTF – *mean time to failure*)  $m = 1/\lambda$  (II-1)

$r$  – tempo médio de reparo do componente ou tempo médio para reparo

(MTTR – *mean time to repair*)  $r = 1/\mu$  (II-2)

$T$  - ciclo de desempenho ou tempo médio entre falhas

(MTBF – *mean time between failure*)  $T = m + r = 1/f$  (II-3)

Em que  $f$  é a frequência do ciclo.

Dessa maneira, as probabilidades de um componente ser encontrado nos estados operativo ou falho ( $P_O$  e  $P_F$  respectivamente) são definidas como mostrado nas equações (II-4) e (II-5) [4].

$$P_O = \frac{m}{m+r} = \frac{\mu}{\lambda+\mu} \quad (II-4)$$

$$P_F = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \quad (II-5)$$

## II.5 MÉTODOS NUMÉRICOS E ANALÍTICOS

Métodos de avaliação da confiabilidade podem ser classificados como analíticos (enumeração de contingências) ou numéricos (simulação Monte Carlo). Técnicas analíticas representam o sistema por um modelo matemático baseados no modelo de Markov e avaliam os índices de confiabilidade usando soluções matemáticas. Os métodos de simulação Monte

Carlo estimam os índices de confiabilidade simulando o processo real e o comportamento aleatório do sistema [5]. Há vantagens e limitações em ambos os métodos, e não há regras para a seleção da melhor abordagem para cada problema prático. Para ajudar na escolha do método os aspectos da Tabela II-1 são levados em consideração [3]:

Tabela II-1: Comparação Entre os Métodos Analítico e Monte Carlo

	<b>Analítico</b>	<b>Monte Carlo</b>
Tamanho do espaço de estado	Reduzido	Alto
Confiabilidade do sistema	Alta	Baixa
Complexidade da modelagem	Baixa	Alta

O espaço de estados reduzido é uma situação típica de estudos de confiabilidade puramente de transmissão, em que a probabilidade de falha do circuito é geralmente baixa e, como consequência, combinações de falha de vários circuitos (excluindo causa-comum e eventos originados na subestação) são improváveis. O espaço de estados é geralmente grande em estudos compostos, em que altos níveis de falha são mais prováveis devido à relativa alta taxa de interrupção forçada das unidades geradoras [6].

Resumidamente a avaliação da adequação de um sistema composto segue os passos abaixo. Na Figura II-4 é apresentado um fluxograma simplificado das principais etapas de uma análise de confiabilidade [7].

- 1) Selecionar um estado ou cenário do sistema, isto é, definir níveis de carga, disponibilidade de equipamentos, condições operacionais, etc.
- 2) Verificar a adequação do estado selecionado, isto é, verificar se a configuração específica é capaz de suprir a carga especificada sem violar os limites operacionais, e se necessário, tomar medidas corretivas.
- 3) Estimar os índices probabilísticos

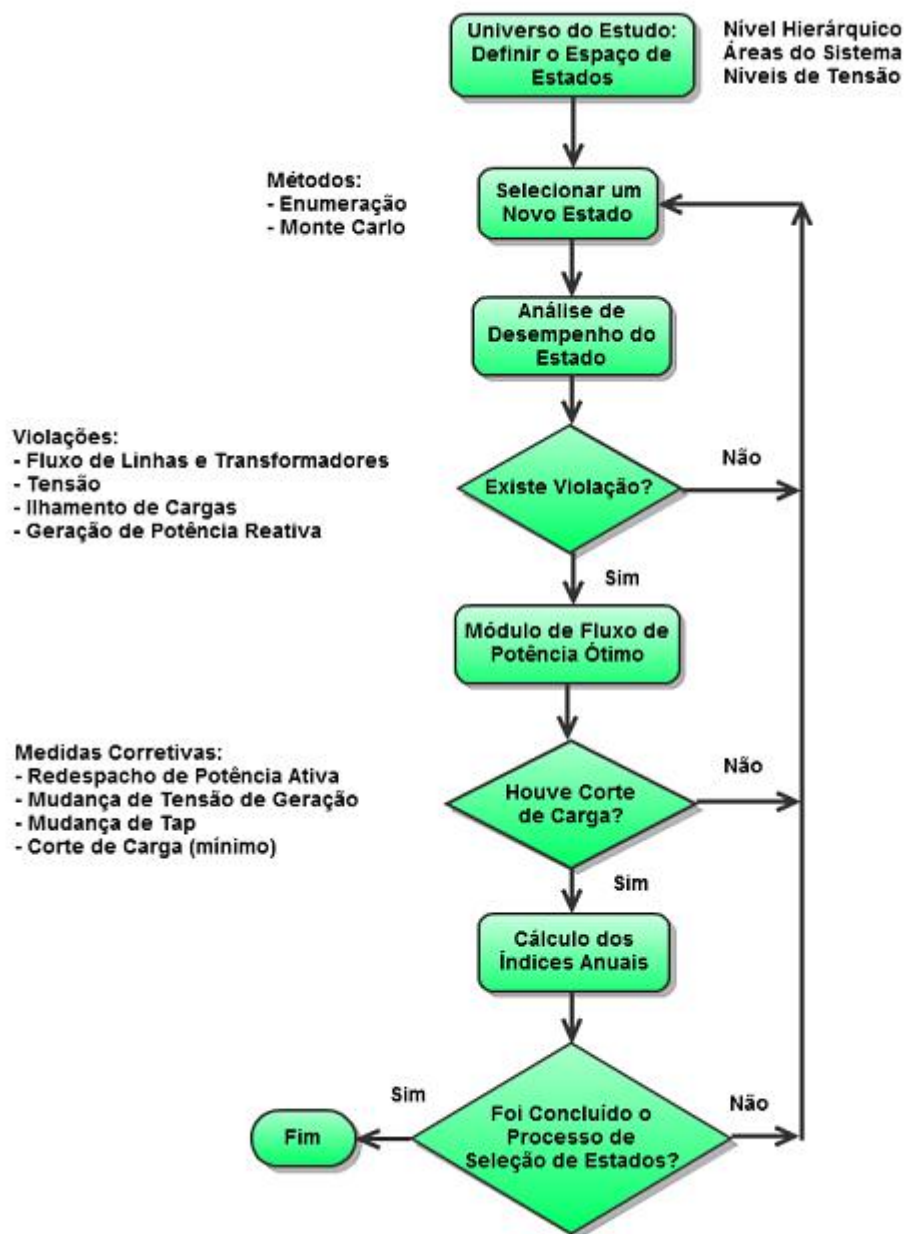


Figura II-4: Etapas de uma Análise de Confiabilidade

Na análise de desempenho do estado selecionado para verificar se os limites de carregamento e tensão são violados, dois métodos de solução são utilizados: o fluxo de potência AC e o fluxo de potência DC. O método DC considera o desacoplamento da potência ativa com a tensão e da potência reativa com o ângulo dos barramentos, já que a dependência destas variáveis é pequena. A utilização do método DC degrada a qualidade da análise, uma vez que o problema de tensão não pode ser identificado [1].

Caso seja verificada alguma violação na rede o algoritmo de fluxo de potência ótimo é utilizado para aplicar ações de controle que levarão o sistema a uma condição onde os limites

de operação são atendidos. Caso o sistema não consiga atingir um ponto de operação sem violações, o algoritmo efetuará o mínimo corte de carga necessário para atender as restrições estabelecidas.

Ações corretivas incluem alívio de sobrecarga de linha (redespacho de geração ou corte de carga) e correção de tensão (mudanças de tap do transformador, chaveamento de capacitor/reator, redespacho de geração ou corte de carga). Deficiências de capacidade também são corrigidas por corte de carga [8].

### **II.5.1 Enumeração de Contingências**

No método de enumeração de contingências (ou enumeração de estados) o procedimento básico envolve a seleção e avaliação das contingências e a classificação de cada uma delas de acordo com o critério de falha predeterminado para se obter condições específicas de falhas do sistema e índices de adequação [9]. Neste método o analista especifica todos os equipamentos que serão submetidos a contingências.

A análise é realizada estado por estado, o que requer um grande esforço computacional, por isso a necessidade do uso de aproximações. Existem métodos aproximados que diminuem a quantidade de cálculos, como o truncamento do espaço de estados, onde os estados com probabilidades desprezíveis são omitidos. Ou seja, contingências superiores a uma determinada ordem são ignoradas por apresentarem contribuição desprezível à probabilidade de falha do sistema. Dessa forma o número de estados a serem avaliados se reduz significativamente [10].

Outro método para minimizar os cálculos é restringir os estados a serem avaliados aos estados de corte mínimo. Esses estados podem ser definidos como estados em que o reparo de qualquer componente no estado de corte mínimo irá restaurar o sistema, ou seja, voltará a condição de operação [10].

### **II.5.2 Monte Carlo**

Enquanto nos métodos analíticos a vida de um componente ou sistema é descrita por um modelo matemático e os índices de confiabilidade são fornecidos pela solução deste modelo, na abordagem Monte Carlo uma efetiva realização do processo é simulado no computador e, depois de ter observado o processo simulado por algum tempo, estimativas são

feitas dos índices de confiabilidade desejados. Assim, a simulação é tratada como uma série de experimentos reais [10].

Existem duas abordagens para a simulação Monte Carlo: a não-sequencial e a sequencial. Na não-sequencial o espaço de estados é amostrado aleatoriamente sem preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema. Nesta simulação se trabalha com os tempos médios de duração dos estados dos componentes. Na simulação sequencial os estados do sistema são sequencialmente amostrados por meio de um processo estocástico que considera a transição ente os estados ao longo do tempo, simulando uma realização do processo estocástico de operação do sistema [11]. Este tipo de simulação é empregada em problemas onde o tempo de duração de cada estado dos componentes possui relevância sobre os índices de confiabilidade obtidos.

Uma característica da técnica de Monte Carlo é a fraca ligação entre o tamanho ou complexidade do espaço de estados e o esforço computacional correspondente requerido para analisá-lo, já que o número de amostras necessárias para estimar o valor esperado não depende do número de estados do sistema. Outra característica é que quanto mais confiável é o sistema, maior é o esforço computacional requerido para avaliá-lo, pois o esforço computacional aumenta com a precisão desejada para o cálculo da estimativa do valor esperado [3].

A principal desvantagem do Método Monte Carlo é o grande número de experimentos geralmente necessários para alcançar um nível de precisão aceitável no resultado dos índices de confiabilidade. Como resultado, o tempo computacional necessário para a simulação pode ser excessivo, especialmente se muitos estados do sistema requerem análises de efeitos de falha complexas. Por outro lado, para sistemas grandes e complexos a formulação matemática pode ser difícil e o tempo computacional necessário pode se tornar enorme mesmo para métodos analíticos. Nesses casos, o método Monte Carlo pode ser a única alternativa viável, embora muito onerosa. Algumas vantagens da simulação Monte Carlo são as seguintes [10]:

- Não há restrições nas distribuições de falha e reparo do sistema;
- Relações dependentes entre eventos de falha e reparo podem ser representadas;
- O trabalho analítico envolvido é mais simples;
- Soluções de curto prazo podem ser obtidas;
- Adições no sistema podem ser incorporadas no estudo;
- Possibilidade de uso de avançadas técnicas de redução de variância [43].

## II.6 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Os resultados dos estudos de confiabilidade podem ser expressos através dos índices de confiabilidade. Há muitos índices de adequação possíveis para serem utilizados, tornando necessário determinar os mais apropriados para o estudo em questão. Os indicadores de desempenho de confiabilidade utilizados neste trabalho para a monitoração global de sistemas são apresentados a seguir [12]:

### a) *Índices Primários:*

- **LOLP ou PPC (%)** – Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*)  
É a situação *estacionária* do sistema imediatamente após a ocorrência das contingências com a aplicação de todas as medidas corretivas. Não diferencia a gravidade dos eventos, apenas os contabiliza. É fundamental enfatizar que a perda de carga só é contabilizada para aqueles estados onde nenhuma medida corretiva foi capaz de eliminar os modos de falha de interesse [2].
- **EPNS (MW/ano)** – Valor Esperado de Potência não Suprida (*Expected Power not Supplied*)  
Quantifica a expectância da potência ativa interrompida provocada pelos modos de falha considerados.
- **LOLF ou FPC (ocorrências/ano)** – Frequência Média de Perda de Carga (*Loss of Load Frequency*)  
Indica quantas vezes o sistema sofreu corte de carga durante o período de observação.

### b) *Índices Secundários* (obtidos a partir dos índices primários):

- **EENS (MWh/ano)** – Valor Esperado de Energia não Suprida (*Expected Energy not Supplied*)  
É um valor estimado da soma acumulada de energia não suprida devido à ocorrência de qualquer interrupção de carga no sistema durante o período de observação. Este indicador diferencia a gravidade dos eventos e permite uma valoração econômica através dos custos da energia interrompida [2]. É dado pelo produto  $EPNS \times 8760$  (outras alternativas são usadas nos programas GATOR 3.0 e CGS).

- **LOLE (h)** – Número de Horas de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*)  
É a fração do período de observação durante o qual qualquer quantidade de carga não foi suprida. É dado pelo produto  $PPC(pu) \times 8760$ .
- **LOLD ou DPC (h)** – Duração Média de Perda de Carga (*Loss of Load Duration*)  
Dá o tempo acumulado, referente à observação do período, durante o qual qualquer quantidade de carga não foi suprida. É dado pelo razão  $LOLE/LOLF$ .

Outro índice utilizado nas investigações realizadas é o índice de severidade:

- **S (min)** – Severidade

A severidade [13, 14] é um índice normalizado, dado pelo quociente da energia não suprida (MWh/ano) pela ponta (MW) do sistema analisado, com o resultado convertido em minutos, vide equação II-6.

Este indicador exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. É, portanto, um indicador relativo que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância.

$$IS = 60 \cdot \frac{EENS}{\text{pico de carga}} [\text{minutos}] \quad (\text{II-6})$$

Um sistema-minuto é o equivalente a interromper todo o sistema no pico anual da carga durante um minuto [15].

A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de âmbito internacional que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de tal forma que cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. Outra grande vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva. A Tabela II-2 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidade. Cabe ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Tabela II-2: Critério de Classificação para o Índice de Severidade [13, 14]

<b>Classificação</b>	<b>Severidade IS (sistema-minuto)</b>	<b>Interpretação</b>	<b>Comentário</b>
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes e consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito grave	Grande impacto para muitos agentes e consumidores, colapso do sistema

Índices de confiabilidade podem ser usados como índices relativos para comparar planos alternativos ou tendências de confiabilidade e não como medidas precisas de confiabilidade, já que há limitações nos cálculos das probabilidades e seleção de contingências e o fato da performance dinâmica não ser considerada.

## II.7 SUMÁRIO

Neste capítulo explicam-se conceitos básicos para o entendimento da análise de confiabilidade de sistemas de potência e são apresentados os índices de confiabilidade tradicionais que serão utilizados no Capítulo IV desta Dissertação, dando destaque ao índice de severidade, que é um dos principais indicadores utilizados no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

\* \* \*



# Capítulo III

---

## MODELAGEM ESTOCÁSTICA DE PATAMARES DE CARGA

### III.1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia de um sistema de potência é representado usualmente pela curva de carga associada a um certo período (hora, dia, semana, mês, ano, lustro, etc). Essa curva de carga representa o comportamento da sociedade, e é influenciada por eventos culturais, esportivos e sociais, como por exemplo, uma disputa final da Copa do Mundo, ou o último capítulo de uma novela popular.

Uma série de consumo de energia normalmente encontra-se em uma base temporal, ou seja, a cada unidade dessa base tem-se uma informação da série. Considerando uma base horária, cada 24 unidades de informação em um dia, dão origem à curva de carga diária. Os patamares de carga são agregações da carga média em intervalos horários, e estes são pré-estabelecidos com o objetivo de simplificar a quantidade de informações utilizadas nas análises e procedimentos de fenômenos que ocorrem na operação de sistemas elétricos [16].

Uma curva de carga fica aproximadamente definida se for conhecida a sequência cronológica de ocorrência de seus patamares. Quanto maior o número de patamares definidos, mais precisa será a modelagem da curva de carga estudada. Por exemplo, uma curva de carga modelada grosseiramente por um único patamar, restringe-se a um valor constante e igual à expectância da variável carga no período analisado.

Se para um dado horizonte temporal for razoável a abstração dos efeitos de sazonalidade ou tendências vegetativas, reconhecidamente presentes no comportamento das cargas reais, admite-se que um processo estocástico de Poisson homogêneo é uma boa representação do comportamento desta carga, para estudos de confiabilidade probabilística. A rigor, utilizando-se técnicas de extração numérica de tendências, esta hipótese torna-se plenamente válida, podendo então ser invocado o uso de espaços de estados probabilísticos, com características Markovianas [10]. Estados probabilísticos Markovianos são plenamente

definidos por suas probabilidades de ocorrência (ou residência) e por intensidades de transição constantes entre esses estados.

A intensidade (ou taxa) de transição entre estados Markovianos é a relação entre o número de vezes que uma transição ocorre num dado estado e o tempo em que permanece naquele estado. A intensidade de transição entre dois estados  $i$  e  $j$  ( $\lambda_{ij}$ ) é dada pela Eq. (III-1), [4,10]:

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{número de transições de } i \text{ para } j}{\text{tempo total gasto no estado } i} \quad (\text{III-1})$$

As probabilidades de residência nos estados podem ser obtidas a partir da matriz de transição estocástica associada ao sistema, ou diretamente do ciclo de carga sabendo-se que a probabilidade do sistema residir no estado  $s$  ( $P_s$ ) é dada pela Eq (III-2), [17]:

$$P_s = \frac{\text{tempo médio gasto no estado } S}{\text{tempo médio entre encontros do estado } S} \quad (\text{III-2})$$

Sabe-se que a literatura [4] respalda como boa aproximação a adoção da hipótese Markoviana para o comportamento histórico da carga em horizontes anuais. Assim, o conhecimento do histórico anual de sequencia de patamares de carga permite a obtenção dessas duas grandezas cruciais para o cálculo de confiabilidade probabilística de sistemas de potência, quais sejam: *(i)* a probabilidade de cada patamar (estado) de carga; *(ii)* as intensidades de transição entre patamares.

A Tabela III-1 apresenta os horários típicos de ocorrência dos patamares de carga *leve, média e pesada* ao longo de uma semana, nos períodos *com e sem horário de verão* para o sistema elétrico brasileiro. Esta tabela é utilizada no setor elétrico brasileiro há muitos anos, e foi concebida com base em estudos realizados por técnicos do setor elétrico [18] [19]. Pode-se notar que a diferença entre os períodos com e sem horário de verão se reflete apenas em defasamentos horários, não implicando em alterações nas durações de cada patamar. Portanto nesta Dissertação, o horário de verão será ignorado. É ainda interessante observar a diferença entre os denominados dias úteis e os domingos e feriados.

Tabela III-1: Formulação tradicional dos intervalos horários dos patamares de carga de energia global do SIN (Horário de Brasília)

	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado
<b>Pesada</b>	Das 18 às 21h	-	Das 19 às 22h	-
<b>Média</b>	Das 07 às 18h	Das 17 às 22h	Das 07 às 19h	Das 18 às 23h
	Das 21 às 24h		Das 22 às 24h	
<b>Leve</b>	Das 00 às 07h	Das 00 às 17h	Das 00 às 07h	Das 00 às 18h
		Das 22 às 24h		Das 23 às 24h

A título de ilustração, a Tabela III-2 apresenta outra percepção dos patamares de carga, apresentando-os de forma regionalizada, sem mencionar o horário de verão e caracterizando quatro níveis: *pesada*, *média*, *leve* e *mínima*. Nesta Dissertação, apenas a Tabela III-1 será tratada. A Tabela III-2 é aqui apresentada apenas porque é um bom exemplo de uma representação com quatro patamares, sendo que um deles (*carga mínima*) só é caracterizado em alguns dias e regiões. A validação atualizada desta tabela, usando-se a metodologia proposta nesta Dissertação, constitui uma interessante sugestão para futuras investigações.

Tabela III-2: Caracterização Alternativa para Identificação dos Patamares de Carga (Horário de Brasília)

Períodos de Carga para Operação das Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste			
Período	Segunda	Terça à Sábado	Domingos e Feriados
00:00 às 05:00	Mínima	Leve	Leve
05:00 às 07:00	Mínima	Leve	Mínima
07:00 às 10:00	Média	Média	Mínima
10:00 às 17:00	Média	Média	Leve
17:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Média
22:00 às 24:00	Média	Média	Leve
Períodos de Carga para Operação da Interligação Norte/Nordeste			
Período	Dias Úteis	Sábados	Domingos e Feriados
00:00 às 01:00	Média	Média	Leve
01:00 às 06:00	Leve	Leve	Leve
06:00 às 08:00	Leve	Leve	Mínima
08:00 às 18:00	Média	Leve	Mínima
18:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Pesada
22:00 às 23:00	Pesada	Pesada	Média
23:00 às 24:00	Média	Média	Média

Das Tabelas III-1 e III-2 podem ser diretamente extraídas as probabilidades de ocorrência de cada patamar definido. A título de exemplo, concentrando a atenção apenas no *horário normal* da Tabela III-1 e reconstruindo aproximadamente o ano de 2008 com as

informações dessa tabela (dias úteis + domingos + feriados nacionais: 01/01/08 – Confraternização Universal, 05/02/08 – Carnaval, 21/03/08 – Paixão de Cristo, 21/04/08 – Tiradentes, 01/05/08 – Dia do Trabalho, 22/05/08 – Corpus Christi, 07/09/08 – Independência do Brasil, 15/11/08 – Proclamação da República, 25/12/08 – Natal, observando que o dia 01/01/2008 foi uma terça-feira), é possível calcular num horizonte anual, as probabilidades dos patamares de carga e as intensidades de transição entre patamares, intrínsecas à Tabela III-1 e representativas do ano de 2008. A título de ilustração, a Figura III-1 mostra a curva de carga baseada na Tabela III-1, apenas para o mês de janeiro de 2008. As probabilidades e taxas de transição, representativas do ano todo (2008), oriundas da Tabela III-1, horário normal, são mostradas nas Tabelas III-3 e III-4.

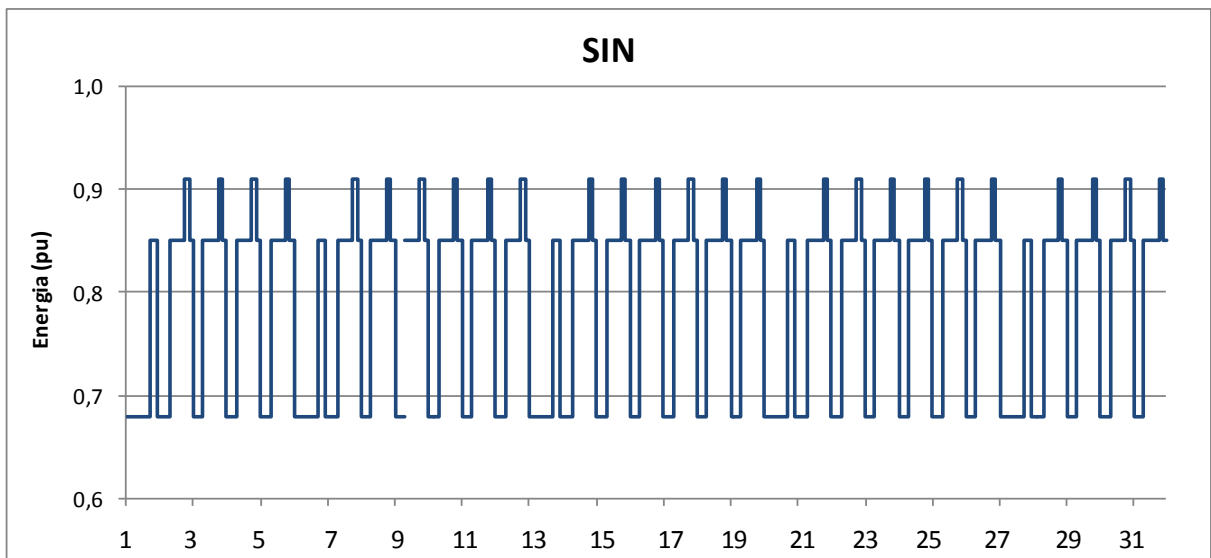


Figura III-1: Curva de carga baseada na Tabela III-1 para o mês de janeiro de 2008

Tabela III-3: Intensidades de Transição do SIN no ano de 2008 oriundas da Tabela III-1

Intensidades de Transição – SIN, 2008				
i	j	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Pesada</b>	<b>Pesada</b>	612/918	0	612/918
<b>Pesada</b>	<b>Média</b>	306/918	0	306/918
<b>Pesada</b>	<b>Leve</b>	0	0	0
<b>Média</b>	<b>Pesada</b>	306/4284	0	306/4584
<b>Média</b>	<b>Média</b>	3672/4284	240/300	3912/4584
<b>Média</b>	<b>Leve</b>	306/4284	60/300	366/4584
<b>Leve</b>	<b>Pesada</b>	0	0	0
<b>Leve</b>	<b>Média</b>	306/2142	60/1140	366/3282
<b>Leve</b>	<b>Leve</b>	1836/2142	1080/1140	2916/3282

Tabela III-4: Probabilidades do SIN no ano de 2008 oriundas da Tabela III-1

	Probabilidades – SIN, 2008		
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Pesada</b>	0,13	0	0,104
<b>Média</b>	0,58	0,21	0,522
<b>Leve</b>	0,29	0,79	0,374

### III.2 OBJETIVO

Considerando que desde a última análise realizada no âmbito do setor elétrico brasileiro visando a definição dos horários dos patamares da curva de carga, feita há muito anos, o sistema passou por grandes mudanças, tanto em sua topologia, como na própria composição de sua carga, julgou-se oportuna a sua revisão [18].

Assim, o objetivo deste Capítulo é reavaliar o perfil recente da curva de carga global anual do sistema interligado nacional (SIN) e sugerir os ajustes necessários na tradicional modelagem por três patamares de carga. Com este fito, procura-se fundamentalmente estabelecer novos valores mais representativos das probabilidades de ocorrência desses patamares, as novas intensidades de transição entre os mesmos e os horários de ocorrência dos patamares [20]. Pretende-se posteriormente verificar o impacto desses parâmetros nos estudos de confiabilidade, mostrando que as premissas da modelagem da carga devem ser necessariamente incluídas no rol de critérios normativos de estudos probabilísticos.

### III.3 DADOS DE CARGA COLETADOS

Os dados de carga utilizados são representativos da carga global do SIN e foram retirados da base de dados técnica do ONS (BDT) sem ajuste para o horário de verão (ou seja, foram registrados os horários reais de Brasília em relação ao meridiano de Greenwich). O período escolhido para a coleta de dados foi de 00:00h do dia 01 de janeiro de 2008 até 23:00h do dia 31 de março de 2009, com intervalos de tempo de uma hora, totalizando assim um conjunto de 10944 (8760 + 24 + 2160) pontos, dado que o ano escolhido é bissexto. Este período foi escolhido de forma que as estações de inverno e verão fossem aproximadamente cobertas. Esses dados são valores de carga em MWh/h e estão tabelados e disponíveis para consulta em [20], onde uma ampla coleção de resultados relacionados ao tratamento sazonal do verão e do inverno encontram-se registrados.

Neste Capítulo, apenas os dados referentes ao ano de 2008 foram enfocados, representado por (8760 + 24 = 8784) dados horários, englobando tão-somente o período de 01

de janeiro de 2008 a 31 de dezembro de 2008. Esta limitação ocorreu porque os estudos tradicionais de confiabilidade probabilística limitam-se ordinariamente só ao horizonte anual.

A título ilustrativo, a Figura III-2 detalha o comportamento real da carga do SIN para o ano de 2008, em pu, considerando como base o maior valor da série (64161 MWh/h), que ocorreu no dia 12 de agosto às 18 horas.

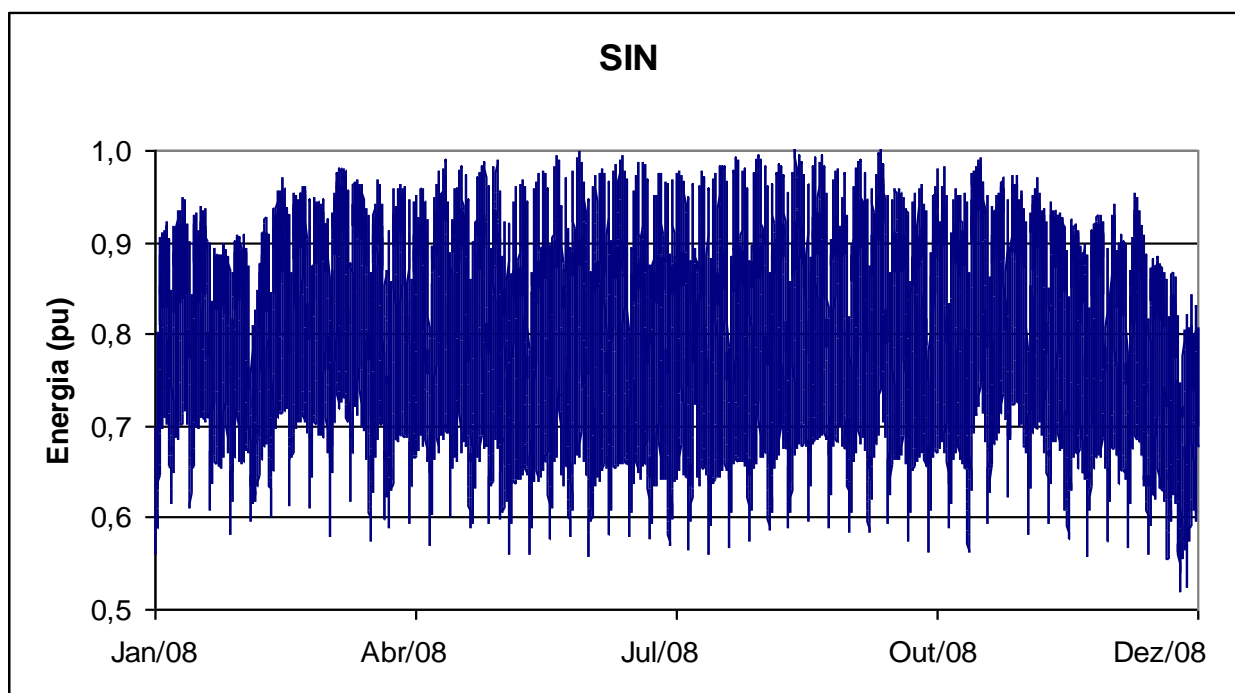


Figura III-2: Gráfico de Carga do SIN em pu no ano 2008 (base = 64161 MWh/h)

As regiões analisadas do sistema elétrico brasileiro foram divididas por submercados de energia, que são subdivisões do sistema interligado, correspondentes a áreas de mercado, para as quais são estabelecidos preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão [19].

A definição dos submercados é responsabilidade do ONS e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul (vide Figura III-3), [21].

As fronteiras dos submercados são decorrentes das restrições elétricas entre regiões e dependem da expansão do parque gerador e do sistema de transmissão, sendo portanto um processo dinâmico [22]. O sistema de transmissão está no momento evoluindo no sentido de agregar a região Norte, ainda isolada, à grande rede básica nacional através das novas linhas Tucuruí/Manaus e Manaus/Boa Vista, ambas em 500 kV. Atualmente a configuração dos submercados é a seguinte, conforme ilustrado na Figura III-3:

- **Submercado Sudeste/Centro-Oeste:** agentes dos estados do Sudeste e Centro-Oeste mais parte do Tocantins (no futuro farão parte Acre e Rondônia);
- **Submercado Sul:** agentes dos estados do Sul;
- **Submercado Nordeste:** agentes dos estados do Nordeste, exceto Maranhão;
- **Submercado Norte:** agentes dos estados do Pará, Tocantins e Maranhão.



Figura III-3: Divisões do Sistema Elétrico Brasileiro por Submercados (situação em 2011)

#### III.4 METODOLOGIA UTILIZADA PARA AGREGAÇÃO ESTATÍSTICA DOS PATAMARES DE CARGA

Para a conveniência do leitor, essa seção apresenta os fundamentos da análise de agregação estatística que foi utilizada nesta Dissertação. A referência básica utilizada foi (*verbatim*) Mingoti, [23]. Uma questão importante na análise de agrupamentos (*clusters*) refere-se ao critério a ser utilizado para se decidir até que ponto dois elementos do conjunto

de dados podem ser considerados como semelhantes ou não. Para responder essa questão é necessário considerar medidas que descrevem a similaridade entre elementos amostrais de acordo com as características que neles foram medidas. Se considerarmos que para cada elemento amostral tem-se informações de  $p$ -variáveis armazenadas em um vetor, a comparação de diferentes elementos amostrais poderá ser feita através de medidas matemáticas (métricas), que possibilitem a comparação de vetores, como as medidas de distância. Assim, podemos calcular as distâncias entre os vetores de observações dos elementos amostrais e agrupar aqueles de menor distância. Portanto, é necessário que se decida a priori que medida de similaridade ou dissimilaridade será utilizada. Existem várias medidas diferentes e cada uma delas produz um determinado tipo de agrupamento. Uma medida bastante utilizada, apropriada para variáveis quantitativas, é a *distância euclidiana* que é apresentada a seguir. Essa medida é de dissimilaridade e, logo, quanto menor o seu valor, mais similares serão os elementos que estão sendo comparados. A distância euclidiana entre dois elementos  $X_l$  e  $X_k$ ,  $l \neq k$ , é definida por *Mingoti* [23]:

$$d(X_l, X_k) = [(X_l - X_k)'(X_l - X_k)]^{1/2} = [\sum_{i=1}^p (X_{li} - X_{ki})^2]^{1/2} \quad (\text{III-3})$$

$$\text{Onde } X_l = \begin{bmatrix} X_{l1} \\ X_{l2} \\ X_{l3} \\ \vdots \\ X_{lp} \end{bmatrix} \text{ e } X_k = \begin{bmatrix} X_{k1} \\ X_{k2} \\ X_{k3} \\ \vdots \\ X_{kp} \end{bmatrix} \quad (\text{III-4})$$

ou seja, os dois elementos amostrais são comparados em cada variável pertencente ao vetor de observações. Nesta Dissertação, o método de agrupamento de dados (*i.e.* patamares de carga) que foi implementado é o *método não hierárquico denominado k-médias*, que devido à sua simplicidade e flexibilidade é muito popular na análise estatística, *Mingoti* [23]. Os métodos não hierárquicos são métodos que tem como objetivo encontrar diretamente uma partição de  $n$  elementos em  $k$  grupos (*clusters*), de modo que a partição satisfaça dois requisitos básicos: “coesão” interna (ou “semelhança” interna) e isolamento (ou separação) dos *clusters* formados.

O método *k-médias* convencional foi proposto por J. MacQueen em 1967 [24], e é provavelmente um dos mais conhecidos e mais utilizados em problemas práticos, além de ser o que possui o maior número de variações. Basicamente, cada elemento amostral é alocado àquele *cluster* cujo centróide (vetor de médias amostral) é o mais próximo do vetor e valores



observados para o respectivo elemento. Originalmente, o método convencional é composto por quatro passos, *Mingoti [23]*, conforme ilustrado na Figura III-4:

(a) *Primeiramente escolhe-se  $k$  centróides, chamados de “sementes” ou “protótipos”, para se inicializar o processo de partição;*

(b) *Escolhidas as sementes iniciais, é calculada a distância Euclidiana de cada elemento em relação às sementes, agrupando o elemento ao grupo que possui a menor distância (mais similar). Essa é a parte do algoritmo que requer maior capacidade computacional, pois havendo  $N$  pontos e  $k$  centróides, tem-se que calcular  $N \times k$  distâncias;*

(c) *Depois de aplicar o passo b para cada um dos  $n$  elementos amostrais, recalcula-se os valores dos centróides para cada novo grupo formado, e repete-se o passo b, considerando os centróides destes novos grupos;*

(d) *Os passos b e c devem ser repetidos até que todos os elementos amostrais estejam “bem alocados” em seus grupos, isto é, até que nenhuma realocação de elementos seja necessária.*

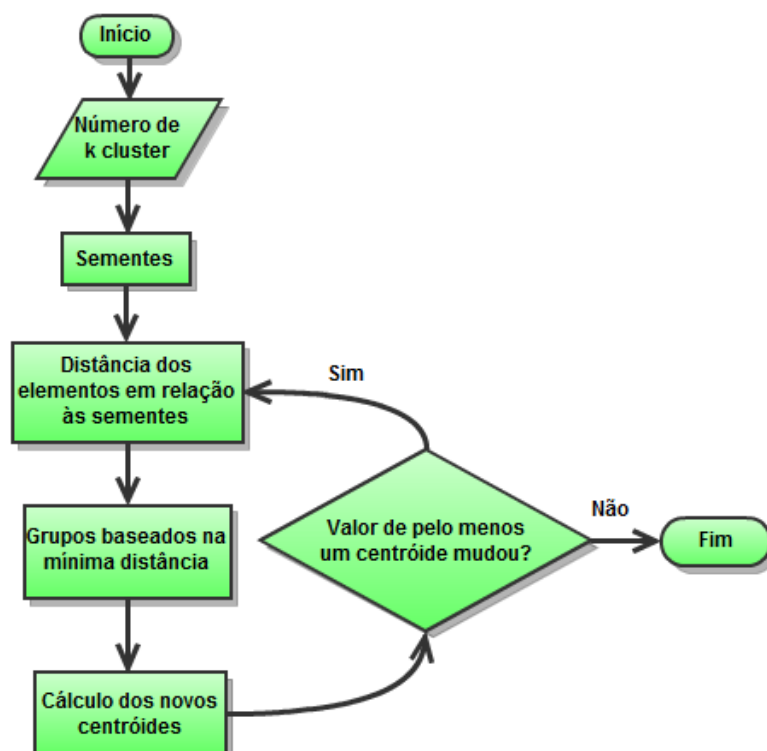


Figura III-4: Fluxograma do Algoritmo K-médias. Agregação Natural ou Livre

O procedimento k-médias é facilmente programado e normalmente converge para um ótimo local com um reduzido número de iterações, tornando-se um algoritmo muito rápido. Sua velocidade permite processar amostras muito grandes, e permite inúmeras reinicializações e testes com diferentes grupos de sementes. A qualidade do processo de agregação pode ser aferida através de dois indicadores de desempenho, *Mingoti [23]*: a *variabilidade residual média (VRM)* e o *índice  $R^2$* .

A variabilidade residual média é simplesmente a média dos valores das somas de quadrados dentro dos grupos (i.e. clusters), onde a média é calculada em relação ao número de grupos, *verbatim Mingoti [23]*.

Em cada passo do algoritmo de agrupamentos é possível calcular a soma de quadrados entre os grupos (*clusters*) e dentro dos grupos da partição correspondente. Para formalizar matematicamente a idéia, *Mingoti [23]* introduziu uma notação própria para o caso em que num determinado passo do algoritmo tem-se uma partição dos dados amostrais em  $g^*$  grupos.

Consoante *Mingoti [23]*, sejam,  $X'_{ij} = (X_{i1j} X_{i2j} \dots X_{ipj})$ , o vetor de medidas observadas para o j-ésimo elemento amostral do i-ésimo grupo;  $\bar{X}'_i = (\bar{X}'_{i1} \bar{X}'_{i2} \dots \bar{X}'_{ip})$ , o vetor de médias do i-ésimo grupo; e  $\bar{X}' = (\bar{X}'_{.1} \bar{X}'_{.2} \dots \bar{X}'_{.p})$ , o vetor de médias global, sem levar em conta qualquer partição onde  $\bar{X}'_l = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{g^*} \sum_{j=1}^{n_i} X_{ilj}$ ,  $l = 1, 2, \dots, p.$ ,  $i=1,2,\dots,p$ . As somas de quadrados total, entre e dentro dos grupos, são definidas por:

- (i) Soma de Quadrados Total corrigida para a média global em cada variável, *Mingoti [23]*:

$$SST_C = \sum_{i=1}^{g^*} \sum_{j=1}^{n_i} (X_{ij} - \bar{X})'(X_{ij} - \bar{X}) \quad (\text{III-5})$$

(i.e. variáveis de cada grupo e a média global)

- (ii) Soma de Quadrados Total dentro dos grupos da partição (Soma de Quadrados Residual), *Mingoti [23]*:

$$SSR = \sum_{i=1}^{g^*} SS_i = \sum_{i=1}^{g^*} \sum_{j=1}^{n_i} (X_{ij} - \bar{X}_i)'(X_{ij} - \bar{X}_i) \quad (\text{III-6})$$

(i.e. variáveis de cada grupo e a média de cada grupo)

(iii) Soma de Quadrados Total entre os  $g^*$  grupos da partição, *Mingoti [23]*:

$$SSB = \sum_{i=1}^{g^*} n_i (\bar{X}_i - \bar{X})' (\bar{X}_i - \bar{X}) \quad (\text{III-7})$$

(i.e. média de cada grupo e a média global)

Os indicadores de desempenho são então definidos por *Mingoti [23]* como:

$$R^2 = \frac{SSB}{SST_c} \quad (\text{III-8})$$

$$VRM = \frac{SSR}{g^*} \quad (\text{III-9})$$

*Mingoti [23]* esclarece ainda que, quanto maior o valor de  $R^2$ , maior será a soma de quadrados entre grupos  $SSB$  e menor será o valor da soma de quadrados residual  $SSR$ . Quanto maior for o valor de  $g^*$ , menor será a variabilidade interna dos grupos e, conseqüentemente, maior será o valor de  $R^2$ . Assim, o valor máximo de  $R^2$  é alcançado quando  $g^*=n$ , sendo  $R^2$  igual a 1. Quando do cotejo de dois resultados, será considerado melhor aquele que apresentar maior valor de  $R^2$  e menor variação residual média.

### III.5 TIPOS DE AGREGAÇÃO

Nesta Dissertação são propostos dois tipos distintos de agregação. O primeiro, denominado como *natural ou livre*, opera sem a interferência do analista. O segundo tipo, denominado *restrito ou forçado*, se desenvolve com a interferência do analista.

Na *agregação forçada*, tanto para três como para quatro patamares, o maior e o menor valores da série são necessariamente escolhidos como parte do conjunto de sementes iniciais e seus valores não são atualizados durante a execução do algoritmo. Assim, esses valores *forçados*, fazem necessariamente parte do conjunto de centróides finais.

Nesta Dissertação, tanto a agregação natural como a agregação restrita são realizadas com *três e quatro* patamares sobre a curva de carga do SIN ocorrida no ano de 2008. Os patamares de carga resultam da aplicação do algoritmo k-médias e equivalem aos centróides obtidos após a convergência do procedimento.

No caso da agregação *forçada* ou *restrita*, os três patamares são, nesta Dissertação, referidos como: *carga máxima ou pesada, carga média e carga leve*. Quando um quarto

patamar é gerado via agregação restrita, o patamar de menor valor será denominado *carga mínima*. Observa-se que esta nomenclatura é tradicional, subentendendo-se que a carga pesada é o valor de pico ocorrido no sistema, bem como a carga mínima é o menor valor ocorrido no período observado.

No caso da agregação *natural* ou *livre* com três patamares, os mesmos se denominam, nesta Dissertação, como: *superior, médio livre e inferior*. Quando são utilizados quatro patamares e uma agregação natural, as denominações passam a ser patamar *superior, médio superior, médio inferior e inferior*.

Como se depreende da nomenclatura acima definida, a agregação forçada ou restrita obriga a que os patamares extremos necessariamente coincidam com os valores extremos superior e inferior da carga. No caso da agregação natural ou livre isto não ocorre, ou seja os patamares são gerados naturalmente pelo próprio algoritmo. *Observa-se então que a agregação forçada tem um caráter mais conservativo ou pessimista, sob o ponto de vista de uma maior solicitação aos recursos do sistema.*

Sabe-se que a escolha das sementes iniciais influencia no agrupamento final e portanto várias estratégias são propostas na literatura, *Mingoti [23]*. Nesta Dissertação, foi adotada a técnica de seleção de *k valores esparsos* de modo que, *esses k valores estejam o mais longe uns dos outros*, aumentando tentativamente assim, as chances de que esses valores evoluam para perto dos centros das agregações finais. A objetividade da escolha também é outro argumento que embasa essa decisão. Foi demonstrado em [20] que o critério de seleção das sementes iniciais impacta os resultados numéricos obtidos, configurando portanto mais uma premissa relevante para o estabelecimento de critérios de análise probabilística de confiabilidade em sistemas de potência.

Portanto, no caso em que a curva de carga é modelada com *três* patamares, as sementes iniciais são: *o maior valor, o menor valor e a média de ambos*. No caso em que a curva de carga é modelada com quatro patamares, as sementes iniciais são: *o maior valor, o menor valor, o maior valor menos a terça parte da diferença entre o maior valor e o menor valor, e o menor valor mais a terça parte da diferença entre o maior valor e o menor valor*.

É interessante aqui novamente observar que a escolha das sementes iniciais é a mesma para a agregação forçada e para a natural, já que para o caso da agregação forçada, duas destas sementes iniciais extremas farão parte do conjunto final de centróides.

## **III.6 MODELAGEM ESTOCÁSTICA DOS PATAMARES DE CARGA DO SIN: RESULTADOS**

Esta seção apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia k-médias aos dados de carga do sistema brasileiro (SIN), para diferentes agregações temporais e espaciais, relativas ao ano de 2008 (vide seção III.1). Os dados foram tratados tal como registrados, isto é, sem considerar a adaptação para o horário de verão. Foram realizadas agregações naturais e forçadas com 3 e 4 patamares, totalizando quatro grupos de resultados. Todos os patamares de carga são expressos em pu, na base 64161 MWh/h, que ocorreu no dia 12 de agosto de 2008, às 18:00 horas. Alguns resultados também evidenciam a diferença entre dias úteis da semana mais o sábado dos feriados e domingos (vide lista de feriados modelados na seção III.1). Por motivo de organização da Dissertação, as agregações espaciais de caráter regional são apresentadas no Anexo A. Nesta seção, apresenta-se exclusivamente a agregação espacial global do SIN.

### **III.6.1 Agregação Livre do SIN Global com Três Patamares**

Em estudos de planejamento da expansão, com horizonte de longo prazo, é usual ignorar o diferenciamento da curva de carga que ocorre em dias úteis, sábados, domingos e feriados. Por conseguinte, os estudos de confiabilidade probabilística realizados neste âmbito, também adotam um tratamento semelhante, lançando mão de curvas de carga globais, incluindo todos os dias da semana, sem discriminações. Estes resultados, onde não há discriminação dos dias da semana são também apresentados nas tabelas seguintes. Esses resultados são inéditos e de grande relevância para o cálculo da adequação probabilística do SIN.

A Tabela III-5 apresenta os patamares de carga (*i.e.* centróides) obtidos para a carga global do SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação livre com 3 patamares discriminando dias úteis mais sábados dos feriados e domingos e sem discriminar os dias da semana. O resultado obtido evidencia a significativa diferença entre dias úteis e os domingos mais feriados. Nota-se, por exemplo, que a carga média livre dos domingos e feriados equivale à carga inferior dos dias úteis.

Tabela III-5: Patamares de Carga p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN  
(Base = 64 161 MWh/h)

	SIN								
	Segunda a Sábado			Domingo e Feriado			Todos os dias da semana		
	Superior	Média Livre	Inferior	Superior	Média Livre	Inferior	Superior	Média Livre	Inferior
<b>Ano 2008</b>	58245	50796	43618	52809	43718	39101	58035	49993	42455
<b>pu</b>	0,91	0,79	0,68	0,82	0,68	0,61	0,90	0,78	0,66

As Tabelas III-6 e III-7 apresentam as respectivas intensidades de transição e probabilidades dos patamares mostrados na Tabela III-5. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente  $R^2$  são apresentados na Tabela III-8. A agregação para todos os dias apresentou bons resultados indicados pelo maior valor de  $R^2$ . A variação residual média situou-se em posição intermediária.

Tabela III-6: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

Intensidades de Transição – SIN, 2008				
i	j	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
Superior	Superior	3169/3552	227/288	3373/3784
Superior	Média Livre	383/3552	61/288	411/3784
Superior	Inferior	0	0	0
Média Livre	Superior	383/1755	62/650	405/2157
Média Livre	Média Livre	1062/1755	514/650	1389/2157
Média Livre	Inferior	310/1755	74/650	363/2157
Inferior	Superior	0	0	6/2843
Inferior	Média Livre	310/2037	74/502	357/2843
Inferior	Inferior	1727/2037	428/502	2480/2843

Tabela III-7: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

	Probabilidades – SIN, 2008		
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
Superior	0,48	0,20	0,43
Média Livre	0,24	0,45	0,25
Inferior	0,28	0,35	0,32

Tabela III-8: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

	SIN, 2008		
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
Variação Residual Média	10924845213	1721445556	14980873265
$R^2$	0,8962031	0,8695978	0,8983116

As Figuras III-5 e III-6 apresentam os respectivos histogramas, divididos nos períodos de segunda a sábado e domingos e feriados. A Figura III-7 apresenta o histograma de todos os dias da semana. Nestes histogramas é quantificado para cada hora do dia, o número de dias no ano em que ocorreram carga inferior, média livre e superior. Por exemplo, na Figura III-5, às seis horas da manhã, ocorreram 221 dias com carga inferior e 85 dias com carga média livre. Na Figura III-6 pode-se notar que às seis horas da manhã, ocorreram 59 dias com carga inferior e 1 dia com carga média livre.

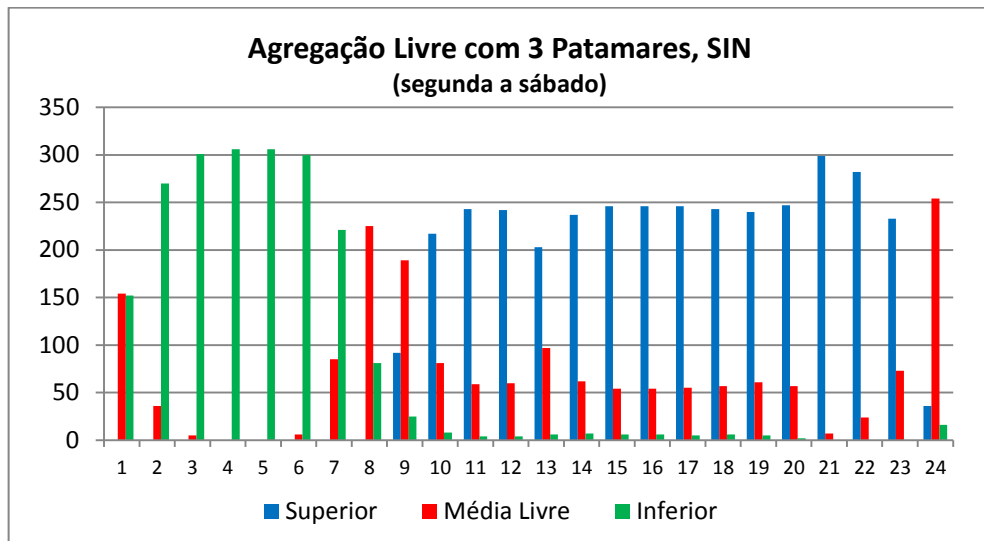


Figura III-5: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

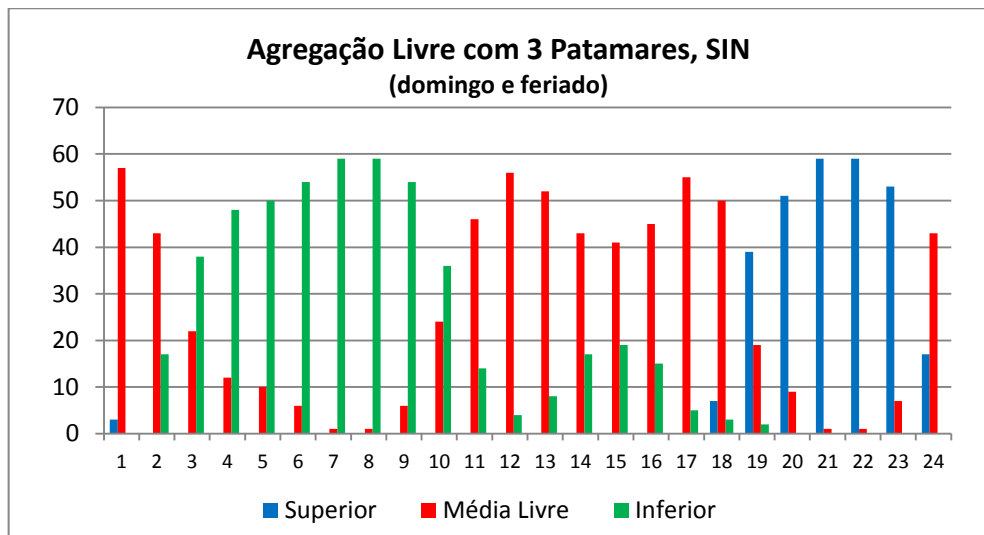


Figura III-6: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

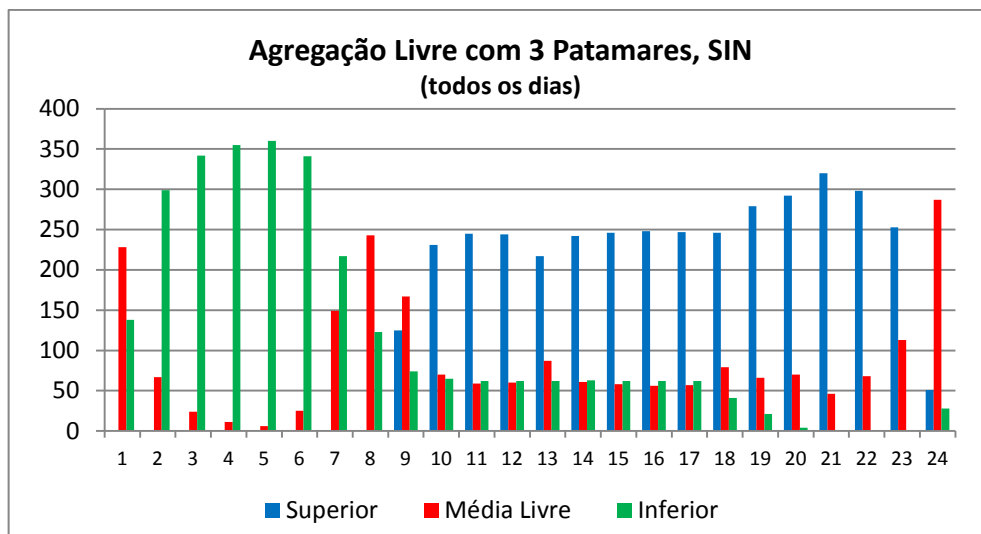


Figura III-7: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN

A Tabela III-9 apresenta o percentual do patamar de *carga anual global do SIN* que teve maior ocorrência em determinado horário. São também aqui apresentados os percentuais para o ano separados em dois períodos: segunda a sábado e domingo e feriado e para o ano sem discriminar os dias da semana.

Para exemplificar a interpretação cabível, seja o horário das onze horas da manhã de segunda a sábado, em que durante 242 dias do ano de 2008 ocorreu carga superior, 60 dias ocorreu carga média livre e 4 dias ocorreu carga inferior (vide Figura III-5). Portanto a maior ocorrência do ano nesse horário foi a de carga pesada, que corresponde a 79% do total (242 dias num total de 306 dias úteis).



Tabela III-9: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Livre, Três Patamares

	SIN, 2008					
	Segunda a Sábado		Domingo e Feriado		Todos os Dias	
0-1	50 %	Média Livre	95 %	Média Livre	62 %	Média Livre
1-2	88 %	Inferior	72 %	Média Livre	82 %	Inferior
2-3	98 %	Inferior	63 %	Inferior	93 %	Inferior
3-4	100 %	Inferior	80 %	Inferior	97 %	Inferior
4-5	100 %	Inferior	83 %	Inferior	98 %	Inferior
5-6	98 %	Inferior	90 %	Inferior	93 %	Inferior
6-7	72 %	Inferior	98 %	Inferior	59 %	Inferior
7-8	74 %	Média Livre	98 %	Inferior	66 %	Média Livre
8-9	62 %	Média Livre	90 %	Inferior	46 %	Média Livre
9-10	71 %	Superior	60 %	Inferior	63 %	Superior
10-11	79 %	Superior	77 %	Média Livre	67 %	Superior
11-12	79 %	Superior	93 %	Média Livre	67 %	Superior
12-13	66 %	Superior	87 %	Média Livre	59 %	Superior
13-14	77 %	Superior	72 %	Média Livre	66 %	Superior
14-15	80 %	Superior	68 %	Média Livre	67 %	Superior
15-16	80 %	Superior	75 %	Média Livre	68 %	Superior
16-17	80 %	Superior	92 %	Média Livre	67 %	Superior
17-18	79 %	Superior	83 %	Média Livre	67 %	Superior
18-19	78 %	Superior	65 %	Superior	76 %	Superior
19-20	81 %	Superior	85 %	Superior	80 %	Superior
20-21	98 %	Superior	98 %	Superior	87 %	Superior
21-22	92 %	Superior	98 %	Superior	81 %	Superior
22-23	76 %	Superior	88 %	Superior	69 %	Superior
23-24	83 %	Média Livre	72 %	Média Livre	78 %	Média Livre

A Tabela III-10, baseada nos dados mostrados na Tabela III-9, apresenta uma nova percepção dos horários de patamares de carga global do SIN, oriundos do comportamento da carga no ano de 2008. A comparação entre a Tabela III-1 e a Tabela III-10 evidencia a necessidade de revisão regular dos horários tradicionalmente usados.

Tabela III-10: Patamares de Carga do SIN 2008, Agregação Livre, Três Patamares

	Novo horário proposto		Horário definido pelo ONS	
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado
<b>Superior</b>	Das 09 às 23h	Das 18 às 23h	Das 18 às 21h	-
<b>Média Livre</b>	Das 00 às 01h	Das 00 às 02h	Das 07 às 18h	Das 17 às 22h
	Das 07 às 09h	Das 10 às 18h	Das 21 às 24h	
	Das 23 às 24	Das 23 às 24h		
<b>Inferior</b>	Das 01 às 07h	Das 02 às 10h	Das 00 às 07h	Das 00 às 17h
				Das 22 às 24h

Tabela III-11: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana)

Novo Horário Proposto	
Todos os Dias da Semana	
<b>Superior</b>	Das 09 às 23h
<b>Média Livre</b>	Das 00 às 01h
	Das 07 às 09h
	Das 23 às 24h
<b>Inferior</b>	Das 01 às 07h

As Figuras III-8 e III-9 apresentam os diagramas de estado da Tabela III-1 e da Tabela III-11 respectivamente. São registrados os centróides (patamares de carga) em pu (vide Tabela III-5), as probabilidades de ocorrência de cada patamar (vide Equação III-2 e Tabela III-7) e as intensidades de transição entre patamares (vide equação III-1 e a Tabela III-6).

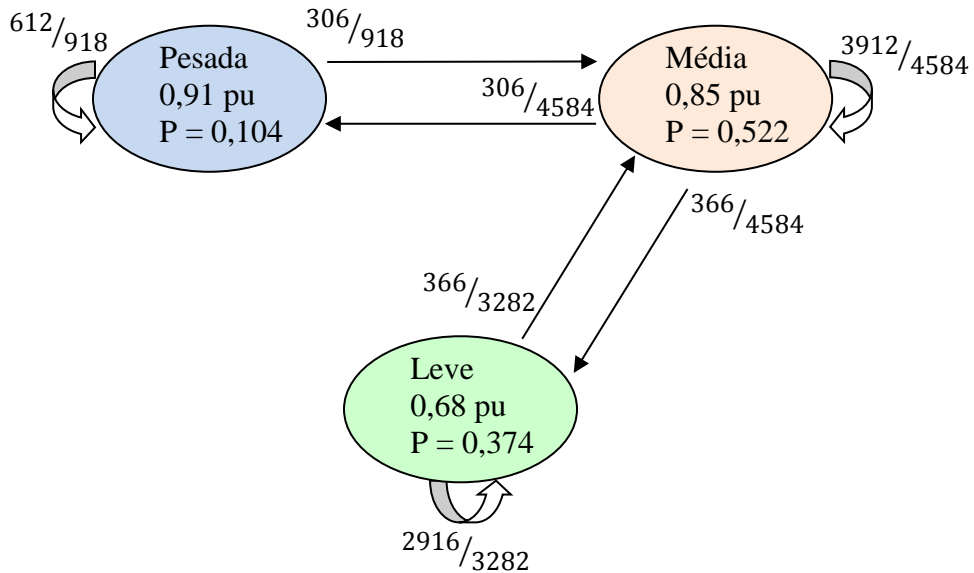


Figura III-8: Diagrama de Estado da Tabela III-1

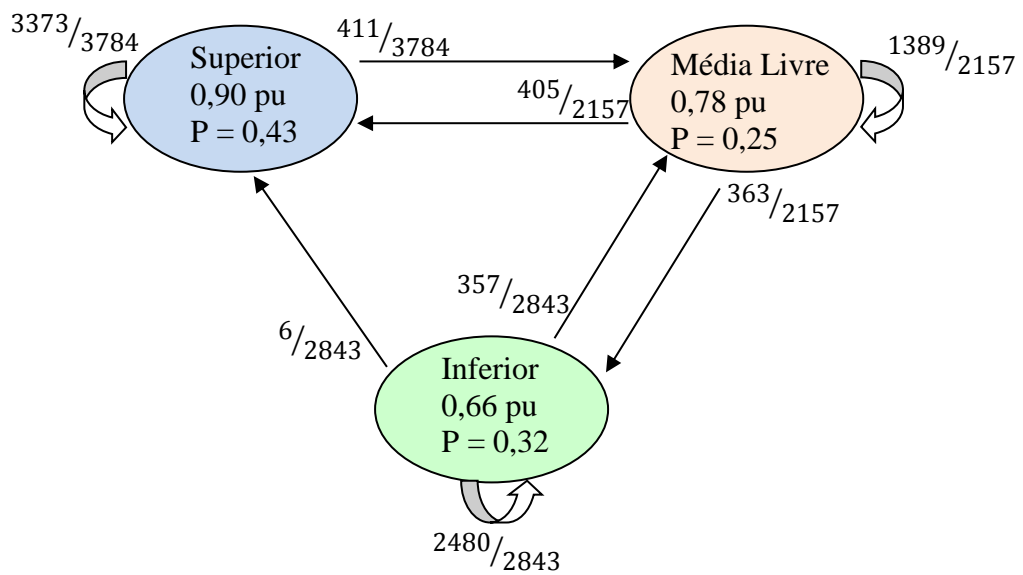


Figura III-9: Diagrama de Estado da Tabela III-11

A Figura III-10 apresenta uma comparação entre a curva de carga real do dia 10 de janeiro de 2008 e as curvas de acordo com os patamares de carga da Tabela III-1 e da Tabela III-11. Pode-se verificar que a curva tradicional do setor elétrico brasileiro carece de uma atualização.

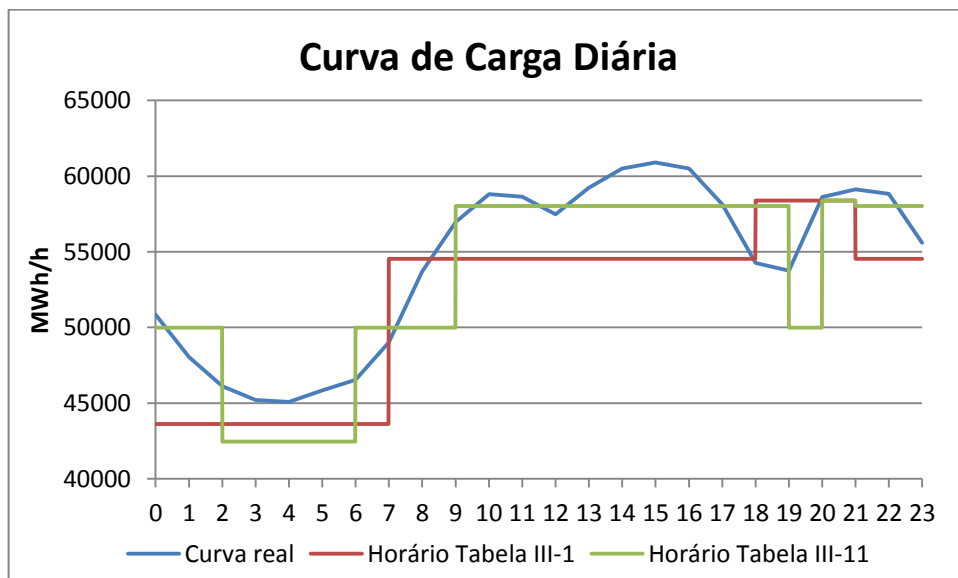


Figura III-10: Curva de Carga do dia 10/01/2008

### III.6.2 Agregação Livre do SIN Global com Quatro Patamares

A Tabela III-12 apresenta os patamares de carga obtidos para o SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação livre com 4 patamares, discriminando dias úteis mais sábados dos feriados e domingos. A Tabela III-13 apresenta os patamares de carga sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-12: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN  
(Base = 64 161 MWh/h)

	SIN							
	Segunda a Sábado				Domingo e Feriado			
	Superior	Média Superior	Média Inferior	Inferior	Superior	Média Superior	Média Inferior	Inferior
<b>Ano 2008</b>	59594	55548	49216	43140	53672	46829	42349	38350
<b>pu</b>	0,93	0,87	0,77	0,67	0,84	0,73	0,66	0,60

Tabela III-13: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN  
(Base = 64 161 MWh/h)

	SIN			
	Todos os Dias da Semana			
	Superior	Média Superior	Média Inferior	Inferior
<b>Ano 2008</b>	59058	54184	47707	41791
<b>pu</b>	0,92	0,84	0,74	0,65

As Tabelas III-14 e III-15 apresentam as respectivas intensidades de transição e probabilidades dos patamares mostrados nas Tabelas III-12 e III-13. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente  $R^2$  são apresentados na Tabela III-16. Observa-se que a agregação com todos os dias da semana apresenta piores resultados (menor valor de  $R^2$  quando comparado com a agregação de segunda a sábado e maior variação residual média).

Tabela III-14: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

Intensidades de Transição – SIN, 2008				
i	j	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias da Semana
Superior	Superior	1653/2125	174/233	2239/2709
Superior	Média Superior	472/2125	59/233	470/2709
Superior	Média Inferior	0	0	0
Superior	Inferior	0	0	0
Média Superior	Superior	456/1910	57/236	458/1869
Média Superior	Média Superior	1127/1910	116/236	1016/1869
Média Superior	Média Inferior	325/1910	63/236	395/1869
Média Superior	Inferior	2/1910	0	0
Média Inferior	Superior	16/1547	2/615	12/1877
Média Inferior	Média Superior	311/1547	61/615	382/1877
Média Inferior	Média Inferior	919/1547	491/615	1152/1877
Média Inferior	Inferior	301/1547	61/615	331/1877
Inferior	Superior	0	0	0
Inferior	Média Superior	0	0	1/2329
Inferior	Média Inferior	303/1762	61/356	330/2329
Inferior	Inferior	1459/1762	295/356	1998/2329

Tabela III-15: Probabilidades p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

Probabilidades – SIN, 2008			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
Superior	0,29	0,16	0,31
Média Superior	0,26	0,16	0,21
Média Inferior	0,21	0,43	0,21
Inferior	0,24	0,25	0,27

Tabela III- 16: Indicadores de Desempenho p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

SIN, 2208			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
Varição Residual Média	5023099671	721758969,7	7313345326
R <sup>2</sup>	0,9363674	0,9271008	0,9338105

As Figuras III-11 e III-12 apresentam os respectivos histogramas, divididos nos períodos de segunda a sábado e domingos e feriados. A Figura III-13 apresenta o histograma de todos os dias da semana.

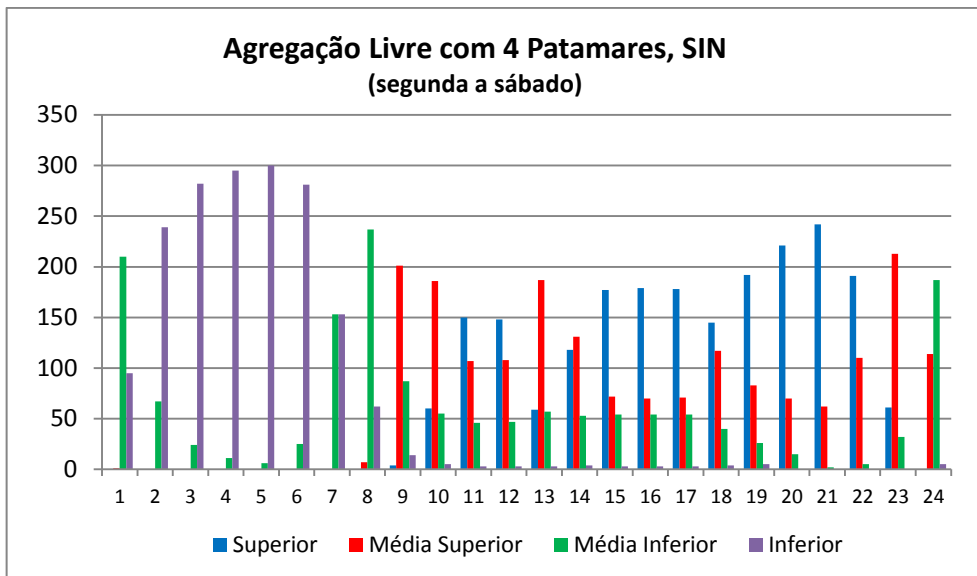


Figura III-11: Histograma p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

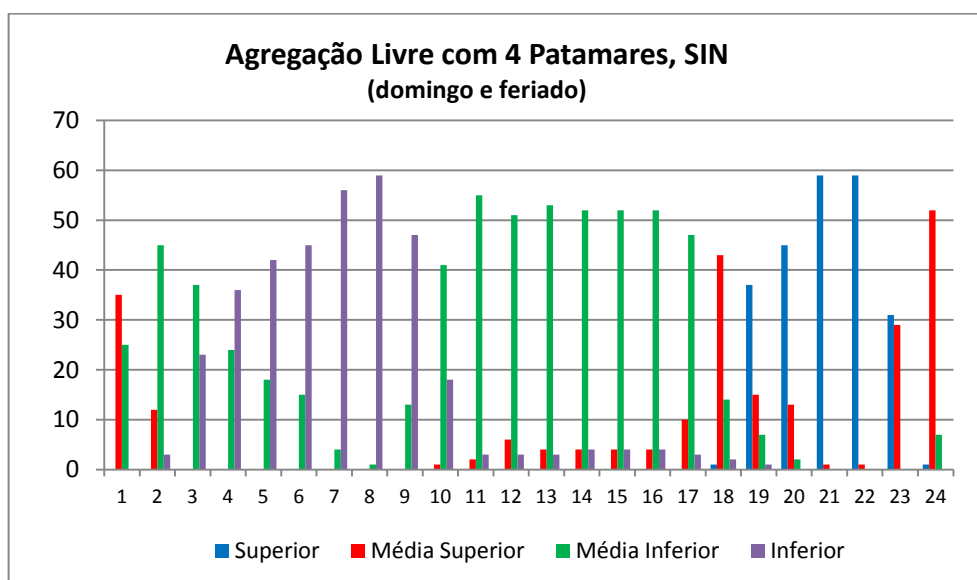


Figura III-12: Histograma p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

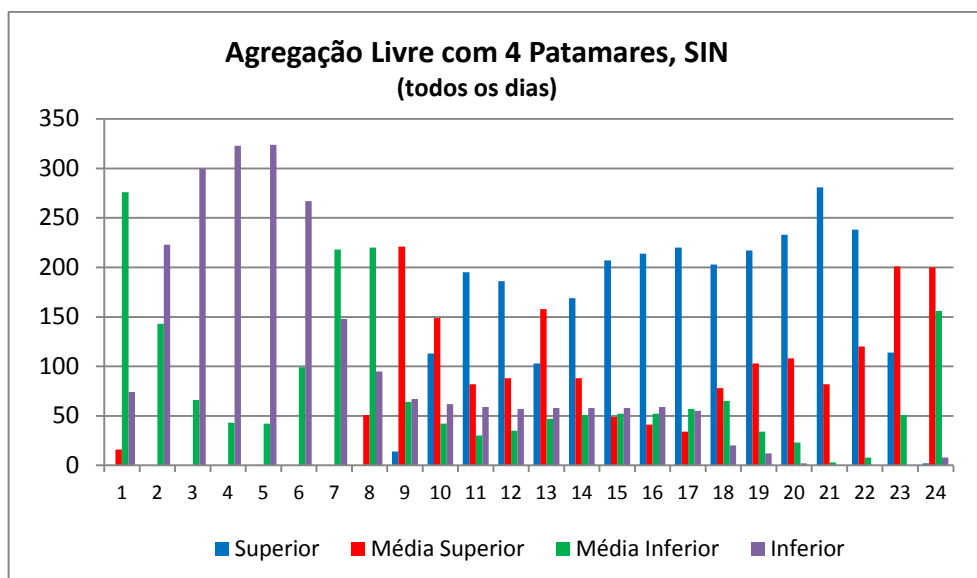


Figura III-13: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

A Tabela III-17 apresenta o percentual do patamar de *carga anual global do SIN* que teve maior ocorrência em determinado horário. São também aqui apresentados os percentuais para o ano separados em dois períodos: segunda a sábado e domingo e feriado e para o ano sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-17: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Livre, Quatro Patamares

	SIN, 2008					
	Segunda a Sábado		Domingo e Feriado		Todos os Dias	
0-1	69 %	Média Inferior	58 %	Média Superior	75 %	Média Inferior
1-2	78 %	Inferior	75 %	Média Inferior	61 %	Inferior
2-3	92 %	Inferior	62 %	Média Inferior	82 %	Inferior
3-4	96 %	Inferior	60 %	Inferior	88 %	Inferior
4-5	98 %	Inferior	70 %	Inferior	89 %	Inferior
5-6	92 %	Inferior	75 %	Inferior	73 %	Inferior
6-7	50 %	Média Inferior	93 %	Inferior	60 %	Média Inferior
7-8	77 %	Média Inferior	98 %	Inferior	60 %	Média Inferior
8-9	66 %	Média Superior	78 %	Inferior	60 %	Média Superior
9-10	61 %	Média Superior	68 %	Média Inferior	41 %	Média Superior
10-11	49 %	Superior	92 %	Média Inferior	53 %	Superior
11-12	48 %	Superior	85 %	Média Inferior	51 %	Superior
12-13	61 %	Média Superior	88 %	Média Inferior	43 %	Média Superior
13-14	43 %	Média Superior	87 %	Média Inferior	46 %	Superior
14-15	58 %	Superior	87 %	Média Inferior	57 %	Superior
15-16	58 %	Superior	87 %	Média Inferior	58 %	Superior
16-17	58 %	Superior	78 %	Média Inferior	60 %	Superior
17-18	47 %	Superior	72 %	Média Superior	55 %	Superior
18-19	63 %	Superior	62 %	Superior	59 %	Superior
19-20	72 %	Superior	75 %	Superior	64 %	Superior
20-21	79 %	Superior	98 %	Superior	77 %	Superior
21-22	62 %	Superior	98 %	Superior	65 %	Superior
22-23	70 %	Média Superior	52 %	Superior	55 %	Média Superior
23-24	61 %	Média Inferior	87 %	Média Superior	55 %	Média Superior

A Tabela III-18, baseada nos dados mostrados na Tabela III-17, apresenta uma nova percepção dos horários de patamares de carga global do SIN, oriundos do comportamento da carga no ano de 2008.

Tabela III-18: Patamares de Carga do SIN, 2008, Agregação Livre, Quatro Patamares

SIN			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 10 às 12h	Das 18 às 23h	Das 10 às 12h
	Das 14 às 22h		Das 13 às 22h
<b>Média Superior</b>	Das 08 às 10h	Das 17 às 18h	Das 08 às 10h
	Das 12 às 14h		Das 12 às 13h
	Das 22 às 23h	Das 23 às 01h	Das 22 às 24h
<b>Média Inferior</b>	Das 06 às 08h	Das 01 às 03h	Das 00 às 01h
	Das 23 às 01h	Das 09 às 17h	Das 06 às 08h
<b>Inferior</b>	Das 01 às 06h	Das 03 às 09h	Das 01 às 06h

A Figura III-14 apresenta o diagrama de estado da Tabela III-18. São registrados os centróides (patamares de carga) em pu (vide Tabela III-13), as probabilidades de ocorrência de cada patamar (Tabela III-15) e as intensidades de transição entre patamares (Tabela III-14).

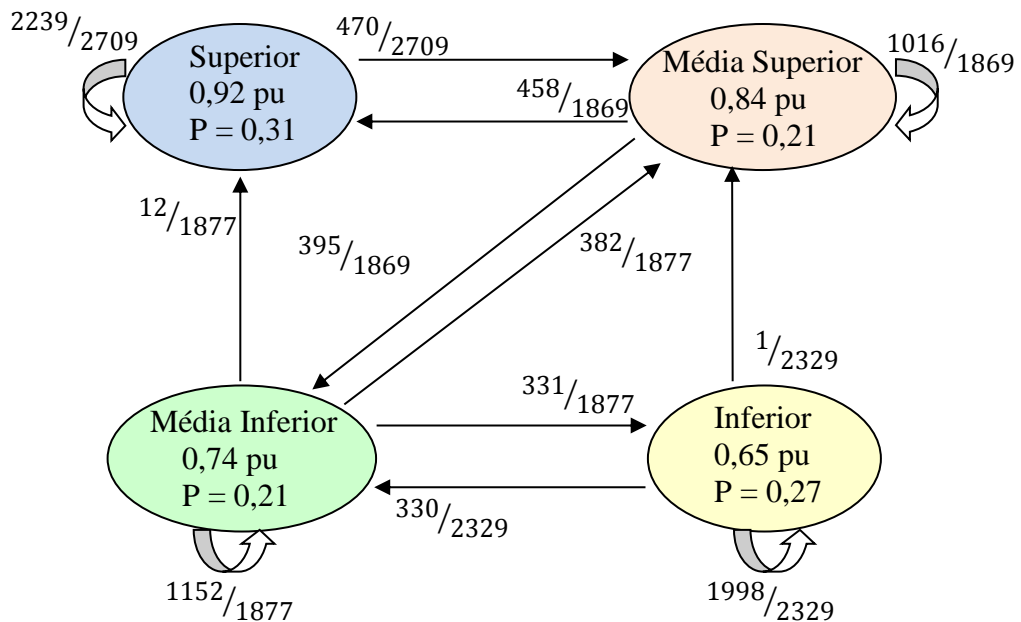


Figura III-14: Diagrama de Estado da Tabela III-18



A Figura III-15 apresenta uma comparação entre a curva de carga real do dia 10 de janeiro de 2008 e as curvas de acordo com os patamares de carga das Tabelas III-1 e III-18.

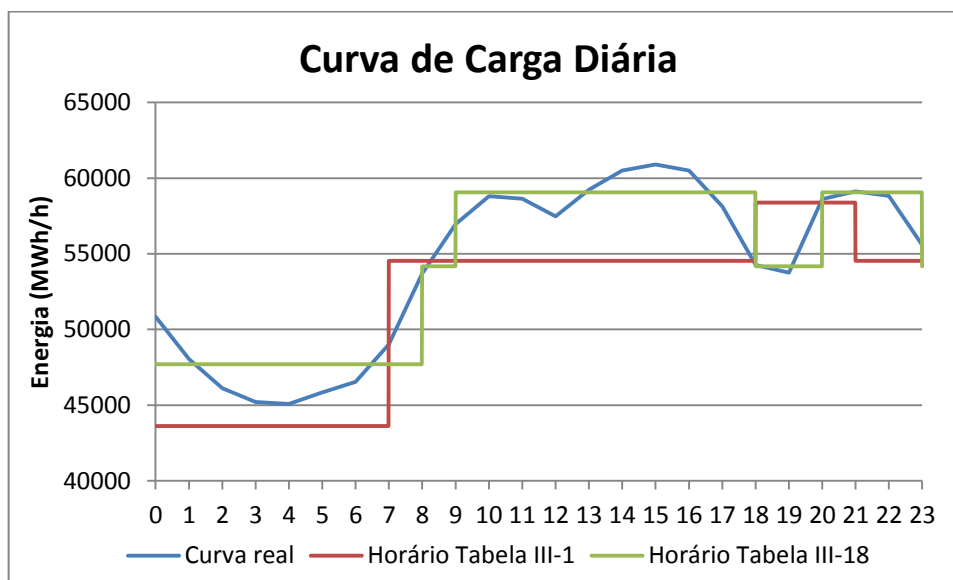


Figura III-15: Curva de Carga do dia 10/01/2008

### III.6.3 Agregação Forçada do SIN Global com Três Patamares

A Tabela III-19 apresenta os patamares de carga obtidos para a carga global do SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação forçada com 3 patamares sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-19: Patamares de Carga p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN (Base = 64 161 MWh/h)

	SIN		
	Pesada	Média	Leve
Ano 2008	64161	48319	33267
pu	1,00	0,75	0,52

As Tabelas III-20 e III-21 apresentam as respectivas intensidades de transição e probabilidades dos patamares mostrados na Tabela III-19. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente  $R^2$  são apresentados na Tabela III-22.

Tabela III-20: Intensidades de Transição p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN

Intensidade de Transição - SIN		
i	j	Todos os Dias
Pesada	Pesada	2438/2902
Pesada	Média	464/2902
Pesada	Leve	0
Média	Pesada	464/5251
Média	Média	4660/5251
Média	Leve	127/5251
Leve	Pesada	0
Leve	Média	127/631
Leve	Leve	504/631

Tabela III-21: Probabilidades p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN

Probabilidade - SIN	
Pesada	0,33
Média	0,60
Leve	0,07

Tabela III-22: Indicadores de Desempenho p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN

SIN	
Varição Residual Média	42962346453
R <sup>2</sup>	0,7083766

A Figura III-16 apresenta o histograma de todos os dias da semana. Nestes histogramas é quantificado para cada hora do dia, o número de dias no ano em que ocorreram carga pesada, média e leve.

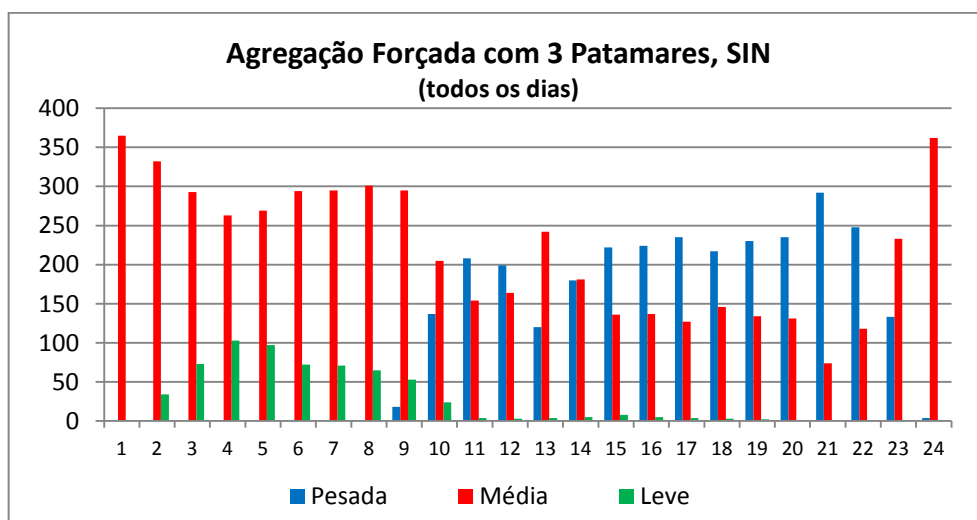


Figura III-16: Histograma p/Agregação Forçada c/ Três Patamares, SIN

A Tabela III-23 apresenta o percentual do patamar de *carga anual global do SIN* que teve maior ocorrência em determinado horário, sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-23: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN, Agregação Forçada, Três Patamares

	SIN	
0-1	100 %	Média
1-2	91 %	Média
2-3	80 %	Média
3-4	72 %	Média
4-5	73 %	Média
5-6	80 %	Média
6-7	81 %	Média
7-8	82 %	Média
8-9	81 %	Média
9-10	56 %	Média
10-11	57 %	Pesada
11-12	54 %	Pesada
12-13	66 %	Média
13-14	49 %	Média
14-15	61 %	Pesada
15-16	61 %	Pesada
16-17	64 %	Pesada
17-18	59 %	Pesada
18-19	63 %	Pesada
19-20	64 %	Pesada
20-21	80 %	Pesada
21-22	68 %	Pesada
22-23	64 %	Média
23-24	99 %	Média

A Tabela III-24, baseada nos dados mostrados na Tabela III-23, apresenta uma nova percepção dos horários de patamares de carga global do SIN, oriundos do comportamento da carga no ano de 2008. É interessante observar que a carga leve não apresentou significância estatística sob as hipóteses adotadas.

Tabela III-24: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana)

	<b>Novo Horário Proposto</b>
	<b>Todos os Dias da Semana</b>
<b>Pesada</b>	Das 10 às 12h
	Das 14 as 22h
<b>Média</b>	Das 00 às 10h
	Das 12 às 14h
	Das 22 às 24h

A Figura III-17 apresenta o diagrama de estado da Tabela III-24. São registrados os centróides (patamares de carga) em pu (vide Tabela III-19), as probabilidades de ocorrência de cada patamar (Tabela III-21) e as intensidades de transição entre patamares (Tabela III-20).

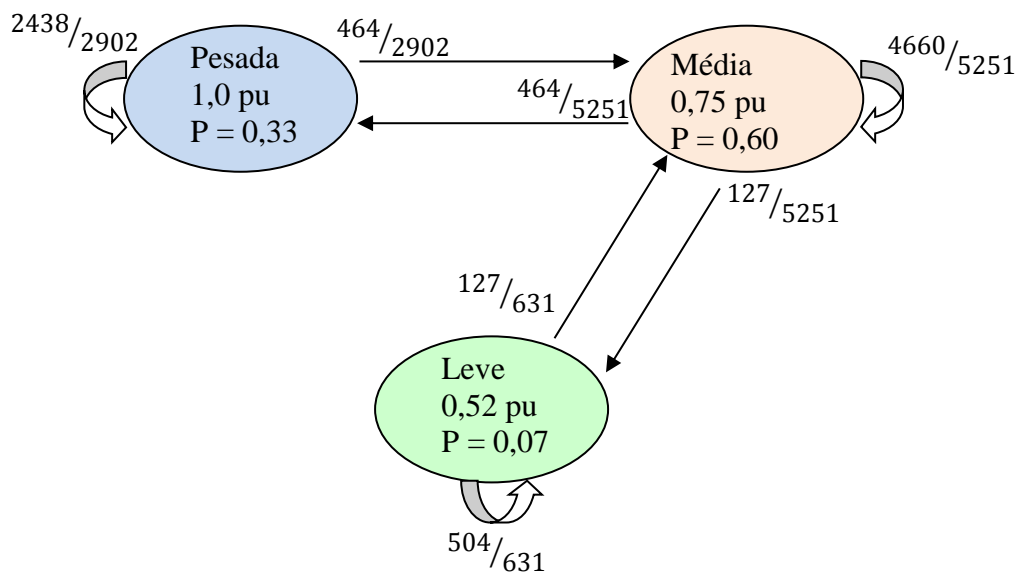


Figura III-17: Diagrama de Estado da Tabela III-24

A Figura III-18 apresenta uma comparação entre a curva de carga real do dia 10 de janeiro de 2008 e as curvas de acordo com os patamares de carga das Tabelas III-1 e III-24.

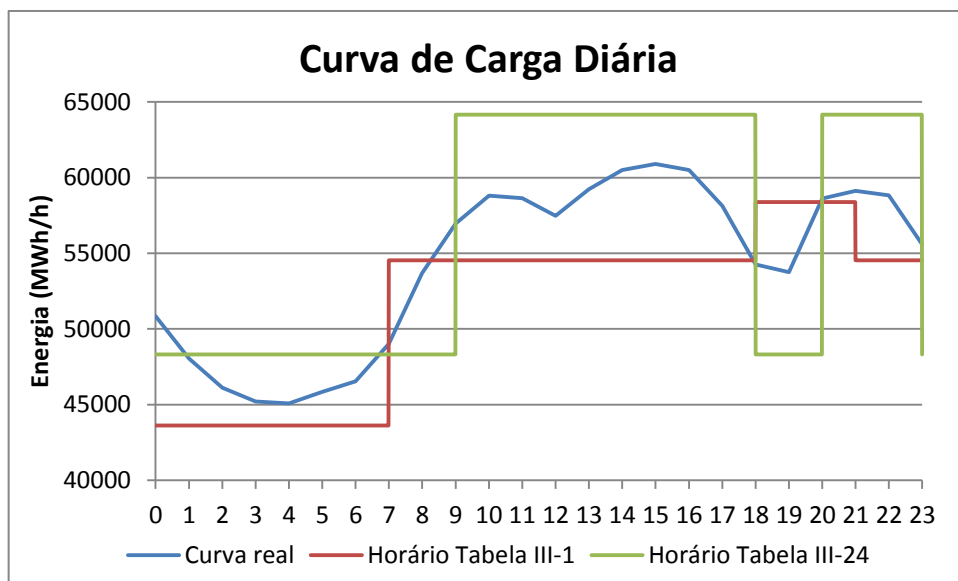


Figura III-18: Curva de Carga do dia 10/01/2008

### III.6.4 Agregação Forçada do SIN Global com Quatro Patamares

A Tabela III-25 apresenta os patamares de carga obtidos para a carga global do SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação forçada com quatro patamares sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-25: Patamares de Carga p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN (Base = 64 161 MWh/h)

	SIN			
	Pesada	Média	Leve	Mínima
<b>Ano 2008</b>	64161	56105	44668	33267
<b>pu</b>	1,00	0,87	0,70	0,52

As Tabela III-26 e III-27 apresentam as respectivas intensidades de transição e probabilidades dos patamares mostrados na Tabela III-19. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente  $R^2$  são apresentados na Tabela III-28.

Tabela III-26: Intensidades de Transição p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN

Intensidade de Transição - SIN		
i	j	Todos os Dias
<b>Pesada</b>	<b>Pesada</b>	372/680
<b>Pesada</b>	<b>Média</b>	308/680
<b>Pesada</b>	<b>Leve</b>	0
<b>Pesada</b>	<b>Mínima</b>	0
<b>Média</b>	<b>Pesada</b>	308/4050
<b>Média</b>	<b>Média</b>	3350/4050
<b>Média</b>	<b>Leve</b>	392/4050
<b>Média</b>	<b>Mínima</b>	0
<b>Leve</b>	<b>Pesada</b>	0
<b>Leve</b>	<b>Média</b>	392/3784
<b>Leve</b>	<b>Leve</b>	3318/3784
<b>Leve</b>	<b>Mínima</b>	74/3784
<b>Mínima</b>	<b>Pesada</b>	0
<b>Mínima</b>	<b>Média</b>	0
<b>Mínima</b>	<b>Leve</b>	74/270
<b>Mínima</b>	<b>Mínima</b>	196/270

Tabela III-27: Probabilidades p/Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN

	Probabilidade - SIN
<b>Pesada</b>	0,08
<b>Média</b>	0,46
<b>Leve</b>	0,43
<b>Mínima</b>	0,03

Tabela III-28: Indicadores de Desempenho p/ Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN

	SIN
Varição Residual Média	15771177379
R <sup>2</sup>	0,8572628

A Figura III-19 apresenta o histograma de todos os dias da semana. *Nestes histogramas é quantificado para cada hora do dia, o número de dias no ano em que ocorreram carga inferior, média livre e superior.*

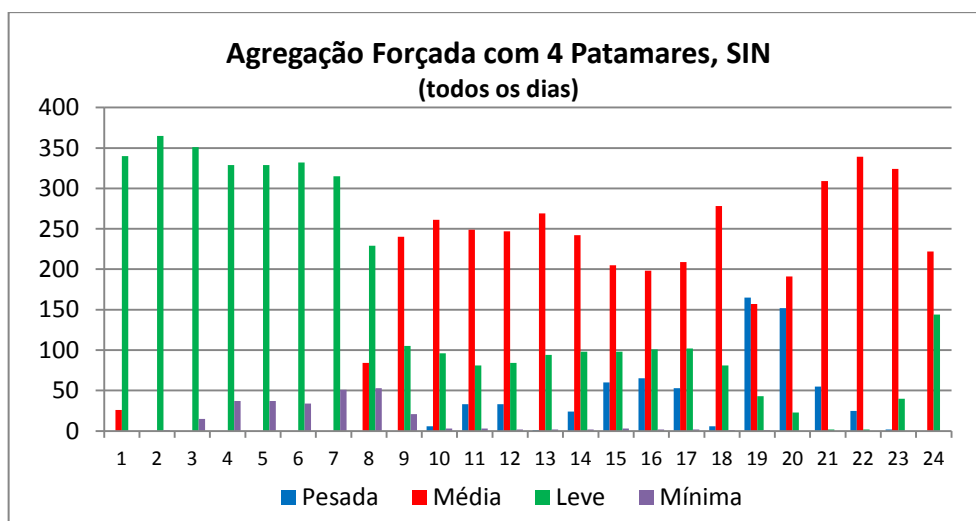


Figura III-19: Histograma p/ Agregação Forçada c/ Quatro Patamares, SIN

A Tabela III-29 apresenta o percentual do patamar de *carga anual global do SIN* que teve maior ocorrência em determinado horário, sem discriminar os dias da semana.

Tabela III-29: Percentual do Patamar Predominante p/ cada Horário, SIN

	SIN	
0-1	93 %	Leve
1-2	100 %	Leve
2-3	96 %	Leve
3-4	90 %	Leve
4-5	90 %	Leve
5-6	91 %	Leve
6-7	86 %	Leve
7-8	63 %	Leve
8-9	66 %	Média
9-10	71 %	Média
10-11	68 %	Média
11-12	67 %	Média
12-13	73 %	Média
13-14	66 %	Média
14-15	56 %	Média
15-16	54 %	Média
16-17	57 %	Média
17-18	76 %	Média
18-19	45 %	Pesada
19-20	52 %	Média
20-21	83 %	Média
21-22	93 %	Média
22-23	89 %	Média
23-24	61 %	Média

A Tabela III-30, baseada nos dados mostrados na Tabela III-23, apresenta uma nova percepção dos horários de patamares de carga global do SIN, oriundos do comportamento da carga no ano de 2008. Observa-se que o patamar de carga mínima também não apresenta significância estatística sob as hipóteses adotadas.

Tabela III-30: Patamares de Carga do SIN (todos os dias da semana)

	Todos os Dias da Semana
<b>Pesada</b>	Das 18 às 19h
<b>Média</b>	Das 08 às 18h
	Das 19 às 24h
<b>Leve</b>	Das 00 às 08h

A Figura III-20 apresenta o diagrama de estado da Tabela III-24. São registrados os centróides (patamares de carga) em pu (vide Tabela III-25), as probabilidades de ocorrência de cada patamar (Tabela III-27) e as intensidades de transição entre patamares (Tabela III-26).

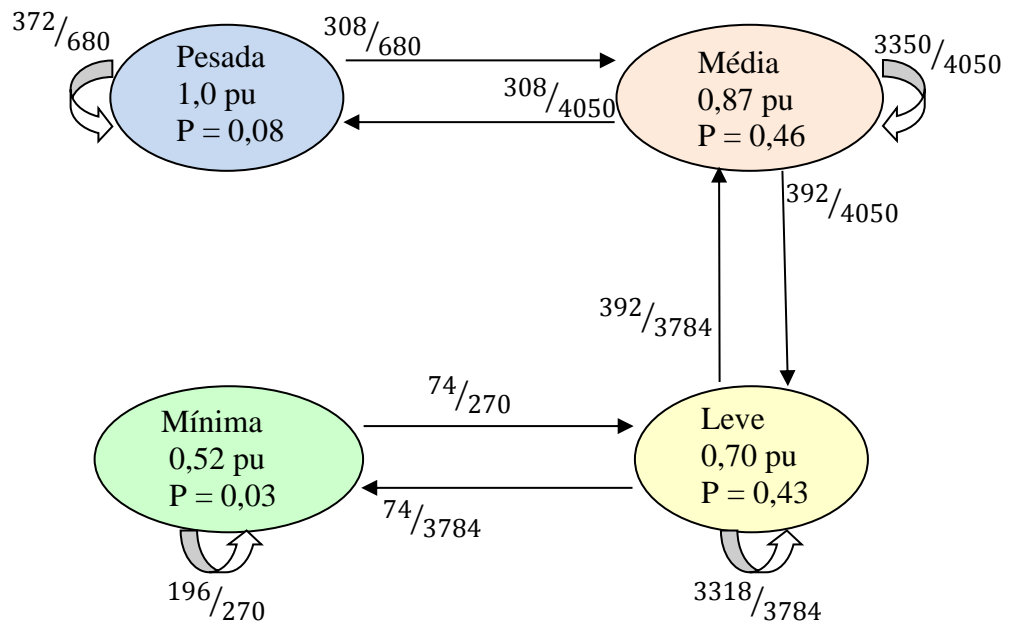


Figura III-20: Diagrama de Estado da Tabela III-24

A Figura III-21 apresenta uma comparação entre a curva de carga real do dia 10 de janeiro de 2008 e as curvas de acordo com os patamares de carga das Tabelas III-1 e III-24.

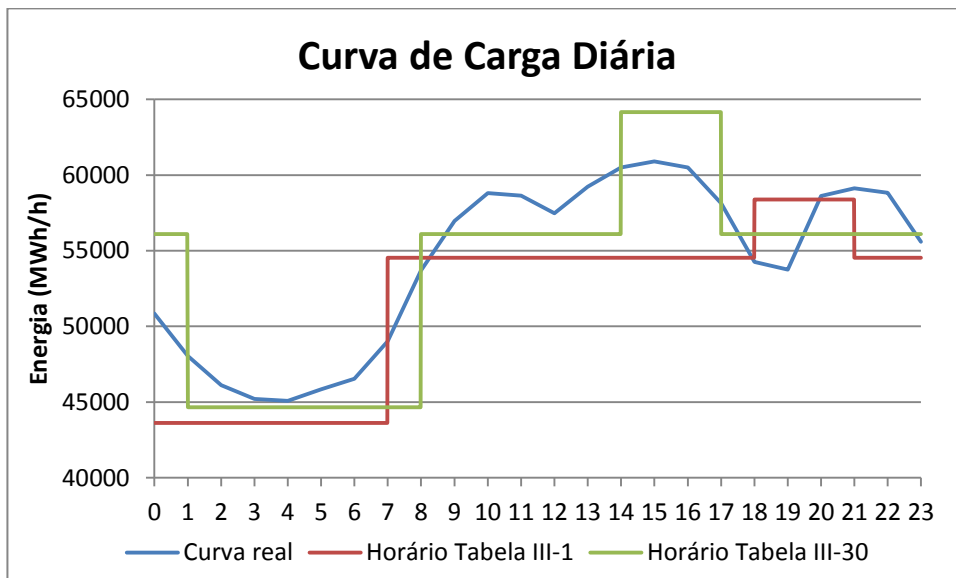


Figura III-21: Curva de Carga do dia 10/01/2008



### **III.7 SUMÁRIO**

Este capítulo apresentou interessantes e inéditos resultados [20] que sugerem a necessidade de revisão regular dos horários convencionais de patamares de carga do SIN, registrados na Tabelas III-1 e utilizados há muitos anos pelo setor elétrico brasileiro. Os seguintes aspectos merecem destaque:

- Foram mostradas diversas peculiaridades do perfil de carga real recente do sistema elétrico brasileiro para o ano de 2008, revelando-se a influência de dias especiais e a diferença entre dias úteis, sábados e domingos;
- Foram também conceituadas as formas de agregação livre e forçada. Foram obtidas diversas agregações livres e forçadas com 3 e 4 patamares para o SIN global e regionalizado (vide Anexo A), para o ano de 2008. Também foram sugeridas novas faixas de horários para os patamares obtidos. Esses resultados são de fundamental relevância para o estabelecimento de critérios de confiabilidade.

\* \* \*

# Capítulo IV

---

## AMPLITUDE ESTATÍSTICA DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

### IV.1 INTRODUÇÃO

Como já foi originalmente demonstrado em Camara Neto [25], sabe-se que qualquer resultado de uma análise probabilística de confiabilidade deve ser apresentado tão somente sob forma estritamente condicionada ao conjunto de premissas de modelagem, representação de incertezas e técnicas de cálculo adotados. Desta forma, este capítulo apresenta uma extensão das investigações pioneiras já realizadas em Camara Neto [25], visando obter as variabilidades dos índices de confiabilidade de três sistemas-teste utilizados para fins didáticos, seguindo a mesma linha investigatória preconizada em Camara Neto [25]. O aplicativo utilizado foi o programa NH2, na versão 8.3.9 DOS (setembro, 2012).

### IV.2 SISTEMAS-TESTE E CONDICIONANTES UTILIZADOS

Os sistemas-teste analisados foram os seguintes:

**Sistema # 1:** O sistema mostrado na Figura IV-1 é o denominado *Roy Billinton Test System - RBTS*, assim chamado em homenagem a um dos luminares da análise de confiabilidade probabilística em sistemas de potência (Prof. Roy Billinton). Trata-se de um sistema fictício em 230 kV, com apenas 6 barras e 9 ramos (linhas de transmissão apenas) e 11 unidades geradoras, concebido primordialmente para fins didáticos. Os dados completos desse sistema podem ser vistos em [26] e [27]. O arquivo de referência (denominado experimento 01) deste sistema <6B01.MAN> é registrado no Anexo B, permitindo a reprodução de todos os resultados obtidos na Dissertação.

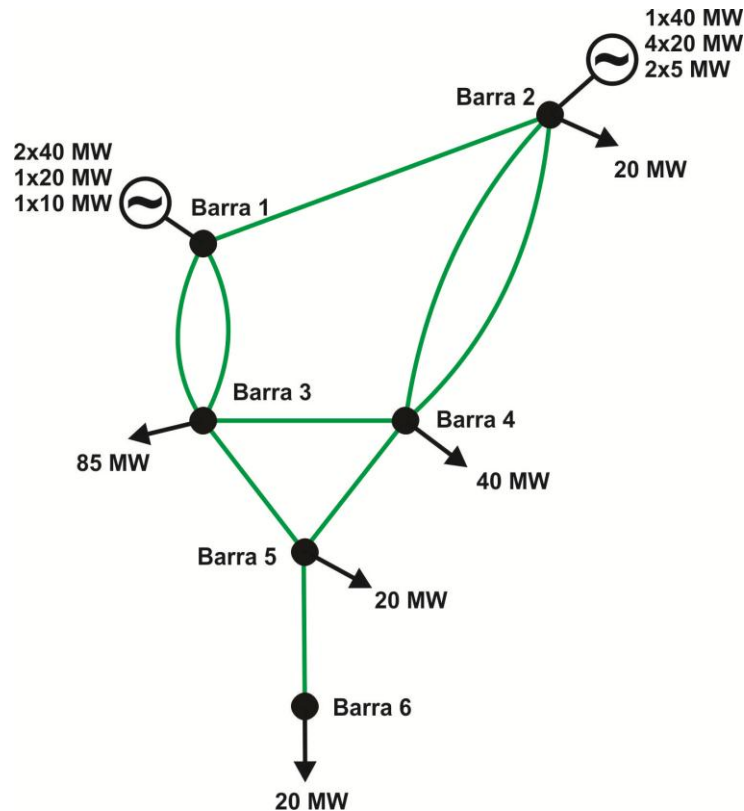


Figura IV-1: Sistema 1 - IEEE Roy Billinton Test System – RBTS

**Sistema # 2:** O sistema mostrado na Figura IV-2 é o tradicional *IEEE RTS-79*, ou seja, *IEEE Reliability Test System*, desenvolvido em 1979 por um comitê *ad-hoc* do IEEE, publicado em [28]. Trata-se de um dos mais importantes sistemas fictícios disponíveis, com 24 barras, 32 geradores, 1 compensador síncrono, 38 ramos (31 linhas áreas CA + 2 cabos subterrâneos CA + 5 transformadores de 2 enrolamentos) combinando dois níveis de tensão (230 kV e 138 kV), que é intensamente citado na literatura internacional de confiabilidade probabilística. Um outro sistema *IEEE* fictício estendido com 73 barras, porém baseado na composição de 3 sistemas *IEEE-RTS* originais também é citado na literatura do tema [29]. O sistema *IEEE RTS* original foi concebido, durante os primórdios da análise de confiabilidade composta (*i.e.* considerando incertezas simultaneamente na geração e transmissão). Seu uso difundiu-se mundialmente e a literatura [30] registra um vasto conjunto de resultados baseados neste sistema. Não obstante, os resultados aqui apresentados são inéditos, pois desvendam pioneiramente a *amplitude estatística* de uma ampla gama de índices de confiabilidade largamente utilizados pelos analistas da área. O arquivo de referência (denominado experimento 01) deste sistema <*I3E01.MAN*> também é registrado no Anexo B, permitindo a reprodução de todos os resultados obtidos na Dissertação.

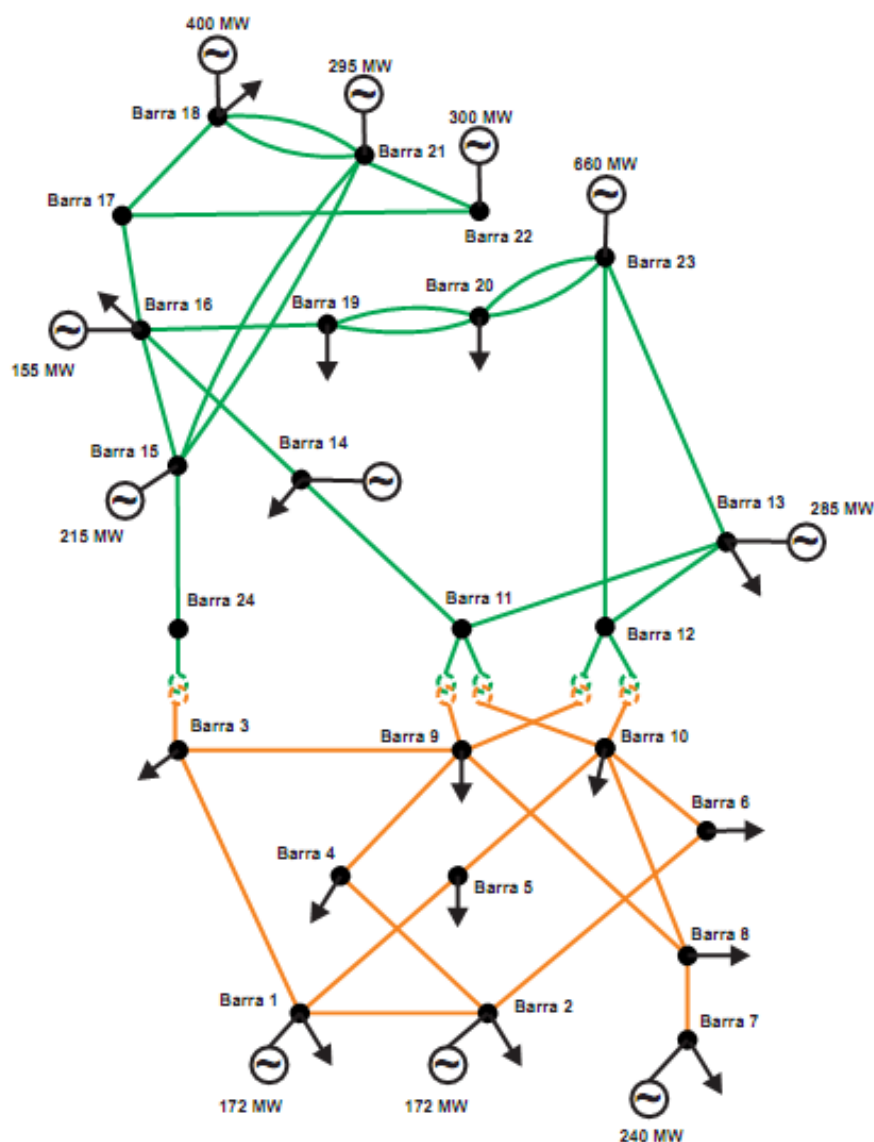


Figura IV-2: Sistema 2 - IEEE Reliability Test System (IEEE RTS)

**Sistema # 3:** O sistema fictício mostrado na Figura IV-3 foi concebido visando ilustrar, em pequena escala, situações recorrentes no SIN, sendo aqui denominado como *Sistema Teste Brasileiro de Confiabilidade (STBC-20)*. Este sistema foi obtido pela composição de uma topologia fictícia extraída de Groetaers dos Santos [31] (na tensão 500 kV), acrescido de uma adaptação do sistema fictício *RBTS* extraído de [26, 27] (atribuindo tensões 345 kV e 69 kV), e mais um outro subsistema fictício extraído e adaptado de [32] (na tensão 230 kV), totalizando 20 barras, 22 geradores, 8 usinas, 6 classes de máquinas e 31 ramos (23 linhas de transmissão aéreas CA +8 trafos de 2 enrolamentos). À topologia final resultante foram atribuídos alguns dados reais oriundos do SIN. O sistema foi propositalmente montado com uma topologia desfavorável com quatro níveis de tensão diversos, visando a

reprodução de problemas reais e situações de difícil solução. As referências [31, 32] utilizadas para a montagem desse sistema contêm dados para análises dinâmicas, úteis para eventuais futuras investigações. O arquivo de referência (denominado experimento 01) deste sistema <20B01.MAN> também é registrado no Anexo B.

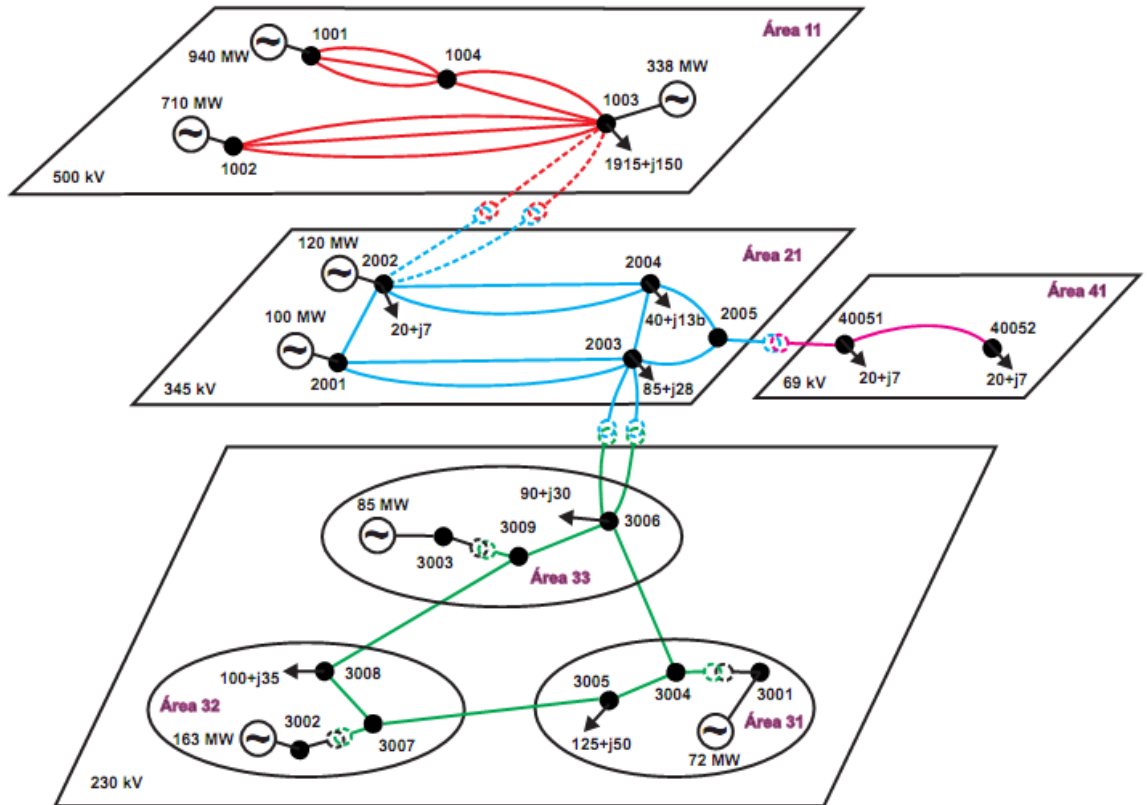


Figura IV-3: Sistema 3 - Sistema Teste Brasileiro de Confiabilidade (STBC-20)

No que concerne à metodologia de investigação usada, tentou-se inicialmente obter um paradigma referencial para cada um dos três sistemas, exatamente conforme registrado nos arquivos do Anexo B. Posteriormente, tomando-se como base comparativa o padrão obtido, uma série de experimentos foi então realizada, obtendo-se assim a faixa de variação do *índice de severidade* (vide Eq. II-6) e também de um conjunto de outros índices tradicionais na análise de confiabilidade. Por motivo de conveniência numérica, o denominado *caso de referência ou caso base de nível de risco* (*i.e.* experimento 01) para cada sistema, contemplou uma avaliação de um espaço probabilístico de estados com *incertezas na geração e na transmissão, aferida por simulação Monte Carlo*. Os arquivos do Anexo B detalham todo o conjunto de premissas usadas na obtenção desses casos de referência (*i.e.* experimentos 01) para cada um dos três sistemas.

O índice de severidade foi tomado como sendo a base mais relevante porque este é um dos principais indicadores utilizado no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS. Assim, os valores da severidade e dos demais índices de confiabilidade para o caso-base de nível de risco (isto é, o denominado experimento 01), obtidos consoante os arquivos do Anexo B são tomados como sendo iguais a *I pu*.

Algumas das principais premissas dos casos de referência (*experimentos 01*) são listadas a seguir, para posterior comparação de resultados. O detalhamento exato pode ser visto nos arquivos do próprio Anexo B. O leitor poderá observar que pela combinação das diferentes premissas abaixo listadas, o número de experimentos possíveis assume um caráter exponencial, motivo pelo qual a determinação da amplitude estatística dos indicadores tem capital relevância. Cabe ainda comentar que diversos outros aspectos de modelagem avançada (falhas de modo comum, efeitos da manutenção, modelagem de elos CC, etc) não são contemplados nesta Dissertação.

- A solução inicial do fluxo de potência da rede completa é efetuada pelo método de Newton Raphson completo para uma condição de carga pesada, usando todos os recursos de controles disponíveis, preferencialmente evitando violações. Caso haja violações, estas são tentativamente depuradas posteriormente pela aplicação de medidas corretivas coordenadas por um algoritmo de fluxo de potência ótimo;
- Quando cabível são definidas as condições de relaxamento dos limites de tensão de certas barras do sistema tais como: barras da rede de distribuição (neste contexto, aquelas com tensões inferiores a 230 kV), barras representativas dos terciários dos transformadores de 3 enrolamentos, barras fictícias para a modelagem de derivações em linhas de transmissão (tapes), barras com reatores limitadores e barras associadas a capacitores série. Este critério está associado ao comando DTEN e seu uso foi ajustado para cada sistema e tipo de experimento;
- São definidas as condições de manipulação dos limites de carregamento de linhas e transformadores. Este critério também foi ajustado para cada sistema e tipo de experimento;
- A montagem da configuração do parque gerador é efetuada com as máquinas individualizadas e suas incertezas (comandos DUSI e DECG). Este aspecto possibilita a realização de diversos experimentos tais como: variação das potências ativa mínima e máxima a serem consideradas em cada máquina, indicação de

máquinas não despacháveis, (gerações ativa e reativa são tomadas como fixas), variação de fatores de potência, variação dos modelos de incertezas das máquinas, etc. Este critério também foi ajustado para cada sistema e tipo de experimento;

- O tipo de espaço probabilístico analisado e sua forma de análise são determinados pelo analista. A definição do tipo de estado probabilístico desejado enseja a realização de inúmeros experimentos, como por exemplo, análise apenas do parque gerador, análise apenas da rede de transmissão em níveis de tensão e regiões selecionadas, análises discriminando elementos (i.e. linhas, transformadores, geradores), análises diversas compondo simultaneamente incertezas na geração e transmissão (comando DLCT). O espaço probabilístico de estados considerado admite avaliação por diversas nuances de enumerações e simulações Monte Carlo, nas quais podem ser testadas diferentes combinações de tolerâncias, sementes e abrangências espaciais;
- São possíveis diversas formas de monitoração dos carregamentos dos ramos do sistema, como por exemplo, a monitoração de carregamentos em MW pelo limite do regime de operação normal (esse critério é justificado como folga para a segurança do sistema), pelo limite de regime em emergência ou considerando potências aparentes;
- São possíveis duas formas de monitoração dos níveis de tensão nos barramentos de carga, considerando os valores admissíveis em condições normais ou de emergência. Também podem ser discriminados barramentos com ou sem carga;
- Dispõe-se de ampla gama de possibilidades de uso de medidas corretivas para eliminação de violações através de algoritmo de fluxo de potência ótimo, contemplando, entre outras, a otimização da tensão das unidades geradoras, posições dos tapas de transformadores, redespacho de potência ativa;
- São possíveis inúmeras combinações de delimitação das áreas elétricas para controle e monitoração das violações (comandos DRCC, DRMI);
- A atribuição de taxas de falha e tempos médios de reparo pode ser efetivada de forma individualizada para cada linha, transformador ou gerador, ou atribuída por representatividade estatística, como preconizado nas referências [33,34]. Nesta Dissertação o primeiro tipo de atribuição é adotado para os sistemas # 1 e # 2, dado

que todos os dados necessários encontram-se na literatura. O segundo tipo de atribuição foi adotado apenas para o sistema # 3. Nesse caso, a técnica usada para a atribuição de incertezas às linhas de transmissão do sistema # 3 baseia-se na estimação dos comprimentos das mesmas, de acordo com os valores da Tabela IV-1. A estimação do comprimento aproximado das linhas de transmissão em km é realizada por meio da expressão  $\ell = 7,8 (X.B)^{1/2}$ , onde X é a reatância da linha em % e B é a susceptância da linha em Mvar [34]. A técnica utilizada para a atribuição de incertezas aos transformadores do sistema # 3 baseia-se na tensão mais elevada do equipamento, de acordo com a Tabela IV-1;

Tabela IV-1: Características de Linhas e Transformadores no Brasil [33, 35], usados no STBC-20

Tensão (kV) e Reatância Média de Linhas (%/km em 100 MVA)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha $\lambda$ oc/km.ano	Tempo Médio Reparo (h)	Taxa de Falha $\lambda$ oc/ano	Tempo Médio Reparo (h)
<b>69 kV (0,6334 %/km)</b>	3,1949	1,0142	0,2494	0,7835
<b>138 kV (0,2608 %/km)</b>	0,0399	1,0144	0,6142	8,4360
<b>230 kV (0,0740 %/km)</b>	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
<b>345 kV (0,0316 %/km)</b>	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
<b>440 kV (0,0166 %/km)</b>	0,0144	3,3770	0,5000	12,7187
<b>500 kV (0,0127 %/km)</b>	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
<b>525 kV (0,0127 %/km)</b>	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
<b>765 kV (0,005786 %/km)</b>	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958



A Tabela IV-2 registra as taxas de falha e tempos médios de reparo representativos dos geradores usados no sistema # 3.

Tabela IV-2: Características de Geradores no Brasil [33, 35], usados no STBC -20

<b>Tipo</b>	<b>Capacidade (MW) *</b>	<b>Taxa de Falha <math>\lambda</math> (occ/ano)</b>	<b>Tempo Médio de Reparo (h)</b>
Hidráulica	29	1,6240	2,2343
Hidráulica	59	1,7599	26,8038
Hidráulica	199	1,8692	35,5347
Hidráulica	499	1,3286	17,3235
Hidráulica (Itaipu)	720	0,7822	10,6000
Fóssil	59	1,5806	43,4498
Fóssil	89	6,7605	20,1920
Fóssil	129	5,5811	47,7132
Fóssil	199	27,2429	44,2066
Fóssil	389	0,4765	23,1450
Compensador Síncrono	500	0,8154	91,5997
Compensador Estático	500	5,1204	7,7193
Eólica	0,5	2,500	136,000

(\*) Geração máxima.

Os recursos computacionais utilizados foram os seguintes:

a) Sistema operacional Windows XP Professional, processador Intel (R) Pentium, 2 GHz e 1 GB RAM, IBM.

b) Sistema operacional Windows XP Professional, processador Pentium 4, 3.2 GHz e 0,99 GB de memória RAM (ONS), utilizado apenas em 3 processamentos não dedicados (vide Tabelas IV-50 a IV-52).

### IV.3 EXPERIMENTOS E ANÁLISE

Cada tipo de experimento é, sempre que possível ou conveniente, apresentado para os dois sistemas investigados intensivamente, na sequência *RBTS*, *IEEE RTS*. Para o sistema *STBC* foram realizados apenas dois experimentos, evitando repetições tediosas. Sempre que necessário, antes da tabela com os principais resultados de um dado experimento, comentam-

se as premissas que o embasaram, apontando, em particular, as diferenças em relação ao experimento 01, tomado como padrão de referência.

As eventuais lacunas na ordem sequencial dos experimentos ocorrem quando os experimentos (13 a 23) omitidos se revelaram sem serventia ou redundantes. O índice de *severidade* foi tomado como base principal para os comentários, embora observações eventuais sobre os demais indicadores também estejam presentes. A seguir, um registro detalhado das condições de simulação do experimento 01 para cada um dos 3 sistemas é apresentado. Em alguns trechos, é absolutamente essencial citar os comandos do programa *NH2* que foram utilizados, visando uma descrição rigorosa de procedimentos. Nesses casos, a referência [36] auxiliará a dirimir eventuais dúvidas do leitor.

### **Experimento 01: Confiabilidade Composta (Geração-Transmissão), Monte Carlo, Processamento de Referência**

- **Sistemas:** *RBTS, IEEE RTS, STBC (vide Anexo B). Observa-se que nenhum sistema contém elos de corrente contínua, parques eólicos, solares, maremotrizes, pequenas centrais hidrelétricas, considerações sobre manutenção, solicitação ambiental, equipamentos FACTS, modelagem de subestações, etc.*

- **Barra de referência ('swing'):** *RBTS - barra 2 (vide Figura IV-1)  
IEEE RTS - barra 23 (vide Figura IV-2)  
STBC - barra 1003 (vide Figura IV-3)*

- **Modelagem da carga:** *patamar único (carga pesada), probabilidade unitária, sem incertezas,*

*RBTS - 185 MW (77 % da geração instalada)  
IEEE RTS - 2850 MW (83,7 % da geração instalada)  
STBC - 2415 MW (67,4 % da geração instalada)*

- **Solução do caso base de fluxo de potência (Newton CA) para a rede sem contingências:**

- *foram usados todos os controles disponíveis: (redespacho ativo e reativo, tapes)*
- *foi observada a ausência de violações no caso base de fluxo de potência*

- **Critério de tratamento dos limites de tensão:**

#### ***Para o sistema RBTS***

- *limites normais inferiores e superiores mais restritos do que os limites de emergência inferiores e superiores p/ todas as barras, em todos os níveis de tensão (vide comando DTEN).*

### ***Para o sistema IEEE RTS***

- limites normais inferiores e superiores idênticos aos limites de emergência inferiores e superiores p/ todas as barras, em todos os níveis de tensão (vide comando DTEN).

### ***Para o sistema STBC***

- limites normais inferiores e superiores diferenciados em relação aos limites de emergência inferiores e superiores p/ todas as barras, em todos os níveis de tensão. critério idêntico ao preconizado nos Procedimentos de Rede[37] (vide comando DTEN).

### **- Critério de tratamento dos limites de carregamento:**

- foram modelados os limites normais e de emergência (potência aparente MVA) especificados em todos os ramos, consoante as referências bibliográficas (vide DLIN).

- os valores dos limites em emergência são distintos dos valores em regime normal para os sistemas RBTS e IEEE RTS. Para o sistema STBC tem-se os limites normais iguais aos limites de emergência, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede[37].

### **- Representação do parque gerador:**

- todo o parque gerador foi representado por máquinas síncronas individualizadas, com limites de potência ativa e reativa superiores e inferiores especificados, modeladas a dois estados (vide comando DUSI), com incertezas individualizadas conforme especificadas nas referências bibliográficas para todas as unidades, exceto para o STBC. Os limites inferiores de potência ativa foram tomados como nulos para o RBTS e não nulos para o IEEE RTS e STBC. A representação por classe de usina (DECG) só foi contemplada para o STBC.

**Sistema RBTS:** 240 MW, 11 geradores, 2 usinas, 6 classes de máquinas, 3 áreas elétricas

**Sistema IEEE RTS:** 3405 MW, 32 geradores, 11 usinas, 9 classes de máquinas, 1 síncrono, 2 áreas elétricas

**Sistema STBC:** 3978 MW, 22 geradores, 8 usinas, 6 classes de máquinas, 6 áreas elétricas

### **- Incertezas da malha de transmissão:**

- atribuídas incertezas a todos os ramos (linhas e transformadores) de todos os sistemas

### **- Composição e porte do espaço probabilístico sob análise:**

- todo o parque gerador e toda a malha de transmissão

- RBTS - (11 + 9 = 20 componentes),  $2^{20} = 1\,048\,576$  estados

- IEEE RTS - (32 + 38 = 60 componentes),  $2^{60} = 1,15 \times 10^{18}$  estados

- STBC - (22 + 31 = 53 componentes),  $2^{53} = 9 \times 10^{15}$  estados

**- Tentativa de obtenção de caso-base da rede completa (i.e. sem contingências) sem violações, após modelagem do parque gerador (DUSI):**

*- neste experimento a tentativa foi desnecessária pois o ponto de operação inicialmente fornecido não apresentou violações (EXLF NEWT).*

*- embora inócuo neste experimento, foi acionado um processamento de fluxo de potência ótimo (EXLF, NEWT, FPOT, NORM, RMON, FLMW, MOTT, RCVG) monitorando limites normais da tensão (DTEN) e limites normais do fluxo de potência ativa nos ramos (FLMW), com função objetivo de mínimo corte de carga para eliminar as violações que existissem*

**- Monitoração dos limites de carregamento de ramos, sob condição de contingências:**

*- foram monitorados os limites de emergência (EMER) do fluxo de potência ativa nos ramos (FLMW) para os 3 sistemas*

**- Monitoração dos níveis de tensão de barras, sob condição de contingências:**

*- foram monitoradas as condições de emergência modeladas no comando (DTEN) de cada sistema, para todas as barras do sistema (barras com cargas e barras sem cargas - MOTT)*

**- Região de controle sob contingências:**

*- todas as áreas elétricas dos 3 sistemas foram liberadas para eliminar eventuais violações (DRCC)*

**- Região e Tipo de monitoração sob contingências:**

*- todas as áreas elétricas dos 3 sistemas foram monitoradas (DRMI)*

*- houve monitoração de violações de fluxos (MONF), geração reativa (MONR), geração ativa na barra de referência (MONS), monitoração da tensão de barras de carga com carga (MONT).*

**- Contingências de transmissão solicitadas:**

*- todos os ramos dos 3 sistemas, incluindo linhas aéreas, cabos, transformadores (vide DLCT, TRAN)*

**- Contingências de geração solicitadas:**

*- todas as unidades geradoras dos 3 sistemas (vide DLCT, GERA)*

- Medidas corretivas inibidas para eliminação de violações sob condições de contingências, via fluxo de potência ótimo:

- no experimento 01 não foi utilizado nenhum inibidor (SEMP, SEMT, SEMV)

- Tipo de análise de confiabilidade solicitada:

- Monte Carlo não sequencial clássico (nenhuma técnica de redução de variância foi empregada), com incertezas na geração e transmissão, todas as medidas corretivas acionadas por fluxo de potência ótimo CA, monitorando fluxos ativos (MW), com limites de emergência para fluxos e tensões de todas as barras, 200 000 sorteios para o sistema RBTS e 100 000 sorteios para os sistemas IEEE RTS e STBC, coeficiente de variação  $\beta$  igual a 3% para a LOLP e EPNC, semente 1513. Resultados nas Tabelas IV.3 a IV.5.

Tabela IV-3: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: RBTS

Experimento 01						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 426,4693  (1 pu)</b>	<i>sistema: 0,97063 geração: 0,82230 comp+trans: 0,14832 (1 pu) <math>\beta = 2,52\%</math></i>	<i>s: 1315 g: 827 c+t: 488 (1 pu) <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 4,23 g: 2,81 c+t: - (1 pu) <math>\beta = 2,96\%</math></i>	<i>s: 20,09 g: 25,66 c+t: - (1 pu) <math>\beta = 1,56\%</math></i>	<i>s: 0,1501 g: 0,0944 c+t: 0,0557 (1 pu) <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 85 g: 72 c+t: 13 (1 pu) <math>\beta = 2,52\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
<b>79,378344</b>	não se aplica	161 133	2 028	1 564	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 14,85 s, Eficácia Medidas corretivas: 22,88 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-4: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: IEEE RTS

Experimento 01						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3296, 0748  (1 pu)</b>	<i>sistema: 11,078 geração: 8,1884 comp+trans: 2,8900 (1 pu) <math>\beta = 2,13\%</math></i>	<i>s: 156564 g: 124063 c+t: 32501 (1 pu) <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,21 g: 16,93 c+t: - (1 pu) <math>\beta = 3,31\%</math></i>	<i>s: 40,08 g: 42,36 c+t: - (1 pu) <math>\beta = 2,52\%</math></i>	<i>s: 17,8726 g: 14,1624 c+t: 3,7101 (1 pu) <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 970 g: 717 c+t: 253 (1 pu) <math>\beta = 2,13\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
<b>23,133893</b>	não se aplica	17 647	2 640	1 955	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 4m 3,54 s, Eficácia Medidas corretivas: 25,95 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-5: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Referência: STBC

Experimento 01						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 267,6917  (1 pu)</b>	<i>sistema: 2,3809</i> <i>geração: zero</i> <i>comp+trans: 2,3809</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 2,42%</i>	<i>s: 10775</i> <i>g: zero</i> <i>c+t: 10775</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 3%</i>	<i>s: 111,24</i> <i>g: -</i> <i>c+t: -</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 3,27%</i>	<i>s: 1,87</i> <i>g: -</i> <i>c+t: -</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 2,20%</i>	<i>s: 1,2300</i> <i>g: zero</i> <i>c+t: 1,2300</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 3%</i>	<i>s: 209</i> <i>g: zero</i> <i>c+t: 209</i> <i>(1 pu)</i> <i>β = 2,42%</i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
<b>80,563412</b>	não se aplica	70 269	10 887	1 673	963	1,35

Tempo d/processamento dedicado: 18 m 34,07 s, Eficácia Medidas corretivas: 84,63 %, Carga monitorada: 2415 MW(1pu)

O objetivo deste experimento inicial é a simples obtenção de um *padrão de referência* para fins de comparação. Por este motivo foi adotada uma modelagem bem abrangente, visando capturar variadas fontes de riscos, por simulação Monte Carlo da geração e transmissão (análise de confiabilidade composta, global ou híbrida), com coeficientes de variação situados em 3%. Em todas as tabelas o valor do índice *sistema* é a soma do valor do índice *geração* mais o valor do índice *híbrido* (englobando falhas *exclusivamente de transmissão e falhas compostas geração-transmissão*). A probabilidade de ocorrência da rede completa (isto é, sem falhas) indica o nível de robustez da configuração analisada. Exemplificando, a Tabela IV-3 mostra que o *RBTS* ocorre com probabilidade igual a 79,38 %. Os resultados obtidos indicam que o *IEEE RTS* é o sistema com maior risco global, atingindo *3296 sistema-minutos de severidade*, situando-o na categoria *muito grave*, conforme a Tabela II-2. Como se sabia que este sistema foi concebido com uma transmissão robusta fica então evidenciado que a fragilidade deste sistema advém principalmente do sistema de geração, como será mostrado nas Tabelas IV-8 e IV-28.

Observando-se as Tabelas IV.3 e IV.4 pode-se observar que para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS*, o valor da *LOLD* associada unicamente ao parque gerador é superior ao valor associado ao sistema completo. Esse resultado, embora possa surpreender o analista mais desavisado, pode ser compreendido e plenamente explicado lembrando que a *LOLD* é um indicativo de duração média global do sistema. Sabe-se, também, que os parques geradores têm seus tempos médios de reparo muito superiores aos tempos médios de reparo da malha de transmissão. Essa discrepância nos tempos médios de reparo da geração e da transmissão faz com que os indicadores *LOLD<sub>G</sub>*, associados exclusivamente aos parques geradores, tenham

uma magnitude numérica superior àquele  $LOLD_T$ , oriundo apenas da malha de transmissão, e também superior àquele  $LOLD_{SIST}$ , advindo do sistema como um todo envolvendo transmissão e geração. Observe ainda que, com a inclusão da rede de transmissão, o índice  $LOLP$  cresce menos do que o índice  $LOLF$  e, portanto, o índice  $LOLD$  decresce, pois é calculado pela razão entre estes dois indicadores, i.e.,  $LOLD=(LOLP \times 8760) /LOLF$ .

Cabe ainda aqui esclarecer que o indicador  $LOLF$  também pode apresentar, em raras situações, um comportamento peculiar caso sua função-teste usada para cálculo na simulação Monte Carlo não tenha sido projetada para dar conta do fenômeno da incoerência<sup>1</sup>. Sabe-se que sistemas de geração (NH1) são sempre coerentes, mas quando a interação geração-transmissão é considerada (NH2), o fenômeno da incoerência pode se fazer presente. Quando isso ocorre, a contabilização da  $LOLF$  entre as fronteiras dos estados de sucesso e falha requer o uso de uma função-teste mais sofisticada [38] do que aquela presentemente implementada no programa NH2.

Para o *STBC* (vide Tabela IV-5) observa-se que o parque gerador não origina modos de falha, emulando uma situação usual do SIN, como era de se desejar. Ainda interessante destacar que a *eficácia dos recursos corretivos*<sup>2</sup> no caso do *STBC* alcança um patamar compatível (84,63 %) com aqueles encontrados usualmente no SIN. Também a destacar que para o *STBC* houve o abandono de 963 configurações, indicando um alto grau de dificuldade para alcançar sucesso durante o processo de otimização empregado nas medidas corretivas invocadas. Essa característica também é prevalente no caso do SIN. Por outro lado, os outros dois sistemas apresentam um quadro muito mais restritivo no que concerne a eliminação das violações durante contingências, dado que a eficácia dos recursos situa-se num patamar aproximado de 20 % apenas. É também interessante notar que o menor sistema foi o que exigiu mais simulações (161 133 sorteios) para atingir o coeficiente de variação especificado de 3 %, gerando 2 028 configurações com a presença de modos de falha. Dentre estas, um total de 1 564 configurações só tiveram suas violações eliminadas mediante cortes de carga.

---

<sup>1</sup> **Nota de esclarecimento:** na análise de confiabilidade um sistema é dito coerente quando uma falha adicional de um componente em um sistema já em estado de falha, sempre leva o sistema a outro estado de falha. Observa-se em sistemas reais a existência do fenômeno da incoerência, ou seja, dada uma condição de falha do sistema, uma eventual falha adicional de um componente, poderá levar o sistema ao sucesso

<sup>2</sup> **Nota de esclarecimento:** a eficácia é dada pela expressão  $\{1 - (PPC / PPS)\} \times 100$ , onde PPS é a probabilidade de problema no sistema, antes das medidas corretivas

## Experimento 02 (somente STBC): Transmissão via Procedimentos de Rede

O objetivo deste experimento foi o de demonstrar cabalmente, quão impactante pode ser o conjunto de premissas adotadas numa avaliação de confiabilidade. Em particular, ficou evidenciada aqui a grande diferença entre as premissas adotadas no experimento 01 e aquelas adotadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Neste caso foram utilizados todos os critérios preconizados em [33,37], usando como base o arquivo <20B01.man> registrado no Anexo B. Todas as demais premissas do experimento 01 que não estão em conflito com as hipóteses determinadas em [33,37] foram mantidas. O arquivo de processamento foi montado manualmente, sem auxílio do programa *PRE-NH2* [39]. Para a conveniência do leitor, informa-se que neste caso, trata-se de uma análise por enumeração simples, somente da denominada Rede Básica (tensões iguais ou superiores a 230 kV apenas, ou seja, uma linha em 69 kV não sofre contingência, em obediência ao critério do ONS). As incertezas do parque gerador não são modeladas e o redespacho de geração ativa sob contingências não é autorizado. Além disso, os fluxos são monitorados exclusivamente pelos limites normais. Os resultados são mostrados na Tabela IV-6.

Tabela IV-6: Confiabilidade da Transmissão via Procedimentos de Rede, Enumeração Simples: STBC

Experimento 02						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 47,3140  (0,17675 pu)</b>	<i>sistema: 0,35501 geração: zero comp+trans: 0,35501  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1 904 g: zero c+t: 1 904  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 4,25 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 7,31 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,2174 g: zero c+t: 0,2174  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 31 g: zero c+t: 31  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,205460	99,768296	24	7	5	6	0,194831

*Tempo de processamento dedicado: 2,11 s, Eficácia Medidas corretivas: 23,28 %, Carga Monitorada= 2415 MW (1pu)*

Tomando a severidade como base de comparação, observa-se que o risco do sistema, sob os critérios adotados para a avaliação da rede básica, passa da situação *grave* (vide Tabela II-2) para o patamar *limítrofe*. Isso demonstra quão imprescindível é a definição das premissas adotadas em qualquer avaliação probabilística de confiabilidade de sistemas de potência. Observa-se ainda que 6 casos não lograram solução numérica, sendo retirados da estatística.



Também digno de nota, o fato de que, embora apenas uma enumeração simples tenha sido praticada, a fração analisada do espaço probabilístico de estados cobriu quase a totalidade do mesmo (99,77 %). Porém, neste caso é bom lembrar que o espaço probabilístico de estados é muito reduzido, composto por apenas 30 ramos e só a rede completa já abrange 97,2 % desse espaço. Os valores encontrados para os demais indicadores também são compatíveis com os tipicamente encontrados para o SIN real, indicando a adequação do *STBC* ao propósito para o qual foi projetado. Como o sistema de geração não sofreu contingências, todos os indicadores da geração são nulos.

### Experimento 02: Enumeração Tripla da Geração

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado o experimento da enumeração tripla da geração, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada após o processamento padrão definido pelo experimento 01 porque desejou-se comparar, de forma aproximada, os valores do risco oriundos do parque gerador em ambos os experimentos, um deles por Monte Carlo e o outro por enumeração exaustiva. Os resultados são dados nas Tabelas IV-7 e IV-8.

Tabela IV-7: Enumeração Tripla da Geração: RBTS

Experimento 02						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 354,8634  (0,83210pu)</b>	<i>sistema: 0,82893 geração: 0,82611 comp+trans: 0,00282  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1 094 g: 808 c+t: 287  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 2,89 g: 2,84 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 25,13 g: 25,47 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1249 g: 0,0922 c+t: 0,0327  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 73 g: 72 c+t: 0,2  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
81,300308	99,996681	231	134	134	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 2,44 s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-8: Enumeração Tripla da Geração: IEEE RTS

Experimento 02						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 1969,5473  (0, 59754pu)</b>	<i>sistema: 7,8216 geração: 5,6989 comp+trans: 2,1228  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 93554 g: 70182 c+t: 23371  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 22,80 g: 11,85 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 30,05 g: 42,12 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 10,6796 g: 8,0117 c+t: 2,6679  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 685 g: 499 c+t: 186  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,729990	95,437131	5488	1373	812	zero	-

*Tempo de processamento dedicado: 2m 7,07s, Eficácia Medidas corretivas: 29,67 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)*

O primeiro aspecto a ser aqui comentado se refere ao aparecimento de uma *componente híbrida (comp + trans)* dos índices durante uma avaliação por enumeração *apenas da geração*. Isto ocorre porque, pelo fato da malha de transmissão (embora deterministicamente representada) estar modelada, modos de falha associados à violação de tensões, carregamentos e limites de reativos podem ser detectados e contabilizados quando da ocorrência de contingências exclusivamente no parque gerador. Essa contabilização é atribuída assim ao sistema de transmissão e registrada na parcela híbrida. O modo de falha *défice de geração* é contabilizado exclusivamente na parcela de geração. Nota-se também que o programa apresentou lacunas para os componentes híbridos (*efeitos compostos + transmissão*) para os índices *LOLF e LOLD*. Essa situação mostrou-se recorrente durante toda a investigação.

Observa-se ainda na Tabela IV-7 que para o sistema *RBTS* os valores associados apenas à geração têm grande compatibilidade com os valores associados à geração registrados no experimento 01 (vide Tabela IV-3), notando-se que a rede analisada por enumeração tripla de geração cobriu, nesse caso, um altíssimo percentual do espaço de estados (99,996681 %). Também fica evidente que a fragilidade do *RBTS* advém precipuamente do parque gerador, já que o índice de severidade obtido atinge 83%. Também é de grande interesse notar que a eficácia das medidas corretivas é apontada como *nula* para o *RBTS* (consulta aos registros de saída indica que os indicadores *PPC* e *PPS* são dados com precisões distintas, inviabilizando um maior esclarecimento). Já no caso do sistema *IEEE RTS*, os valores associados apenas à geração apresentam-se mais reduzidos do que os valores da geração registrados na Tabela IV-

4. Esse resultado é porém consistente, já que no caso do *IEEE RTS*, a enumeração tripla da geração cobre um percentual mais reduzido do espaço probabilístico (95,437131 %).

### Experimento 03: Enumeração Simples da Transmissão

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado o experimento da enumeração simples da transmissão, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada após o processamento padrão definido pelo experimento 01 porque desejou-se comparar os valores de referência com aqueles obtidos em um processamento de certa forma similar ao que é preconizado pelos Procedimentos de Rede e também para aquilatar o grau de risco associado ao clássico critério (n-1) usado no setor elétrico brasileiro, para o planejamento da rede de transmissão. Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-9 e IV-10.

Tabela IV-9: Enumeração Simples da Transmissão: RBTS

Experimento 03						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b> sistema: 63,3314  (0,14850pu)</b>	<i> sistema: 0,11146 geração: zero comp+trans: 0,11146  <math>\beta = -</math></i>	<i> s: 195 g: zero c+t: 195  <math>\beta = -</math></i>	<i> s: 0,98 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i> s: 10,00 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i> s: 0,0223 g: zero c+t: 0,0223  <math>\beta = -</math></i>	<i> s: 9,8 g: zero c+t: 9,8  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,635969	99,976558	9	3	1	zero	zero

*Tempo de processamento dedicado: 0,25 s, Eficácia Medidas corretivas: 75,00 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)*

Tabela IV-10: Enumeração Simples da Transmissão: IEEE RTS

Experimento 03						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 18,9768  (0, 00576pu)</b>	<i>sistema: 0,34967 geração: zero comp+trans: 0,34967  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 901 g: zero c+t: 901  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,74 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 41,34 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1029 g: zero c+t: 0,1029  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 31 g: zero c+t: 31  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,488002	99,969384	38	6	3	zero	zero

*Tempo de processamento dedicado: 0,83s, Eficácia Medidas corretivas: 27,13 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)*

Quando comparados com os resultados de referência das Tabelas IV-3 e IV-4, pode-se notar que os resultados das Tabelas IV-9 e IV-10 mostram que o risco oriundo exclusivamente da malha de transmissão de ambos os sistemas é muito reduzido (vide os valores da severidade em pu). No caso do sistema *IEEE RTS*, esse resultado já é de conhecimento público, sendo portanto mais uma confirmação. Porém, é aqui interessante observar que no caso da análise estrita da transmissão, o programa NH2 não gerou componentes de risco oriundos da geração (porém na análise estrita da geração, são produzidos componentes associados à transmissão, como mostrado nas Tabelas IV-7 e IV-8). Entretanto, isto poderia ter ocorrido caso contingências simples de transmissão tivessem gerado ilhamentos com o modo de falha déficit de geração.

#### **Experimentos 04 e 05: Até Enumeração Dupla e Tripla da Transmissão**

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foram também realizados os experimentos de enumeração acumulada dupla e tripla da transmissão, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada visando comparar os resultados obtidos com os oriundos da enumeração simples. A expectativa óbvia é a de aumento do nível de risco. Cabe esclarecer que a contabilização é realizada cumulativamente (ou seja, *simples + duplas*; *simples + duplas + triplas*). Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-11 a IV-14.

Tabela IV-11: Enumeração Simples +Dupla da Transmissão: RBTS

Experimento 04						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 67,2093  (0,15759pu)</b>	<i>sistema: 0,11823 geração: zero comp+trans: 0,11823  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 207 g: zero c+t: 207  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1,07 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 9,65 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,0237 g: zero c+t: 0,0237  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 10 g: zero c+t: 10  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,635969	99,999873	45	29	15	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 1,83 s, Eficácia Medidas corretivas: 74,49 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-12: Enumeração Simples + Dupla + Tripla da Transmissão: RBTS

Experimento 05						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 67,2986  (0,15780pu)</b>	<i>sistema: 0,11833 geração: zero comp+trans: 0,11833  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 208 g: zero c+t: 208  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1,07 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 9,65 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,0237 g: zero c+t: 0,0237  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 10 g: zero c+t: 10  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,635969	próxima de 1	129	111	81	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 6,14 s, Eficácia Medidas corretivas: 74,47 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-13: Enumeração Simples + Dupla da Transmissão: IEEE RTS

Experimento 04						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 19,4681  (0, 0059065pu)</b>	<i>sistema: 0,35814 geração: zero comp+trans: 0,35814  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 925 g: zero c+t: 925  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,76 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 41,28 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1056 g: zero c+t: 0,1056  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 31 g: zero c+t: 31  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,488002	99,999760	741	245	119	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 24,61s, Eficácia Medidas corretivas: 27,29 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Tabela IV-14: Enumeração Simples + Dupla + Tripla da Transmissão: IEEE RTS

Experimento 05						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 19,4750  (0, 0059085pu)</b>	<i>sistema: 0,35824 geração: zero comp+trans: 0,35824  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 925 g: zero c+t: 925  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,76 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 41,31 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1056 g: zero c+t: 0,1056  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 31 g: zero c+t: 31  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,488002	99,999999	9177	4738	2289	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 6m 58,58s, Eficácia Medidas corretivas: 27,29 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Os resultados alcançados mostraram que em comparação com o processo de enumeração simples da transmissão (experimento 03), a agregação das contingências duplas e triplas (experimentos 04 e 05) acumulou uma parcela de risco adicional muito pequena (vide, por exemplo, a severidade). A agregação das contingências *triplas* em relação ao conjunto (*simples + duplas*) também se apresentou dentro da expectativa de degradação do risco (para alguns índices o valor não foi alterado, debitando-se este fato às tolerâncias usadas). Porém, o fenômeno mais interessante que foi observado foi a queda de valor do índice *LOLD* em relação àquele gerado na enumeração simples. O senso comum poderia aparentemente sugerir que a consideração de contingências de ordem superior sempre deveria produzir índices de risco mais elevados. Entretanto, o indicador *LOLD* é um *índice secundário*, que é dado pela razão de dois *índices primários* (*LOLE / LOLF*), explicando assim o seu comportamento esdrúxulo. Por exemplo, no caso do sistema *IEEE RTS* obteve-se na *enumeração simples* os seguintes valores sistêmicos:

$$\mathbf{LOLE} = 30,6307 \text{ h/ano}; \quad \mathbf{LOLF} = 0,7409 \text{ oc./ano}; \quad \mathbf{LOLD} = \text{LOLE} / \text{LOLF} = \mathbf{41,3421}$$

Já no caso da *enumeração tripla*, os valores obtidos mostram o motivo da redução do *LOLD*. Nota-se que os índices primários não agridem o senso comum.

$$\mathbf{LOLE} = 31,3815 \text{ h/ano}; \quad \mathbf{LOLF} = 0,7596 \text{ oc./ano}; \quad \mathbf{LOLD} = \text{LOLE} / \text{LOLF} = \mathbf{41,3148}$$

## Experimentos 06 e 07: Enumeração Simples e Até Dupla da Geração

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foram também realizados os experimentos de enumeração simples e dupla da geração, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada visando comparar os resultados obtidos com os oriundos da enumeração tripla da geração (vide Tabelas IV-7 e IV-8). Cabe esclarecer que aqui também a contabilização da enumeração dupla é realizada cumulativamente (ou seja, *simples + duplas*). Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-15 a IV-18. A expectativa que se tinha sobre os resultados era a da coerência de desempenho.

Tabela IV-15: Enumeração Simples da Geração: RBTS

Experimento 06						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: zero  (zero pu)</b>	<i>sistema: geração: zero comp+trans:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
81,300308	98,312119	11	zero	zero	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 0,12 s, Eficácia Medidas corretivas: zero, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-16: Enumeração Simples + Dupla da Geração: RBTS

Experimento 07						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 294,8531  (0, 69138pu)</b>	<i>sistema: 0,7546 geração: 0,7546 comp+trans: zero  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 909 g: 646 c+t: 263  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 2,68 g: 2,68 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 24,71 g: 24,71 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1038 g: 0,0738 c+t: 0,0300  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 66 g: 66 c+t: zero  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
81,300308	99,908070	66	18	18	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 0,67s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-17: Enumeração Simples da Geração: IEEE RTS

Experimento 06						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: zero  (zero pu)</b>	<i>sistema: geração: zero comp+trans:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: g: zero c+t:  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,729990	59,179127	32	1	zero	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 0.39s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Tabela IV-18: Enumeração Simples + Dupla da Geração: IEEE RTS

Experimento 07						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 708,0796  (0, 21483pu)</b>	<i>sistema: 3,4117 geração: 2,0149 comp+trans: 1,3968  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 33634 g: 22720 c+t: 10914  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 7,53 g: 3,70 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 39,68 g: 47,65 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 3,8395 g: 2,5936 c+t: 1,2459  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 299 g: 177 c+t: 122  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,729990	84,253324	528	56	20	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 8,54s, Eficácia Medidas corretivas: 41,98 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Observou-se que a enumeração simples da geração gerou índices nulos para os dois sistemas, indicando boa folga na capacidade instalada do parque gerador de ambos os sistemas. Como era de se esperar, nestes experimentos a eficácia das medidas corretivas revelou-se como nula.

Já a agregação de contingências duplas foi capaz de incrementar o risco de ambos os sistemas, porém em patamares inferiores àqueles gerados pela acumulação de contingências triplas, como era de se esperar. Para o *RBTS* notou-se que as medidas corretivas não atuaram. Para o *IEEE RTS* já houve atuação efetivadas dos recursos do sistema.

Embora óbvio, cabe destacar que as contingências simples de geração não sensibilizam modos de falha compostos, pela própria natureza do evento. Porém, as



contingências duplas (e triplas, vide Tabelas IV-7 e IV-8) já provocam o aparecimento do modo de falha híbrido, afetando geração e transmissão. Não foram detectados novos fenômenos de interesse, além dos já comentados em experimentos prévios.

### Experimentos 08, 09 e 10: Enumeração Simples, Até Dupla e Até Tripla Composta

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foram ainda realizados os experimentos de enumeração simples, dupla e tripla do sistema composto, isto é, considerando a transmissão e a geração, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada visando avaliar os limites do processo de enumeração, cotejando-o com a potencialidade da simulação Monte Carlo. Os resultados obtidos poderiam talvez subsidiar a decisão sobre qual tipo de procedimento tem a melhor relação *precisão/esforço computacional* quando se compara a simulação Monte Carlo e a enumeração exaustiva. Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-19 a IV-24.

Tabela IV-19: Enumeração Simples Composta: RBTS

Experimento 08						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 51,4887  (0, 12073pu)</b>	<i>sistema: 0,09062 geração: zero comp+trans: 0,09062  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 159 g: zero c+t: 159  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,79 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 10,00 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,0181 g: zero c+t: 0,0181  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 8 g: zero c+t: 8  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	97,890896	20	3	1	zero	zero

*Tempo de processamento dedicado: 0,34s, Eficácia Medidas corretivas: 75,00 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)*

Tabela IV-20: Enumeração Simples + Dupla Composta: RBTS

Experimento 09						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 355,9369  (0,83461pu)</b>	<i>sistema: 0,87383 geração: 0,73677 comp+trans: 0,13705  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1097 g: 631 c+t: 467  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 3,88 g: 2,61 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 19,74 g: 24,71 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1253 g: 0,0720 c+t: 0,0533  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 77 g: 65 c+t: 12  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	99,866251	210	76	54	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 4,69s, Eficácia Medidas corretivas: 25,48 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-21: Enumeração Simples + Dupla + Tripla Composta: RBTS

Experimento 10						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 424,0041  (0,99422pu)</b>	<i>sistema: 0,96858 geração: 0,82424 comp+trans: 0,14434  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 1307 g: 804 c+t: 504  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: ? g: 2,84 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: ? g: 25,46 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,1492 g: 0,0917 c+t: 0,0575  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 85 g: 72 c+t: 13  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	99,994191	1350	820	672	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 37,91s, Eficácia Medidas corretivas: 23,67 %, Carga Monitorada= 185 MW (1pu)

Tabela IV-22: Enumeração Simples Composta: IEEE RTS

Experimento 08						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 4,5032  (0,001366pu)</b>	<i>sistema: 0,082976 geração: zero comp+trans: 0,082976  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 214 g: zero c+t: 214  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,18 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 41,34 g: zero c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 0,0244 g: zero c+t: 0,0244  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 7 g: zero c+t: 7  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	58,281380	70	7	3	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 1,20s, Eficácia Medidas corretivas: 92,28 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Tabela IV-23: Enumeração Simples + Dupla Composta: IEEE RTS

Experimento 09						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 701,9966  (0,21298 pu)</b>	<i>sistema: 3,5378 geração: 1,9643 comp+trans: 1,5735  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 33345 g: 22149 c+t: 11196  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 7,81 g: 3,61 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 39,67 g: 47,65 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 3,8065 g: 2,5284 c+t: 1,2781  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 310 g: 172 c+t: 138  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	83,612551	2485	529	238	zero	zero

Tempo de processamento dedicado: 1m 4,67s, Eficácia Medidas corretivas: 41,44 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Tabela IV-24: Enumeração Simples + Dupla + Tripla Composta: IEEE RTS

Experimento 10						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 1955,1015  (0, 59316pu)</b>	<i>sistema: 8,0034 geração: 5,6057 comp+trans: 2,3976  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 92867 g: 68983 c+t: 23884  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: ? g: 11,65 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: zero g: 42,16 c+t: -  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 10,6013 g: 7,8748 c+t: 2,7265  <math>\beta = -</math></i>	<i>s: 701 g: 491 c+t: 210  <math>\beta = -</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	95,148429	57205	19522	9309	20	0,000003

Tempo d/ processamento dedicado: 33m58.36s, Eficácia Medidas corretivas: 29,65 %, Carga Monitorada= 2850 MW (1pu)

Pode-se notar que para o sistema *RBTS* a enumeração simples gerou resultados muito débeis, mas a enumeração dupla alcançou excelentes resultados (comparando com o experimento padrão 01), atingindo *0,83 pu* de severidade (vide Tabela IV-20) em apenas 4,69s de computação dedicada. Porém deve ser reconhecido que neste caso particular a fração do espaço probabilístico analisado atingiu a excelente cifra de 99,87 %. O processamento por Monte Carlo (vide Tabela IV-3) exigiu mais de 6 minutos de simulação. O benefício da acumulação das contingências triplas foi reduzido (vide Tabela IV-21), sugerindo que não seria recomendável ir até esse limite, notando-se ainda que o programa não foi capaz de registrar os índices *LOLF* e *LOLD*.

Para o *IEEE RTS*, as conclusões anteriores não se mostraram válidas. Observou-se que as contingências simples também são inadequadas, mas o mesmo ocorreu com a acumulação das contingências duplas (vide Tabela IV-23), quando a severidade atingiu apenas *0,21 pu*. Mesmo com a acumulação das contingências triplas (vide Tabela IV-24) a severidade só foi incrementada até *0,59 pu*, além de exigir mais de 33 minutos de processamento dedicado (note que a simulação Monte Carlo exigiu pouco mais de 4 minutos). Também na Tabela IV-24 observou-se que o programa não conseguiu fornecer o valor da *LOLF*, comprometendo portanto a *LOLD*.

É interessante notar que a rede completa do *IEEE RTS* atinge apenas *23,13 %* do espaço probabilístico e mesmo a enumeração tripla só cobre até *95,15 %* deste espaço. É possível que este aspecto seja um dos fatores determinantes na diferença de desempenho entre os dois sistemas, quando submetidos aos dois procedimentos testados.

Como estes experimentos se referem a uma avaliação composta por enumeração, cabe aqui observar que a probabilidade da rede completa (geração + transmissão) é dada pelo produto da probabilidade apenas da malha de transmissão completa vezes a probabilidade apenas do parque gerador completo. Assim:

$$\begin{aligned}
 RBTS: & 0,79378344_{\text{composto}} = 0,97635969_{\text{transmissão}} \times 0,81300308_{\text{geração}} \\
 IEEE\ RTS: & 0,23133893_{\text{composto}} = 0,97488002_{\text{transmissão}} \times 0,23729990_{\text{geração}}
 \end{aligned}$$

Esses valores indicam que embora ambas as redes de transmissão tenham uma robustez semelhante, o parque gerador do *RBTS* é muito mais confiável do que o do *IEEE RTS*.

### **Experimentos 11 e 12: Monte Carlo, Apenas Transmissão e Apenas Geração**

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foram realizadas simulações Monte Carlo separadamente apenas para a transmissão e apenas para o parque gerador, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01 (exceto para o experimento 11 do *RBTS* que exigiu 1 000 000 sorteios para atingir a convergência e para o experimento 11 do *IEEE RTS* que exigiu 400 000 sorteios). Essas investigações foram realizadas como complemento ao experimento 01. Os resultados são dados nas Tabelas IV- 25 a IV-28.

Tabela IV-25: Confiabilidade da Transmissão por Monte Carlo: RBTS

Experimento 11						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 70,9995  (0,16648 pu)</b>	<i>sistema: 0,12484 geração: zero comp+trans: 0,12484  <math>\beta = 2,98\%</math></i>	<i>s: 219 g: zero c+t: 219  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 1,14 g: ? c+t: -  <math>\beta = 3,07\%</math></i>	<i>s: 9,57 g: ? c+t: -  <math>\beta = 0,72\%</math></i>	<i>s: 0,0250 g: zero c+t: 0,0250  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 11 g: zero c+t: 11  <math>\beta = 2,98\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,635969	não se aplica	903 545	4 120	1 128	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 57,73 s, Eficácia Medidas corretivas: 72,62 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-26: Confiabilidade da Transmissão por Monte Carlo: IEEE RTS

Experimento 11						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 19, 1852  (0,0058206pu)</b>	<i>sistema: 0,35083 geração: zero comp+trans: 0,35083  <math>\beta = 2,88\%</math></i>	<i>s: 911 g: zero c+t: 911  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 0,78 g: ? c+t: -  <math>\beta = 4,77\%</math></i>	<i>s: 39,29 g: ? c+t: -  <math>\beta = 3,79\%</math></i>	<i>s: 0,1040 g: zero c+t: 0,1040  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 31 g: zero c+t: 31  <math>\beta = 2,88\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
97,488002	não se aplica	343 189	1 667	1 204	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 3m 34,28 s, Eficácia Medidas corretivas: 27,77 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-27: Confiabilidade da Geração por Monte Carlo: RBTS

Experimento 12						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 351,9138  (0,82518pu)</b>	<i>sistema: 0,83767 geração: 0,83511 comp+trans: 0,00256  <math>\beta = 2,46\%</math></i>	<i>s: 1085 g: 818 c+t: 267  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 2,88 g: 2,86 c+t: -  <math>\beta = 2,50\%</math></i>	<i>s: 25,50 g: 25,55 c+t: -  <math>\beta = 0,44\%</math></i>	<i>s: 0,1239 g: 0,0933 c+t: 0,0305  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 73,4 g: 73,1 c+t: 0,2  <math>\beta = 2,46\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
81,300308	não se aplica	195 303	1 636	1 636	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 5,15 s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-28: Confiabilidade da Geração por Monte Carlo: IEEE RTS

Experimento 12						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3517,3654 (1,06714 pu)</b>	<i>sistema: 11,179 geração: 8,7675 comp+trans: 2,4120  <math>\beta = 2,19\%</math></i>	<i>s: 167075 g: 134533 c+t: 32542  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,39 g: 17,50 c+t: -  <math>\beta = 3,21\%</math></i>	<i>s: 40,15 g: 43,89 c+t: -  <math>\beta = 2,35\%</math></i>	<i>s: 19,0725 g: 15,3576 c+t: 3,7148  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 979 g: 768 c+t: 211  <math>\beta = 2,19\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,729990	não se aplica	16 584	2 447	1 854	zero	-

*Tempo d/ processamento dedicado: 3m 37,97 s, Eficácia Medidas corretivas: 24,23 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)*

Os resultados obtidos unicamente para a *rede de transmissão* de ambos os sistemas indicam que esta não é o fator preponderante para a geração do risco global do sistema, dado que os valores de severidade obtidos são bastante reduzidos (vide Tabelas IV-25 e IV-26). Notou-se também a dificuldade de atendimento do coeficiente de variação para os índices *LOLF* e *LOLD*, inviabilizando a obtenção de suas estimativas. Por outro lado, os resultados obtidos com o parque gerador confirmam ser este a causa primordial dos riscos dos sistemas (vide Tabelas IV-27 e IV-28). O resultado da Tabela IV-27 associado às medidas corretivas, apontando que as mesmas não atuaram, repetem o mesmo resultado já indicado na Tabela IV-7. É curioso observar que todos os 1636 eventos com problemas provocaram cortes de carga.

Em particular, a Tabela IV-28 registra um resultado muito interessante, indicando um valor de severidade de *1,067 pu*, superior àquele obtido no experimento de referência da Tabela IV-4. Esse resultado se justifica porque além dos *espaços probabilísticos de estado das duas situações serem distintos*, o parque gerador do *IEEE RTS* é a fonte principal de riscos. Sendo assim, com aproximadamente o mesmo número de sorteios nas duas situações, as situações de falha são mais sorteadas e contabilizadas no caso do espaço composto unicamente pelo parque gerador. Essa peculiaridade gera uma severidade mais acentuada.

Para ambos os sistemas (*RBTS*, *IEEE RTS*) e visando testar a lógica interna do programa NH2, efetuou-se o experimento 13, que repetiu as condições do experimento 01, mas foi realizado extraindo-se o subcomando *gera* do comando *EXMC* e também efetuou-se o experimento 14 que repetiu as condições do experimento 13 e cumulativamente também desabilitou *gera* do comando *DLCT* (eliminando as contingências de geração). Tanto no experimento 13 quanto no experimento 14, as incertezas da geração (modeladas via *DUSI*)

permaneceram informadas e ativas. *Os resultados dos experimentos 13 e 14 foram idênticos aos verificados no experimento 11, razão pela qual não haverá tabelamento dos mesmos.*

Esse resultado demonstrou que os espaços probabilísticos foram iguais para os experimentos 11, 13 e 14 e também sugeriu que a caracterização do espaço probabilístico pelo programa NH2 fica de fato estabelecida apenas pelos subcomandos *gera* e *tran* do comando *EXMC* (ou seja, a eliminação de *gera* em *EXMC* faz com que a influência das incertezas do parque gerador seja matematicamente ignorada, mesmo que elas permaneçam informadas). No experimento 15 as mesmas condições do experimento 01 foram observadas, mas a modelagem da incerteza de geração foi completamente eliminada (no *DUSI* e *DECG*). No entanto, o subcomando *gera* do *EXMC* permaneceu mas o programa não acusou erro. O resultado do experimento 15 foi idêntico ao do experimento 11, concluindo-se novamente daí que a *composição* ou *natureza* do espaço probabilístico é definido precipuamente pela presença dos subcomandos *gera* e *tran* no comando *EXMC*. Foi ainda investigado no experimento 16 a repetição das condições do experimento 15, acumuladamente com a eliminação de *gera* de *EXMC* e *DLCT*. Como já era de esperar o resultado foi idêntico ao do experimento 11. Assim foi evidenciado que:

- *presença de tran em EXMC - espaço probabilístico definido apenas pelas incertezas da transmissão;*

- *presença de gera em EXMC - espaço probabilístico definido apenas pelas incertezas da geração;*

- *presença de tran + gera em EXMC - espaço probabilístico definido pelas incertezas da transmissão e geração.*

Nesse ponto tem-se a justificativa do porque a combinação dos resultados dos experimentos 11 (espaço probabilístico só da transmissão) e 12 (espaço probabilístico só da geração) não reproduz exatamente os resultados do experimento 01 (espaço probabilístico híbrido). Não é possível a “*soma*” dos espaços probabilísticos, pois isto violaria o axioma básico da teoria (a soma das probabilidades do espaço é unitária).

Para ambos os sistemas (*RBTS* e *IEEE RTS*), no experimento 17 repetiram-se as condições do experimento 16, porém utilizando-se agora a enumeração (*EXEN tran*) simples da transmissão. O resultado foi idêntico ao do experimento 03. Reconfirma-se assim que, mesmo na enumeração, o subcomando *tran* permanece como o definidor da natureza do espaço de estados, pois embora no experimento 03 as incertezas da transmissão e geração tenham permanecido habilitadas durante a simulação, verificou-se que apenas a influência das

incertezas da transmissão foram contabilizadas. Essa constatação foi ainda confirmada com os experimentos 18 e 19, envolvendo contabilizações duplas e triplas, cujos resultados foram respectivamente idênticos aos dos experimentos 4 e 5. Os experimentos 20 até 23, também confirmaram as conclusões já comentadas e portanto não serão tabelados. Nesse ponto é relevante esclarecer que estas investigações foram necessárias por motivo de deficiência do manual do usuário do programa [36]. Os resultados obtidos dirimiram todas as dúvidas.

### Experimentos 24-27: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Variabilidade de Medidas Corretivas

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado o experimento de avaliação da confiabilidade composta, mantendo-se inalteradas todas as condições definidas para o experimento 01, porém introduzindo diferentes graus de inibições das medidas corretivas permitidas pelo programa NH2, quais sejam:

- *SEMP*: desabilitação do redespacho de potência ativa;
- *SEMV*: desabilitação da otimização do perfil de tensões da geração;
- *SEMT*: desabilitação da otimização da derivação de transformadores.

A expectativa do experimento era que a inibição das medidas corretivas sempre contribuiria para a obtenção de níveis de riscos mais elevados. Os resultados são dados nas Tabelas IV-29 a IV-36.

Tabela IV-29: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP: RBTS

Experimento 24						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 627,2312  (1, 47075 pu)</b>	<i>sistema: 1,2244 geração: 0,7930 comp+trans: 0,4313  <math>\beta = 2,65\%</math></i>	<i>s: 1934 g: 793 c+t: 1141  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 6,51 g: 2,70 c+t: -  <math>\beta = 3,04\%</math></i>	<i>s: 16,47 g: 25,73 c+t: -  <math>\beta = 1,47\%</math></i>	<i>s: 0,2208 g: 0,0906 c+t: 0,1302  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 107 g: 69 c+t: 38  <math>\beta = 2,65\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	114 999	1 408	1 408	2	0,001739

Tempo de processamento dedicado: 4 m 17,77 s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)



Tabela IV-30: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP: IEEE RTS

Experimento 24						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>3291,2221</b>  <b>(0,99853pu)</b>	<i>sistema: 11,063</i> <i>geração: 8,1927</i> <i>comp+trans: 2,8706</i>  $\beta = 2,13\%$	<i>s: 156333</i> <i>g: 124092</i> <i>c+t: 32241</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 24,12</i> <i>g: 16,94</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 3,31\%$	<i>s: 40,18</i> <i>g: 42,37</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,53\%$	<i>s: 17,85</i> <i>g: 14,17</i> <i>c+t: 3,68</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 969</i> <i>g: 718</i> <i>c+t: 251</i>  $\beta = 2,13\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 662	2 643	1 954	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 3m 38,81 s, Eficácia Medidas corretivas: 26,07 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-31: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMV: RBTS

Experimento 25						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>426,9006</b>  <b>(1,0010113 pu)</b>	<i>sistema: 0,97048</i> <i>geração: 0,82251</i> <i>comp+trans: 0,14796</i>  $\beta = 2,52\%$	<i>s: 1316</i> <i>g: 828</i> <i>c+t: 488</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 4,23</i> <i>g: 2,81</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,97\%$	<i>s: 20,10</i> <i>g: 25,66</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 1,56\%$	<i>s: 0,1503</i> <i>g: 0,0945</i> <i>c+t: 0,0558</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 85</i> <i>g: 72</i> <i>c+t: 13</i>  $\beta = 2,52\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	160 849	2 024	1 561	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6m 7,08s, Eficácia Medidas corretivas: 22,88 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-32: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMV: IEEE RTS

Experimento 25						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>3474,2686</b>  <b>(1,05406 pu)</b>	<i>sistema: 11,214</i> <i>geração: 8,2636</i> <i>comp+trans: 2,9501</i>  $\beta = 2,07\%$	<i>s: 165028</i> <i>g: 124921</i> <i>c+t: 40107</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 24,98</i> <i>g: 17,00</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 3,20\%$	<i>s: 39,33</i> <i>g: 42,59</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,44\%$	<i>s: 18,8388</i> <i>g: 14,2603</i> <i>c+t: 4,5784</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 982</i> <i>g: 724</i> <i>c+t: 258</i>  $\beta = 2,07\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	18 406	2 761	2 064	4	0,021727

Tempo d/ processamento dedicado: 4m 14,22 s, Eficácia Medidas corretivas: 25,24 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-33: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMT: RBTS

Experimento 26						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 426,4693  (1 pu)</b>	<i>sistema: 0,97063 geração: 0,82230 comp+trans: 0,14832  <math>\beta = 2,52\%</math></i>	<i>s: 1315 g: 827 c+t: 488  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 4,23 g: 2,81 c+t: -  <math>\beta = 2,96\%</math></i>	<i>s: 20,09 g: 25,66 c+t: -  <math>\beta = 1,56\%</math></i>	<i>s: 0,1501 g: 0,0944 c+t: 0,0557  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 85 g: 72 c+t: 13  <math>\beta = 2,52\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	161 133	2 028	1 564	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 2,84 s, Eficácia Medidas corretivas: 22,88 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-34: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMT: IEEE RTS

Experimento 26						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3296,0748  (1 pu)</b>	<i>sistema: 11,078 geração: 8,1884 comp+trans: 2,8900  <math>\beta = 2,13\%</math></i>	<i>s: 156564 g: 124063 c+t: 32501  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,21 g: 16,93 c+t: -  <math>\beta = 3,31\%</math></i>	<i>s: 40,08 g: 42,36 c+t: -  <math>\beta = 2,52\%</math></i>	<i>s: 17,8726 g: 14,1624 c+t: 3,7101  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 970 g: 717 c+t: 253  <math>\beta = 2,13\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 647	2 640	1 955	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 3m 57,71s, Eficácia Medidas corretivas: 25,95 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-35: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP + SEMV + SEMT: RBTS

Experimento 27						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 653,2705  (1,53181 pu)</b>	<i>sistema: 1,2257 geração: 0,79349 comp+trans: 0,43218  <math>\beta = 2,64\%</math></i>	<i>s: 2014 g: 797 c+t: 1217  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 6,52 g: 2,70 c+t: -  <math>\beta = 3,02\%</math></i>	<i>s: 16,48 g: 25,72 c+t: -  <math>\beta = 1,47\%</math></i>	<i>s: 0,2299 g: 0,0910 c+t: 0,1390  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 107 g: 70 c+t: 38  <math>\beta = 2,64\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	115 692	1 418	1 418	2	0,001729

Tempo de processamento dedicado: 4 m 18,95 s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-36: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, SEMP +SEMV+SEMT: IEEE RTS

Experimento 27						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3097,2598 (0,93968 pu)</b>	<i>sistema: 11,172 geração: 7,9138 comp+trans: 3,2580  <math>\beta = 2,10\%</math></i>	<i>s: 147120 g: 111716 c+t: 35404  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,38 g: 16,81 c+t: -  <math>\beta = 3,24\%</math></i>	<i>s: 40,15 g: 41,25 c+t: -  <math>\beta = 2,46\%</math></i>	<i>s: 16,7945 g: 12,7530 c+t: 4,0416  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 979 g: 693 c+t: 285  <math>\beta = 2,10\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 956	2 628	2006	70	0,388328

Tempo d/ processamento dedicado: 4m 19,70 s, Eficácia Medidas corretivas: 23,67 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Inicialmente pode ser observado que pelo fato de ambos os sistemas não representarem derivação de transformadores, a inibição *SEMT* é inócua, como mostram as Tabelas IV-33 e IV-34, ou seja, as severidades são unitárias, iguais aos valores do experimento padrão 01.

No que concerne a inibição da otimização do perfil de tensões (*SEMV*), esta produz resultados de acordo com o esperado, no sentido da leve degradação dos índices (vide Tabelas IV-31 e IV-32).

Para a inibição do redespacho de potência ativa (*SEMP*), o resultado obtido para o *RBTS* atendeu aos cânones esperados, ou seja, houve uma nítida degradação do risco (severidade = *1,47 pu*). Ocorreu, entretanto, uma rara particularidade interessante, caracterizada pela *eficácia nula* das duas medidas corretivas que ainda estavam ativas. Porém, deve ser primeiramente lembrado que o sistema não contém modelagem de tapes, o que torna inócua a ausência do comando *SEMT*. Quanto à otimização do perfil de tensões, a Tabela IV-31 mostra que o efeito de sua inibição é quase imperceptível (severidade = *1,00101 pu*). Consultando-se o registro global de resultados pode ser constatado que o índice *probabilidade de problemas no sistema (PPS)* -indicativo dos modos de falha *antes* da atuação de qualquer medida corretiva- foi exatamente igual a 1,2244 %. Por outro lado, o índice *PPC* também foi exatamente igual ao *PPS*, explicando assim o valor de *eficácia nula*, que não deixa de constituir uma raríssima situação.

O resultado inicial gerado para o *IEEE RTS* também surpreendeu, pois a severidade global se reduziu a *0,9985 pu*, quando a expectativa era de aumento. Comparando as Tabelas IV-4 e IV-30 pode-se constatar que no caso de referência (experimento 01) ocorreram 1955

eventos de corte e no experimento 24, com a inibição do redespacho, ocorreram apenas 1954 eventos de corte. Notando-se que o número de sorteios em ambos os casos foi aproximadamente igual, poder-se-ia debitar esse estranho resultado a um efeito numérico associado ao coeficiente de variação estabelecido.

Visando dirimir esta dúvida foi realizada uma simulação extra para as condições do experimento 24, desta feita estabelecendo um coeficiente de variação igual a 2 %. Esta simulação convergiu em 39 502 sorteios, dos quais 5 821 com problemas, mas com apenas 4327 cortes, gerando uma severidade igual a *3 346,9873 minutos*. Esta severidade é superior ao valor da severidade do experimento 01 (*3 296,0748 minutos*), mas deve ser recordado que este resultado foi obtido com um coeficiente de variação de 3%. De modo que a comparação pudesse ser de fato realizada, também o experimento 01, padrão, foi novamente processado com o mesmo coeficiente de variação igual a 2%, gerando agora uma severidade igual a *3 353,1641 minutos* (39 451 sorteios, 5814 problemas, 4328 cortes), mantendo ainda a surpresa detectada.

Mais uma tentativa final foi efetuada estabelecendo-se um coeficiente de variação de apenas 1 %. Para o experimento 01, foi calculada uma severidade igual a *3375,4052 minutos* e  $PPC = 11,032\%$ , obtida com 155693 sorteios, gerando 22914 problemas e 17176 cortes. Para a situação com o redespacho inativo (*SEMP*), a severidade ainda *permaneceu inferior* (*3370,5427 minutos*) ao experimento padrão 01, bem como a  $PPC = 11,021\%$ . Essa simulação exigiu 155871 sorteios, gerando 22941 problemas, e 17178 cortes, dois cortes a mais do que para o experimento padrão. Esta constatação aponta este tópico como candidato a futuras investigações.

Por outro lado, quando todas as inibições são ativadas, o resultado para o sistema *RBTS* foi o esperado (vide Tabela IV-35), apontando sensível degradação dos riscos. O leitor pode observar que a eficácia das medidas corretivas apresenta-se *nula*, como era de se esperar.

Porém, para o *IEEE RTS*, o resultado novamente surpreendeu com uma redução de risco para um patamar de *0,9397 pu* (vide Tabela IV-36). Nota-se, porém, que neste caso ocorreu uma significativa subtração de *70* casos que não lograram solução pelo algoritmo de fluxo de potência. Essa considerável lacuna poderia vir a justificar o inesperado resultado encontrado, também sugerido para futuras investigações.

## **Experimentos 28-30: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Variabilidade de Limites de Monitoração (Fluxos e Tensões)**

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado o experimento de avaliação da confiabilidade composta, mantendo-se inalteradas todas as condições definidas para o experimento 01, porém introduzindo diferentes tipos de monitorações de limites de fluxos ou tensões permitidas pelo programa NH2 (uma modificação apenas em cada experimento).

No experimento 28 foi testada a monitoração dos fluxos e tensões sob contingências, tomando como referência os valores normais (*EXMC NORM*) ao invés dos valores de emergência (*EXMC EMER*). A expectativa deste experimento era a de deterioração dos níveis de confiabilidade.

No experimento 29, foi testada a monitoração dos valores dos fluxos sob contingências, porém contabilizados como potências aparentes (composição parcelas ativa e reativa) - *EXMC, FMVA*, ao invés de simplesmente potências ativas. Como esse experimento introduz também a restrição do fluxo de reativo, a expectativa sobre os resultados apontava no sentido da degradação dos indicadores. No caso desse experimento houve uma diferença de tratamento conceitual para os dois sistemas estudados. Para o *RBTS*, o monitoramento de violações antes da aplicação de contingências e a eliminação das eventuais violações do caso base foram efetuadas com a seguinte estratégia:

- *RELA RMON NORM FLMW*  
- *EXLF NEWT FPOT NORM RMON FLMW MOTT RCVG*

Já para o *IEEE RTS*, o monitoramento de violações antes da aplicação de contingências e a eliminação das eventuais violações do caso base foram efetuadas com a seguinte estratégia alternativa e mais restritiva:

- *RELA RMON NORM FMVA*  
- *EXLF NEWT FPOT NORM RMON FMVA MOTT RCVG*

No experimento 30, foi testada a monitoração dos valores das tensões sob contingências, porém contabilizadas admitindo uma faixa de variação ampliada dos limites permitidos, por manipulação do comando *DTEN*. A expectativa dos resultados apontava na direção da redução dos níveis de risco. Os resultados são dados nas Tabelas IV-37 até IV-42.

Tabela IV-37: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC-NORM: RBTS

Experimento 28						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>434,6079</b>  <b>(1,01908 pu)</b>	<i>sistema: 0,97782</i> <i>geração: 0,82033</i> <i>comp+trans: 0,15749</i>  $\beta = 2,53\%$	<i>s: 1340</i> <i>g: 827</i> <i>c+t: 513</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 4,33</i> <i>g: 2,80</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,99\%$	<i>s: 19,78</i> <i>g: 25,68</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 1,59\%$	<i>s: 0,1530</i> <i>g: 0,0945</i> <i>c+t: 0,0585</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 86</i> <i>g: 72</i> <i>c+t: 14</i>  $\beta = 2,53\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	158 107	2 032	1 546	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 0,57 s, Eficácia Medidas corretivas: 23,92 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-38: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC-NORM: IEEE RTS

Experimento 28						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>3391,7827</b>  <b>(1,02904 pu)</b>	<i>sistema: 11,093</i> <i>geração: 8,1855</i> <i>comp+trans: 2,9080</i>  $\beta = 2,13\%$	<i>s: 161110</i> <i>g: 123906</i> <i>c+t: 37203</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 24,34</i> <i>g: 16,94</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 3,30\%$	<i>s: 39,93</i> <i>g: 42,33</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,52\%$	<i>s: 18,3915</i> <i>g: 14,1445</i> <i>c+t: 4,2470</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 972</i> <i>g: 717</i> <i>c+t: 255</i>  $\beta = 2,13\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 641	2 745	1 957	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 5m 8,29 s, Eficácia Medidas corretivas: 28,71 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Tabela IV-39: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC, FMVA: RBTS

Experimento 29						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>426,6476</b>  <b>(1,000418 pu)</b>	<i>sistema: 0,97089</i> <i>geração: 0,82305</i> <i>comp+trans: 0,14784</i>  $\beta = 2,52\%$	<i>s: 1316</i> <i>g: 828</i> <i>c+t: 488</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 4,23</i> <i>g: 2,81</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,96\%$	<i>s: 20,10</i> <i>g: 25,66</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 1,56\%$	<i>s: 0,1502</i> <i>g: 0,0945</i> <i>c+t: 0,0557</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 85</i> <i>g: 72</i> <i>c+t: 13</i>  $\beta = 2,52\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	160 987	2 026	1 563	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 6,86 s, Eficácia Medidas corretivas: 22,85 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-40: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, EXMC, FMVA: IEEE RTS

Experimento 29						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>9 797,5964</b>  <b>(2,97250 pu)</b>	<i>sistema: 65,986</i> <i>geração: 4,9460</i> <i>comp+trans: 61,040</i>  $\beta = 1,01\%$	<i>s: 452614</i> <i>g: 77982</i> <i>c+t: 374633</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 64,69</i> <i>g: 12,38</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 4,10\%$	<i>s: 89,36</i> <i>g: 34,99</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 3,97\%$	<i>s: 51,6683</i> <i>g: 8,9020</i> <i>c+t: 42,7663</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 5780</i> <i>g: 433</i> <i>c+t: 5347</i>  $\beta = 1,01\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	5 095	3 729	3 362	16	0,313050

Tempo d/ processamento dedicado: 5m 37,28 s, Eficácia Medidas corretivas: 9,84 %, Carga monitorada: 2771,79 MW (0,973pu)

Tabela IV-41: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, DTEN Expandido: RBTS

Experimento 30						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>425,3679</b>  <b>(0,99742 pu)</b>	<i>sistema: 0,95381</i> <i>geração: 0,82267</i> <i>comp+trans: 0,13113</i>  $\beta = 2,53\%$	<i>s: 1312</i> <i>g: 827</i> <i>c+t: 485</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 4,03</i> <i>g: 2,81</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,98\%$	<i>s: 20,56</i> <i>g: 25,66</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 1,56\%$	<i>s: 0,1497</i> <i>g: 0,0944</i> <i>c+t: 0,0554</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 84</i> <i>g: 72</i> <i>c+t: 11</i>  $\beta = 2,53\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	161 668	2 035	1 542	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 6 m 9,43 s, Eficácia Medidas corretivas: 24,23 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-42: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, DTEN Expandido: IEEE RTS

Experimento 30						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema:</b> <b>3287,8010</b>  <b>(0,99749 pu)</b>	<i>sistema: 10,830</i> <i>geração: 8,2057</i> <i>comp+trans: 2,6245</i>  $\beta = 2,15\%$	<i>s: 156171</i> <i>g: 124313</i> <i>c+t: 31858</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 23,63</i> <i>g: 16,95</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 3,30\%$	<i>s: 40,15</i> <i>g: 42,42</i> <i>c+t: -</i>  $\beta = 2,50\%$	<i>s: 17,8277</i> <i>g: 14,1910</i> <i>c+t: 3,6367</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 949</i> <i>g: 719</i> <i>c+t: 230</i>  $\beta = 2,15\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 756	2 644	1 923	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 3m 58,19 s, Eficácia Medidas corretivas: 27,27 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Para ambos os sistemas, a expectativa do experimento 28 foi confirmada, registrando-se uma leve degradação do risco (vide Tabelas IV-37 e IV-38) quando os limites de fluxo nos ramos foi restringido apenas para os valores normais, mesmo sob condições de contingências. O mérito deste experimento é revelar a folga operativa disponível na malha associadas aos limites de carregamento normais e de emergência.

No experimento 29, como era de se esperar, quando os fluxos foram monitorados por potência aparente (*MVA*) ao invés da usual potência ativa (*MW*), ocorreu uma leve degradação do risco para o *RBTS* e uma degradação muito acentuada para o *IEEE RTS* (vide Tabelas IV-39 e IV-40). Ressalta-se ainda que no caso do *IEEE RTS*, por razões estruturais do programa NH2 e em virtude das premissas particulares adotadas para este sistema, a carga monitorada restringiu-se a apenas 2771,79 *MW* ao invés do valor usual 2850 *MW*. Esta particularidade poderia ser apontada como responsável pelo crescimento acentuado da severidade, porém o alto valor da expectativa da energia não suprida calculada ( $EENS = 452\ 614\ \text{MWh/ano}$ ) mostra que mesmo com o valor de ponta usual, a severidade ainda seria muito alta ( $SEV = 452\ 614 \times 60 / 2850 = 9529$ ).

Finalmente, no que tange ao experimento 30, também não houve surpresas, pois a ampliação da faixa de aceitabilidade para as tensões gerou uma leve redução dos riscos de ambos os sistemas (vide Tabelas IV-41 e IV-42).

### **Experimento 31: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Alteração da Barra de Referência ('swing')**

Este é, sabidamente, um experimento muito polêmico. Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado o experimento da alteração da barra de referência dos mesmos, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação foi realizada porque em Câmara Neto [25] já havia sido detectada uma pequena influência da definição da barra de referência sobre os níveis de risco do SIN. Desejou-se então verificar se o mesmo fenômeno se repetiria em sistemas fictícios de pequeno porte. Para o sistema *RBTS*, a *barra 2* era a referência original, enquanto no experimento 31 definiu-se a *barra 1* como a nova referência. Para o sistema *IEEE RTS*, a *barra 123* era a referência original, enquanto no



experimento 31 definiu-se a *barra 121* como a nova referência. Os resultados são dados nas Tabelas IV-43 e IV-44. <sup>3</sup>

Tabela IV-43: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, *Barra 1 como Referência*: RBTS

Experimento 31						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 448,9387  (1,05269 pu)</b>	<i>sistema: 0,96783 geração: 0,81805 comp+trans: 0,14978  <math>\beta = 2,56\%</math></i>	<i>s: 1384 g: 825 c+t: 559  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 4,24 g: 2,79 c+t: -  <math>\beta = 3,02\%</math></i>	<i>s: 20,01 g: 25,69 c+t: -  <math>\beta = 1,59\%</math></i>	<i>s: 0,1580 g: 0,0942 c+t: 0,0638  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 85 g: 72 c+t: 13  <math>\beta = 2,56\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	156 226	1 525	1 512	zero	-

*Tempo de processamento dedicado: 5 m 25,75 s, Eficácia Medidas corretivas: 0,85 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)*

Tabela IV-44: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, *Barra 121 como Referência* IEEE  
RTS

Experimento 31						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3296,1153  (1,0000123 pu)</b>	<i>sistema: 11,078 geração: 8,1884 comp+trans: 2,8900  <math>\beta = 2,13\%</math></i>	<i>s: 156565 g: 124063 c+t: 32503  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,21 g: 16,93 c+t: -  <math>\beta = 3,31\%</math></i>	<i>s: 40,08 g: 42,36 c+t: -  <math>\beta = 2,52\%</math></i>	<i>s: 17,8728 g: 14,1624 c+t: 3,7104  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 970 g: 717 c+t: 253  <math>\beta = 2,13\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 647	2 641	1 955	zero	-

*Tempo de processamento dedicado: 3m 54,30 s, Eficácia Medidas corretivas: 25,98 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)*

<sup>3</sup> **Nota cautelar:** alerta-se o leitor que o escopo desta Dissertação não abrange a teoria de fluxo de potência. Os resultados aqui apresentados simplesmente registram o que foi gerado pelo programa NH2, no qual estão embutidos algoritmos de fluxo de potência convencional AC Newton-Raphson e de fluxo de potência ótimo por pontos interiores. Não se discute aqui o mérito da questão sobre se a variação da barra “swing” deve ou não gerar resultados diferentes.

Para os dois sistemas investigados, os resultados encontrados indicam uma pequena variação decorrente da alteração da barra de referência. Conforme consulta específica a especialistas [40,41], este efeito, sabidamente polêmico, poderia ser causado pelo tipo de modelagem da barra de referência no algoritmo de fluxo de potência ótimo, pela eventual presença de conflitos entre controles do programa de fluxo de potência convencional, ou pela existência de variáveis discretas (*e.g.* tapes). No caso em apreço, este último fator está eliminado, face a simplicidade da configuração. É curioso observar que no caso do *IEEE RTS*, ocorreram 2641 eventos com problemas (vide Tabela IV-44) com a nova localização da barra de referência, enquanto no caso de referência (Tabela IV-4) houve apenas 2640 eventos com problemas.

### **Experimento 32: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Influência da Atribuição de Incertezas**

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado um experimento onde as incertezas definidas originalmente na literatura para cada sistema foram modificadas. Para o *RBTS* foram inseridas as incertezas típicas usadas na transmissão e na geração do SIN, oriundas das Tabelas IV-1 e IV-2, mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Para o *IEEE RTS*, além do uso das mesmas Tabelas IV-1 e IV-2, adotou-se também o critério preconizado nos Procedimentos de Rede [33,37], ou seja, apenas às linhas e transformadores com tensões iguais ou superiores a 230 kV foram atribuídas incertezas e o parque gerador foi tratado deterministicamente (espaço probabilístico mais reduzido). O objetivo dessa investigação foi o de evidenciar o impacto da estatística utilizada, bem como seus critérios de uso. Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-45 e IV-46.

Tabela IV-45: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Incertezas do SIN: RBTS

Experimento 32						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 21,9084 (0,051372 pu)</b>	<i>sistema: 0,042847 geração: 0,035062 comp+trans: 0,0077848</i>  $\beta = 2,67\%$	<i>s: 68 g: 43 c+t: 25</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 0,95 g: 0,28 c+t: ?</i>  $\beta = 4,70\%$	<i>s: 3,96 g: 10,94 c+t: ?</i>  $\beta = 3,85\%$	<i>s: 0,0077 g: 0,0049 c+t: 0,0028</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 4 g: 3 c+t: 1</i>  $\beta = 2,67\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	3 262 750	2 192	1 398	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 22m 23,45 s, Eficácia Medidas corretivas: 36,22 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-46: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Incertezas do SIN: IEEE RTS

Experimento 32						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 6,1408 (0,0018631pu)</b>	<i>sistema: 0,11169 geração: zero comp+trans: 0,11169</i>  $\beta = 2,90\%$	<i>s: 292 g: zero c+t: 292</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 1,93 g: ? c+t: ?</i>  $\beta = 5,43\%$	<i>s: 5,08 g: ? c+t: ?</i>  $\beta = 4,57\%$	<i>s: 0,0333 g: zero c+t: 0,0333</i>  $\beta = 3\%$	<i>s: 10 g: zero c+t: 10 (1 pu)</i>  $\beta = 2,90\%$
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	1 061 846	1 192	1 186	zero	-

Tempo d/ processamento dedicado: 3m 9,03 s, Eficácia Medidas corretivas: 0,50 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Pode-se constatar que a qualidade e o critério de uso da estatística utilizada é crucial para a determinação dos níveis de risco, como era de se esperar. Fica também evidente a extrema importância da composição do espaço de estados probabilísticos. É curioso notar que a eficácia das medidas corretivas para o *IEEE RTS* sofreu redução muito acentuada.

### Experimento 33: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Variabilidade de Sementes

Para os sistemas *RBTS* e *IEEE RTS* foi realizado um experimento onde simplesmente alterou-se a semente padrão (1513) da simulação Monte Carlo para o valor (1843), mantendo-se inalteradas todas as demais condições definidas para o experimento 01. Essa investigação também já foi realizada em Câmara Neto [25] e o objetivo aqui foi o de comparação de

resultados. Desejou-se verificar o desempenho desse experimento em sistemas fictícios de pequeno porte. Os resultados são mostrados nas Tabelas IV-47 e IV-48.

Tabela IV-47: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Semente 1843: RBTS

Experimento 33						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 430,9121  (1, 010418 pu)</b>	<i>sistema: 0,97800 geração: 0,81912 comp+trans: 0,15889  <math>\beta = 2,53\%</math></i>	<i>s: 1329 g: 822 c+t: 507  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 4,30 g: 2,79 c+t: -  <math>\beta = 2,98\%</math></i>	<i>s: 19,94 g: 25,68 c+t: -  <math>\beta = 1,56\%</math></i>	<i>s: 0,1517 g: 0,0938 c+t: 0,0579  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 86 g: 72 c+t: 14  <math>\beta = 2,53\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	157 975	2 037	1 545	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 5 m 58,59 s, Eficácia Medidas corretivas: 24,15 %, Carga monitorada: 185 MW(1 pu)

Tabela IV-48: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Semente 1843: IEEE RTS

Experimento 33						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 3377,8631  (1,024814 pu)</b>	<i>sistema: 11,328 geração: 8,4978 comp+trans: 2,8306  <math>\beta = 2,14\%</math></i>	<i>s: 160449 g: 127548 c+t: 32900  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 24,61 g: 17,24 c+t: -  <math>\beta = 3,38\%</math></i>	<i>s: 40,33 g: 43,19 c+t: -  <math>\beta = 2,61\%</math></i>	<i>s: 18,3160 g: 14,5603 c+t: 3,7557  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 992 g: 744 c+t: 248  <math>\beta = 2,14\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
23,133893	não se aplica	17 028	2 510	1 929	zero	-

Tempo de processamento dedicado: 3m 46,64 s, Eficácia Medidas corretivas: 23,15 %, Carga monitorada: 2850 MW(1 pu)

Os resultados obtidos apontam uma pequena variação dos níveis de risco (severidade), em torno de 2 %, compatível com o coeficiente de variação estipulado em 3 %. Não obstante, tem-se a evidência clara de que até mesmo a semente deve ser especificada *a priori* como critério de avaliação, em prol do rigor e a viabilidade de repetição de resultados por diferentes investigadores.

### Experimento 34: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Modelagem da Carga em Patamares

Apenas para o sistema *RBTS* foi realizado um experimento onde a carga foi modelada com os três patamares clássicos, sem incertezas no patamar, representando regimes de consumo pesado, médio e leve. O grande interesse deste experimento é demonstrar a acentuada influência dos modelos de carga adotados sobre os índices de risco finais. Para tanto, comparou-se os resultados obtidos com o modelo de carga tradicionalmente usado para o SIN, porém adaptado (vide Fig.III-8) e o modelo de carga obtido com uma agregação forçada do SIN em três patamares, desenvolvida na seção III.6.3 (vide Fig. III-17). A Tabela IV-49 mostra os parâmetros dos dois modelos. Os resultados das simulações com os patamares de carga em 0,85 pu, 0,75 pu e 0,52 pu são mostrados nas Tabelas IV-50 a IV-52.

Tabela IV-49: Modelos de Carga em 3 Patamares

Patamar de Carga (pu)	Modelo Tradicional 3 Patamares do SIN, adaptado da Fig. III-8	Modelo via Agregação Forçada 3 Patamares, k-médias, Figura III-17
1,0	carga <i>pesada</i> (probabilidade = <b>0,104</b> )	carga <i>pesada</i> (probabilidade = <b>0,330</b> )
0,85	carga <i>média</i> (probabilidade = <b>0,522</b> )	-
0,75	-	carga <i>média</i> (probabilidade = <b>0,600</b> )
0,52	carga <i>leve</i> (probabilidade = <b>0,374</b> )	carga <i>leve</i> (probabilidade = <b>0,070</b> )

Tabela IV-50: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 85 %: RBTS

Experimento 34						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 87,5539 (0,20530pu)</b>	<i>sistema: 0,15270 geração: 0,028983 comp+trans: 0,12372  <math>\beta = 2,89\%</math></i>	<i>s: 229 g: 39 c+t: 190  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 1,26 g: 0,15 c+t: -  <math>\beta = 3,00\%</math></i>	<i>s: 10,60 g: 16,67 c+t: -  <math>\beta = 0,79\%</math></i>	<i>s: 0,0262 g: 0,0045 c+t: 0,0217  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 13 g: 3 c+t: 11  <math>\beta = 2,89\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	783 214	1 234	1 196	zero	-

Tempo processamento *não* dedicado:53m45,42s, Eficácia Medidas corretivas:3,08 %, Carga monitorada:157,25 MW(0.85pu)

Tabela IV-51: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 75 %: RBTS

Experimento 35						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 72,2889  (0,16951pu)</b>	<i>sistema: 0,14000 geração: 0,003382 comp+trans: 0,13662  <math>\beta = 2,84\%</math></i>	<i>s: 167 g: 5 c+t: 162  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 1,18 g: 0,02 c+t: -  <math>\beta = 2,93\%</math></i>	<i>s: 10,41 g: 14,35 c+t: -  <math>\beta = 0,72\%</math></i>	<i>s: 0,0191 g: 0,0006 c+t: 0,0185  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 12 g: 0,3 c+t: 12  <math>\beta = 2,84\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	887 113	1 242	1 242	zero	-

Tempo processamento **não** dedicado: 1h8m47,18s, Eficácia Medidas corretivas: zero %, Carga monitorada: 138,75 MW(0,75pu)

Tabela IV-52: Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Patamar de Carga 52 %: RBTS

Experimento 36						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) <sup>-1</sup>	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
<b>sistema: 68,5975  (0,16085 pu)</b>	<i>sistema: 0,12072 geração: zero comp+trans: 0,12072  <math>\beta = 3,00\%</math></i>	<i>s: 110 g: zero c+t: 110  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 1,07 g: - c+t: -  <math>\beta = 3,06\%</math></i>	<i>s: 9,91 g: - c+t: -  <math>\beta = 0,58\%</math></i>	<i>s: 0,0126 g: 0,000 c+t: 0,0126  <math>\beta = 3\%</math></i>	<i>s: 11 g: zero c+t: 11  <math>\beta = 3,00\%</math></i>
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
79,378344	não se aplica	919 451	2 212	1 110	zero	-

Tempo processamento **não** dedicado: 1h15m24,37s, Eficácia Medidas corretivas: 49,82 %, Carga monitorada: 96,20 MW(0,52pu)

Utilizando-se como ponderação as probabilidades de cada um dos três patamares (pesada, média e leve) mostradas na Tabela IV-49, tanto para o modelo tradicional de carga usado por diversas empresas no Brasil, como para o novo modelo de carga por agregação forçada, proposto no Capítulo III, obtém-se os seguintes valores para a severidade sistêmica composta obtida por Monte Carlo:

- Severidade RBTS, 3 patamares de carga, modelo tradicional ONS: **115,81 min (0,27 pu)**
- Severidade RBTS, 3 patamares de carga, modelo novo: **188,96 min (0,44 pu)**
- Severidade RBTS, 1 patamar de carga (Tabela IV-3): **426,47 min (1 pu)**

Este resultado evidencia quão pessimista é a avaliação de confiabilidade baseada em patamar de carga único representativo carga pesada, como já é sobejamente conhecido. Não obstante, mostra também a nítida obsolescência do modelo de carga tradicional, quando comparado com o modelo novo, que reflete o perfil de desempenho mais recente do SIN.

#### **IV.4 AMPLITUDE ESTATÍSTICA DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE**

A seção precedente demonstrou de forma abrangente uma perceptível variabilidade (*amplitude estatística*) dos indicadores de confiabilidade para os sistemas fictícios *RBTS* e *IEEE RTS*. Essa amplitude é ilustrada nas Figuras IV-4 e IV-5, onde se pode notar extremos que vão dos valores *nulos* até grandezas no limiar de *6 pu*. Esse resultado confirmou o indício preliminar desse fenômeno, já anteriormente delineado por Camara Neto [25], quando foi identificada uma intensa variabilidade para os índices do SIN.

Comparando os resultados de Camara Neto [25], com resultados obtidos nesta Dissertação, prenuncia-se um possível indício de que quanto maior o sistema, maior seria a amplitude estatística dos indicadores. Essa indicação tem boa sintonia com o senso comum, pois quanto maior o sistema e seus recursos, maior o universo possível de pontos de operação, com um conseqüente reflexo nos níveis de risco probabilístico do mesmo. Acrescente-se a isso o fato de que a composição e o porte do espaço probabilístico de estados tem enorme influência nos índices, caso não haja nenhum tipo de normalização.

A geração de uma significativa amplitude estatística para os índices de confiabilidade torna então essencial que cada análise venha acompanhada de uma rigorosa descrição de todas as premissas utilizadas. Diferentemente de um estudo tradicional de fluxo de potência, onde diferentes analistas utilizando programas computacionais distintos, porém os mesmos modelos sob domínio público, certamente encontrarão resultados muito próximos entre si, o mesmo não ocorrerá com os resultados oriundos da análise estocástica de confiabilidade.

Este é um dos aspectos que dificulta a difusão e o uso prático deste tipo de análise, tanto na operação como no planejamento dos sistemas de potência. O leitor poderá recordar a dramática diferença de resultados para o *STBC*, quando é empregada uma análise de confiabilidade composta típica, via Monte Carlo (vide Tabela IV-5) e quando é usado o protocolo padrão usado pelo ONS [33,37], via enumeração simples da denominada Rede Básica e voltada para a análise da robustez da malha de alta tensão apenas (vide Tabela IV-6).

Uma forma prática de contornar parcialmente esse problema seria a proposição de protocolos rígidos e detalhados para uma pletera de estudos de confiabilidade probabilística nos mais diversos âmbitos dos ambientes de planejamento e operação, segmentos de geração, transmissão e distribuição, regimes estáticos e dinâmicos, horizontes da pós-operação ou preditivos e níveis hierárquicos.



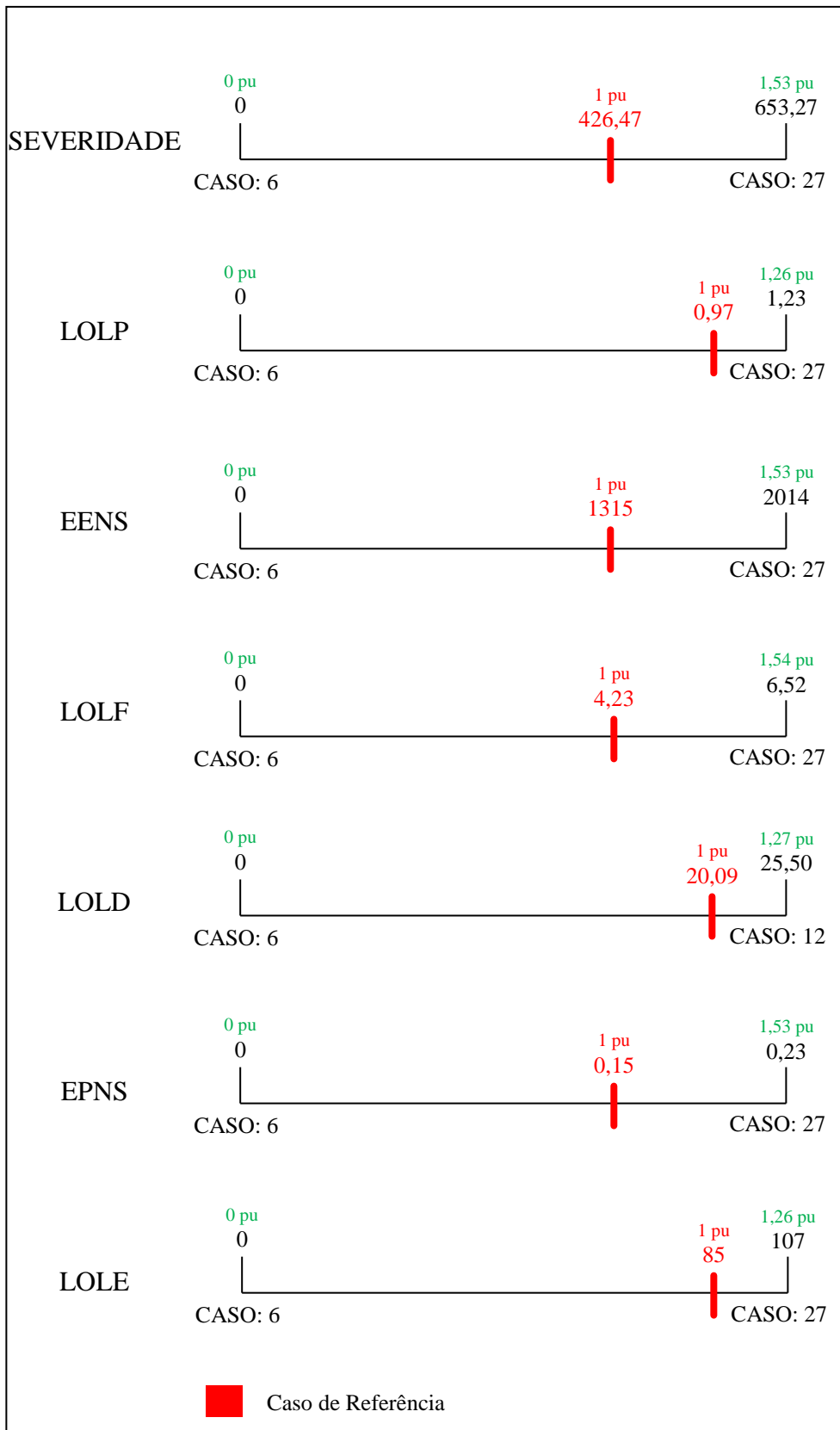


Figura IV- 4: Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do RBTS

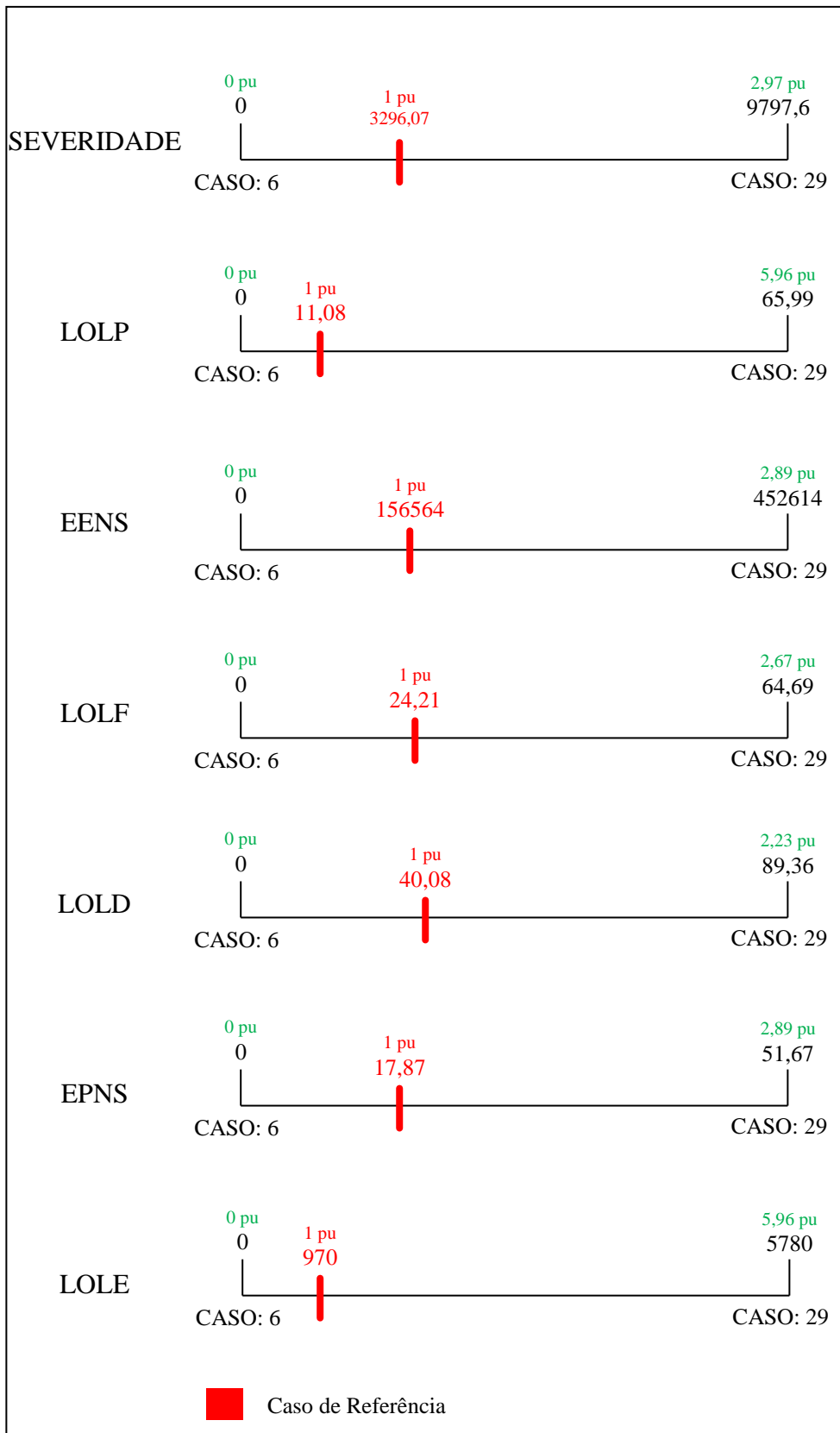


Figura IV- 5: Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do IEEE – RTS

## IV.5 SUMÁRIO

Este capítulo abordou o tema da variabilidade dos indicadores tradicionais usados na análise probabilística de confiabilidade de sistema de potência, ao estabelecer as amplitudes estatísticas de sete índices calculados para três sistemas fictícios de pequeno porte. A grande vantagem do uso desse tipo de sistema reduzido reside na possibilidade de identificação e análise quase individualizada e exaustiva dos pontos do espaço probabilístico, tarefa absolutamente impossível em sistemas reais. Os resultados obtidos confirmaram suspeitas já levantadas por Camara Neto [25] e ilustraram diversos fenômenos de interesse cuja detecção e análise não é trivial em sistemas de grande porte. A bateria de testes realizada com o *RBTS* e *IEEE RTS* também contribuiu para o cabedal de análises já disponíveis para ambos os sistemas. Foi também demonstrado como a modelagem estocástica da carga influencia de forma significativa os indicadores de confiabilidade, evidenciando a necessidade de uma frequente atualização dos dados usados no setor elétrico brasileiro.

\* \* \*

# Capítulo V

---

## CONCLUSÕES

### V.1 RETROSPECTIVA

Esta Dissertação investigou a modelagem da carga de sistemas de potência sob o ponto de vista estatístico e o variado conjunto de possibilidades invocadas para a efetivação de análises de risco desses sistemas. A investigação desse tema fornece um subsídio crucial para a fixação de protocolos de ação bem fundamentados, visando difundir a análise probabilística de confiabilidade como ferramenta eficaz de monitoração, caracterização de critérios de risco e gestão do sistema de energia elétrica dos países.

### V.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

No Capítulo III foram apresentados interessantes e inéditos resultados [20] que sugerem a necessidade de revisão regular dos horários convencionais de patamares de carga do SIN, registrados na Tabela III-1: e utilizados há muitos anos pelo setor elétrico brasileiro. Neste Capítulo os seguintes aspectos merecem destaque:

- Foram mostradas diversas peculiaridades do perfil de carga real recente do sistema elétrico brasileiro para o ano de 2008, revelando-se a influência de dias especiais e a diferença entre dias úteis, sábados e domingos;
- Foram também conceituadas as formas de *agregação livre e forçada*. Foram obtidas diversas agregações livres e forçadas com 3 e 4 patamares para o SIN global e regionalizado (*vide Anexo A*), para o ano de 2008. Também foram sugeridas novas faixas de horários para os patamares obtidos. Esses resultados são de fundamental relevância para o estabelecimento de critérios para a análise probabilística de confiabilidade.

No Capítulo IV foi investigado o tema da variabilidade dos indicadores tradicionais usados na análise probabilística de confiabilidade de sistema de potência, ao estabelecer as amplitudes estatísticas de sete índices calculados para três sistemas fictícios de pequeno porte. Neste Capítulo os seguintes aspectos merecem destaque:

- Os resultados obtidos confirmaram suspeitas já levantadas por Camara Neto [25] e ilustraram diversos fenômenos de interesse cuja detecção e análise não é trivial em sistemas de grande porte;
- A bateria de testes realizada com o *RBTS* e *IEEE RTS* também consolidou o conjunto de análises já disponíveis para ambos os sistemas. Testes polêmicos relacionados à escolha da barra de referência (“*swing*”) e sementes iniciais foram repetidos com esses sistemas e confirmaram os indícios já previamente apontados em Camara Neto [25], obtidos com o SIN;
- Evidenciou-se o efeito provocado pelo uso do protocolo de análise de confiabilidade adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, quando comparado com uma análise de confiabilidade composta tradicional;
- Foi também demonstrado como os modelos estocásticos de carga propostos no Capítulo III influenciam de forma intensa os indicadores de confiabilidade, evidenciando a necessidade de uma frequente atualização dos dados de carga usados no setor elétrico brasileiro.

### **V.3 TÓPICOS PARA CONTINUIDADE DE INVESTIGAÇÕES**

Diversos temas de interesse podem ser recomendados como tópicos para futuras investigações, quais sejam:

- Em relação ao Capítulo III, investigar o uso do método de agregação denominado *c-médias difuso* (“*fuzzy c-means*”) e o método baseado no uso de redes neurais;

- Investigar a aderência dos diversos métodos investigados no Capítulo III sob o enfoque de energia;
- Atualizar os resultados do Capítulo III de forma a refletir as condições atuais do SIN;
- Desenvolver um conjunto de protocolos rígidos e detalhados para uma pletera de estudos de confiabilidade probabilística nos mais diversos ambientes de planejamento e operação, segmentos de geração, transmissão e distribuição, regimes estáticos e dinâmicos, horizontes da pós-operação ou preditivos e níveis hierárquicos, aliados a considerações de custos, tarifas e demais restrições econômicas (e.g. custos de interrupções, custos de déficit ou racionamento, tarifas, etc). Promover a inserção de modelos nodais, elos CC e fontes não convencionais de energia;
- Desenvolver novos aplicativos computacionais para a análise probabilística de confiabilidade de sistemas de potência, sob enfoque estendido conforme comentado no item anterior, porém com grandes facilidades de preparação de vastas massas de dados de entrada e facilidades para a análise dos resultados obtidos;
- Atualizar e modernizar os sistemas de coleta estatística de desempenho de equipamentos, sistemas e condicionantes econômicos.

*“Joy unto you, O men of Myalba.  
A pilgrim hath returned back from  
the other shore. A new Arhan is born.  
Peace to all Beings.”*

*(Āryasanga)*

\* \* \*

## REFERÊNCIAS

---

- [1] VRANA, T.K., JOHANSSON, E., *Overview of Analytical Power System reliability Assessment Techniques*, CIGRÉ, Recife, 2011.
- [2] ONS, *Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Diretrizes e Critérios para Estudos de Confiabilidade* – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010
- [3] SCHILLING, M.TH., DO COUTO FILHO, M.B., LEITE DA SILVA, A.M., BILLINTON, R., ALLAN, R.N., *An Integrated Approach to Power System Reliability Assessment*, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 17 No. 6, pp. 381-390, 1995
- [4] BILLINTON, R., ALLAN R.N., *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 2nd. Ed., Plenum Press, New York, 1992.
- [5] ALLAN, R.N., *Basic Concepts in Reliability Evaluation*, UMIST, Manchester, England
- [6] PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G, CUNHA, S.H.F, OLIVEIRA, G.C., *Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation – Modeling Aspects and Computational Results*, Rio de Janeiro, Brazil
- [7] EPE, Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia – PDE 2007/2016 – Transmissão de Energia Elétrica – Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN, Empresa de Pesquisa Energética, 2007
- [8] MURTY P. BHAVARAJU, *Application of contingency Evaluation Techniques to Practical Systems*, Public Service Electric and Gas Company, Newark, New Jersey
- [9] BILLINTON, R., *Composite System Adequacy Assessment – The Contingency Enumeration Approach*, Power System Research Group, University of Saskatchewan, Canada
- [10] ENDRENYI, J., *Reliability Modeling in Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, 1978.
- [11] BORGES, C.L.T., FALCÃO, D.M., *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Potência em Paralelo Usando Simulação Monte Carlo Sequencial*
- [12] SCHILLING, M.TH., GOMES, P., *An Approach to Bulk Power System Performance Assessment*, UFF-CAA/ELETROBRÁS, Division of Technological Development of the Electric Operation (DOLT), Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 1994
- [13] WINTER W.H., LEREVEREND B.K. “Bulk electricity system operational performance: measurement systems and survey results”, CIGRÉ Working Group 39.05, Paris, Jul. 1989.

- [14] FONG C.C., BILLINTON R., GUNDERSON R.O., O'NEILL P.M., RAKSANY J., SCHNEIDER A W., SILVERSTEIN B., "Bulk system reliability - measurement and indices", IEEE Trans. on Power Systems, vol. PWRS-4, no.3, pp. 829-835, Aug. 1989.
- [15] SCHILLING, M.TH., *Procedures for Quality Pattern Diagnosis*, ETEP Vol. 8, No. 2, 1998
- [16] FARIAS, D.A.A., *Previsão de Carga de Energia Diária em Patamares Combinando Técnicas Estatísticas e de Inteligência Computacional*, Tese, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.
- [17] CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, *Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte, Rio de Janeiro*.
- [18] ONS, *Estudo para Alteração dos Períodos de Carga do Sistema Norte-Nordeste*, in Nota Técnica – ONS- 033/2001, Abril/2001
- [19] ONS, *Glossário de Termos Técnicos*, in Procedimentos de Rede, Submódulo 20.1, Revisão 1.0, Capítulo 9, Glossário de Termos Técnicos, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, Junho, 2009. Disponível em:  
<[http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_20/Subm%C3%B3dulo%2020.1\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_20/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf)> Acesso em: 02 novembro 2012.
- [20] SACRAMENTO, J.A., *Caracterização dos Patamares de Carga do Sistema Elétrico Brasileiro*, Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Elétrica, Projeto Final de Graduação, Niterói, Dezembro de 2009.
- [21] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Disponível em:  
<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2a8ca5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 07 outubro 2009
- [22] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução 402 de 21/09/2001
- [23] MINGOTI, S.A., *Análise de Dados Através de Métodos de Estatística Multivariada: Uma Abordagem Aplicada*, UFMG, Belo Horizonte, 2005.
- [24] MACQUEEN, J., *Some Methods for Classification and Analysis of Multivariate Observations*, University of California, Los Angeles, 1967.
- [25] CAMARA NETO, F., *Fatores de Influência na Avaliação de Indicadores Probabilísticos da Adequação de Sistemas de Potência*, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, Novembro, 2011.
- [26] BILLINTON, R., *et alii*, "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Data", IEEE Trans. on PWRS, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp.1238-1244.



- [27] BILLINTON R., LI W., Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Appendix A, Plenum Press, New York, 1994.
- [28] RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE, IEEE Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, Nov/Dec 1979, pp. 2047-2054.
- [29] PINHEIRO J. M. S., DORNELLAS C. R. R., SCHILLING M. TH., MELO A. C. G., MELLO J. C. O., "Probing the New IEEE Reliability Test System (RTS-96): HL-II Assessment", IEEE Trans. on PWRS, Vol. 13, no. 1, pp. 171-176, Feb 1998.
- [30] SCHILLING M.TH., BILLINTON R., LEITE DA SILVA A.M., EL-KADY M.A., Bibliography on Composite System Reliability (1984-1988); IEEE Trans. on PWRS, Vol. PWRS-4, n.3, pp. 1122-1132, August, 1989.
- [31] GROETAERS DOS SANTOS M., "Segurança de sistemas de potência em regime transitório considerando incertezas", Tese de Doutorado, IC/UFF, Dezembro, 2009. (<http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/>).
- [32] ANDERSON P.M., FOUAD A.A., "Power System Control and Stability" , Vol. 1, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- [33] SCHILLING M.TH., SOUZA J.C.S., COUTTO FILHO M.B., Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil, IEEE Trans. on PWRS, Vol 23, no 3, pp 868-876, August 2008.
- [34] PEREIRA R.G.A., "Testes de Estimação Paramétrica de Comprimento de Linhas Aéreas e Cabos Subterrâneos", Projeto Final de Graduação, UFF, Depto. de Engenharia Elétrica, Julho, 2007.
- [35] SILVA E.L., LOUREIRO M.L, SCHILLING M.TH., LIMA D.C., Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN, Sistema BDCConf, Volume I, UFSC, Depto de Engenharia Elétrica, Florianópolis, 26 de Julho de 2006.
- [36] CEPEL, Programa NH2, Guia do Usuário, Versão 8.1.0, Rio de Janeiro, Dezembro, 2007.
- [37] ONS, *Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*, in Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, Revisão 2, Capítulo 14, Diretrizes e critérios para estudos de confiabilidade, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, Junho, 2010. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_23/Subm%C3%B3dulo%2023.3\\_Rev\\_1.1.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_23/Subm%C3%B3dulo%2023.3_Rev_1.1.pdf)>. Acesso em: 02 de Novembro de 2012.
- [38] LEITE DA SILVA A. M., RESENDE L.C., MANSO L.A.F., BILLINTON R., "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 1763-1770, Nov. 2004.

[39] TAKAHATA A.Y., SCHILLING M.TH., Manual de Monitoração da Confiabilidade da Transmissão, Versão 27.10.2004, Rio de Janeiro, 2004.

[40] JARDIM, J.L.A. – Comunicação Pessoal, HPPS, Rio de Janeiro, Outubro, 2012.

[41] CASTRO, C.A. – Comunicação Pessoal, UNICAMP, Campinas, 03 de novembro de 2012.

[42] ONS, *Consolidação da Previsão de Carga para a Elaboração do Programa Mensal da Operação Energética*, in Procedimentos de Rede, Submódulo 5.6, ANEEL, Resolução Normativa n° 372/09 de 05/08/2009.

[43] FERNÁNDEZ, R.A.G., *Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*, Tese de Doutorado, UNIFEI, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Itajubá, MG, Outubro, 2012.

\* \* \*

## ANEXO A – AGREGAÇÕES PARA O SIN REGIONALIZADO

### AGREGAÇÃO LIVRE DO SIN REGIONALIZADO COM TRÊS PATAMARES

A Tabela A-1 apresenta os patamares de carga obtidos para as regiões do SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação livre com 3 patamares, discriminando dias úteis mais sábados dos feriados e domingos e sem discriminar os dias da semana.

Tabela A-1: Patamares de Carga p/Agregação Livre c/ Três Patamares, SIN Regional

	Segunda a Sábado			Domingo e Feriado			Total		
	Superior	Média Livre	Inferior	Superior	Média Livre	Inferior	Superior	Média Livre	Inferior
<b>Norte (Base = 4166 MWh/h)</b>									
<b>Ano 2008</b>	3896	3659	3411	3782	3448	3225	3878	3614	3347
<b>pu</b>	0,94	0,88	0,82	0,91	0,83	0,77	0,93	0,87	0,80
<b>Nordeste (Base = 9429 MWh/h)</b>									
<b>Ano 2008</b>	8478	7693	6692	8029	6887	6136	8363	7374	6440
<b>pu</b>	0,90	0,82	0,71	0,85	0,73	0,65	0,89	0,78	0,68
<b>Sul (Base = 11 768 MWh/h)</b>									
<b>Ano 2008</b>	10105	8424	6791	8471	6710	5603	10029	8134	6382
<b>pu</b>	0,86	0,72	0,58	0,72	0,57	0,48	0,85	0,69	0,54
<b>Sudeste (Base = 40 469 MWh/h)</b>									
<b>Ano 2008</b>	36291	31589	26472	32848	27274	23937	36212	31341	26040
<b>pu</b>	0,90	0,78	0,65	0,81	0,67	0,59	0,89	0,77	0,64

A Tabela A-2 até a Tabela A-5 apresentam as respectivas intensidades de transição dos patamares mostrados na Tabela A-1 e a Tabela A-6 apresenta as probabilidades. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente R<sup>2</sup> são apresentados na Tabela A-7.

Tabela A-2: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte

<b>Intensidades de Transição - Norte</b>				
i	j	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Total
<b>Superior</b>	<b>Superior</b>	2094/2614	304/366	2645/3203
<b>Superior</b>	<b>Média Livre</b>	520/2614	62/366	558/3203
<b>Superior</b>	<b>Inferior</b>	0	0	0
<b>Média Livre</b>	<b>Superior</b>	495/2605	54/530	528/3108
<b>Média Livre</b>	<b>Média Livre</b>	1744/2605	411/530	2165/3108
<b>Média Livre</b>	<b>Inferior</b>	366/2605	65/530	415/3108
<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	25/2125	8/544	30/2473
<b>Inferior</b>	<b>Média Livre</b>	341/2125	57/544	385/2473
<b>Inferior</b>	<b>Inferior</b>	1759/2125	479/544	2058/2473

Tabela A-3: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste

<b>Intensidades de Transição - Nordeste</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Total</b>
Superior	Superior	2123/2630	231/293	3013/3543
Superior	Média Livre	507/2630	62/293	530/3543
Superior	Inferior	0	0	0
Média Livre	Superior	492/2190	50/418	501/2526
Média Livre	Média Livre	1350/2190	303/418	1644/2526
Média Livre	Inferior	348/2190	65/418	381/2526
Inferior	Superior	15/2524	12/729	29/2715
Inferior	Média Livre	333/2524	53/729	352/2715
Inferior	Inferior	2176/2524	664/729	2334/2715

Tabela A-4: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul

<b>Intensidades de Transição - Sul</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Total</b>
Superior	Superior	2924/3430	205/269	3260/3742
Superior	Média Livre	506/3430	64/269	482/3742
Superior	Inferior	0	0	0
Média Livre	Superior	506/2000	64/573	477/2440
Média Livre	Média Livre	1186/2000	424/573	1632/2440
Média Livre	Inferior	308/2000	85/598	331/2440
Inferior	Superior	0	0	5/2602
Inferior	Média Livre	308/1914	85/598	326/2602
Inferior	Inferior	1606/1914	513/598	2271/2602

Tabela A-5: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste

<b>Intensidades de Transição - Sudeste</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Total</b>
Superior	Superior	2964/3333	216/277	3073/3480
Superior	Média Livre	369/3333	61/277	407/3480
Superior	Inferior	0	0	0
Média Livre	Superior	369/2001	61/651	406/2330
Média Livre	Média Livre	1325/2001	524/651	1561/2330
Média Livre	Inferior	307/2001	66/651	363/2330
Inferior	Superior	0	0	1/2974
Inferior	Média Livre	307/2010	66/512	362/2974
Inferior	Inferior	1703/2010	446/512	2611/2974

Tabela A-6: Probabilidades p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Regional

	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Probabilidades – Norte</b>			
<b>Superior</b>	0,36	0,25	0,365
<b>Média Livre</b>	0,35	0,37	0,354
<b>Inferior</b>	0,29	0,38	0,281
<b>Probabilidades – Nordeste</b>			
<b>Superior</b>	0,36	0,20	0,40
<b>Média Livre</b>	0,30	0,29	0,29
<b>Inferior</b>	0,34	0,51	0,31
<b>Probabilidades – Sul</b>			
<b>Superior</b>	0,47	0,187	0,426
<b>Média Livre</b>	0,27	0,398	0,278
<b>Inferior</b>	0,26	0,415	0,296
<b>Probabilidades – Sudeste</b>			
<b>Superior</b>	0,454	0,19	0,396
<b>Média Livre</b>	0,272	0,45	0,265
<b>Inferior</b>	0,274	0,36	0,339

Tabela A-7: Indicadores de Desempenho p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Regional

	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Norte</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	15333271,36	3662019,513	22175704,59
<b>R<sup>2</sup></b>	0,8575058	0,8604886	0,8558433
<b>Nordeste</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	196929452,1	35559766,99	270954742,5
<b>R<sup>2</sup></b>	0,8746451	0,8772194	0,8756696
<b>Sul</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	628687328,8	81540468,23	891558988,9
<b>R<sup>2</sup></b>	0,8801272	0,8631669	0,8855578
<b>Sudeste</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	5132767143	746244301,9	6805057267
<b>R<sup>2</sup></b>	0,8882409	0,8645267	0,890475

A Figura A-1 até a Figura A-12 apresentam os histogramas de segunda a sábado, domingo e feriado e de todos os dias da semana para as quatro regiões (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste).

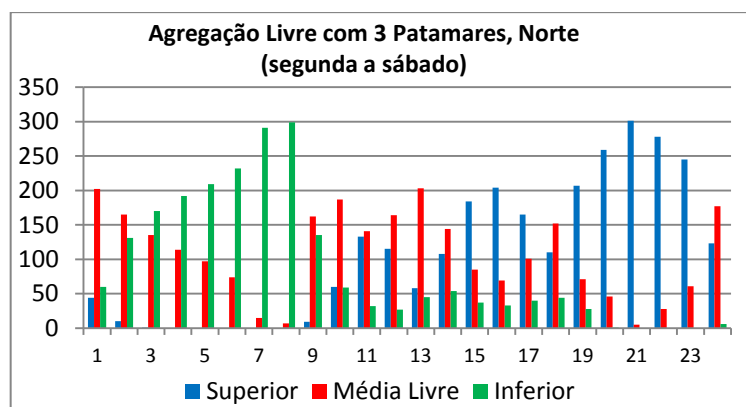


Figura A-1: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte

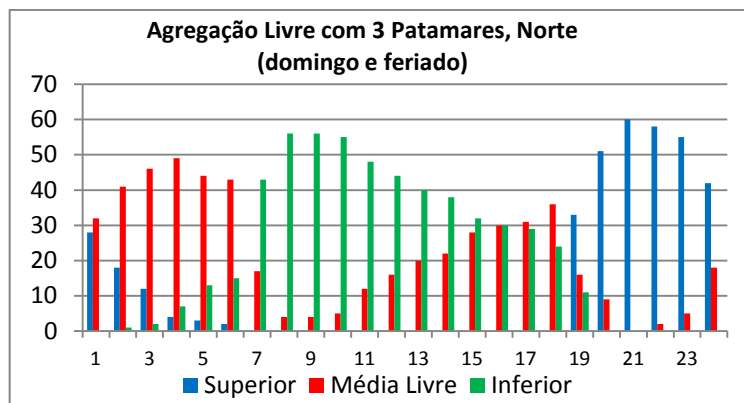


Figura A-2: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte

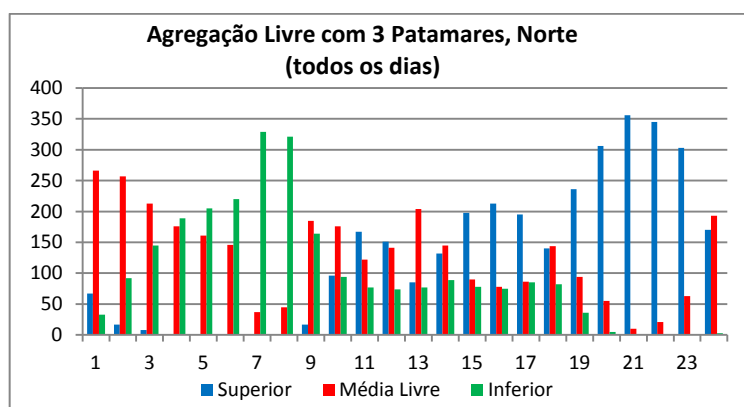


Figura A-3: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Norte

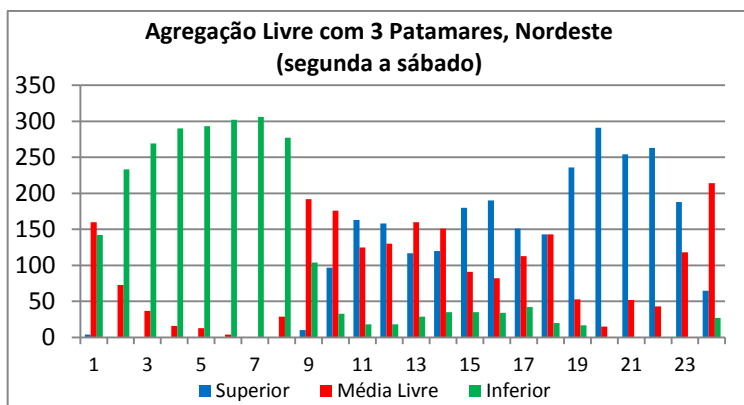


Figura A-4: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste

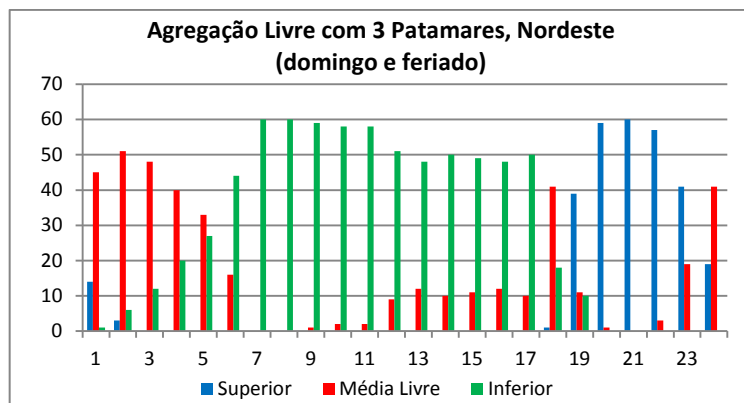


Figura A-5: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste

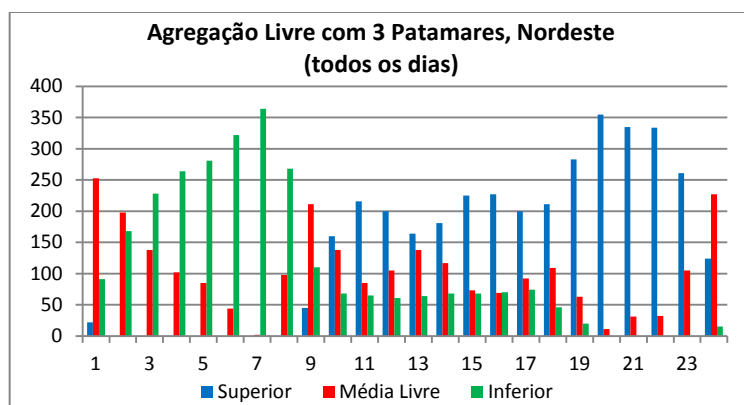


Figura A-6: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Nordeste

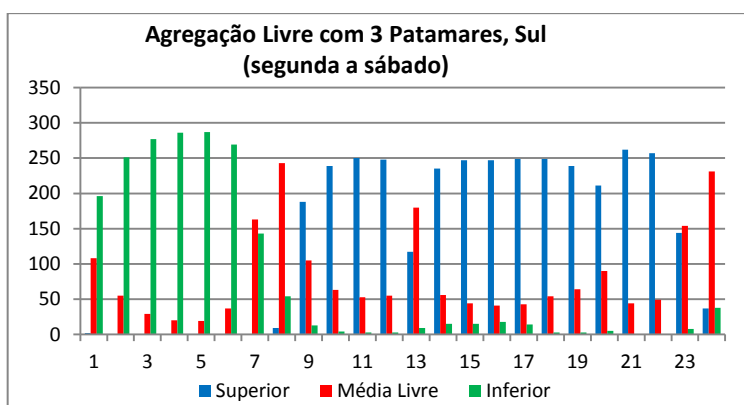


Figura A-7: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul

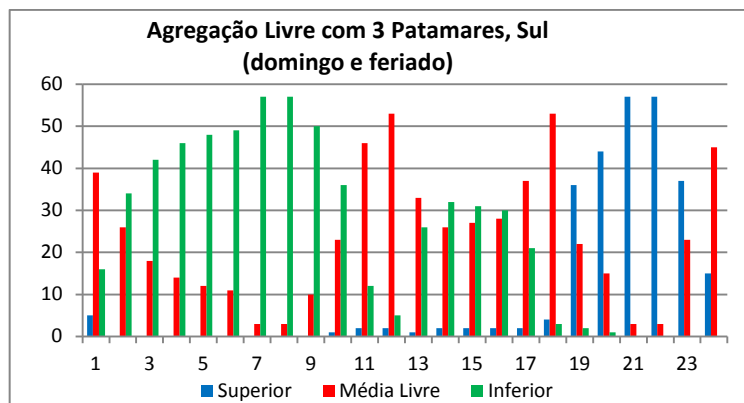


Figura A-8: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul

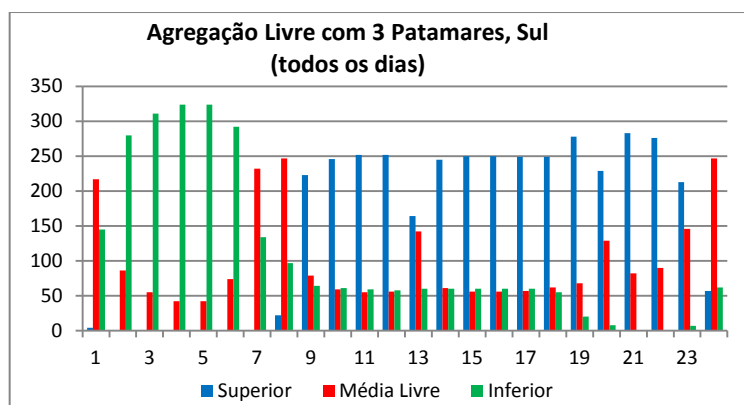


Figura A-9: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Sul

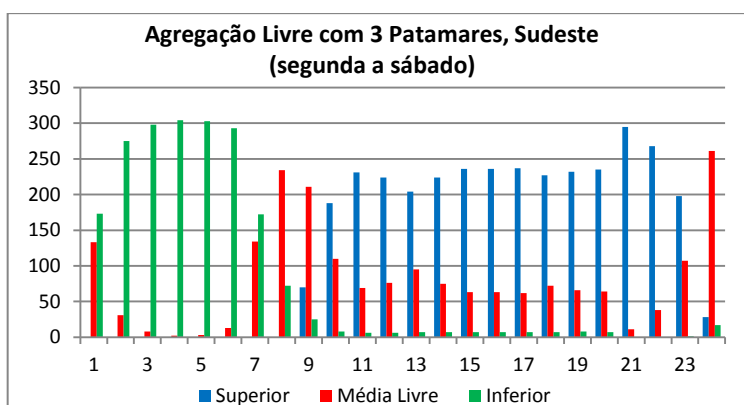


Figura A-10: Histograma p/ Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste



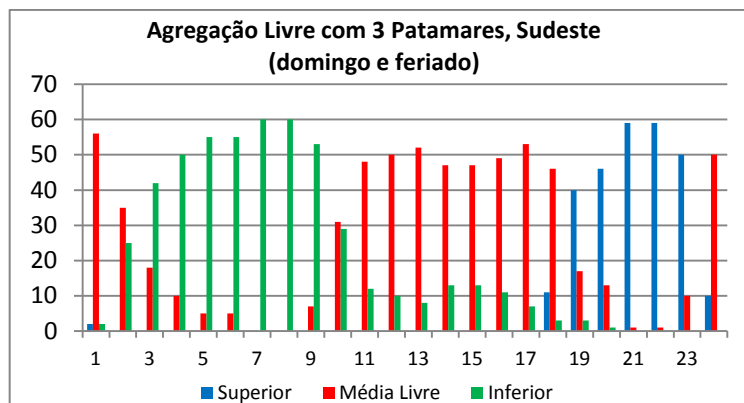


Figura A-11: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste

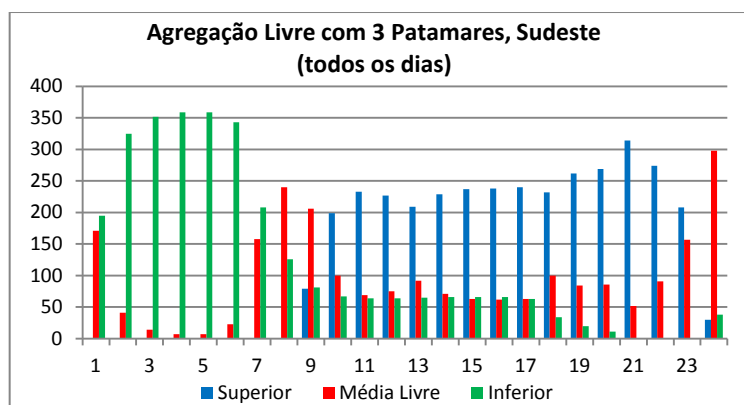


Figura A-12: Histograma p/Agregação Livre c/ Três Patamares, Sudeste

A Tabela A-8 até a Tabela A-10 apresentam o percentual do patamar de carga anual que teve maior ocorrência em determinado horário. São apresentados os percentuais separados para o ano das 4 regiões (vide seção III.3), em três períodos: segunda a sábado, domingo e feriado e todos os dias da semana.

Tabela A-8: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Segunda a Sábado), Regional

	Ano (Segunda a Sábado)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	66 %	Média Livre	52 %	Média Livre	64 %	Inferior	57 %	Inferior
1-2	54 %	Média Livre	76 %	Inferior	82 %	Inferior	90 %	Inferior
2-3	56 %	Inferior	88 %	Inferior	91 %	Inferior	97 %	Inferior
3-4	63 %	Inferior	95 %	Inferior	93 %	Inferior	99 %	Inferior
4-5	68 %	Inferior	96 %	Inferior	94 %	Inferior	99 %	Inferior
5-6	76 %	Inferior	99 %	Inferior	88 %	Inferior	96 %	Inferior
6-7	95 %	Inferior	100 %	Inferior	53 %	Média Livre	56 %	Inferior
7-8	98 %	Inferior	91 %	Inferior	79%	Média Livre	76 %	Média Livre
8-9	53 %	Média Livre	63 %	Média Livre	61 %	Superior	69 %	Média Livre
9-10	61 %	Média Livre	58 %	Média Livre	78 %	Superior	61 %	Superior
10-11	46 %	Média Livre	53 %	Superior	82 %	Superior	75 %	Superior
11-12	54 %	Média Livre	52 %	Superior	81 %	Superior	73 %	Superior
12-13	66 %	Média Livre	52 %	Média Livre	59 %	Média Livre	67 %	Superior
13-14	47 %	Média Livre	49 %	Média Livre	77 %	Superior	73 %	Superior
14-15	60 %	Superior	59 %	Superior	81 %	Superior	77 %	Superior
15-16	67 %	Superior	62 %	Superior	81 %	Superior	77 %	Superior
16-17	54 %	Superior	49 %	Superior	81 %	Superior	77 %	Superior
17-18	50 %	Média Livre	47 %	Superior	81 %	Superior	74 %	Superior
18-19	68 %	Superior	77 %	Superior	78 %	Superior	76 %	Superior
19-20	85 %	Superior	95 %	Superior	69 %	Superior	77 %	Superior
20-21	98 %	Superior	83 %	Superior	86 %	Superior	96 %	Superior
21-22	91 %	Superior	86 %	Superior	84 %	Superior	88 %	Superior
22-23	80 %	Superior	61 %	Superior	50 %	Média Livre	65 %	Superior
23-24	58 %	Média Livre	70 %	Média Livre	75 %	Média Livre	85 %	Média Livre

Tabela A-9: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Domingo Feriado), Regional

	Ano (Domingo e Feriado)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	53 %	Média Livre	75 %	Média Livre	65 %	Média Livre	93 %	Média Livre
1-2	68 %	Média Livre	85 %	Média Livre	57 %	Inferior	58 %	Média Livre
2-3	77 %	Média Livre	80 %	Média Livre	70 %	Inferior	70 %	Inferior
3-4	82 %	Média Livre	67 %	Média Livre	77 %	Inferior	83 %	Inferior
4-5	73 %	Média Livre	55 %	Média Livre	80 %	Inferior	92 %	Inferior
5-6	72 %	Média Livre	73 %	Inferior	82 %	Inferior	92 %	Inferior
6-7	72 %	Inferior	100 %	Inferior	95 %	Inferior	100 %	Inferior
7-8	93 %	Inferior	100 %	Inferior	95 %	Inferior	100 %	Inferior
8-9	93 %	Inferior	98 %	Inferior	83 %	Inferior	88 %	Inferior
9-10	92 %	Inferior	97 %	Inferior	60 %	Inferior	52 %	Média Livre
10-11	80 %	Inferior	97 %	Inferior	77 %	Média Livre	80 %	Média Livre
11-12	73 %	Inferior	85 %	Inferior	88 %	Média Livre	83 %	Média Livre
12-13	67 %	Inferior	80 %	Inferior	55 %	Média Livre	87 %	Média Livre
13-14	63 %	Inferior	83 %	Inferior	53 %	Inferior	78 %	Média Livre
14-15	53 %	Inferior	82 %	Inferior	52 %	Inferior	78 %	Média Livre
15-16	50 %	Superior	80 %	Inferior	50 %	Inferior	82 %	Média Livre
16-17	52 %	Média Livre	83 %	Inferior	62 %	Média Livre	88 %	Média Livre
17-18	60 %	Média Livre	68 %	Média Livre	88 %	Média Livre	77 %	Média Livre
18-19	55 %	Superior	65 %	Superior	60 %	Superior	67 %	Superior
19-20	85 %	Superior	98 %	Superior	73 %	Superior	77 %	Superior
20-21	100 %	Superior	100 %	Superior	95 %	Superior	98 %	Superior
21-22	97 %	Superior	95 %	Superior	95 %	Superior	98 %	Superior
22-23	92 %	Superior	68 %	Superior	62 %	Superior	83 %	Superior
23-24	70 %	Superior	68 %	Média Livre	75 %	Média Livre	83 %	Média Livre

Tabela A-10: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Todos os Dias), Regional

	Ano (Todos os Dias da Semana)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	73 %	Média Livre	69 %	Média Livre	59 %	Média Livre	53 %	Inferior
1-2	70 %	Média Livre	54 %	Média Livre	77 %	Inferior	89 %	Inferior
2-3	58 %	Média Livre	62 %	Inferior	85 %	Inferior	96 %	Inferior
3-4	52 %	Inferior	72 %	Inferior	89 %	Inferior	98 %	Inferior
4-5	56 %	Inferior	77 %	Inferior	89 %	Inferior	98 %	Inferior
5-6	60 %	Inferior	88 %	Inferior	80 %	Inferior	94 %	Inferior
6-7	90 %	Inferior	99 %	Inferior	63 %	Média Livre	57 %	Inferior
7-8	88 %	Inferior	73 %	Inferior	67 %	Média Livre	66 %	Média Livre
8-9	51 %	Média Livre	58 %	Média Livre	61 %	Superior	56 %	Média Livre
9-10	48 %	Média Livre	44 %	Superior	67 %	Superior	54%	Superior
10-11	46 %	Superior	59 %	Superior	69 %	Superior	64 %	Superior
11-12	41 %	Superior	55 %	Superior	69 %	Superior	62 %	Superior
12-13	56 %	Média Livre	45 %	Superior	45 %	Superior	57 %	Superior
13-14	40 %	Média Livre	49 %	Superior	67 %	Superior	63 %	Superior
14-15	54 %	Superior	61 %	Superior	68 %	Superior	65 %	Superior
15-16	58 %	Superior	62 %	Superior	68 %	Superior	65 %	Superior
16-17	53 %	Superior	55 %	Superior	68 %	Superior	66 %	Superior
17-18	39 %	Média Livre	58 %	Superior	68 %	Superior	63 %	Superior
18-19	64 %	Superior	77 %	Superior	76 %	Superior	72 %	Superior
19-20	84 %	Superior	97 %	Superior	63 %	Superior	73 %	Superior
20-21	97 %	Superior	92 %	Superior	77 %	Superior	86 %	Superior
21-22	94 %	Superior	91 %	Superior	75 %	Superior	75 %	Superior
22-23	83 %	Superior	71 %	Superior	58 %	Superior	57 %	Superior
23-24	53 %	Média Livre	62 %	Média Livre	67 %	Média Livre	81 %	Média Livre

A partir da análise das Tabela A-8 até a Tabela A-10, *podem ser definidos os novos horários para os patamares de carga*. Pode-se perceber uma grande variação dos horários de ocorrência das cargas inferior, média livre e superior para cada região analisada. Portanto optou-se por sugerir um horário diferente para cada região.

A Tabela A-11 até a Tabela A-14 apresentam os novos patamares de carga sugeridos para as regiões norte, nordeste, sul e sudeste respectivamente.

Tabela A-11: Patamares de Carga da Região Norte, 2008 (sem horário de verão)

	Norte		
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 14 às 17h	Das 15 às 16h	Das 10 às 12h
	Das 18 às 23h	Das 18 às 24h	Das 14 às 17h Das 18 às 23h
<b>Média Livre</b>	Das 23 às 02h	Das 00 às 06h	Das 23 às 03h
	Das 08 às 14h		Das 08 às 10h
	Das 17 às 18h	Das 16 às 18h	Das 12 às 14h Das 17 às 18h
<b>Inferior</b>	Das 02 às 08h	Das 06 às 15h	Das 03 às 08h

Tabela A-12: Patamares de Carga da Região Nordeste, 2008 (sem horário de verão)

Nordeste			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 10 às 12h	Das 18 às 23h	Das 09 às 23h
	Das 14 às 23		
<b>Média Livre</b>	Das 23 às 01h	Das 00 às 05h	Das 23 às 02h
	Das 08 às 10h	Das 17 às 18h	Das 08 às 09h
	Das 12 às 14h	Das 23 às 24h	
<b>Inferior</b>	Das 01 às 08h	Das 05 às 17h	Das 02 às 08h

Tabela A-13: Patamares de Carga da Região Sul, 2008 (sem horário de verão)

Sul			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 08 às 12h	Das 18 às 23h	Das 08 às 23h
	Das 13 às 22h		
<b>Média Livre</b>	Das 06 às 08h	Das 23 às 01h	Das 23 às 01h
	Das 12 às 13h	Das 10 às 13h	Das 06 às 08h
	Das 22 às 24h	Das 16 às 18h	
<b>Inferior</b>	Das 00 às 06h	Das 01 às 10h	Das 01 às 06h
		Das 13 às 16h	

Tabela A-14: Patamares de Carga da Região Sudeste, 2008 (sem horário de verão)

Sudeste			
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 09 às 23h	Das 18 às 23h	Das 09 às 23h
<b>Média Livre</b>	Das 07 às 09h	Das 23 às 02h	Das 07 às 09h
	Das 23 às 24h	Das 09 às 18h	Das 23 às 24h
<b>Inferior</b>	Das 00 às 07h	Das 02 às 09h	Das 00 às 03h

## AGREGAÇÃO LIVRE DO SIN REGIONALIZADO COM QUATRO PATAMARES

A Tabela A-15 apresenta os patamares de carga obtidos para as regiões do SIN no ano de 2008, após a aplicação do algoritmo k-médias, na modalidade agregação livre com 4 patamares, discriminando dias úteis mais sábados dos feriados e domingos. A Tabela A-16 apresenta os patamares de carga sem discriminar os dias da semana.

Tabela A-15: Patamares de Carga p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN Regional

	<b>Segunda a Sábado</b>				<b>Domingo e Feriado</b>			
	<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>
<b>Norte (Base = 4 166 MWh/h)</b>								
<b>Ano 2008</b>	3936	3753	3560	3367	3826	3572	3356	3174
<b>pu</b>	0,94	0,90	0,85	0,81	0,92	0,86	0,81	0,76
<b>Nordeste (Base = 9 429 MWh/h)</b>								
<b>Ano 2008</b>	8558	7922	7138	6476	8081	7122	6431	5931
<b>pu</b>	0,91	0,84	0,76	0,69	0,86	0,76	0,68	0,63
<b>Sul (Base = 11768 MWh/h)</b>								
<b>Ano 2008</b>	10481	9478	7984	6642	8601	7140	6224	5359
<b>pu</b>	0,89	0,81	0,68	0,56	0,73	0,61	0,53	0,46
<b>Sudeste (Base = 40 469 MWh/h)</b>								
<b>Ano 2008</b>	37154	34314	30362	26102	33463	29157	26401	23509
<b>pu</b>	0,92	0,85	0,75	0,64	0,83	0,72	0,65	0,58

Tabela A-16: Patamares de Carga p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, SIN

	<b>Todos os Dias</b>			
	<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>
<b>Norte (Base = 4 166 MWh/h)</b>				
<b>Ano 2008</b>	3919	3721	3512	3299
<b>pu</b>	0,94	0,89	0,84	0,79
<b>Nordeste (Base = 9 429 MWh/h)</b>				
<b>Ano 2008</b>	8534	7877	7041	6319
<b>pu</b>	0,91	0,84	0,75	0,67
<b>Sul (Base = 11768 MWh/h)</b>				
<b>Ano 2008</b>	10395	9322	7781	6281
<b>pu</b>	0,88	0,79	0,66	0,53
<b>Sudeste (Base = 40 469 MWh/h)</b>				
<b>Ano 2008</b>	36573	32809	28598	25127
<b>pu</b>	0,90	0,81	0,71	0,62

A Tabela A-17 até a Tabela A-20 apresentam as respectivas intensidades de transição dos patamares mostrados na Tabela A-15 e na Tabela A-16. A Tabela A-21 apresenta as probabilidades. Os indicadores de desempenho do algoritmo expressos pela variação residual média e o coeficiente  $R^2$  são apresentados na Tabela A-22.

Tabela A-17: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte

<b>Intensidades de Transição - Norte</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Todos os Dias da Semana</b>
<b>Superior</b>	<b>Superior</b>	1299/1783	214/272	1697/2235
<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	481/1783	58/272	538/2235
<b>Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	3/1783	0	0
<b>Superior</b>	<b>Inferior</b>	0	0	0
<b>Média Superior</b>	<b>Superior</b>	451/2186	29/298	492/2499
<b>Média Superior</b>	<b>Média Superior</b>	1326/2186	204/298	1543/2499
<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	405/2186	65/298	464/2499
<b>Média Superior</b>	<b>Inferior</b>	4/2186	0	0
<b>Média Inferior</b>	<b>Superior</b>	33/1956	29/547	46/2401
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	330/1956	27/547	372/2401
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	1261/1956	440/547	1650/2401
<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>	332/1956	51/547	333/2401
<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	0	0	0
<b>Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	49/1419	9/323	46/1649
<b>Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	287/1419	42/323	287/1649
<b>Inferior</b>	<b>Inferior</b>	1083/1419	272/323	1316/1649

Tabela A-18: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste

<b>Intensidades de Transição - Nordeste</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Todos os Dias da Semana</b>
<b>Superior</b>	<b>Superior</b>	1557/2101	204/266	1734/2312
<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	542/2101	62/266	578/2312
<b>Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	2/2101	0	0
<b>Superior</b>	<b>Inferior</b>	0	0	0
<b>Média Superior</b>	<b>Superior</b>	501/2061	42/268	512/2274
<b>Média Superior</b>	<b>Média Superior</b>	1205/2061	166/268	1354/2274
<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	353/2061	60/268	408/2274
<b>Média Superior</b>	<b>Inferior</b>	2/2061	0	0
<b>Média Inferior</b>	<b>Superior</b>	41/1696	19/546	64/2177
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	308/1696	31/546	321/2177
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	1040/1696	432/546	1435/2177
<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>	307/1696	64/546	357/2177
<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	2/1486	1/360	2/2021
<b>Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	6/1486	9/360	21/2021
<b>Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	301/1486	54/360	334/2021
<b>Inferior</b>	<b>Inferior</b>	1177/1486	296/360	1664/2021

Tabela A-19: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul

<b>Intensidades de Transição - Sul</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Todos os Dias da Semana</b>
<b>Superior</b>	<b>Superior</b>	1321/1840	169/229	1622/2173
<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	519/1840	58/229	551/2173
<b>Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	0	2/229	0
<b>Superior</b>	<b>Inferior</b>	0	0	0
<b>Média Superior</b>	<b>Superior</b>	505/2260	51/309	537/2205
<b>Média Superior</b>	<b>Média Superior</b>	1398/2260	188/309	1273/2205
<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	355/2260	69/309	395/2205
<b>Média Superior</b>	<b>Inferior</b>	2/2260	1/309	0
<b>Média Inferior</b>	<b>Superior</b>	14/1681	9/537	14/2109
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	343/1681	62/537	368/2109
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	1052/1681	411/537	1424/2109
<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>	272/1681	55/537	303/2109
<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	0	0	0
<b>Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	0	1/365	13/2297
<b>Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	274/1563	55/365	290/2297
<b>Inferior</b>	<b>Inferior</b>	1289/1563	309/365	1994/2297

Tabela A-20: Intensidades de Transição p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste

<b>Intensidades de Transição - Sudeste</b>				
<b>i</b>	<b>j</b>	<b>Segunda a Sábado</b>	<b>Domingo e Feriado</b>	<b>Todos os Dias da Semana</b>
<b>Superior</b>	<b>Superior</b>	1646/2045	160/216	2523/2935
<b>Superior</b>	<b>Média Superior</b>	399/2045	56/216	412/2935
<b>Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	0	0	0
<b>Superior</b>	<b>Inferior</b>	0	0	0
<b>Média Superior</b>	<b>Superior</b>	392/1975	55/250	396/2031
<b>Média Superior</b>	<b>Média Superior</b>	1253/1975	129/250	1255/2031
<b>Média Superior</b>	<b>Média Inferior</b>	329/1975	66/250	380/2031
<b>Média Superior</b>	<b>Inferior</b>	1/1975	0	0
<b>Média Inferior</b>	<b>Superior</b>	7/1611	1/586	16/1894
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	323/1611	65/586	363/1894
<b>Média Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	980/1611	460/586	1196/1894
<b>Média Inferior</b>	<b>Inferior</b>	301/1611	60/586	319/1894
<b>Inferior</b>	<b>Superior</b>	0	0	0
<b>Inferior</b>	<b>Média Superior</b>	0	0	1/1924
<b>Inferior</b>	<b>Média Inferior</b>	302/1713	60/388	318/1924
<b>Inferior</b>	<b>Inferior</b>	1411/1713	328/388	1605/1924

Tabela A-21: Probabilidades p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Regional

	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Probabilidades – Norte</b>			
<b>Superior</b>	0,24	0,19	0,255
<b>Média Superior</b>	0,30	0,21	0,284
<b>Média Inferior</b>	0,27	0,38	0,273
<b>Inferior</b>	0,19	0,22	0,188
<b>Probabilidades – Nordeste</b>			
<b>Superior</b>	0,29	0,18	0,26
<b>Média Superior</b>	0,28	0,19	0,26
<b>Média Inferior</b>	0,23	0,38	0,25
<b>Inferior</b>	0,20	0,25	0,23
<b>Probabilidades – Sul</b>			
<b>Superior</b>	0,25	0,159	0,25
<b>Média Superior</b>	0,31	0,215	0,25
<b>Média Inferior</b>	0,23	0,373	0,24
<b>Inferior</b>	0,21	0,253	0,26
<b>Probabilidades – Sudeste</b>			
<b>Superior</b>	0,28	0,15	0,33
<b>Média Superior</b>	0,27	0,17	0,23
<b>Média Inferior</b>	0,22	0,41	0,22
<b>Inferior</b>	0,23	0,27	0,22

Tabela A-22: Indicadores de Desempenho p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Regional

	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Norte</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	6885096,923	1617001,842	10187627,02
<b>R<sup>2</sup></b>	0,9146878	0,9178631	0,9116983
<b>Nordeste</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	84136368,81	15959184,37	116431090,4
<b>R<sup>2</sup></b>	0,928591	0,9265283	0,9287658
<b>Sul</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	275745030	36034866,79	431388942,7
<b>R<sup>2</sup></b>	0,9298977	0,9193732	0,9261682
<b>Sudeste</b>			
<b>Variação Residual Média</b>	2436175888	359549746,9	3322383383
<b>R<sup>2</sup></b>	0,9292741	0,9129697	0,9287032

A Figura A-13 até a Figura A-24 apresentam os histogramas de segunda a sábado, domingo e feriado e de todos os dias da semana para as quatro regiões (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste).



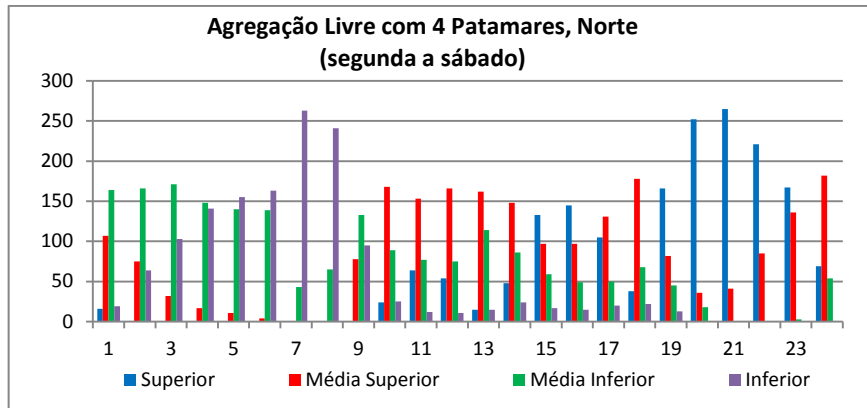


Figura A-13: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte

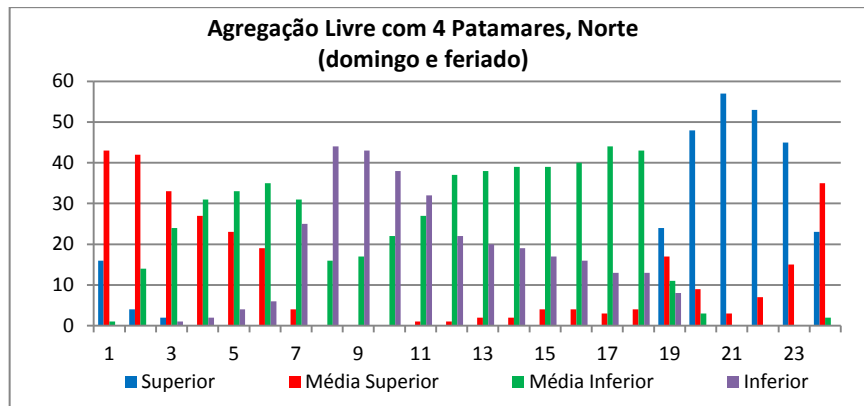


Figura A-14: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte

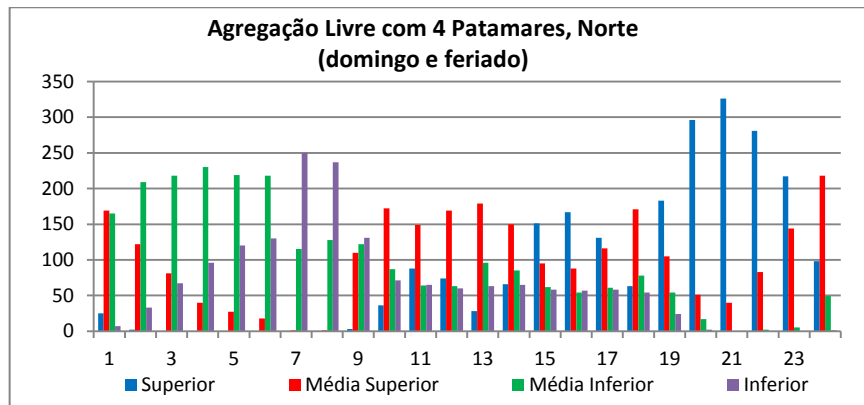


Figura A-15: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Norte

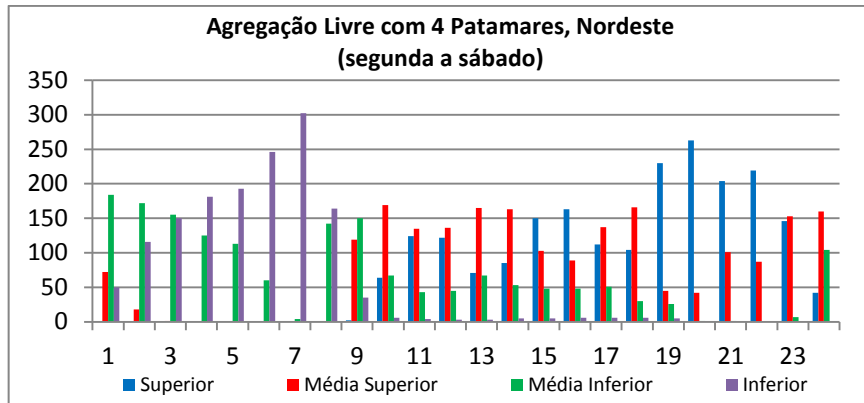


Figura A-16: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste

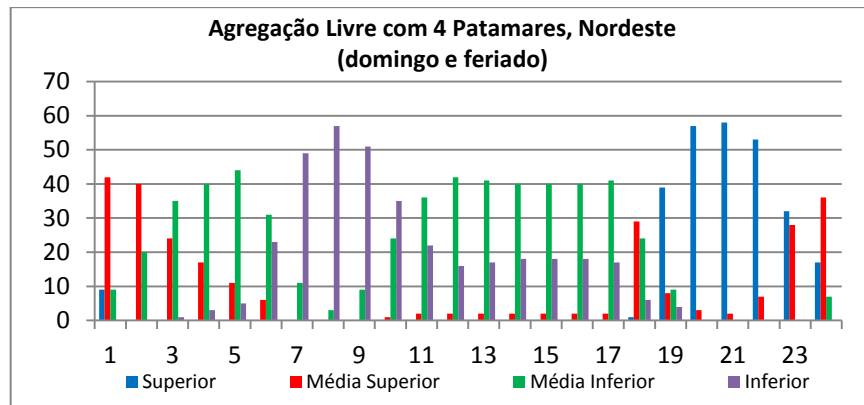


Figura A-17: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste

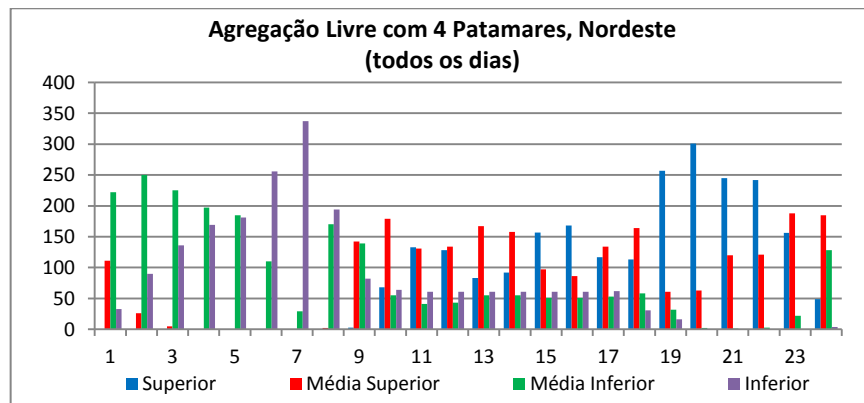


Figura A-18: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Nordeste

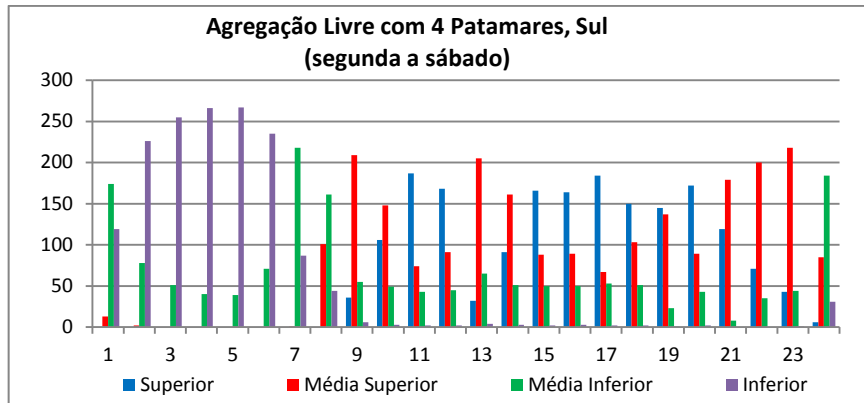


Figura A-19: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul

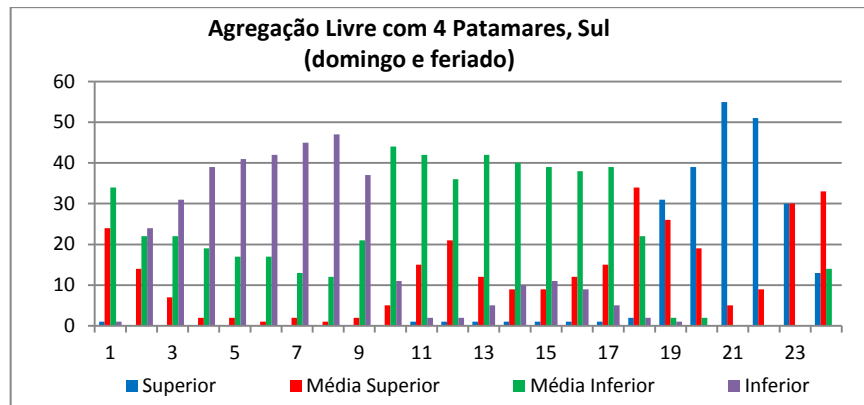


Figura A-20: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul

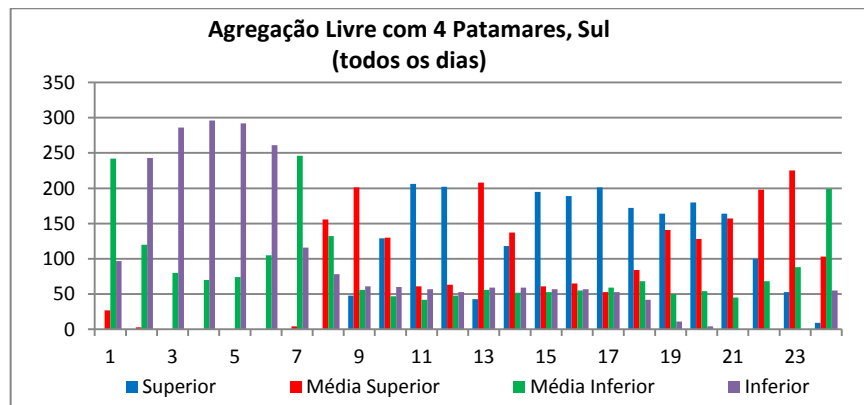


Figura A-21: Histograma p/Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sul

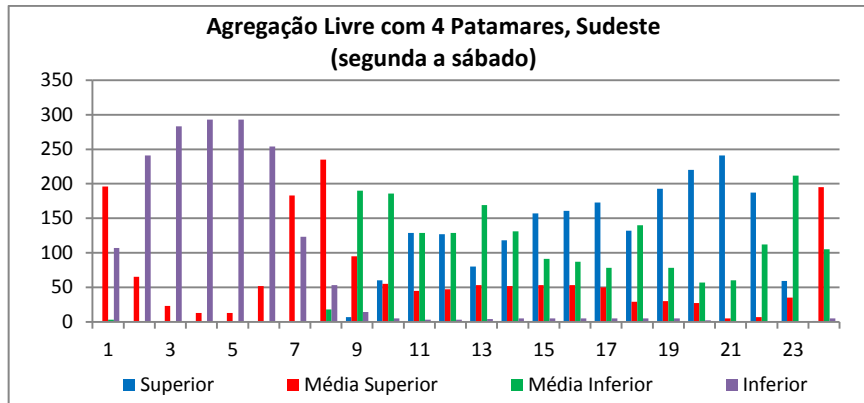


Figura A-22: Histograma p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste

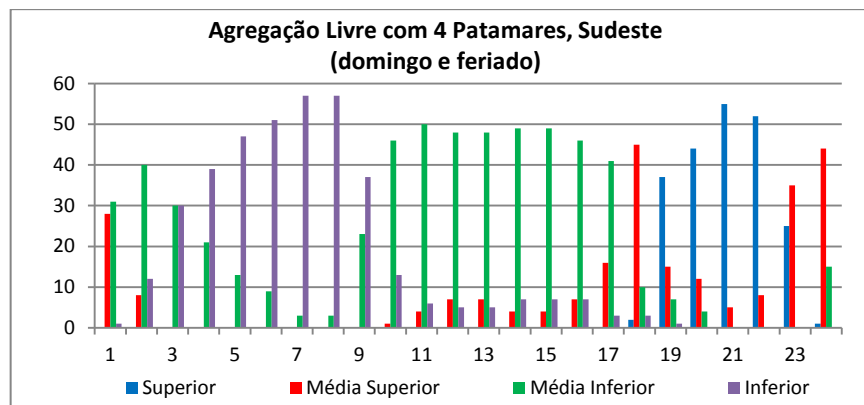


Figura A-23: Histograma p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste

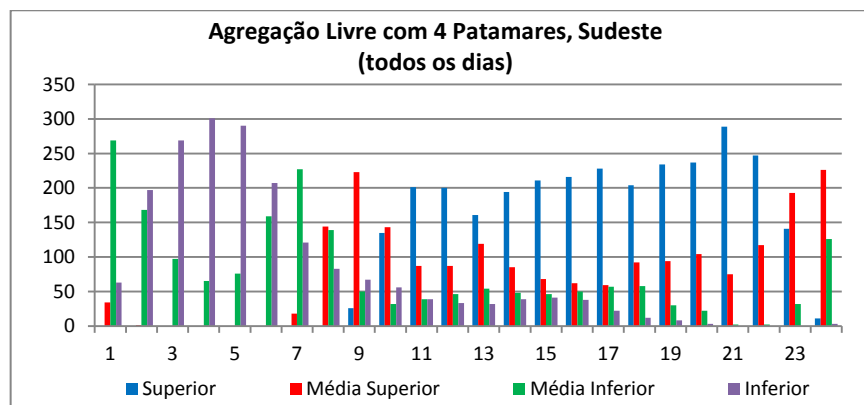


Figura A-24: Histograma p/ Agregação Livre c/ Quatro Patamares, Sudeste

A Tabela A-23 até a Tabela A-25 apresentam o percentual do patamar de carga anual que teve maior ocorrência em determinado horário. São apresentados os percentuais separados para o ano das quatro regiões, em três períodos: segunda a sábado e domingo e feriado e todos os dias da semana.

Tabela A-23: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Segunda a Sábado), Regional

	Ano (Segunda a Sábado)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	54 %	Média Inferior	60 %	Média Inferior	57 %	Média Inferior	64 %	Média Superior
1-2	54 %	Média Inferior	56 %	Média Inferior	74 %	Inferior	79 %	Inferior
2-3	56 %	Média Inferior	51 %	Média Inferior	83 %	Inferior	92 %	Inferior
3-4	48 %	Média Inferior	59 %	Inferior	87 %	Inferior	96 %	Inferior
4-5	51 %	Inferior	63 %	Inferior	87 %	Inferior	96 %	Inferior
5-6	53 %	Inferior	80 %	Inferior	77 %	Inferior	83 %	Inferior
6-7	86 %	Inferior	99 %	Inferior	71 %	Média Inferior	60 %	Média Superior
7-8	79 %	Inferior	54 %	Inferior	53 %	Média Inferior	77 %	Média Superior
8-9	43 %	Média Inferior	49 %	Média Inferior	68 %	Média Superior	62 %	Média Inferior
9-10	55 %	Média Superior	55 %	Média Superior	48 %	Média Superior	61 %	Média Inferior
10-11	50 %	Média Superior	44 %	Média Superior	61 %	Superior	42 %	Superior
11-12	54 %	Média Superior	44 %	Média Superior	55 %	Superior	42 %	Média Inferior
12-13	53 %	Média Superior	54 %	Média Superior	67 %	Média Superior	55 %	Média Inferior
13-14	48 %	Média Superior	53 %	Média Superior	53 %	Média Superior	43 %	Média Inferior
14-15	43 %	Superior	49 %	Superior	54 %	Superior	51 %	Superior
15-16	47 %	Superior	53 %	Superior	54 %	Superior	53 %	Superior
16-17	43 %	Média Superior	45 %	Média Superior	60 %	Superior	57 %	Superior
17-18	58 %	Média Superior	54 %	Média Superior	49 %	Superior	46 %	Média Inferior
18-19	54 %	Superior	75 %	Superior	47 %	Superior	63 %	Superior
19-20	82 %	Superior	86 %	Superior	56 %	Superior	72 %	Superior
20-21	87 %	Superior	67 %	Superior	58 %	Média Superior	79 %	Superior
21-22	72 %	Superior	72 %	Superior	65 %	Média Superior	61 %	Superior
22-23	55 %	Superior	50 %	Média Superior	71 %	Média Superior	69 %	Média Inferior
23-24	59 %	Média Superior	52 %	Média Superior	60 %	Média Inferior	64 %	Média Superior

Tabela A-24: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Domingo Feriado), Regional

	Ano (Domingo e Feriado)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	72 %	Média superior	70 %	Média Superior	57 %	Média Inferior	52 %	Média Inferior
1-2	70 %	Média superior	67 %	Média Superior	40 %	Inferior	67 %	Média Inferior
2-3	55 %	Média superior	58 %	Média Inferior	52 %	Inferior	50 %	Média Inferior
3-4	52 %	Média inferior	67 %	Média Inferior	65 %	Inferior	65 %	Inferior
4-5	55 %	Média inferior	73 %	Média Inferior	68 %	Inferior	78 %	Inferior
5-6	58 %	Média inferior	52 %	Média Inferior	70 %	Inferior	85 %	Inferior
6-7	52 %	Média inferior	82 %	Inferior	75 %	Inferior	95 %	Inferior
7-8	73 %	Inferior	95 %	Inferior	78 %	Inferior	95 %	Inferior
8-9	72 %	Inferior	85 %	Inferior	62 %	Inferior	62 %	Inferior
9-10	63 %	Inferior	58 %	Inferior	73 %	Média Inferior	77 %	Média Inferior
10-11	53 %	Inferior	60 %	Média Inferior	70 %	Média Inferior	83 %	Média Inferior
11-12	62 %	Média Inferior	70 %	Média Inferior	60 %	Média Inferior	80 %	Média Inferior
12-13	63 %	Média Inferior	68 %	Média Inferior	70 %	Média Inferior	80 %	Média Inferior
13-14	65 %	Média Inferior	67 %	Média Inferior	67 %	Média Inferior	82 %	Média Inferior
14-15	65 %	Média Inferior	67 %	Média Inferior	65 %	Média Inferior	82 %	Média Inferior
15-16	67 %	Média Inferior	67 %	Média Inferior	63 %	Média Inferior	77 %	Média Inferior
16-17	73 %	Média Inferior	68 %	Média Inferior	65 %	Média Inferior	68 %	Média Inferior
17-18	72 %	Média Inferior	48 %	Média Superior	57 %	Média Superior	75 %	Média Superior
18-19	40 %	Superior	65 %	Superior	52 %	Superior	62 %	Superior
19-20	80 %	Superior	95 %	Superior	65 %	Superior	73 %	Superior
20-21	95 %	Superior	97 %	Superior	92 %	Superior	92 %	Superior
21-22	88 %	Superior	88 %	Superior	85 %	Superior	87 %	Superior
22-23	75 %	Superior	53 %	Superior	50 %	Superior	58 %	Média Superior
23-24	58 %	Média Superior	60 %	Média Superior	55 %	Média Superior	73 %	Média Superior

Tabela A-25: Percentual do Patamar Predominante para Cada Horário do Ano (Todos os Dias), Regional

	Ano (Todos os Dias da Semana)							
	Norte		Nordeste		Sul		Sudeste	
0-1	46 %	Média Superior	61 %	Média Inferior	66 %	Média Inferior	73 %	Média Inferior
1-2	57 %	Média Inferior	68 %	Média Inferior	66 %	Inferior	54 %	Inferior
2-3	60 %	Média Inferior	61 %	Média Inferior	78 %	Inferior	73 %	Inferior
3-4	63 %	Média Inferior	54 %	Média Inferior	81 %	Inferior	82 %	Inferior
4-5	60 %	Média Inferior	51 %	Média Inferior	80 %	Inferior	79 %	Inferior
5-6	60 %	Média Inferior	70 %	Inferior	71 %	Inferior	57 %	Inferior
6-7	68 %	Inferior	92 %	Inferior	67 %	Média Inferior	62 %	Média Inferior
7-8	65 %	Inferior	53 %	Inferior	43 %	Média Superior	39 %	Média Superior
8-9	36 %	Inferior	39 %	Média Superior	55 %	Média Superior	61 %	Média Superior
9-10	47 %	Média Superior	49 %	Média Superior	36%	Média Superior	39 %	Média Superior
10-11	41 %	Média Superior	36 %	Superior	56 %	Superior	55 %	Superior
11-12	46 %	Média Superior	37 %	Média Superior	55 %	Superior	55 %	Superior
12-13	49 %	Média Superior	46 %	Média Superior	57 %	Média Superior	44 %	Superior
13-14	41 %	Média Superior	43 %	Média Superior	37 %	Média Superior	53 %	Superior
14-15	41 %	Superior	43 %	Superior	53 %	Superior	58 %	Superior
15-16	46 %	Superior	46 %	Superior	52 %	Superior	59 %	Superior
16-17	36 %	Superior	37 %	Média Superior	55 %	Superior	62 %	Superior
17-18	47 %	Média Superior	45 %	Média Superior	47 %	Superior	56 %	Superior
18-19	50 %	Superior	70 %	Superior	45 %	Superior	64 %	Superior
19-20	81 %	Superior	82 %	Superior	49 %	Superior	65 %	Superior
20-21	89 %	Superior	67 %	Superior	45 %	Superior	79 %	Superior
21-22	77 %	Superior	66 %	Superior	54 %	Média Superior	67 %	Superior
22-23	59 %	Superior	51 %	Média Superior	61 %	Média Superior	53 %	Média Superior
23-24	60 %	Média Superior	51 %	Média Superior	54 %	Média Inferior	62 %	Média Superior

A partir da análise da Tabela A-23 até a Tabela A-25, *podem ser definidos os novos horários para os patamares de carga*. A Tabela A-26 até a Tabela A-29 apresentam os novos patamares de carga sugeridos para as regiões norte, nordeste, sul e sudeste respectivamente.

Tabela A-26: Patamares de Carga da Região Norte, 2008 (sem horário de verão)

	Norte		
	Segunda a Sábado	Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 14 às 16h	Das 18 às 23h	Das 14 às 17h
	Das 18 às 23h		Das 18 às 23h
<b>Média Superior</b>	Das 09 às 14h	Das 00 às 03h	Das 23 às 01h
	Das 16 às 18h	Das 23 às 24h	Das 09 às 14h
	Das 23 às 24h		Das 17 às 18h
<b>Média Inferior</b>	Das 00 às 04h	Das 03 às 07h	Das 01 às 06h
	Das 08 às 09h	Das 11 às 18h	
<b>Inferior</b>	Das 04 às 08h	Das 07 às 11h	Das 06 às 09h

Tabela A-27: Patamares de Carga da Região Nordeste, 2008 (sem horário de verão)

Nordeste			
Segunda a Sábado		Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 14 às 16h	Da 18 às 23h	Das 10 às 11h
	Das 18 às 22h		Das 14 às 16h
<b>Média Superior</b>	Das 10 às 14h	Das 00 às 02h	Das 08 às 10h
	Das 16 às 18h	Das 17 às 18h	Das 11 às 14h
	Das 22 às 24h	Das 23 às 24h	Das 16 às 18h
<b>Média Inferior</b>	Das 00 às 03h	Das 02 às 06h	Da 00 às 05h
	Da 09 às 10h	Das 10 às 17h	
<b>Inferior</b>	Das 03 às 08h	Das 06 às 10h	Das 05 às 08h

Tabela A-28: Patamares de Carga da Região Sul, 2008 (sem horário de verão)

Sul			
Segunda a Sábado		Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 10 às 12h	Das 18 às 23h	Da 10 às 12h
	Das 14 às 20h		Da 14 às 21h
<b>Média Superior</b>	Das 08 às 10h	Das 17 às 18h	Das 07 às 10h
	Das 12 às 14h	Das 23 às 24h	Das 12 às 14h
	Das 20 às 23h		Das 21 às 23h
<b>Média Inferior</b>	Das 00 às 01h	Das 00 às 01h	Da 00 às 01h
	Das 06 às 08h	Das 09 às 17h	Das 06 às 07h
	Das 23 às 24h		Das 23 às 24h
<b>Inferior</b>	Das 01 às 06h	Das 01 às 09h	Das 01 às 06h

Tabela A-29: Patamares de Carga da Região Sudeste, 2008 (sem horário de verão)

Sudeste			
Segunda a Sábado		Domingo e Feriado	Todos os Dias
<b>Superior</b>	Das 10 às 11h	Das 18 às 22h	Das 10 às 22h
	Das 14 às 17h		
	Das 18 às 22h		
<b>Média Superior</b>	Das 23 às 01h	Das 17 às 18h	Das 07 às 10h
	Das 06 às 08h	Das 22 às 14	Das 22 às 24h
<b>Média Inferior</b>	Das 08 às 10h	Das 00 às 03h	Das 00 às 01h
	Das 11 às 14h	Das 09 Às 17h	Das 06 às 07h
	Das 17 às 18h		
<b>Inferior</b>	Das 01 às 06h	Das 03 às 09h	Das 01 às 06h
	Das 22 às 23h		

\* \* \*

# ANEXO B – DADOS COMPLETOS DOS SISTEMAS – TESTE

## ROY BILLINTON TEST SYSTEM - RBTS

```
( EXPERIMENTO: 01-CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO
(
TITU
SISTEMA:ROY BILLINTON TEST SYSTEM, RBTS 6 barras, 9 linhas aéreas AC
(
- Carga total: 185 MW (77 % de geração)
(
- Geração total: 240 MW, 6 classes de maquinas, 11 geradores
(
- 3 áreas, 2 usinas
(
Referencias:
(
1- Billinton et alii, A Reliability Test System for Educational
(
Purposes - Basic Data, IEEE Trans. on PWRs, Vol. 4, no.3,
(
Aug 1989, pp. 1238, 1244
(
2- Billinton and Li, Reliability Assessment of Electric Power
(
Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, Appendix A, Plenum
(
Press, New York, 1994, pp.299-316.
(
( Aloca unidade de saída para registro geral do processamento
(
(Saida Geral de Resultados
ULOG
6
6B01.SAI
(
(
DADOS PARA O FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
(
6 Barras, Vide Tabelas II,VI,VII,VIII, XIII, Ref 1.
DBAR IMPR
(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
(
AREA UM
1 L1 Barra Um 230 11.05 0. 100. -40. 50. 85. 0. 11000
3 L barra 3 230 11.00 0.
(
AREA DOIS - SWING
2 L2 barra 2 230 11.05 0. 120. -40. 75. 20. 0. 21000
4 L barra 4 230 11.00 0. 40. 0. 21000
(
AREA TRES
5 L barra 5 230 11.00 0. 20. 0. 31000
6 L barra 6 230 11.00 0. 20. 0. 31000
99999
(
( 9 Linhas de transmissão(não há trafos) Vide Tabelas X, XII, XIV Ref.1
DLIN IMPR
(De)d O d(Pa )NoEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
1 2 1 T 9.12 48. 5.64 71 78
1 3 1 3.42 18. 2.12 85 93
1 3 2 3.42 18. 2.12 85 93
2 4 1 11.4 60. 7.04 71 78
2 4 2 11.4 60. 7.04 71 78
3 4 1 T 2.28 12. 1.42 71 78
3 5 1 T 2.28 12. 1.42 71 78
4 5 1 T 2.28 12. 1.42 71 78
5 6 1 2.28 12. 1.42 71 78
99999
( Áreas Elétricas definidas arbitrariamente para o Sistema. Vide DBAR
DARE IMPR
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area )(Xmin)(Xmax)
1 0. A R E A Um
2 0. A R E A Dois
3 0. A R E A Tres
99999
(
( TERMINO DE DADOS PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
(
( EMITE RELATÓRIO IDENTIFICANDO ILHAMENTOS, SE HOUVER
(
( UTIL QUANDO O SISTEMA CONTÉM, ELOS CC.(NÃO É O CASO NESTE EXEMPLO)
RELA RILH
(
(Processa fluxo de potencia visando validacao das operacoes anteriores
(considerando-se sucesso caso haja convergencia.Consulte arq YYY.SAI
( Este fluxo pode ou não conter violações, que deverão ser eliminadas, caso
( existam
EXLF NEWT RCVG
(
(
CRITÉRIO: CARACTERIZAÇÃO DE PRECISÃO NUMÉRICA E ITERAÇÕES
(
( Altera constantes p/processamento de fluxo de potencia
(
DCTE impr
ACIT 91 VDVN 39 NIPI 500
99999
```



```

.
( Áreas Elétricas definidas arbitrariamente para o Sistema. Vide DBAR
DARE IMPR
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
  1 0. A R E A Um
  2 0. A R E A Dois
  3 0. A R E A Tres
99999
(
( TERMINO DE DADOS PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
(
( EMITE RELATÓRIO IDENTIFICANDO ILHAMENTOS, SE HOUVER
( UTIL QUANDO O SISTEMA CONTEM, ELOS CC.(NÃO É O CASO NESTE EXEMPLO)
RELA RILH
(
(Processa fluxo de potencia visando validacao das operacoes anteriores
(considerando-se sucesso caso haja convergencia.Consulte arq YYY.SAI
( Este fluxo pode ou não conter violações, que deverão ser eliminadas, caso
( existam
EXLF NEWT RCVG
(
(-----
( CRITÉRIO: CARACTERIZAÇÃO DE PRECISÃO NUMÉRICA E ITERAÇÕES
( Altera constantes p/processamento de fluxo de potencia
(
DCTE impr
ACIT 91 VDVN 39 NIPI 500
99999
(-----
( CRITÉRIO
( CONTROLES USADOS P/ DETERMINAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO CASO-BASE
(
(Executa flow tentando usar os recursos de controle disponiveis
( Caso haja dificuldades os controles devem ser retirados, um a um,
( na seguinte prioridade: CTAP,CREM, QLIM, VLIM, STEP
(
EXLF NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG RMON
(ATENCAO : Consulte o arquivo de saida <XXXXXXX.SAI>. Se nao houver
( violacoes, o caso base de confiabilidade ja esta disponivel.
( Entretanto,essa situacao e rara.
(-----
(
( CRITÉRIO
( LIMITES TENSÃO MINIMO E MAXIMO EM REGIME NORMAL E EMERGENCIA
(
DTEN IMPR
AB .970 1.050 .970 1.050
U .900 1.046 .900 1.046
5 .950 1.050 .900 1.050
A 1.000 1.100 .950 1.100
3 .950 1.046 .900 1.046
B .930 1.050 .900 1.050
8 .900 1.100 .900 1.100
O .400 1.900 .300 2.500
9 .500 1.300 .500 1.500
99999
(-----
(
( CRITÉRIO: ALTERA LIMITES DE NIVEL DE TENSÃO ADMISSÍVEL EM ALGUMAS BARRAS
( VIDE COMANDO DTEN, ACIMA
(
DBAR MUDA
12 Barra Um 230AB
22 barra 2 230AB
32 barra 3 230AB
42 barra 4 230AB
52 barra 5 230AB
62 barra 6 230AB
99999
(-----
(
( CRITÉRIO
( DADOS DO PARQUE GERADOR INCLUINDO INCERTEZAS POR MAQUINA INDIVIDUALIZADA
( NESTE EXEMPLO: MODELAGEM A DOIS ESTADOS
(
DUSI IMPR
(
(Usin CNBarr Nome Usina NU CE M WMinM WMaxMVARMiMVarMa F/YearRHours
(
( Taxa de Falha LAMBDA = 8760 / MTTF ocorrencias/ano, Vide Table II, Ref. 1
( USINAS DA AREA : A R E A Um
(
1 1 Barra Um 230 1 0 0. 10. 0. 7. 4.0 45. T
2 1 Barra Um 230 1 0 0. 20. -7. 12. 5.0 45. T
3 1 Barra Um 230 1 0 0. 40. -15. 17. 6.0 45. T
4 1 Barra Um 230 1 0 0. 40. -15. 17. 6.0 45. T

```

```

( USINAS DA AREA :      A R E A  Dois
(
  5      2 barra 2 230 1 0  0.  5.  0.  5.  2.0  45.  H
  6      2 barra 2 230 1 0  0.  5.  0.  5.  2.0  45.  H
  7      2 barra 2 230 1 0  0.  20. -7. 12.  2.4  55.  H
  8      2 barra 2 230 1 0  0.  20. -7. 12.  2.4  55.  H
  9      2 barra 2 230 1 0  0.  20. -7. 12.  2.4  55.  H
 10      2 barra 2 230 1 0  0.  20. -7. 12.  2.4  55.  H
 11      2 barra 2 230 1 0  0.  40. -15. 17.  3.0  60.  H
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  Tres
(
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( LISTA DAS AREAS ONDE AS MEDIDAS CORRETIVAS LIBERADAS PODERÃO ATUAR
(
(          AREAS DE CONTROLE
DRCC IMPR
(
(          A R E A  Um
  1
(
(          A R E A  Dois
  2
(
(          A R E A  Tres
  3
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( LISTA DAS AREAS ONDE HAVERÁ MONITORAÇÃO DE OCORRENCIA DE VIOLAÇÕES EM
(
(          CONTINGENCIAS
(
(          (AREAS DE MONITORAÇÃO)
DRMI impr mons mont monr monf
(
(          A R E A  Um
  1
(
(          A R E A  Dois
  2
(
(          A R E A  Tres
  3
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( DADOS ESTOCÁSTICOS DE RAMOS (LINHAS + TRANSFORMADORES)
DCTS IMPR
( Referencia: Vide Tabelas X, XI, XIV, Ref. 1
(
(          1          2          3          4          5          6          7
( O F ROM T O nn F / Ano D Horas
(*****
( AREA :      A R E A  Um
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
  1      3 1  1.500  10.          Barra Um 230  barra 3 230
  1      3 2  1.500  10.          Barra Um 230  barra 3 230
( AREA :      A R E A  Dois
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
  1      2 1  4.000  10.          Barra Um 230  barra 2 230
  2      4 1  5.000  10.          barra 2 230  barra 4 230
  2      4 2  5.000  10.          barra 2 230  barra 4 230
  3      4 1  1.000  10.          barra 3 230  barra 4 230
( AREA :      A R E A  Tres
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
  3      5 1  1.000  10.          barra 3 230  barra 5 230
  4      5 1  1.000  10.          barra 4 230  barra 5 230
  5      6 1  1.000  10.          barra 5 230  barra 6 230
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( FORMA DE OBTENÇÃO D/NOVO PONTO D/ OPERAÇÃO SEM VIOLAÇÕES:CASO-BASE D/ADEQUAÇÃO
(
( Processa novo flow agora c/ presenca do DUSI, tentando eliminar violacoes.
( Note que novo ponto de operacao sera obtido porque o DUSI esta
( agora presente. OBSERVAR QUE O DUSI OPERA UM NOVO DESPACHO DO PARQUE GERADOR.
( Por esse motivo, o ponto de operação obtido poderá não ser o mesmo daquele
( oriundo do ANAREDE.
(
EXLF NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG
(
(          EMITE RELATORIO PARA CONTROLE
RELA RSIS RTOT RILH RREF
(
( IDENTIFICA AS VIOLACOES EVENTUALMENTE EXISTENTES NO arquivo <6B01.MOm>
(
( Saída Monitoracao
ULOG
6
6B01.MOm

```

```

(=====
(                               CRITÉRIO
(                               FORMA DE MONITORAÇÃO DE VIOLAÇÕES
RELA RMON NORM FLMW
(=====
(                               CRITÉRIO
(
( TENTA ELIMINAR AS VIOLACOES VIA FLUXO DE POTENCIA OTIMO
(
( Arquivo para resultados do fluxo ótimo
ULOG
6
6B01.FPO
(
EXLF NEWT FPOT NORM RMON FLMW MOTT RCVG
(
( CASO HAJA SUCESSO , TEM-SE AQUI O CASO-BASE DE CONFIABILIDADE
(
( CASO NÃO SEJA POSSIVEL ELIMINAR AS VIOLAÇÕES DO CASO-BASE DE
( FLUXO DE POTENCIA, VIA FPO, DEVE-SE TENTAR:
( 1) AJUSTAR O FLUXO DE POTENCIA MANUALMENTE ( METODO NÃO TRIVIAL POIS EXIGE
( CONHECIMENTO APURADO DO SISTEMA) ;
( 2) ELIMINAR MANUALMENTE AS VIOLAÇÕES POR RELAXAMENTO
( DOS LIMITES DE CARREGAMENTO DE RAMOS, LIMITES DE TENSÃO DE BARRA
( MENTOS, GERAÇÃO DE REATIVOS, LIMITES DE TAPES, LIMITES DA BARRA
( SWING;
( 3) USAR A OPÇÃO DO PROGRAMA NH2 QUE ABONA AS VIOLAÇÕES (NÃO TESTADO)
(=====
(                               CRITERIO
(                               AGREGA AQUI LISTA COMPLETA de CONTINGENCIAS
( Linhas + Trafos Malha + TrafosFrenteira + Geradores + Modo Comm
(*****
DLCT impr
(
( CONTINGENCIAS DE TRANSMISSÃO (LINHAS E/OU TRAFOS)
(
(*****
( AREA :          A R E A Um
(
( Linhas de Transmissao da Classe   : 230.0 kV
(
TRAN  1      3  1                      Barra Um 230  barra 3  230
TRAN  1      3  2                      Barra Um 230  barra 3  230
( AREA :          A R E A Dois
(
( Linhas de Transmissao da Classe   : 230.0 kV
(
TRAN  1      2  1                      Barra Um 230  barra 2  230
TRAN  2      4  1                      barra 2  230  barra 4  230
TRAN  2      4  2                      barra 2  230  barra 4  230
TRAN  3      4  1                      barra 3  230  barra 4  230
( AREA :          A R E A Tres
(
( Linhas de Transmissao da Classe   : 230.0 kV
(
TRAN  3      5  1                      barra 3  230  barra 5  230
TRAN  4      5  1                      barra 4  230  barra 5  230
TRAN  5      6  1                      barra 5  230  barra 6  230
(=====
(                               CONTINGENCIAS DE GERAÇÃO
(
(                               USINAS DA AREA :          A R E A Um
(
GERA  1      1 Barra Um 230  1  0    0.  10.  0.  7.  4.0  45. T
GERA  2      1 Barra Um 230  1  0    0.  20. -7.  12.  5.0  45. T
GERA  3      1 Barra Um 230  1  0    0.  40. -15. 17.  6.0  45. T
GERA  4      1 Barra Um 230  1  0    0.  40. -15. 17.  6.0  45. T
(
(                               USINAS DA AREA :          A R E A Dois
(
GERA  5      2 barra 2  230  1  0    0.  5.  0.  5.  2.0  45. H
GERA  6      2 barra 2  230  1  0    0.  5.  0.  5.  2.0  45. H
GERA  7      2 barra 2  230  1  0    0.  20. -7.  12.  2.4  55. H
GERA  8      2 barra 2  230  1  0    0.  20. -7.  12.  2.4  55. H
GERA  9      2 barra 2  230  1  0    0.  20. -7.  12.  2.4  55. H
GERA  10     2 barra 2  230  1  0    0.  20. -7.  12.  2.4  55. H
GERA  11     2 barra 2  230  1  0    0.  40. -15. 17.  3.0  60. H
(
(                               USINAS DA AREA :          A R E A Tres
(
99999

```

```

=====
( DEFINE ARQUIVO REGISTRO DE RESULTADOS P/ CASO MANUAL <6B01.rmn>
(
(Arquivo DE Saida de Resultados de CONFIABILIDADE
ULOG
6
6B01.rmn
(
(
=====
(          COMENTÁRIOS
DCMT IMPR
  Comentarios:
  -----
Verificado em 06.10.2012 mts
-MONTAGEM MANUAL:CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO-6B01
99999
(
(
=====
(          CRITÉRIOS DE PROCESSAMENTO DE CONFIABILIDADE
(
(
( SEMP - INIBE REDESPACHO DE POTENCIA ATIVA
(
(   Monte Carlo geração + transmissao
EXMC RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM MOTT
200000
3.0
3.0
1513
FIM
(
(   Enumeracao simples transmissao-
(EXEN RCAS FPOT TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao dupla transmissao - proc demorado: pode ser inviavel
(EXEN RCAS FPOT TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP DUPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao tripla transmissao - proc demorado: pode ser inviavel
(EXEN RCAS FPOT TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP TRPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao simples geracao
(EXEN RCAS FPOT gera FLMW EMER STAT RSUM SEMP
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao dupla geracao
(EXEN RCAS FPOT gera FLMW EMER STAT RSUM SEMP DUPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao tripla geracao
(EXEN RCAS FPOT gera FLMW EMER STAT RSUM SEMP TRPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao simples geracao + transmissao
(EXEN RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao dupla geracao+transmissao- proc demorado: pode ser inviavel
(EXEN RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP DUPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Enumeracao TRIPLA geracao+transmissao- proc demorado: pode ser inviavel
(EXEN RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP TRPL
(1.0E-36
(FIM
(
(   Monte Carlo transmissao
(EXMC RCAS FPOT TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP
100000
3.0
3.0
1513
FIM
(
(
(   Monte Carlo geração
(EXMC RCAS FPOT gera FLMW EMER STAT RSUM SEMP
100000
3.0
3.0
1513
FIM

```

# IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM – RTS-79

```
( EXPERIMENTO: 01-CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO
(
TITU
SISTEMA: IEEE RTS (IEEE Reliability Test System, RTS-79)
(
( - 24 barras,38 ramos(5 trafos de 2 enrolamentos +31 linhas aereas AC +2 cabos
( - Carga total: 2850 MW (83,7 % da geração)
( - Geração total: 3405 MW, 9 classes de maquinas, 32 geradores, 11 usinas
( -      1 compensador sincrono, 1 reator shunt de linha
( - 2 áreas eletricas
(
(Referencias:
( 1- Reliability Test System Task Force, IEEE Reliability Test System, IEEE
(   Trans. on PAS, Vol.PAS-98, no.6, Nov/Dec, 1979, pp. 2047-2054.
( 2- Billinton and Li, Reliability Assessment of Electric Power
(   Systems Using Monte Carlo Methods, Appendix A, Plenum Press,
(   New York, 1994, pp.299-316.
( 3- Billinton and Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Second Ed.
(   Appendix 2, Plenum Press,New York, 1994, pp.481-490.
( 4- Pinheiro J. M. S., Dornellas C. R. R., Schilling M. Th., Melo A. C. G.,
(   Mello J. C. O, Probing the New IEEE Reliability Test System (RTS-96):
(   HL-II Assessment, IEEE Trans. on PWRs, Vol. 13, no. 1, pp. 171-176,
(   Feb 1998.
( 5- Reliability Test System Task Force,The IEEE Reliability Test System-1996,
(   IEEE Trans. on PWRs, Vol. 14, no.3, Aug, 1999, pp. 1010-1020. (RTS-96)
(   Nota: este novo IEEE RTS tem 73 barras e pode contemplar elo CC
(   PREMISSAS
(   - Despachos ativos e reativos identicos aos do IEEE RTS-96
(   - Tensoes controladas iguais ao do IEEE RTS-96
(   - Limites MAX e MIN de reativos iguais ao do IEEE RTS-96
(   - Definicao da area por criterio geografico: barras 11,12 e 24
(     pertencem a area 11 (Em manual antigo do NH2, versão 5,Set/98
(     a barra 124 pertence a area 12)
( Comentários:
( Opções p/ barra swing 1) Arne # 113: 591 MW (opção desativada)
(      2) Austen # 123: 660 MW (opção ativada)
(      3) Attlee # 121: 400 MW (opção desativada)
(
(=====
ULOG
6
I3E01.SAI
(
(
(=====
DADOS PARA FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
DBAR IMPR
(Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm)(Bc ) ( P1) ( Q1) ( Sh)Are(Vf)
(
( AREA 11 - SISTEMA 138 kV + BARRAS 111,112, 124
101 L1 Abel 138 1035 172.28.2 -50. 80. 108. 22. 111000
102 L1 Adams 138 1035 172.14.00 -50. 80. 97. 20. 111000
103 L1 Adler 138 180. 37. 111000
104 L1 Agricola 138 74. 15. 111000
105 L1 Alken 138 71. 14. 111000
106 L1 Alber 138 136. 28. 111000
107 L1 Alder 138 1025 240.51.60 0. 180. 125. 25. 111000
108 L1 Alger 138 171. 35. 111000
109 L1 All 138 175. 36. 111000
110 L1 Allen 138 195. 40. 111000
(
111 L Anna 230 111000
112 L Archer 230 111000
124 L Avery 230 111000
(
( AREA 12 - SISTEMA 230 kV (exceto barras 111,112, 124)
( SWING NA BARRA 123
113 L1 ARNE 230 1020 285.3122.1 0. 240. 265. 54. 121000
114 L1 ArnoldSYN230 980 0. 13.7 -50. 200. 194. 39. 121000
115 L1 Arthur 230 1014 215. 0.05 -50. 110. 317. 64. 121000
116 L1 Asser 230 1017 155.25.22 -50. 80. 100. 20. 121000
117 L Aston 230 121000
118 L1 Astor 230 1050 400.137.4 -50. 200. 333. 68. 121000
119 L Attar 230 181. 37. 121000
120 L Attila 230 128. 26. 121000
121 L1 ATTTLEE 230 1050 0.400. 108.2 -50. 200. 121000
122 L1 Aubrey 230 1050 300.-29.7 -60. 96. 121000
123 L2 AUSTEN 230 1050 660.135.4-125. 310. 121000
99999
(
```

(38 RAMOS=31 Linhas de transmissão aéreas AC, 2 cabos, 5 trafos 2 enrolamentos

DLIN IMPR

(De)	d	O	d	(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	
101	102	1				.26	1.39	46.11								175 193	cabo
101	103	1				5.46	21.12	5.72								175 208	
101	105	1				2.18	8.45	2.29								175 208	
102	104	1				3.28	12.67	3.43								175 208	
102	106	1				4.97	19.2	5.2								175 208	
103	109	1				3.08	11.9	3.22								175 208	
103	124	1				.23	8.39	1.015								400 510	
104	109	1				2.68	10.37	2.81								175 208	
105	110	1				2.28	8.83	2.39								175 208	
106	110	1				1.39	6.05	245.9								175 193	cabo
107	108	1				1.59	6.14	1.66								175 208	
108	109	1				4.27	16.51	4.47								175 208	
108	110	1				4.27	16.51	4.47								175 208	
109	111	1				.23	8.39	1.03								400 510	
109	112	1				.23	8.39	1.03								400 510	
110	111	1				.23	8.39	1.015								400 510	
110	112	1				.23	8.39	1.015								400 510	
111	113	1				.61	4.76	9.99								500 600	
111	114	1	T			.54	4.18	8.79								500 600	
112	113	1	T			.61	4.76	9.99								500 600	
112	123	1	T			1.24	9.66	20.3								500 600	
113	123	1				1.11	8.65	18.18								500 600	
114	116	1				.5	3.89	8.18								500 600	
115	116	1				.22	1.73	3.64								500 600	
115	121	1				.63	4.9	10.3								500 600	
115	121	2				.63	4.9	10.3								500 600	
115	124	1				.67	5.19	10.91								500 600	
116	117	1				.33	2.59	5.45								500 600	
116	119	1				.3	2.31	4.85								500 600	
117	118	1				.18	1.44	3.03								500 600	
117	122	1				1.35	10.53	22.12								500 600	
118	121	1				.33	2.59	5.45								500 600	
118	121	2				.33	2.59	5.45								500 600	
119	120	1				.51	3.96	8.33								500 600	
119	120	2				.51	3.96	8.33								500 600	
120	123	1				.28	2.16	4.55								500 600	
120	123	2				.28	2.16	4.55								500 600	
121	122	1				.87	6.78	14.24								500 600	

99999

(

(

( DADOS DE REATORES DE LINHA (100 MVar conectado na linha extremidade 106)

DSDL IMPR

106 110 -100.

99999

(

( Áreas elétricas definidas pelo nível de tensão

DARE IMPR

(Are (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)

11 0. Area 11 (138 kV + 3 barras de 230kV)

12 0. Area 12 \*\*\*\*\* 230 kV \*\*\*\*\*

99999

(

( TERMINO DE DADOS PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL

(

( EMITE RELATÓRIO IDENTIFICANDO ILHAMENTOS, SE HOUVER

RELA RILH

(

(Processa fluxo d potencia visando validacao das operacoes anteriores

(considerando-se sucesso caso haja convergencia.Consulte arq YYY.SAI

( Este fluxo pode ou não conter violações, que deverão ser eliminadas, caso existam

EXLF NEWT RCVG

(

(

( CRITÉRIO: CARACTERIZAÇÃO DE PRECISÃO NUMÉRICA E ITERAÇÕES

( Altera constantes p/ processamento de fluxo de potencia

DCTE impr

ACIT 91 VDVN 39 NIPI 500

99999

(

(

( CONTROLES USADOS P/ DETERMINAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO CASO-BASE

(

EXLF NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG RMON

(

(

( CRITÉRIO

( LIMITES TENSÃO MINIMO E MAXIMO EM REGIME NORMAL E EMERGENCIA

DTEN IMPR

0 .95 1.05 .93 1.055

1 .97 1.05 .95 1.055

AB .970 1.050 .970 1.050

99999

```

(-----)
(
  CRITÉRIO
(
  DADOS DO PARQUE GERADOR INCLUINDO INCERTEZAS POR MAQUINA INDIVIDUALIZADA
(
  NESTE EXEMPLO: MODELAGEM A DOIS ESTADOS
(
DUSI IMPR
(
(conjunto c/CLASSES d/ DADOS ESTOCÁSTICOS em branco.Incertezas Individualizadas
(
  1 101 U20-Abel 138 1 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
  2 101 U20-Abel 138 1 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
(
  3 101 U76-Abel 138 1 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
  4 101 U76-Abel 138 1 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
(
  5 102 U20-Adams138 1 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
  6 102 U20-Adams138 1 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
(
  7 102 U76-Adams138 1 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
  8 102 U76-Adams138 1 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
(
  9 107 U100Alder138 1 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
 10 107 U100Alder138 1 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
 11 107 U100Alder138 1 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
(
(
  USINAS DA AREA : Area 12 **** 230 kV ****
(
(
 12 113 U197-ARNE230 1 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
 13 113 U197-ARNE230 1 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
 14 113 U197-ARNE230 1 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
(
 15 114 ArnoldSYN230 1 0. 0. -50. 200.
(
 16 115 U12Arthur230 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
 17 115 U12Arthur230 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
 18 115 U12Arthur230 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
 19 115 U12Arthur230 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
 20 115 U12Arthur230 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
(
 21 115 U155Artur230 1 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
(
 22 116 U155Asser230 1 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
 23 118 U400NuAst230 1 100.0 400. -50. 200. 7.942 150. N
(
(
 24 121 U400NuATL230 1 100.0 400. -50. 200. 7.942 150. N
(
 25 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
 26 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
 27 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
 28 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
 29 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
 30 122 U50HydAmb230 1 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
(
 31 123 U155AUSTE230 1 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
 32 123 U155AUSTE230 1 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
 33 123 U350AUSTE230 1 140.0 350. -25. 150. 7.597 100. TC
(
99999
(-----)
(
  CRITÉRIO
(
  LISTA DAS AREAS ONDE AS MEDIDAS CORRETIVAS LIBERADAS PODERÃO ATUAR
(
  AREAS DE CONTROLE
(
DRCC IMPR
(
  Area 11 (138 kV + 3 barras de 230KV)
  11
(
  Area 12 **** 230 kV ****
  12
99999
(-----)
(
  CRITÉRIO
(
  LISTA DAS AREAS ONDE HAVERÁ MONITORAÇÃO DE OCORRENCIA DE VIOLAÇÕES EM
(
  CONTINGENCIAS
(
  (AREAS DE MONITORAÇÃO)
(
DRMI impr mons mont monr monf
(
  Area 11 (138 kV + 3 barras de 230KV)
  11
(
  Area 12 **** 230 kV ****
  12
99999
(
(

```

```

=====
(
  (
    CRITÉRIO
    (
      DADOS ESTOCÁSTICOS DE RAMOS (LINHAS + TRANSFORMADORES)
    )
  )
  DCTS IMPR
  (*****
  ( AREA : Area 11 (138 kV + 3 barras de 230kV)
  (*****
  (***** ELEMENTOS DE MALHA *****
  (*****
  (
    ( Linhas de Transmissao da Classe : 138.0 kV
    (
      101 102 .24 16. cabo
      101 103 .51 10.
      101 105 .33 10.
      102 104 .39 10.
      102 106 .48 10.
      103 109 .38 10. LINHAS 138 kV
      104 109 .36 10.
      105 110 .34 10.
      106 110 .33 35. cabo, reator DE LINHA 100 MVaR, barra 106
    AV 1 106 110 -100.
      107 108 .30 10.
      108 109 .44 10.
      108 110 .44 10.
    (-----
    (
    ( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
    (
      111 113 1 .40 11. Anna 230 ARNE 230
    (*****
    (***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
    (*****
    (
    ( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
    (
      124 103 1 .02 768. Avery 230 Adler 138
      111 109 1 .02 768. Anna 230 All 138
      112 109 1 .02 768. Archer 230 All 138
      111 110 1 .02 768. Anna 230 Allen 138
      112 110 1 .02 768. Archer 230 Allen 138

    (*****
    ( AREA : Area 12 ***** 230 kV *****
    (*****
    (***** ELEMENTOS DE MALHA *****
    (*****
    (
    ( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
    (
      111 114 1 .39 11. Anna 230 ArnoldSYN230
      112 113 1 .40 11. Archer 230 ARNE 230
      112 123 1 .52 11. Archer 230 AUSTEN 230
      113 123 1 .49 11. ARNE 230 AUSTEN 230
      114 116 1 .38 11. ArnoldSYN230 Asser 230
      115 116 1 .33 11. Arthur 230 Asser 230
      115 121 1 .41 11. Arthur 230 ATTLEE 230
      115 121 2 .41 11. Arthur 230 ATTLEE 230
      115 124 1 .41 11. Arthur 230 Avery 230
      116 117 1 .35 11. Asser 230 Aston 230
      116 119 1 .34 11. Asser 230 Attar 230
      117 118 1 .32 11. Aston 230 Astor 230
      117 122 1 .54 11. Aston 230 Aubrey 230
      118 121 1 .35 11. Astor 230 ATTLEE 230
      118 121 2 .35 11. Astor 230 ATTLEE 230
      119 120 1 .38 11. Attar 230 Attila 230
      119 120 2 .38 11. Attar 230 Attila 230
      120 123 1 .34 11. Attila 230 AUSTEN 230
      120 123 2 .34 11. Attila 230 AUSTEN 230
      121 122 1 .45 11. ATTLEE 230 Aubrey 230

    (*****
    (***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
    (*****
    99999
    (
  )
  =====
  (
    CRITÉRIO
    (FORMA DE OBTENÇÃO D/NOVO PONTO D/ OPERAÇÃO SEM VIOLAÇÕES:CASO-BASE D/ADEQUAÇÃO
    (
    EXLF NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG
    (
    (
      EMITE RELATORIO PARA CONTROLE
    )
    RELA RSIS RTOT RILH RREF
    (
    ( IDENTIFICA AS VIOLACOES EVENTUALMENTE EXISTENTES NO arquivo <XXXXX.MON>
    (
    (Saida Monitoracao
    ULOG
    6
    I3E01.MOm
    (
  )

```



```

=====
(
(
          CRITÉRIO
(
          FORMA DE MONITORAÇÃO DE VIOLAÇÕES
RELA RMON NORM FLMW
=====
(
(
          CRITERIO
(
          TENTA ELIMINAR AS VIOLACOES VIA FLUXO DE POTENCIA ÓTIMO
(
(
Arquivo para resultados do fluxo de potencia otimo
ULOG
6
-I3E01.FPO
(
EXLF NEWT FPOT NORM RMON FLMW MOTT RCVG
(
(
=====
(
          CRITERIO
(
          AGREGA AQUI LISTA COMPLETA de CONTINGENCIAS
(
          Linhas + Trafos Malha + TrafosFronteira + Geradores + Modo Comum
(
          Essa lista e montada pelo PRE-NH2 ou inserida manualmente
*****
DLCT IMPR
*****
(
AREA : Area 11 (138 kV + 3 barras de 230kV)
*****
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(Linhas de Transmissao da Classe : 138.0 kV
TRAN 101 102 1          cabo 138
TRAN 101 103 1
TRAN 101 105 1
TRAN 102 104 1
TRAN 102 106 1
TRAN 103 109 1          LINHAS 138 kV
TRAN 104 109 1
TRAN 105 110 1
TRAN 106 110 1          cabo 138
TRAN 107 108 1
TRAN 108 109 1
TRAN 108 110 1
(
(Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 111 113 1          Anna 230 ARNE 230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 124 103 1          Avery 230 Adler 138
TRAN 111 109 1          Anna 230 All 138
TRAN 112 109 1          Archer 230 All 138
TRAN 111 110 1          Anna 230 Allen 138
TRAN 112 110 1          Archer 230 Allen 138
*****
(
AREA : Area 12 ***** 230 kV *****
*****
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 111 114 1          Anna 230 ArnoldSYN230
TRAN 112 113 1          Archer 230 ARNE 230
TRAN 112 123 1          Archer 230 AUSTEN 230
TRAN 113 123 1          ARNE 230 AUSTEN 230
TRAN 114 116 1          ArnoldSYN230 Asser 230
TRAN 115 116 1          Arthur 230 Asser 230
TRAN 115 121 1          Arthur 230 ATTLEE 230
TRAN 115 121 2          Arthur 230 ATTLEE 230
TRAN 115 124 1          Arthur 230 Avery 230
TRAN 116 117 1          Asser 230 Aston 230
TRAN 116 119 1          Asser 230 Attar 230
TRAN 117 118 1          Aston 230 Astor 230
TRAN 117 122 1          Aston 230 Aubrey 230
TRAN 118 121 1          Astor 230 ATTLEE 230
TRAN 118 121 2          Astor 230 ATTLEE 230
TRAN 119 120 1          Attar 230 Attila 230
TRAN 119 120 2          Attar 230 Attila 230
TRAN 120 123 1          Attila 230 AUSTEN 230
TRAN 120 123 2          Attila 230 AUSTEN 230
TRAN 121 122 1          ATTLEE 230 Aubrey 230

```

```

(*****
(***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
(*****
(
CONTINGENCIAS DE GERAÇÃO
(
(ERA NUSIN
GERA 1 101 U20-Abel 138 1 2 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
GERA 2 101 U20-Abel 138 1 2 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
(
GERA 3 101 U76-Abel 138 1 4 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
GERA 4 101 U76-Abel 138 1 4 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
(
GERA 5 102 U20-Adams138 1 2 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
GERA 6 102 U20-Adams138 1 2 15.8 20. 0. 10. 19.413 50. TG
(
GERA 7 102 U76-Adams138 1 4 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
GERA 8 102 U76-Adams138 1 4 15.2 76. -25. 30. 4.457 40. TC
(
GERA 9 107 U100Alder138 1 5 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
GERA 10 107 U100Alder138 1 5 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
GERA 11 107 U100Alder138 1 5 25.0 100. 0. 60. 7.280 50. TO
(
( USINAS DA AREA : Area 12 ***** 230 kV *****
(
GERA 12 113 U197-ARNE230 1 7 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
GERA 13 113 U197-ARNE230 1 7 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
GERA 14 113 U197-ARNE230 1 7 68.95 197. 0. 80. 9.196 50. TO
(
(GERA 15 114 ArnoldSYN230 1 0. 0. -50. 200.
(
GERA 16 115 U12Arthur230 1 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
GERA 17 115 U12Arthur230 1 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
GERA 18 115 U12Arthur230 1 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
GERA 19 115 U12Arthur230 1 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
GERA 20 115 U12Arthur230 1 1 2.4 12. 0. 6. 2.971 60. TO
(
GERA 21 115 U155Artur230 1 6 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
(
GERA 22 116 U155Asser230 1 6 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
GERA 23 118 U400NaAst230 1 9 100.0 400. -50. 200. 7.942 150. N
(
(
GERA 24 121 U400NaATL230 1 9 100.0 400. -50. 200. 7.942 150. N
(
GERA 25 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
GERA 26 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
GERA 27 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
GERA 28 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
GERA 29 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
GERA 30 122 U50HydAub230 1 3 4.5 50. -10. 16. 4.412 20. H
(
GERA 31 123 U155AUSTE230 1 6 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
GERA 32 123 U155AUSTE230 1 6 54.25 155. -50. 80. 9.100 40. TC
(
GERA 33 123 U350AUSTE230 1 8 140.0 350. -25. 150. 7.597 100. TC
99999
(
( DEFINE ARQUIVO REGISTRO DE RESULTADOS P/ CASO manual <xxxxxxx.rmn>
(Arquivo Saida Confiabilidade
ULOG
6
I3E01.rmn
(
(
DCMT IMPR
Comentarios:
-----
Verificado em 08.10.2012 por mts
MONTAGEM MANUAL: CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO-I3E01
99999
(
(
( CRITÉRIOS DE PROCESSAMENTO DE CONFIABILIDADE
(
( Monte Carlo geração + transmissao
EXMC RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM MOTT
100000
3.0
3.0
1513
FIM

```

# SISTEMA TESTE BRASILEIRO DE CONFIABILIDADE - STBC

```

( EXPERIMENTO: 01-CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO
(
TITU
SISTEMA TESTE BRASILEIRO DE CONFIABILIDADE: STBC-20
(
( - 20 barras, 31 ramos (23 linhas aéreas AC + 8 trafos 2 enrolamentos
( incluindo trafos elevadores
( - 6 áreas elétricas, 500 kV, 345 kV, 230 kV, 69 kV ,
( - Carga total : 2415 MW (67,4 % da geração)
( - Geração total: 3978 MW, 6 classes de maquinas, 22 geradores, 8 USINAS
(
( Estrutura: sistema ficticio composto pela aglutinação de 3 sub-sistemas com
( 4 macro-níveis de tensões visando simular situações reais que ocorrem no SIN
(
=====
ULOG
6
20B01.SAI
(
( DADOS PARA O FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
( 20 barras
DBAR IMPR
(Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) ( Bc ) ( Pl) ( Ql) ( Sh)Are(Vf)
(
( AREA 11 - TESE DOUTORADO GROETAERS DOS SANTOS - 500 kV
1001 L1 CCAMPINAS-500 5100019.6 940.-1039-999999999 111000
1002 L1 CFTZ-II--500 510002.54 710.-432.-999999999 111000
1003 L2 CCOLINAS--500 51000 0.337.7-802.-999999999 1915. 150. 111000
1004 L CC.PAULIS-500 5106513.7 111000
2002 L1 EBarra2__345 B1050-1.1 120. 75. -43. 75. 20. 7. 111000
(
( AREA 21 - ROY BILLINTON TEST SYSTEM -PARTE I -RBTS - 345 kV
2001 L1 EBarra1__345 B1050-13. 100. 53. -37. 53. 211000
2003 L EBarra3__345 B 989-20. 85. 28. 211000
2004 L EBarra4__345 B 971-18. 40. 13. 211000
2005 L EBarra5__345 B 966-21. 211000
(
( AREA 41 - ROY BILLINTON TEST SYSTEM -PARTE II- RBTS - 69 kV
40052 L IBarra52__69 933-25. 20. 7. 411000
40051 L IBarra51__69 8 946-24. 20. 7. 411000
(
( AREA 31 - PAUL ANDERSON 9 BARRAS - PARTE I - 230 kV
3001 L1 7BARRA01-16.5 81040-17.71.6350.53-999999999 311000
3004 L FBARRA-04-230 81013-19. 311000
3005 L FBARRA-05-230 8 985-21. 125. 50. 311000
(
( AREA 32 - PAUL ANDERSON 9 BARRAS - PARTE II - 230 kV
3002 L1 8BARRA02-18.0 81025-7.4 163.13.47-999999999 321000
3007 L FBARRA-07-230 81022-13. 321000
3008 L FBARRA-08-230 81010-16. 100. 35. 321000
(
( AREA 33 - PAUL ANDERSON 9 BARRAS - PARTE III - 230 kV
3003 L1 MBARRA03-13.8 81025-12. 85.3.681-999999999 331000
3006 L FBARRA-06-230 8 976-20. 90. 30. 331000
3009 L FBARRA-09-230 81024-15. 331000
(
99999

```

```

(      23 linhas de transmissão aéreas AC, 8 trafos de 2 enrolamentos
DLIN IMPR
(De )d O d(Pa )NcEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns
1001 1004 1 .2 3.1 264.9 18552337
1001 1004 2 .2 3.1 264.9 18552337
1001 1004 3 T .28153.9874355.36 12992598
1002 1003 1 .277 3.938567.49 19921992
1002 1003 2 .09 1.48 119.6 18552337
1002 1003 3 .09 1.48 119.6 18552337
1003 2002 1 8.35 1. 133 133
1003 2002 2 8.35 1. 133 133
1004 1003 1 .3435.5379472.32 24922492
1004 1003 2 .3435.5379472.32 24922492
2001 2002 1 T 9.12 48. 5.64 71 78
2001 2003 1 3.42 18. 2.12 85 93
2001 2003 2 3.42 18. 2.12 85 93
2002 2004 1 11.4 60. 7.04 71 78
2002 2004 2 11.4 60. 7.04 71 78
2003 2004 1 T 2.28 12. 1.42 71 78
2003 2005 1 T 2.28 12. 1.42 71 78
2003 3006 1 .385 1.014 150 150
2003 3006 2 .385 1.014 150 173
2004 2005 1 2.28 12. 1.42 71 78
2005 40051 1 13.06 1. 50 57
3001 3004 1 5.76 1. 250 275
3002 3007 1 6.25 1. 180 190
3003 3009 1 5.86 1. 120 127
3004 3005 1 1. 8.5 17.6 50 70
3004 3006 1 1.7 9.2 15.8 40 60
3005 3007 1 3.2 16.1 30.6 100 120
3006 3009 1 3.9 17. 35.8 80 100
3007 3008 1 .85 7.2 15. 100 120
3008 3009 1 1.19 10.08 20.9 40 60
40051 40052 1 2.28 12. 1.42 71 78
99999
(
DARE IMPR
(      6 AREAS ELETRICAS
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
11 0. A R E A 500 kV- 11 - MGS
21 0. A R E A 345 kV- 21 - RBTS 1/2
31 0. A R E A 230 kV- 31 - Anderson
32 0. A R E A 230 kV- 32 - Anderson
33 0. A R E A 230 kV- 33 - Anderson
41 0. A R E A 69 kV- 41 - RBTS 2/2
99999
(FIM
(
(      TERMINO DE DADOS PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTENCIA CONVENCIONAL
(=====
(      EMITE RELATÓRIO IDENTIFICANDO ILHAMENTOS, SE HOUVER
RELA RILH
(=====
(Processa fluxo de potencia visando validacao das operacoes anteriores
EXLF NEWT RCVG
(
(=====
(      CRITÉRIO: CARACTERIZAÇÃO DE PRECISÃO NUMÉRICA E ITERAÇÕES
( Altera constantes p/processamento de fluxo de potencia - 5 DIGITOS
DCTE impr
ACIT 91 VDVN 39 NIPI 500
99999
(=====
(      CRITÉRIO
(      CONTROLES USADOS P/ DETERMINAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DO CASO-BASE
EXLF NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG RMON
(=====
(      CRITÉRIO
(      LIMITES TENSÃO MINIMO E MAXIMO EM REGIME NORMAL E EMERGENCIA
(      (Identico ao do Procedimento de Rede)
DTEN IMPR
(AB .970 1.050 .970 1.050
U .900 1.046 .900 1.046
5 .950 1.050 .900 1.050
A 1.000 1.100 .950 1.100
3 .950 1.046 .900 1.046
B .930 1.050 .900 1.050
8 .900 1.100 .900 1.100
O .400 1.900 .300 2.500
9 .500 1.300 .500 1.500
99999

```

```

(-----)
( CRITÉRIO: ALTERA LIMITES DE NIVEL DE TENSÃO ADMISSÍVEL EM ALGUMAS BARRAS
( conforme os Procedimentos de Rede
( VIDE COMANDO DTEN, ACIMA
DBAR MUDA
10012 CAMPINAS-500 A
10022 FTZ-II---500 A
10032 COLINAS--500 A
10042 C. PAULIS-500 A
20012 Barra1___345 5
20022 Barra2___345 5
20032 Barra3___345 5
20042 Barra4___345 5
20052 Barra5___345 5
30012 BARRA01-16.5 B
30022 BARRA02-18.0 B
30032 BARRA03-13.8 B
30042 BARRA-04-230 5
30052 BARRA-05-230 5
30062 BARRA-06-230 5
30072 BARRA-07-230 5
30082 BARRA-08-230 5
30092 BARRA-09-230 5
400512 Barra51___69 B
400522 Barra52___69 9
99999

```

```

(-----)
( CRITÉRIO
( DADOS ESTOCÁSTICOS DE GERADORES POR CLASSE DE USINAS (2 ESTADOS)
( Dados típicos do SIN

```

```

DECG IMPR
1 HIDRAULICAS 29. MW 1.6240 2.2343
2 HIDRAULICAS 59. MW 1.7599 26.8038
3 HIDRAULICAS 199. MW 1.8692 35.5347
4 HIDRAULICAS 499. MW 1.3286 17.3235
5 ITAIPU 720. MW 0.7822 10.6000
6 NUCLEAR I 657. MW 50.2824 52.03861
7 NUCLEAR II 1350. MW 52.56 57.04702
8 FOSSEIS 59. MW 1.5806 43.4498
9 FOSSEIS 89. MW 6.7605 20.1920
10 FOSSEIS 129. MW 5.5811 47.7132
11 FOSSEIS 199. MW 27.2429 44.2066
12 FOSSEIS 389. MW 0.4765 23.1450
13 FOSSEIS 59. MW 1.5806 43.4498
14 FOSSEIS 89. MW 6.7605 20.1920
15 FOSSEIS 129. MW 5.5811 47.7132
16 FOSSEIS 199. MW 27.2429 44.2066
17 FOSSEIS 389. MW 0.4765 23.1450
18 FOSSEIS 59. MW 1.5806 43.4498
19 FOSSEIS 89. MW 6.7605 20.1920
20 FOSSEIS 129. MW 5.5811 47.7132
21 FOSSEIS 199. MW 27.2429 44.2066
22 FOSSEIS 389. MW 0.4765 23.1450
23 FOSSEIS 59. MW 1.5806 43.4498
24 FOSSEIS 89. MW 6.7605 20.1920
25 FOSSEIS 129. MW 5.5811 47.7132
26 FOSSEIS 199. MW 27.2429 44.2066
27 FOSSEIS 389. MW 0.4765 23.1450
28 FOSSEIS 59. MW 1.5806 43.4498
29 FOSSEIS 89. MW 6.7605 20.1920
30 FOSSEIS 129. MW 5.5811 47.7132
31 FOSSEIS 199. MW 27.2429 44.2066
32 FOSSEIS 389. MW 0.4765 23.1450
33 C SINCRONO 500. MW 0.8154 91.5997
34 C ESTATICO 500. MW 5.1204 7.7193
35 EOLICA .5 MW 2.5000 136.000
99999

```

```

(-----)
(
(          CRITÉRIO
( DADOS DO PARQUE GERADOR INCLUINDO INCERTEZAS POR MAQUINA INDIVIDUALIZADA
(          NESTE EXEMPLO: MODELAGEM A DOIS ESTADOS
DUSI IMPR
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  500 kV- 11 - MGS
(
  1  1001 CAMPINAS-500  1  4   50.  450. -420.  420.
  2  1001 CAMPINAS-500  1  4   50.  450. -420.  420.
  3  1001 CAMPINAS-500  1  3   30.  210. -200.  200.
(
  4  1002 FTZ-II---500  1  4   50.  450. -150.  150.
  5  1002 FTZ-II---500  1  4   50.  450. -150.  150.
  6  1002 FTZ-II---500  1  3   30.  210. -170. -170.
(
  7  1003 COLINAS--500  1  5   50.  650. -610.  610.
  8  1003 COLINAS--500  1  22  10.  300. -200.  200.
(
  9  2002 Barra2___345  1  1    0.    5.    0.   11.
 10  2002 Barra2___345  1  1    0.    5.    0.   11.
(
 11  2002 Barra2___345  1  1    0.   20.   -9.   14.
 12  2002 Barra2___345  1  1    0.   20.   -9.   14.
 13  2002 Barra2___345  1  1    0.   20.   -9.   14.
 14  2002 Barra2___345  1  1    0.   20.   -9.   14.
(
 15  2002 Barra2___345  1  1   10.   40.  -18.   18.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  345 kV- 21 - RBTS 1/2
(
 16  2001 Barra1___345  1  1    0.   10.    0.    7.
 17  2001 Barra1___345  1  1    2.   20.   -7.   12.
(
 18  2001 Barra1___345  1  1    5.   40.  -15.   17.
 19  2001 Barra1___345  1  1    5.   40.  -15.   17.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 kV- 31 - Anderson
(
 20  3001 BARRA01-16.5  1  11    0.  248. -200.  200.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 kV- 32 - Anderson
(
 21  3002 BARRA02-18.0  1  3    0.  192. -100.  100.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 kV- 33 - Anderson
(
 22  3003 BARRA03-13.8  1  3    0.  128.  -70.   70.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A   69 kV- 41 - RBTS 2/2
(          não há maquinas nesta área
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( LISTA DAS AREAS ONDE AS MEDIDAS CORRETIVAS LIBERADAS PODERÃO ATUAR
(          AREAS DE CONTROLE
DRCC IMPR
(
( A R E A  500 kV- 11 - MGS
 11
( A R E A  345 kV- 21 - RBTS 1/2
 21
( A R E A  230 kV- 31 - Anderson
 31
( A R E A  230 kV- 32 - Anderson
 32
( A R E A  230 kV- 33 - Anderson
 33
( A R E A   69 kV- 41 - RBTS 2/2
 41
99999
(-----)
(
(          CRITÉRIO
( LISTA DAS AREAS ONDE HAVERÁ MONITORAÇÃO DE OCORRENCIA DE VIOLAÇÕES EM
(          CONTINGENCIAS
(          (AREAS DE MONITORAÇÃO)
DRMI impr mons mont monr monf
(
( A R E A  500 kV- 11 - MGS
 11
( A R E A  345 kV- 21 - RBTS 1/2
 21
( A R E A  230 kV- 31 - Anderson
 31
( A R E A  230 kV- 32 - Anderson
 32
( A R E A  230 kV- 33 - Anderson
 33
( A R E A   69 kV- 41 - RBTS 2/2
 41
99999

```

```

(
(
CRITÉRIO
(
DADOS ESTOCÁSTICOS DE RAMOS (LINHAS + TRANSFORMADORES)- 23 linhas, 8 trafos
DCTS IMPR
(
*****
(
AREA : A R E A 500 kV- 11 - MGS
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(
Linhas de Transmissao da Classe : 345.0 kV
(
2001 2002 1 2.926 .91 Barra1__345 Barra2__345
2002 2004 1 3.655 .91 Barra2__345 Barra4__345
2002 2004 2 3.655 .91 Barra2__345 Barra4__345
(
(
Linhas de Transmissao da Classe : 500.0 kV
(
1001 1004 1 4.090 2.35 CAMPINAS-500 C.PAULIS-500
1001 1004 2 4.090 2.35 CAMPINAS-500 C.PAULIS-500
1001 1004 3 5.373 2.35 CAMPINAS-500 C.PAULIS-500
1002 1003 1 6.748 2.35 FTZ-II---500 COLINAS--500
1002 1003 2 1.899 2.35 FTZ-II---500 COLINAS--500
1002 1003 3 1.899 2.35 FTZ-II---500 COLINAS--500
1004 1003 1 7.300 2.35 C.PAULIS-500 COLINAS--500
1004 1003 2 7.300 2.35 C.PAULIS-500 COLINAS--500
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 500.0 kV
(
1003 2002 1 .595 53.65 COLINAS--500 Barra2__345
1003 2002 2 .595 53.65 COLINAS--500 Barra2__345
(
(
AREA : A R E A 345 kV- 21 - RBTS 1/2
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(
Linhas de Transmissao da Classe : 345.0 kV
(
2001 2003 1 1.099 .91 Barra1__345 Barra3__345
2001 2003 2 1.099 .91 Barra1__345 Barra3__345
2003 2004 1 .734 .91 Barra3__345 Barra4__345
2003 2005 1 .734 .91 Barra3__345 Barra5__345
2004 2005 1 .734 .91 Barra4__345 Barra5__345
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 345.0 kV
(
2003 3006 1 .737 16.16 Barra3__345 BARRA-06-230
2003 3006 2 .737 16.16 Barra3__345 BARRA-06-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 345.0 kV
(
2005 40051 1 .737 16.16 Barra5__345 Barra51__69
*****
(
AREA : A R E A 230 kV- 31 - Anderson
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(
Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
3004 3005 1 2.213 1.01 BARRA-04-230 BARRA-05-230
3004 3006 1 2.182 1.01 BARRA-04-230 BARRA-06-230
3005 3007 1 4.017 1.01 BARRA-05-230 BARRA-07-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
3004 3001 1 .721 12.54 BARRA-04-230 BARRA01-16.5
*****
(
AREA : A R E A 230 kV- 32 - Anderson
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
(
Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
3007 3008 1 1.881 1.01 BARRA-07-230 BARRA-08-230
3008 3009 1 2.627 1.01 BARRA-08-230 BARRA-09-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
(
Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
3007 3002 1 .721 12.54 BARRA-07-230 BARRA02-18.0
(

```

```

(*****
( AREA :      A R E A  230 kV- 33 - Anderson
(*****
(***** ELEMENTOS DE MALHA *****
(*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe      : 230.0 kV
(
      3006 3009 1      4.464      1.01          BARRA-06-230  BARRA-09-230
(*****
(***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
(*****
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
      3009 3003 1      .721      12.54          BARRA-09-230  BARRA03-13.8
(*****
( AREA :      A R E A  69 kV- 41 - RBTS 2/2
(*****
(***** ELEMENTOS DE MALHA *****
(*****
(
(      INCERTEZA HABILITADA - EXP:01          Linha de 69 kV- 32,198 km
      40051 40052 1      99.9      1.014
99999
(-----
(
(          CRITÉRIO
( FORMA DE OBTENÇÃO D/NOVO PONTO D/ OPERAÇÃO SEM VIOLAÇÕES: CASO-BASE D/ADEQUAÇÃO
(
EXLFL NEWT STEP VLIM QLIM CREM CTAP RCVG
(
(          EMITE RELATORIO PARA CONTROLE
RELA RSIS RTOT RILH RREF
(
( IDENTIFICA AS VIOLACOES EVENTUALMENTE EXISTENTES NO arquivo <XXXXX.MON>
(
(Saida Monitoracao
ULOG
6
20B01.MOm
(-----
(
(          CRITÉRIO
(          FORMA DE MONITORAÇÃO DE VIOLAÇÕES
RELA RMON NORM FLMW
(-----
(
(          CRITÉRIO
(
( TENTA ELIMINAR AS VIOLACOES VIA FLUXO DE POTENCIA OTIMO
(
( Arquivo para resultados do fluxo ótimo
ULOG
6
20B01.FPO
EXLFL NEWT FPOT NORM RMON FLMW RCVG MOTT
(
( CASO SUCESSO , TEM-SE AQUI O CASO-BASE DE CONFIABILIDADE
(-----
(
(          CRITERIO
(          AGREGA AQUI LISTA COMPLETA de CONTINGENCIAS
( Linhas + Trafos Malha + TrafosFronteira + Geradores + Modo Comum
(
DLCT impr
(          CONTINGENCIAS DE TRANSMISSÃO (LINHAS E/OU TRAFOS)
(
(*****
( AREA :      A R E A  500 kV- 11 - MGS
(*****
(***** ELEMENTOS DE MALHA *****
(*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe      : 345.0 kV
(
TRAN 2001 2002 1          Barra1__345  Barra2__345
TRAN 2002 2004 1          Barra2__345  Barra4__345
TRAN 2002 2004 2          Barra2__345  Barra4__345
(
( Linhas de Transmissao da Classe      : 500.0 kV
(
TRAN 1001 1004 1          CAMPINAS-500  C.PAULIS-500
TRAN 1001 1004 2          CAMPINAS-500  C.PAULIS-500
TRAN 1001 1004 3          CAMPINAS-500  C.PAULIS-500
TRAN 1002 1003 1          FTZ-II---500  COLINAS--500
TRAN 1002 1003 2          FTZ-II---500  COLINAS--500
TRAN 1002 1003 3          FTZ-II---500  COLINAS--500
TRAN 1004 1003 1          C.PAULIS-500  COLINAS--500
TRAN 1004 1003 2          C.PAULIS-500  COLINAS--500

```



```

(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 500.0 kV
(
TRAN 1003 2002 1 COLINAS--500 Barra2__345
TRAN 1003 2002 2 COLINAS--500 Barra2__345
( AREA : A R E A 345 kV- 21 - RBTS 1/2
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 345.0 kV
(
TRAN 2001 2003 1 Barra1__345 Barra3__345
TRAN 2001 2003 2 Barra1__345 Barra3__345
TRAN 2003 2004 1 Barra3__345 Barra4__345
TRAN 2003 2005 1 Barra3__345 Barra5__345
TRAN 2004 2005 1 Barra4__345 Barra5__345
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 345.0 kV
(
TRAN 2003 3006 1 Barra3__345 BARRA-06-230
TRAN 2003 3006 2 Barra3__345 BARRA-06-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 345.0 kV
(
TRAN 2005 40051 1 Barra5__345 Barra51__69
*****
( AREA : A R E A 230 kV- 31 - Anderson
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3004 3005 1 BARRA-04-230 BARRA-05-230
TRAN 3004 3006 1 BARRA-04-230 BARRA-06-230
TRAN 3005 3007 1 BARRA-05-230 BARRA-07-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3004 3001 1 BARRA-04-230 BARRA01-16.5
*****
( AREA : A R E A 230 kV- 32 - Anderson
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3007 3008 1 BARRA-07-230 BARRA-08-230
TRAN 3008 3009 1 BARRA-08-230 BARRA-09-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3007 3002 1 BARRA-07-230 BARRA02-18.0
*****
( AREA : A R E A 230 kV- 33 - Anderson
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
( Linhas de Transmissao da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3006 3009 1 BARRA-06-230 BARRA-09-230
*****
***** ELEMENTOS DE FRONTEIRA *****
*****
(
( Trafos de 2 Enrolamentos da Classe : 230.0 kV
(
TRAN 3009 3003 1 BARRA-09-230 BARRA03-13.8
*****
( AREA : A R E A 69 kV- 41 - RBTS 2/2
*****
***** ELEMENTOS DE MALHA *****
*****
(
Contingencia habilitada no experimento 01
TRAN 40051 40052 1 Linha em 69 kV - ver incerteza

```

```

(
(
CONTINGENCIAS DE GERAÇÃO
(
(ERA NUSIN
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  500 KV- 11 - MGS
(
GERA  1  1001 CAMPINAS-500  1  4   50.  450. -360.  360.
GERA  2  1001 CAMPINAS-500  1  4   50.  450. -360.  360.
GERA  3  1001 CAMPINAS-500  1  3   30.  210.  -70.   70.
(
GERA  4  1002 FTZ-II---500  1  4   50.  450. -150.  150.
GERA  5  1002 FTZ-II---500  1  4   50.  450. -150.  150.
GERA  6  1002 FTZ-II---500  1  3   30.  210. -170. -170.
(
GERA  7  1003 COLINAS--500  1 12   50.  300. -240.  240.
GERA  8  1003 COLINAS--500  1 16   10.  255. -200.  200.
(
(
GERA  9  2002 Barra2__345  1  1    0.    5.    0.   11.
GERA 10  2002 Barra2__345  1  1    0.    5.    0.   11.
(
GERA 11  2002 Barra2__345  1  1    0.   20.   -9.   14.
GERA 12  2002 Barra2__345  1  1    0.   20.   -9.   14.
GERA 13  2002 Barra2__345  1  1    0.   20.   -9.   14.
GERA 14  2002 Barra2__345  1  1    0.   20.   -9.   14.
(
GERA 15  2002 Barra2__345  1  1   10.   40.  -18.   18.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  345 KV- 21 - RBTS 1/2
(
GERA 16  2001 Barra1__345  1  1    0.   10.    0.    7.
GERA 17  2001 Barra1__345  1  1    2.   20.   -7.   12.
(
GERA 18  2001 Barra1__345  1  1    5.   40.  -15.   17.
GERA 19  2001 Barra1__345  1  1    5.   40.  -15.   17.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 KV- 31 - Anderson
(
GERA 20  3001 BARRA01-16.5  1 11    0.  248. -200.  200.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 KV- 32 - Anderson
(
GERA 21  3002 BARRA02-18.0  1  3    0.  192. -100.  100.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A  230 KV- 33 - Anderson
(
GERA 22  3003 BARRA03-13.8  1  3    0.  128.  -70.   70.
(
( USINAS DA AREA :      A R E A   69 KV- 41 - RBTS 2/2
99999
(
(
( DEFINE ARQUIVO REGISTRO DE RESULTADOS P/ CASO DE REFERENCIA <20B01.rmn>
(Arquivo Saída DE RESULTADOS DE CONFIABILIDADE
ULOG
6
20B01.rmn
(
(
(
(
COMENTÁRIOS
DCMT IMPR
Comentarios:
-----
Verificado 10.10.2012 MTS
-MONTAGEM MANUAL: CASO PADRÃO D/REFERÊNCIA-MONTE CARLO TRANSMISSÃO+GERAÇÃO-20B01
99999
(
(
(
(
CRITÉRIOS DE PROCESSAMENTO DE CONFIABILIDADE
(
(
(
Monte Carlo geração + transmissao
(EXMC RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM SEMP
EXMC RCAS FPOT gera TRAN FLMW EMER STAT RSUM MOTT
100000
3.0
3.0
1513
FIM

```

\* \* \*