

JOÃO MARCOS LIMA

UMA ANÁLISE MINUCIOSA DO RISCO PROBABILÍSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO QUE ATENDE O ESTADO DO PARANÁ

Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Elétrica no Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento
de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof^a. Elizete Maria Lourenço, Dr^a., UFPR

Orientador: Prof. Marcus Theodor Schilling, Dr., UFF

CURITIBA
2007

A meus pais, Cristiano Alves Lima (*in memoriam*) e Helena Garcia Lima.

AGRADECIMENTOS

Registro meus agradecimentos a todos que de, alguma forma, contribuíram para o êxito desta dissertação, e em especial:

- ao Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling pelo privilégio de tê-lo como meu orientador, por sua significativa contribuição à minha formação acadêmica muito além dos limites desta dissertação, por compartilhar comigo seus conhecimentos e seus sábios conselhos, por acreditar no meu potencial propondo-me desafios, encorajando-me e incentivando-me à realização de novos projetos;
- à Prof.^a Dr.^a Elizete Maria Lourenço pelo orgulho de tê-la como minha orientadora, por suas valiosas sugestões e apropriados questionamentos, resultantes da sua experiência científica associada à sua habilidade intuitiva, por sua dedicação tão essencial para o desenvolvimento desta dissertação;
- à Companhia Paranaense de Energia - Copel pelo apoio financeiro e logístico, pela confiança e pelo crédito a mim empenhados e, principalmente, por ter compreendido desde o início a relevância deste projeto;
- ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, com destaque para o Prof. Dr. Marciano Morozowski Filho e para a Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, ambos integrantes da banca de qualificação, que, com seu conhecimento, talento e experiência, muito contribuíram para o aperfeiçoamento deste trabalho;
- ao Dr. Dorel Ramos e ao Dr. Edson Luiz Silva, com singular deferência, pela honra de contar com a sua participação na banca final de defesa desta dissertação;
- à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná por viabilizar a realização deste projeto e, sobretudo, por anuir à participação de orientador externo à Instituição;
- ao Centro de Pesquisas em Engenharia Elétrica - Cepel, especificamente ao Dr. Albert Cordeiro Gerber de Melo, pelo incentivo e pela cessão de bibliografia, e à Dra. Andrea de Mattos Rei, pelos importantes esclarecimentos acerca do programa NH2;
- a meus amigos pelo incentivo e companheirismo, e também por sua colaboração técnica para que cada detalhe ficasse como planejado, em particular, a Fabrício de Oliveira, pela montagem das tabelas de resultados das simulações, e à Maristela Purkot, pela revisão da redação final da dissertação;
- a meus familiares por toda atenção, compreensão e apoio.

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro tem sido planejado através de critérios notadamente determinísticos que, muito embora tenham tido êxito na eliminação das restrições sistêmicas, têm imposto elevados custos, sobretudo ao planejamento da operação. Isso é decorrente do fato que tais critérios permitem realizar uma análise *quantitativa* mas não *qualitativa* do desempenho do sistema, pois ignoram a natureza estocástica dos equipamentos elétricos.

Através da análise de confiabilidade minuciosa do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná em diferentes cenários de carga e intercâmbio, este trabalho mostra como os critérios determinísticos podem ser substituídos por critérios probabilísticos, representando uma importante quebra de paradigma no setor elétrico, com impactos expressivos na redução dos custos da operação e expansão, sem, contudo, implicar na redução da confiabilidade do sistema.

Esta análise de confiabilidade, se estende até os sistemas de distribuição, pouco explorados na literatura, e pode servir de eventual referência às demais empresas do setor .

Além disso, apresenta importantes resultados do fluxo de potência probabilístico, que pode ser considerado um subproduto da análise de confiabilidade e mostra a aplicabilidade desses resultados em diferentes áreas do planejamento.

Palavras-chaves: *confiabilidade, severidade, risco, fluxo de potência probabilístico.*

ABSTRACT

The Brazilian power grid has been designed mainly by means of deterministic criteria. Although these criteria have successfully eliminated system constraints, they have also entailed higher costs, specially those concerning operation planning. This happens because such deterministic criteria allow quantitative, not qualitative, analysis, as they do not take into consideration the stochastic behavior of electric equipment.

Through a detailed reliability analysis of different load levels and generation scenarios of the electric power system of the State of Paraná, this dissertation depicts how probabilistic criteria may replace those set forth by determinism. This leads to a relevant paradigm break in the electricity sector, meaning significant cost reduction for both operation and long-term planning, the system reliability, in turn, not undergoing any reduction.

Such reliability analysis — which also encompasses the distribution power grid, still not widely approached in literature —, may as well serve as a possible reference for other utilities in the industry.

Furthermore, this dissertation displays important results of probabilistic load flow, regarded a by-product of the reliability analysis, and how they may be applied to different planning areas.

Keywords: *reliability, severity, risk, probabilistic load flow.*

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	II
ABSTRACT.....	III
LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XIV
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVII
CAPÍTULO 1 – APRESENTAÇÃO	
1.1 Introdução	1
1.2 Objetivos e Contribuições da Dissertação	3
1.3 Caracterização do Problema	4
1.4 Breve Histórico dos Estudos de Confiabilidade	6
1.5 Estrutura da Dissertação	9
1.6 Referências Bibliográficas	11
CAPÍTULO 2 – CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	
2.1 Introdução	12
2.2 Estrutura dos Estudos de Confiabilidade.....	14
2.3 Índices de Confiabilidade	16
2.4 Estudos de Confiabilidade no Planejamento de Sistemas Elétricos	19
2.4.1 Avaliação de Desempenho de Equipamentos de Geração e Transmissão	20
2.4.2 Confiabilidade de Sistemas de Geração.....	22
2.4.3 Conceitos Básicos de Avaliação de Confiabilidade Composta	25
2.4.4 Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão	27
2.4.5 Importância da Inclusão de Sistemas de Distribuição que Operam em Malha nos Estudos de Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão	31
2.4.6 Comportamento da Demanda.....	33
2.4.7 Modelo Agregado da Carga Utilizando Cadeias de Markov	35
2.4.8 Modos de Falha	44
2.4.9 Metodologia para Aplicação de Estudos de Confiabilidade	45
2.4.10 O Programa NH2	53
2.5 Sumário.....	54
2.6 Referências Bibliográficas	55
CAPÍTULO 3 – CONFIABILIDADE DA GERAÇÃO CONSIDERANDO VARIAÇÕES NOS CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO	
3.1 Introdução	57
3.2 Modelos, Critérios e Definições	58

3.2.1	Modelo das Fontes Primárias de Energia.....	58
3.2.2	Modelo de Geração.....	65
3.2.3	Modelo de Carga	68
3.2.4	Modelo dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	69
3.2.5	Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores.....	69
3.2.6	Critérios com Relação aos Níveis de Tensão	70
3.3	Ferramentas Utilizadas	71
3.4	Estrutura das Simulações	71
3.5	Resultados Obtidos.....	74
3.5.1	Índices de Confiabilidade.....	74
3.5.2	Simulação Monte Carlo.....	75
3.5.3	Enumeração de Estados.....	77
3.6	Extensão das Análises	77
3.6.1	Enumeração de Estados – Espaço de Estados	84
3.6.2	Enumeração de Estados – Controles Ativados.....	84
3.6.3	Enumeração de Estados – Índices de Corte de Carga.....	85
3.6.4	Enumeração de Estados – Violações.....	86
3.6.5	Enumeração de Estados – Tempo de Processamento.....	86
3.6.6	Simulação Monte Carlo.....	87
3.6.7	Déficit de Geração.....	87
3.7	Sumário	88
3.8	Referências Bibliográficas.....	89

CAPÍTULO 4 – CONFIABILIDADE DA TRANSMISSÃO E COMPOSTA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

4.1	Introdução.....	91
4.2	Modelos, Critérios e Definições.....	91
4.2.1	Modelo de Risco do Sistema de Transmissão.....	91
4.2.2	Modelo dos Sistemas de Distribuição.....	93
4.2.3	Composição de Índices de Globais	93
4.3	Estrutura das Simulações	95
4.4	Resultados Obtidos.....	97
4.4.1	Enumeração de Estados – Espaço de Estados	98
4.4.2	Limites de Carregamento	99
4.4.3	Controles Ativados – Redespacho e Comutação de Tapes	100
4.4.4	Violações	102
4.4.5	Limites de Intercâmbio	103
4.4.6	Enumeração de Estados x Simulação Monte Carlo	105
4.4.7	Confiabilidade da Transmissão x Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão	106
4.4.8	Base de Dados COPEL+SIN x SIN.....	108
4.4.9	Índices de Corte de Carga	109

4.4.10	Desagregação dos Índices de Confiabilidade por Tipo de Elemento de Transmissão	115
4.4.11	Índices Anualizados de Desagregação dos Índices de Confiabilidade	116
4.5	Sumário.....	118
4.6	Referências Bibliográficas	120

CAPÍTULO 5 – CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO E COMPOSTA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

5.1	Introdução	121
5.2	Modelos, Critérios e Definições	121
5.2.1	Modelo de Risco do Sistema de Distribuição.....	121
5.2.2	Modelo de Subestações e Consumidores Atendidos por Derivação Simples	123
5.2.3	Composição de Índices Globais	124
5.3	Estrutura das Simulações.....	124
5.4	Resultados Obtidos	127
5.4.1	Enumeração de Estados – Espaço de Estados.....	127
5.4.2	Limites de carregamento.....	127
5.4.3	Controles Ativados e Violações	128
5.4.4	Limites de Intercâmbio.....	129
5.4.5	Confiabilidade da Distribuição, Confiabilidade Composta de Geração, Transmissão e Distribuição e Simulações de Enumeração de Estados e Monte Carlo	130
5.4.6	Base de dados COPEL x COPEL+SIN.....	131
5.4.7	Consumidores Atendidos por Derivação Simples	131
5.4.8	Índices de Corte de Carga.....	131
5.4.9	Desagregação dos Índices de Confiabilidade por Tipo de Elemento de Distribuição.....	135
5.4.10	Índices Anualizados de Desagregação dos Índices de Confiabilidade	136
5.5	Sumário.....	138
5.6	Referências Bibliográficas	139

CAPÍTULO 6 – FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

6.1	Introdução	140
6.2	Conceituação Básica.....	141
6.2.1	Distribuição Discreta de Probabilidade (d.d.p.)	141
6.2.2	Função de Densidade de Probabilidade (f.d.p.)	143
6.2.3	Função de Distribuição Acumulada (f.d.a.)	144
6.3	Fluxo de Potência Probabilístico Através do Modelo NH2	144
6.4	Grandezas Monitoradas e Simulações Propostas.....	144
6.5	Resultados Obtidos	145
6.5.1	Carregamento da LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho (MVA). 145	
6.5.2	Fluxo (MVA) no Transformador A 230/69 kV – 150 MVA SE Uberaba... ..	147

6.5.3	Tensão (p.u.) na Barra de 230 kV SE Ponta Grossa Sul.....	149
6.6	Sumário	151
6.7	Referências Bibliográficas.....	151

CAPÍTULO 7 – PROPOSTA DE ADOÇÃO DE CRITÉRIO DE NÍVEL DE RISCO PROBABILÍSTICO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

7.1	Introdução.....	152
7.2	Caracterização e Motivação da Proposta de Nível de Risco Probabilístico	153
7.3	Escolha das Indisponibilidades para a Configuração N-1 do Sistema de Transmissão.....	155
7.4	Simulações para a Proposta de Definição do Critério de Nível de Risco Probabilístico para a Condição N-1-1	156
7.5	Resultados Obtidos.....	157
7.5.1	Sem Considerar Limites de Carregamento de Emergência (Opção NORM)	158
7.5.2	Considerando Limites de Carregamento de Emergência (Opção EMER)	165
7.6	Proposta de Metodologia para a Utilização de Critério de Nível de Risco Probabilístico para Análises de Desempenho do Sistema de Transmissão	171
7.6.1	Metodologia de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Operação da Transmissão	172
7.6.2	Metodologia de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Expansão da Transmissão	175
7.7	Sumário	178
7.8	Referências Bibliográficas.....	178

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES

8.1	Introdução.....	179
8.2	Principais Conclusões e Contribuições.....	179
8.2.1	Capítulo 2 – Confiabilidade de Sistemas Elétricos	179
8.2.2	Capítulo 3 – Confiabilidade da Geração Considerando Variações dos Cenários de Intercâmbio.....	180
8.2.3	Capítulo 4 – Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão.....	181
8.2.4	Capítulo 5 – Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição	183
8.2.5	Capítulo 6 – Fluxo de Potência Probabilístico	184
8.2.6	Capítulo 7 – Proposta de Adoção de Critérios de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Operação e Expansão do Sistema de Transmissão.....	185
8.3	Experiência Acumulada na Execução do Programa NH2 e Sugestões para o Aperfeiçoamento desta Ferramenta.....	186
8.4	Sugestões de Temas de Pesquisa.....	188

8.4.1	Utilização de Modelo de Risco para Cenários de Intercâmbio	188
8.4.2	Aprofundar a Investigação da Confiabilidade da Geração e Déficit de Energia	189
8.4.3	Aprofundar a Investigação do Critério de Nível de Risco Probabilístico	189
8.4.4	Ferramenta para a Utilização do Critério de Nível de Risco Probabilístico	189
8.5	Sumário.....	190

APÊNDICE A1 – CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS

A1.1	Introdução	191
A1.2	Componentes Não-Reparáveis.....	192
A1.3	Componentes Reparáveis	193
A1.4	Processos Estocásticos	194
A1.5	Cadeias e Processos de Markov	195
A1.6	Componentes Reparáveis e Manutenção Preventiva	201
A1.7	Estruturas Monotônicas	202
A1.7.1	Estruturas Série-Paralelo.....	202
A1.7.2	A Confiabilidade de Estruturas Série-Paralelo.....	203
A1.7.3	Sistemas Complexos	205
A1.8	Sumário.....	205
A1.9	Referências Bibliográficas	209

APÊNDICE A2 – AVALIAÇÃO DE DÉFICIT DE GERAÇÃO CONSIDERANDO FALHAS EM UNIDADES DE GERAÇÃO

A2.1	Introdução	207
A2.2	Sistema Elétrico Composto Por Três Barras	207
A2.3	Resultados da Análise de Confiabilidade.....	208
A2.4	Análise dos Resultados	209
A2.5	Conclusão	209
A2.6	Referências Bibliográficas	209

ANEXO AX1 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS ANÁLISES DE CONFIABILIDADE PROPOSTAS NOS CAPÍTULOS 4, 5 E 6

AX1.1	Introdução	210
AX1.2	Resultados do Capítulo 4	210
AX1.3	Resultados do Capítulo 5	211
AX1.4	Resultados do Capítulo 6	211

ANEXO AX2 – SIMULAÇÃO DO PROGRAMA NH2

AX2.1	Referências Bibliográficas	231
-------	----------------------------------	-----

ANEXO AX3 – DIAGRAMAS GEOELÉTRICOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DO ESTADO DO PARANÁ

AX3.1	Referências Bibliográficas	242
-------	----------------------------------	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.01	4
Figura 1.02	5
Figura 2.01	15
Figura 2.02	20
Figura 2.03	21
Figura 2.04	22
Figura 2.05	23
Figura 2.06	24
Figura 2.07	27
Figura 2.08	28
Figura 2.09	28
Figura 2.10	34
Figura 2.11	35
Figura 2.12	37
Figura 2.13	39
Figura 2.14	40
Figura 3.01	58
Figura 3.02	58
Figura 3.03	59
Figura 3.04	60
Figura 3.05	61
Figura 3.06	62
Figura 3.07	64
Figura 3.08	68
Figura 3.09	75
Figura 3.10	83
Figura 3.11	83
Figura 3.12	83
Figura 3.13	83
Figura 3.14	83
Figura 3.15	83
Figura 4.01	98
Figura 4.02	99
Figura 4.03	99
Figura 4.04	101
Figura 4.05	102
Figura 4.06	102
Figura 4.07	104
Figura 4.08	104
Figura 4.09	106
Figura 4.10	108
Figura 4.11	111
Figura 4.12	111
Figura 4.13	112
Figura 4.14	112
Figura 4.15	113
Figura 4.16	113
Figura 4.17	113

	Pág.	
Figura 4.18	EENS – 2009	113
Figura 4.19	SEV – 2007 – Casos 2, 4 a 11	114
Figura 4.20	SEV – 2007 – Casos 1, 3, 6 e 7	114
Figura 4.21	SEV – 2008	115
Figura 4.22	SEV – 2009	115
Figura 4.23	PPC x Cresc. Carga	117
Figura 4.24	EENS x Cresc. Carga	117
Figura 4.25	EPNS x Cresc. Carga	118
Figura 4.26	SEV x Cresc. Carga	118
Figura 5.01	Subestação ou consumidor atendido por derivação ou tape	123
Figura 5.02	Modelagem de consumidores ou subestações atendidos por derivação simples	124
Figura 5.03	Violações – Pesada - 2007-2009	128
Figura 5.04	Violações – Média - 2007-2009	128
Figura 5.05	Violações – Pesada - 2007-2009	129
Figura 5.06	PPC – 2007 – Casos 1 a 5	132
Figura 5.07	PPC – 2007 – Casos 6 a 10	132
Figura 5.08	PPC – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8	133
Figura 5.09	PPC – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8	133
Figura 5.10	EENS – 2007 – Casos 1 a 5	133
Figura 5.11	EENS – 2007 – Casos 6 a 10	133
Figura 5.12	EENS – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8	134
Figura 5.13	EENS – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8	134
Figura 5.14	SEV – 2007 – Casos 1 a 5	134
Figura 5.15	SEV – 2007 – Casos 6 a 10	134
Figura 5.16	EENS – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8	135
Figura 5.17	EENS – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8	135
Figura 5.18	EENS – 2007-2009 – Caso 4	136
Figura 5.19	SEV – 2007-2009 – Casos 4	136
Figura 5.20	PPC x Cresc. Carga	137
Figura 5.21	EENS x Cresc. Carga	137
Figura 5.22	EPNS x Cresc. Carga	138
Figura 5.23	SEV x Cresc. Carga	138
Figura 6.01	Probabilidades associadas aos resultados possíveis da jogada de dois dados	142
Figura 6.02	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007	146
Figura 6.03	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007	146
Figura 6.04	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2009	147
Figura 6.05	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2009	147
Figura 6.06	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007	148
Figura 6.07	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007	148
Figura 6.08	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2009	149
Figura 6.09	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2009	149
Figura 6.10	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007	150
Figura 6.11	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007	150
Figura 6.12	Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007	150
Figura 6.13	Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007	150
Figura 7.01	Varição percentual PPC – Pesada – 2007 e 2009	162
Figura 7.02	Varição percentual PPC – Média 2007 e 2009	162
Figura 7.03	Varição percentual EENS – Pesada – 2007 e 2009	163
Figura 7.04	Varição percentual EENS – Média – 2007 e 2009	163
Figura 7.05	Varição percentual – Severidade Pesada – 2007 e 2009	165
Figura 7.06	Varição percentual – Severidade Média – 2007 e 2009	165
Figura 7.07	Varição percentual PPC – Pesada – 2007 e 2009	170

	Pág.	
Figura 7.08	Varição percentual PPC – Média 2007 e 2009	170
Figura 7.09	Varição percentual EENS – Pesada – 2007 e 2009	170
Figura 7.10	Varição percentual EENS – Média – 2007 e 2009	170
Figura 7.11	Varição percentual – Severidade Pesada – 2007 e 2009	171
Figura 7.12	Varição percentual – Severidade Média – 2007 e 2009	171
Figura 7.13	Fluxograma da metodologia do nível de risco probabilístico para o planejamento da operação	173
Figura 7.14	Fluxograma da metodologia do nível de risco probabilístico para o planejamento da expansão	176
Figura A1.01	Função de riscos de componentes – Curva da “Banheira”	193
Figura A1.02	Componentes reparáveis: a) histórico da vida; b) diagrama de estados	194
Figura A1.03	Modelo de um componente reparável a dois estados	196
Figura A1.04	Processo de Markov a dois estados	198
Figura A1.05	Processo de Markov da Figura A1.04 após dois intervalos discretos	198
Figura A1.06	Comportamento transiente do processo de Markov da Figura A1.04 após cinco intervalos discretos	199
Figura A1.07	Modelo de Markov para um componente a três estados: em operação normal, em manutenção e em reparo	201
Figura A1.08	Diagramas lógicos básicos: a) conexão série; b) conexão paralelo	203
Figura A1.09	Diagrama Série-Paralelo	203
Figura A1.10	Sistema misto Série-Paralelo	205
Figura A1.11	Sistemas complexos	205
Figura A2.01	Sistema elétrico composto por três barras	207
Figura AX2.01	Sistema de Transmissão do Estado do Paraná 500 e 230 kV	243
Figura AX2.02	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – 2007	244
Figura AX2.03	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes – 2007	245
Figura AX2.04	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – 2008	246
Figura AX2.05	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes – 2008	247
Figura AX2.06	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – 2009	248
Figura AX2.07	Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes – 2009	249

LISTA DE TABELAS

	Pág.	
Tabela 2.01	Notação utilizada na formulação dos índices de confiabilidade	17
Tabela 2.02	Índices de problema no sistema	17
Tabela 2.03	Índices de confiabilidade de corte de carga	18
Tabela 2.04	Classificação do desempenho por severidade	19
Tabela 2.05	Probabilidade individual dos estados a partir do diagrama de árvores	41
Tabela 2.06	Índices de probabilidade, frequência e duração da curva de carga	44
Tabela 2.07	Critérios da diagnose quantitativa	48
Tabela 2.08	Classificação do desempenho por severidade	51
Tabela 3.01	Casos bases de referência e de elevados intercâmbios para o Sul (em MW)	64
Tabela 3.02	Usinas consideradas na análise de confiabilidade e dados estocásticos das unidades geradoras	66
Tabela 3.03	Usinas adicionais consideradas na participação no redespacho de potência ativa e reativa	67
Tabela 3.04	Mercado do Estado do Paraná para os patamares de carga indicados (MW)	68
Tabela 3.05	Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada	70
Tabela 3.06	Notação utilizada no elenco de simulações	72
Tabela 3.07	Simulações realizadas para a análise de confiabilidade de geração com variação do RSUL e FSUL	73
Tabela 3.08	Comparação dos Resultados dos casos 1, 2 e 3 pelo método de enumeração de estados	77
Tabela 3.09	Dados de carga e geração da Região Sul e do Paraná	78
Tabela 3.10	Unidades em operação das principais usinas do Sul-Agosto média/2006	79
Tabela 3.11	GRUPO 1 – Simulações e resultados obtidos – RSUL: 6.000 MW – Apenas unidades como gerador - Agosto/2006 Carga Média	81
Tabela 3.12	GRUPO 2 – Simulações e resultados obtidos – RSUL: 6.000 MW – Falhas em unidades como gerador e compensador síncrono – Agosto/2006 – Carga Média	82
Tabela 4.01	Dados estocásticos considerados nas análises	92
Tabela 4.02	Tabela dos horários dos patamares de cargas pesada, média, leve e mínima anual para o Estado do Paraná	93
Tabela 4.03	Ocorrência de patamares de carga em horas por trimestre – 2006	94
Tabela 4.04	Composição anual dos patamares de carga – 2006	94
Tabela 4.05	Notação utilizada no elenco de simulações	95
Tabela 4.06	Simulações para a análise da confiabilidade de transmissão e composta de geração e transmissão	96
Tabela 4.07	Custos de interrupção para os casos 3, 4 e 5 da Tabela 4.08	100
Tabela 4.08	Índices de Corte de Carga para o caso 12	105
Tabela 4.09	Índices de confiabilidade composta do caso 9 (Tabela 4.07) – relatório de saída do programa NH2	107
Tabela 4.10	Reprodução dos índices de corte de carga dos casos 5	117
Tabela 4.11	Índices de corte de carga anualizados em relação ao Caso 5	117
Tabela 5.01	Dados estocásticos considerados nas análises	122
Tabela 5.02	Reatâncias típicas de linhas de 69 e 138 kV (potência base:100 MVA)	123
Tabela 5.03	Simulações para a análise da confiabilidade da distribuição e composta de geração, transmissão e distribuição	125
Tabela 5.04	Reprodução dos índices de corte de carga dos casos 4 das Tabelas AX1.07 a AX1.11	136
Tabela 5.05	Índices de corte de carga anualizados em relação ao Caso 5	137
Tabela 6.01	Probabilidades associadas aos resultados possíveis da jogada de dois dados	141
Tabela 6.02	Variáveis monitoradas durante a análise de confiabilidade	145

	Pág.	
Tabela 6.03	Simulações propostas para a análise de fluxo de potência probabilístico	145
Tabela 7.01	Simulações para a análise de risco probabilístico considerando o sistema de transmissão na condição N-1	156
Tabela 7.02	Resultados de índices de corte de carga para as simulações propostas, sem considerar limites de carregamento de emergência	159
Tabela 7.03	Variação percentual dos índices de corte de carga dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência da Tabela 7.02, sem considerar limites de emergência	161
Tabela 7.04	Resultados de índices de corte de carga para as simulações propostas, considerando limites de carregamento de emergência	166
Tabela 7.05	Variação percentual dos índices de corte de carga dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência da Tabela 7.02, considerando limites de emergência	169
Tabela A1.01	Probabilidades de Estado do Processo de Markov da Figura A1.04 após cinco intervalos discretos	199
Tabela A2.01	Índices de Confiabilidade para o sistema elétrico da Figura A2.1	208
Tabela AX1.01	Carga Pesada 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão	213
Tabela AX1.02	Carga Média 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão	214
Tabela AX1.03	Carga Leve 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão	215
Tabela AX1.04	Ano: 2008 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Carga do Sistema: Pesada: 4.083 MW; Média: 3.523 MW; Leve: 2.235 MW	216
Tabela AX1.05	Ano: 2009 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Carga do Sistema: Pesada: 4.234 MW; Média: 3.657 MW; Leve: 2.303 MW	217
Tabela AX1.06	Carga Média – Ano: 2007, 2008 e 2009 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Desagregação por tipo de elemento da transmissão	218
Tabela AX1.07	Carga Pesada 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição	219
Tabela AX1.08	Carga Média 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição	220
Tabela AX1.09	Carga Leve 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição	221
Tabela AX1.10	Ano: 2008 – Índices de Confiabilidade da Distribuição – Carga do Sistema: Pesada: 4.083 MW; Média: 3.523 MW; Leve: 2.235 MW	222
Tabela AX1.11	Ano: 2009 – Índices de Confiabilidade da Distribuição – Carga do Sistema: 4.234 MW; Média: 3.657 MW; Leve: 2.303 MW	223
Tabela AX1.12	Carga Média – Ano: 2007, 2008 e 2009 – Desagregação por tipo de elemento da distribuição	224
Tabela AX1.13	Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para a LT 230 kV Campo Comprido – Carga Média – Anos 2007 e 2009	225
Tabela AX1.14	Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para o TR 230/69 kV SE Uberaba – Carga Média – Anos 2007 e 2009	227
Tabela AX1.15	Resultados de tensões, f.d.a. e d.d.p. esperados para a barra de 230 kV da SE Ponta Grossa Sul – Carga Média – Anos 2007 e 2009	229

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBA	Congresso Brasileiro de Automática
CCC	Contingências com Corte de Carga
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CP	Contingências Propostas
CPSTs	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
CRE	Contingências Retiradas da Estatística
CTAP	Controle de Tensão por Variação Automática do Tape de Transformador
d.d.p.	Distribuição Discreta de Probabilidade
DIST	Contingências de Sistemas de Distribuição
DITs	Demais Instalações de Transmissão
DPC	Duração Média de Perda de Carga
DTEN	Grupos de Limites de Tensão
DUPL	Contingências até a 2ª ordem
ECE	Esquema de Controle de Emergência
EENS	Expectância da Energia Não Suprida
ELEJOR	Centrais Elétricas do Rio Jordão
EMER	Limites de Carregamento de Equipamentos em Condições de Emergência
EPC	Expectância de Perda de Carga.
EPNS	Expectância da Potência Não-Suprida
EXEN	Executa Enumeração
EXMC	Executa Monte Carlo
f.d.a.	Função de Densidade Acumulada
f.d.p.	Função Densidade de Probabilidade
FMVA	Monitoração do Fluxo Aparente
FPC	Frequência Média de Perda de Carga
FSUL	Fornecimento pelo Sul
GBM	Usina Hidroelétrica Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto.
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GERA	Contingências de Geração

GJR	Usina Hidroelétrica Gov. José Richa
GNB	Usina Hidroelétrica Ney Aminthas de Barros Braga
GPS	Usina Hidroelétrica Gov. Parigot de Souza
GTAD	Grupo de Trabalho de Avaliação de Desempenho
GTPG	Grupo de Trabalho do Planejamento da Geração
ILHA	Ilhamento
ICCs	Índices de Corte de Carga
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MONT	Monitoração da Tensão
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i> (Tempo Médio Entre Falhas)
MTF	<i>Mean Time to Failure</i> (Tempo Médio para a Falha)
NH0	Nível Hierárquico Zero
NH1	Nível Hierárquico Um
NH2	Nível Hierárquico Dois
NH3	Nível Hierárquico Três
NH4	Nível Hierárquico Quatro
NORM	Limites de Carregamento de Equipamentos em Condições Normais de Operação
NRP	Nível de Risco Probabilístico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica
PMAPS	<i>Probabilistic Methods Applied to Power Systems</i>
PPC	Probabilidade de Perda de Carga
PUC/RJ	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
RDSQ	Redespacho de Potência Ativa e Reativa
REFE	Referência
RSUL	Recebimento pelo Sul
SCON	Sem Consumidores Radiais
SEPOPE	Simpósio de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência
SEV	Severidade
SGC	Subgrupo de Confiabilidade
SGRISE	Subgrupo de Critérios de Suprimento de Energia
SIMP	Contingências de 1ª ordem

SIN	Sistema Interligado Nacional
SNPTEE	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
TMR	Tempo Médio de Reparo
TRAN	Contingências de Transmissão
TRPL	Contingências até a 3ª ordem
UFG	Universidade Federal de Goiás
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas

LISTA DE SÍMBOLOS

λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
i	Um evento qualquer no sistema, caracterizado por um nível de carga, despacho dos geradores e topologia da rede
p_i	Probabilidade de ocorrência do nível de carga ou estado i
f_i	Frequência do evento i [ano ⁻¹]
λ_i	Taxa de falha do evento i [ano ⁻¹]
d_i	Duração média do evento i [h]
c_i	Corte de carga do evento i [MW]
β_i	Conjunto de eventos que provocam problemas no sistema
Δ	Conjunto de eventos que provocam corte de carga no sistema
f_{int}	Somatório das frequências internas a um conjunto de estados
PS	Ponta de carga do sistema [MW]
NE	número de estados amostrados
$x(i)$	i -ésimo estado amostrado
P_i	Probabilidade acumulada, que indica a probabilidade do sistema se encontrar em um estado com carga maior ou igual ao nível de carga i
P_{i-1}	Probabilidade acumulada até o nível de carga imediatamente anterior ao nível de carga ou estado i
λ_i^+	Taxa de transição para um estado com carga maior que o nível de carga i
λ_i^-	Taxa de transição para um estado com carga menor ao nível de carga i
f_i^+	Frequência de saída para estados com carga maior que o nível de carga i
f_i^-	Frequência de saída para estados com carga menor que o nível de carga i
f_i	Frequência de encontro do nível de carga i , que é definida como o valor esperado de permanência (chegadas e saídas) em i por unidade de tempo, considerando um período de longo prazo
f_i'	Frequência incremental do nível de carga ou estado i
f_i^*	Frequência cumulativa no nível de carga i , que indica a frequência de se encontrar o sistema em níveis de carga maior ou igual ao estado i
f_{i-1}^*	Frequência cumulativa no estado de carga imediatamente inferior ao nível de carga ou estado i
d_i	Duração média do nível de carga ou estado i

α	grau de aderência ao critério N-1
HD	Horas disponíveis
HI	Horas indisponíveis
HP	Horas do período
P_{disp}	Probabilidade do estado disponível
P_{indisp}	Probabilidade do estado indisponível
N_{te}	Número de transições do estado
m	Tempo médio para a falha (MTF)
r	Tempo médio de reparo (TMR)
λ_i	taxa de falha da linha i
λ_{km}	taxa de falha por 100 km x ano

CAPÍTULO 1 – APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução

O sistema elétrico brasileiro tem passado por um processo de grandes mudanças estruturais devido à transição de um modelo estatal para um modelo mais competitivo. Essa transição, por vezes não pouco traumática, tem submetido os agentes do setor a situações de decisões complexas e não muito claras e que influenciam diretamente no desempenho econômico desse setor.

Além disso, o consumo de energia no Brasil nos últimos 20 anos é crescente, com exceção apenas durante o período de racionamento ocorrido no ano de 2001 [1-01]. Esse crescimento tem exigido forte expansão do sistema elétrico ao longo de toda a sua cadeia, que se reflete nos estudos do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR) [1-02], o qual relata as obras previstas e as necessidades de soluções estruturais. Em decorrência desses estudos, realizados em conjunto pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e os agentes do setor elétrico, a malha principal do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido submetida a forte expansão, buscando a eliminação de restrições elétricas e permitindo, assim, a operação mais segura do sistema.

Contudo, a expansão somente da rede básica, que é a malha de transmissão principal do SIN, de tensão igual ou superior a 230 kV, mostrou-se insuficiente para eliminar todos os gargalos do sistema que impõem restrições eletroenergéticas [1-03]. Diante disso, a partir do ciclo do PAR 2006-2008, tem-se realizado um estudo adicional pelas transmissoras e o ONS para atender às resoluções da ANEEL 67/04 e 68/04 [1-04],[1-05], relativas às Demais Instalações de Transmissão (DITs), que são, basicamente, as instalações de tensão inferior a 230 kV, de propriedade das empresas transmissoras. Assim, existe o reconhecimento, tanto por parte da Agência Reguladora quanto do Operador do Sistema, da importância em se considerar as DITs no planejamento da operação e da expansão da rede básica.

Dentro deste contexto, para a avaliação do risco do sistema sempre foram usados critérios *determinísticos*, ou seja, critérios considerados necessários e imutáveis, tanto para o planejamento da operação como da expansão de longo prazo. A característica principal dos critérios determinísticos é que o nível de risco inerente às configurações é fixado implicitamente, através da especificação de categorias de eventos contra os quais o sistema

deve ser testado, como também da especificação do desempenho mínimo a ser exibido nas diversas situações e das medidas corretivas aplicáveis em cada caso. Assim, os sistemas são dimensionados de forma a que contingências de elevada possibilidade de ocorrência (contingências simples ou N-1) possam ser suportadas sem conseqüências para os consumidores, julgando-se anti-econômico um dimensionamento para contingências de ordem superior, porém com chances remotas de ocorrência. Por sua própria natureza qualitativa, os critérios determinísticos não são passíveis de “calibração” e são do tipo “passa, não passa”, bem como não permitem mensuração eficiente do nível de desempenho das alternativas em estudo [1-18].

Para a expansão, o critério mais utilizado no Brasil é o N-1, em que o sistema deve ser capaz de suportar a indisponibilidade de qualquer elemento do sistema, seja este um gerador, linha de transmissão, transformador, etc, sem acarretar restrições operativas e de atendimento à carga. Para o planejamento da operação, o critério mais utilizado é o N-1-1, em que, considerando que um dos elementos do sistema está indisponível à operação, o sistema deverá suportar a contingência de qualquer outro elemento, minimizando as restrições operativas e de atendimento à carga.

Além do desencontro entre os critérios determinísticos do planejamento da operação e da expansão, e considerando as crescentes dificuldades do sistema, constata-se uma tendência na literatura em se calcular os níveis de risco em diferentes níveis de agregação por técnicas probabilísticas: por área, por nível de tensão, por centro de carga, por empresa, global. Essa tendência tem sido incentivada em função de fatores como reconhecimento da natureza inerentemente estocástica ou probabilística dos sistemas de potência; tentativas para evitar desperdícios oriundos de decisões puramente determinísticas e, principalmente, escassez de recursos financeiros que obrigam a investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em conta riscos *versus* custos operacionais associados [1-06].

Mesmo que os critérios determinísticos do planejamento da operação e expansão fossem idênticos ou mais restritivos para a expansão, permaneceria a dúvida sobre a avaliação qualitativa do desempenho do sistema elétrico, não necessariamente respondida pelos critérios determinísticos. Além disso, a adoção de critérios determinísticos de ordem mais elevada, como N-2 ou N-3, pode impor um custo brutal à sociedade.

No Brasil, as metodologias probabilísticas, também conhecidas como análises de confiabilidade probabilísticas, são usadas há muito tempo pelo planejamento da expansão do SIN, já sofreram aperfeiçoamentos substanciais. Entretanto, no que tange à operação, o

seu uso ainda não atingiu um nível satisfatório para tomadas de decisão [1-07]. O não-entendimento das potencialidades das técnicas probabilísticas, a dificuldade de interpretação de seus resultados e a dificuldade de obtenção de dados estatísticos são os principais obstáculos para maior difusão destas técnicas no planejamento da operação [1-06].

Além disso, as análises de confiabilidade probabilísticas quase sempre se restringiram às investigações da malha principal de geração e de transmissão do SIN, sem considerarem falhas nos sistemas de distribuição. Pelas mesmas razões já apontadas para o planejamento da operação do SIN, os sistemas de distribuição pouco se valeram das técnicas probabilísticas para avaliação do desempenho desses sistemas.

1.2 Objetivos e Contribuições da Dissertação

De acordo com os problemas levantados na Seção 1.1, constata-se a existência de um grande potencial para utilização da análise de confiabilidade sob a ótica probabilística no planejamento da operação e expansão da transmissão e dos sistemas de transmissão conhecidos como DITs.

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise do desempenho do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná, composto pela geração, transmissão e distribuição, no horizonte de estudo de 2007 a 2009. O sistema de distribuição do Paraná, nos níveis de tensão de 69 e 138 kV, foi classificado como DITs pelo fato de ser ele propriedade da Copel Transmissão.

Esta análise de confiabilidade de desempenho é realizada através de índices de confiabilidade obtidos pelo processamento dos casos bases disponibilizados pelo ONS [1-08] referente aos casos do PAR, ciclo 2007 e 2009, em que também são representados os sistemas de 69 e 138 kV que atende o Estado do Paraná.

Utilizou-se como ferramenta o Programa NH2, desenvolvido através de uma parceria entre o CEPEL, SGC/GCPS, empresas do setor elétrico e universidades. A análise de confiabilidade de redes de 69 e 138 kV, que no Brasil normalmente pertencem às distribuidoras, é totalmente inédita da forma como foi abordada pelo presente estudo e pode servir de eventual referência às demais empresas do setor.

Além da diagnose do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná no horizonte 2007-2009, outro objetivo de vulto é a demonstração da utilização do fluxo de potência

probabilístico, que pode se tornar uma ferramenta muito útil para os diversos segmentos da cadeia do sistema elétrico, independente do horizonte de estudos.

Propõe-se, também, a discussão de um critério de nível de risco probabilístico a ser utilizado tanto pelo planejamento da operação como da expansão, em substituição aos critérios atuais N-1 e N-1-1, respectivamente. Tal substituição representaria uma importante quebra de paradigma, caso o critério proposto fosse adotado.

Finalmente, acredita-se que o presente estudo auxiliará na compreensão e na disseminação das potencialidades das técnicas probabilísticas e facilitará a interpretação dos resultados, permitindo uma alocação mais otimizada dos recursos financeiros.

1.3 Caracterização do Problema

Para sustentar como a análise de confiabilidade sob a ótica probabilística pode ser útil tanto ao planejamento da operação como da expansão de sistemas, tanto de sistemas de transmissão como DITs, ou ainda, de distribuição, e de como os critérios determinísticos atualmente empregados não respondem a certas questões, são apresentados dois exemplos, descritos a seguir.

Considere o sistema elétrico de atendimento à subestação B conforme ilustrado na Figura 1.01.

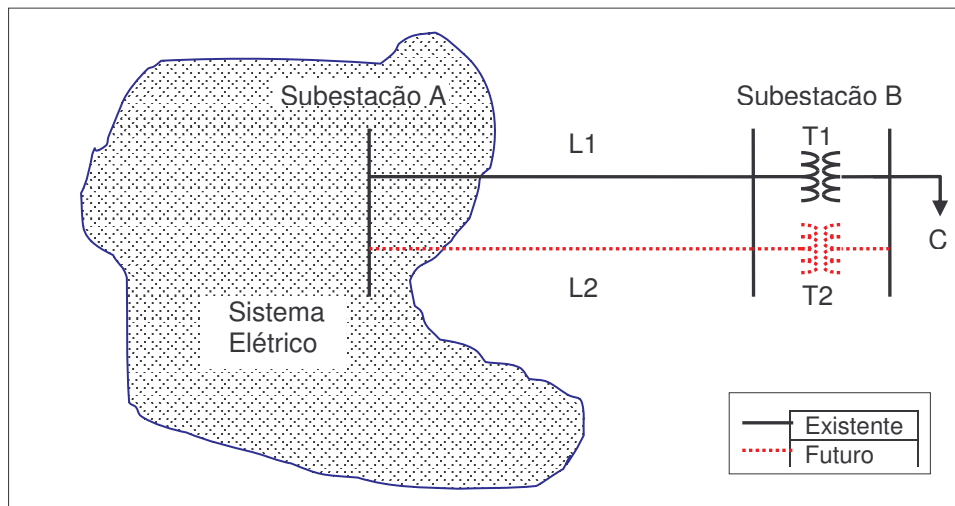


Figura 1.01 – Conexão da subestação B ao sistema elétrico através de elementos em série

Conforme a Figura 1.01, a subestação B, que atende a carga C através do transformador T1, é conectada à subestação A, através da linha de transmissão L1. De

acordo com o critério de planejamento da expansão N-1, para se evitar a interrupção da carga C são definidas a construção da linha de transmissão L2 e a instalação do transformador T2.

Uma das questões à qual o critério N-1 não responde refere-se a quando deverão ser implementadas as expansões previstas, ilustradas por L2 e T2 na Figura 1.01. Além disso, considere-se que não existam recursos suficientes para se instalar simultaneamente as ampliações previstas, L2 e T2. O critério N-1 também não é capaz de definir a prioridade dessas expansões, pois a contingência de cada elemento interrompe o atendimento à carga C.

Embora o exemplo ilustrado pela Figura 1.01 possa parecer muito simples, ele consiste no dilema que afeta quase todas as distribuidoras que decidem pela filosofia de expansão de seus sistemas radiais de tensão inferiores a 230 kV conectados ao sistema elétrico através de apenas uma única linha ou de uma única fonte.

Além do critério N-1 permitir a quantificação apenas de forma determinística, não existem medidas de referência para a comparação do nível de risco a ele associado.

Para o caso do planejamento da operação, considere-se o exemplo ilustrado pela Figura 1.02.

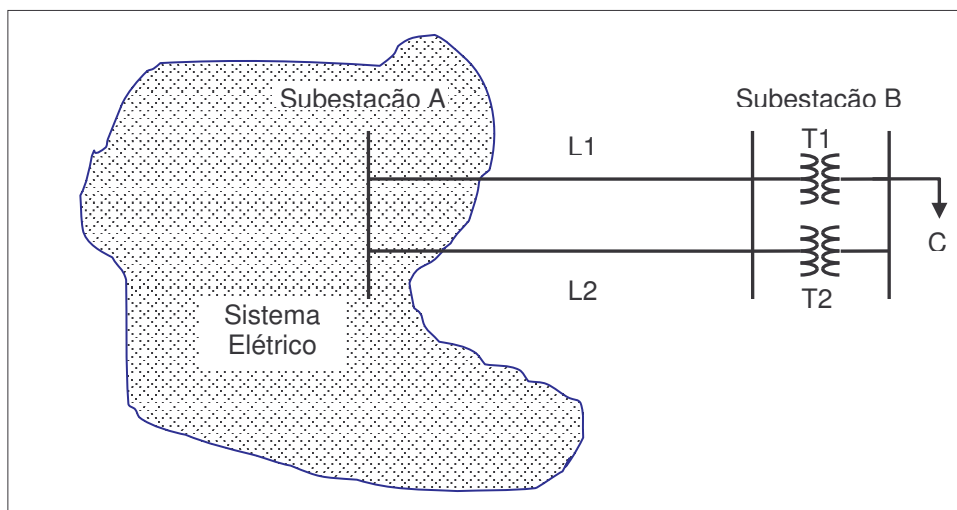


Figura 1.02 – Conexão da subestação B ao sistema elétrico através de elementos em paralelo

De acordo com a Figura 1.02, a subestação B, que atende a carga C através dos transformadores T1 e T2, é conectada à subestação A, através das linhas de transmissão L1 e L2. Caso fosse necessário o desligamento de uma das linhas ou de um dos

transformadores para manutenção — considerando que tanto a linha como o transformador remanescente têm capacidade de atender a carga C e considerando que não ocorra violação dos níveis de tensão devido ao desligamento — , de acordo com o critério N-1-1, a liberação para desligamento só seria possível para o menor nível da carga C, que normalmente ocorre aos domingos, feriados e durante as madrugadas.

Esses fatores aumentam as chances de ocorrências indesejáveis, principalmente quando os desligamentos ocorrem no período noturno. Além disso, constata-se aumento dos custos da manutenção, sobretudo devido ao encarecimento da contratação de mão-de-obra terceirizada.

Se para ambos os exemplos citados pelas Figuras 1.01 e 1.02 fossem utilizadas as técnicas de análise probabilística, poderiam ser associadas a cada questionamento análises de custo (de não-faturamento, interrupção, perdas e social) devido à probabilidade de interrupção da carga, o que facilitaria bastante a tomada de decisões.

1.4 Breve Histórico dos Estudos de Confiabilidade

O início do desenvolvimento da teoria da confiabilidade remonta à Segunda Guerra Mundial, onde a primeira avaliação formal de confiabilidade registrada refere-se ao fraco desempenho de mísseis alemães, que foram construídos com um grande número de componentes considerados altamente confiáveis. A conclusão de que a confiabilidade de um sistema é o produto da confiabilidade individual de cada um de seus componentes somente podia ser estabelecida através de experimentos. Atualmente, esta solução é muito bem conhecida, mas, na época, era uma revelação [1-09].

Depois da II Guerra, as primeiras aplicações de estudos de confiabilidade ocorreram nas áreas eletrônica, nuclear e espacial, em que uma alta confiabilidade era esperada devido ao crescimento da complexidade dos sistemas. A teoria de confiabilidade foi desenvolvida para se enquadrar nessas aplicações. Com o desenvolvimento dos métodos de confiabilidade, enorme quantidade de dados de falhas de componentes foi coletada, analisada, e publicada, sobretudo para dispositivos eletrônicos. Hoje em dia, os estudos de confiabilidade são desenvolvidos em quase todas as áreas da engenharia [1-09].

A aplicação de estudos de confiabilidade em sistemas elétricos de potência teve início no final da década de 1940 e restringia-se à quantificação da confiabilidade da reserva de geração. Embora a necessidade de estudos que utilizassem uma abordagem

probabilística já fosse reconhecida em diversos estudos da década de 1930, as primeiras contribuições significativas surgiram somente em 1947.

A metodologia matemática utilizada nesses trabalhos era simples e, em meados da década de 1960, alguns desses métodos tornaram-se procedimentos rotineiros em algumas empresas do setor elétrico nos Estados Unidos [1-09]. Ao mesmo tempo, eram desenvolvidas investigações nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica empregando técnicas analíticas mais complexas, como a modelagem do sistema de potência através de processos de Markov [Apêndice A1.5]. A primeira publicação nesse campo surgiu em 1964.

À medida que os modelos matemáticos foram se tornando mais completos e os recursos computacionais mais robustos, foi possível iniciar as análises de confiabilidade composta. Uma das grandes dificuldades era a solução do fluxo de potência com medidas corretivas. Segundo Melo [1-10], alguns métodos foram propostos para a solução desse problema, como, por exemplo, a limitação da análise a um conjunto mais reduzido de falhas no sistema e o emprego do método de simulação Monte Carlo seqüencial.

No Brasil, apesar de Calabrese [1-11] ter introduzido as noções de confiabilidade de geração em 1947, somente na década de 1980 iniciou-se um processo de aplicação dos modelos de forma mais ampla e generalizada [1-12]. Isto foi viabilizado através dos já extintos Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), ambos coordenados pela Eletrobrás. Até então, tais iniciativas eram localizadas em algumas empresas concessionárias.

Nesse sentido, pode-se dizer que as primeiras aplicações de modelos de confiabilidade deram-se na função de planejamento da expansão do sistema. Ainda no âmbito do GCPS, foi criado, em 1983, o Subgrupo de Confiabilidade - SGC, que era responsável por todos os estudos de confiabilidade necessários para a expansão dos sistemas transmissão e subtransmissão. No que se refere aos estudos específicos para fontes primárias e geração, o fórum era o Grupo de Trabalho do Planejamento da Geração - GTPG.

Na operação, tarefa semelhante cabia a três grupos do GCOI: SGRISE, SGCONF e GTAD. O primeiro, o Subgrupo de Critérios de Suprimento de Energia, respondia pela confiabilidade das fontes primárias, estabelecendo critérios probabilísticos para o planejamento da operação energética. O segundo, Subgrupo de Confiabilidade, por sua vez, era responsável pelos estudos de confiabilidade de geração para a operação energética; e o último, Grupo de Trabalho de Avaliação de Desempenho, incluía em suas responsabilidades

os estudos específicos e integrados para a transmissão e também desenvolvia investigações sobre índices de desempenho [1-12].

Os modelos relativos às fontes primárias tinham a função de estabelecer a disponibilidade de energia no sistema para um risco de déficit de energia de 5% em um horizonte específico empregando técnicas mistas de simulação e otimização. Alguns consideravam limitações no sistema de transmissão, mas pressupunham que todas as unidades geradoras como as interligações não estavam sujeitas a falhas. O principal produto eram os contratos de suprimento de energia entre as empresas concessionárias estabelecidos anualmente.

Os modelos de confiabilidade de geração utilizavam técnicas de simulação e métodos analíticos e sua função era produzir índices preditivos de confiabilidade, tais como probabilidade de perda de carga ou risco de déficit de potência, frequência da perda de carga, duração da perda de carga, expectativa de potência não-suprida para o horizonte de estudo. Todos consideravam a possibilidade da falta de combustível nas usinas hidroelétricas. O modelo CONFINT representava as limitações e as falhas nos grandes troncos de interligação. O modelo PACOS (Programa de Confiabilidade de Sistemas de Potência) [1-17], desenvolvido pela Companhia Energética de São Paulo – Cesp, permitia a análise de confiabilidade para sistemas de grande porte através da simulação Monte Carlo e suas características básicas compreendiam a possibilidade de modelagem unidades térmicas a múltiplos estados, manutenção preventiva em unidades geradoras, falhas de geração e transmissão, ciclos semanais da carga e sazonalidade anual e chaveamentos devido à atuação de esquemas de proteção. Todos os demais modelos eram do tipo “modelos barra única”, onde, além de não haver limitação da capacidade, o sistema de transmissão era considerado 100% confiável.

Para os estudos específicos da transmissão existiam modelos determinísticos e probabilísticos. O modelo BIGPOWERMOD constituía-se de um fluxo de potência determinístico, enquanto o TRANSDIR era uma ferramenta dos estudos clássicos de estabilidade, também determinística. O CGS era um modelo probabilístico de transmissão que considerava a geração isenta de falhas [1-10]. Um dos primeiros trabalhos a explorar a análise de confiabilidade de sistemas de distribuição no Brasil foi realizada por Lima, J. M., em 1994 [1-13].

O programa NH2 representa um grande avanço na metodologia de análise de confiabilidade, uma vez que modela as falhas dos sistemas de geração e transmissão. A ferramenta realiza análise de contingências com medidas corretivas que compreendem um

método de otimização utilizado para minimizar o corte de carga. Esse método aciona alguns controles do sistema, tais como redespacho de geradores, ajuste do perfil de tensão, ajuste de tapas de transformadores LTC, chaveamento de equipamentos desligados e, em último caso, corte de carga [1-14].

Após o início da reestruturação do setor elétrico, com a extinção dos grupos GCOI e GCPS, coube ao ONS a retomada dos trabalhos, com ênfase relacionada à análise de desempenho da rede básica, sob a ótica da confiabilidade probabilística [1-15].

Cabe destacar que em 1985 iniciou-se uma parceria entre o SGC/GCPS e Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, que durou até 1999, quando da extinção do grupo, para desenvolver uma ferramenta para cálculo de índices de desempenho dos componentes do sistema de geração e transmissão do SIN. Em 2005, o ONS retomou os contatos com a UFSC, o que resultou na publicação da referência [1-16], em julho de 2006. Os resultados lá obtidos foram utilizados neste trabalho. Recentemente, os trabalhos mais importante voltados à análise probabilística de sistemas de potência são divulgados internacionalmente no congresso bianual denominado “*Probabilistic Methods Applied to Power Systems*”. No Brasil, essa divulgação se passa no *SNPTEE*, *SEPOPE* e *CBA*.

Registra-se que a concepção do tema deste trabalho foi devida a uma dessas apresentações da análise de confiabilidade da rede básica no ciclo do PAR 2006-2008.

1.5 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho compreende basicamente oito capítulos, estruturados conforme descrito a seguir.

O Capítulo 1 é o presente Capítulo de Apresentação.

No Capítulo 2 são apresentadas noções básicas e preliminares a respeito da confiabilidade aplicada a sistemas de potência, em que se destacam: a estruturação dos estudos de confiabilidade, descrição e formulação dos principais índices de confiabilidade, e as principais metodologias empregadas referentes à reserva de capacidade de geração e compostos de geração e transmissão.

O Capítulo 3 descreve as etapas para se obter a análise da confiabilidade de geração do sistema que atende o Estado do Paraná, no horizonte 2007-2009, em diferentes níveis de carga desse sistema e diferentes níveis de intercâmbio entre os subsistemas Sul e

Sudeste, considerando falhas apenas em unidades geradoras de usinas situadas no Estado do Paraná.

O Capítulo 4 apresenta a diagnose da análise de confiabilidade do sistema de transmissão e composta de geração e transmissão que atende o Estado do Paraná, através de índices de confiabilidade que consideram falhas em equipamentos da transmissão e em unidades geradoras.

O Capítulo 5 apresenta a diagnose da análise de confiabilidade do sistema de distribuição e composta de geração, transmissão e distribuição, através de índices de confiabilidade que consideram falhas de equipamentos da distribuição e transmissão e de unidades geradoras.

O Capítulo 6 mostra um importante subproduto da análise de confiabilidade, que é o fluxo de potência probabilístico, através do qual é possível verificar o comportamento de uma determinada grandeza, como fluxo aparente em uma linha de transmissão, antes e depois das medidas corretivas, obtendo-se as curvas de densidade discreta de probabilidade e função de distribuição acumulada de probabilidade.

O Capítulo 7 apresenta um esboço de como pode ser formulado um critério de nível de risco probabilístico, propondo sua utilização tanto pelo planejamento da operação como da expansão, em substituição aos critérios determinísticos atuais, e que representa uma importante quebra de paradigma.

Finalmente, no Capítulo 8 são descritas as principais conclusões e contribuições deste trabalho e apresentadas propostas para futuros trabalhos de pesquisa.

Além dos Capítulos apresentados, durante a elaboração deste estudo foi identificada a necessidade de serem criados alguns Apêndices e Anexos.

Desta forma, o Apêndice A1 é uma complementação ao Capítulo 2 e serve de referência ao mesmo, pois trata de informações básicas e anteriores necessárias à compreensão do Capítulo citado. O Apêndice A2 foi gerado devido à necessidade de se verificar se o programa NH2 conseguiria identificar a questão do déficit de geração.

O Anexo A1 se refere a resultados obtidos dos processamentos dos Capítulos 4, 5 e 6. O Anexo 2 mostra o exemplo de uma simulação do programa NH2, com alguns comentários sobre a sua execução e mostra o relatório de saída desse processamento. O Anexo 3 se refere aos diagramas geoeletricos do Estado do Paraná para os diferentes tipos de tensão e do horizonte do estudo, 2007-2009.

1.6 Referências Bibliográficas

- [1-01] http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx
- [1-02] http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/relatorios_anteriores.aspx
- [1-03] Carta Ofício do Ministério de Minas e Energia 1583/2003/GM/MME ao ONS – *Pontos Críticos nas Demais Instalações de Transmissão* – Agosto, 2003
- [1-04] Resolução Normativa da ANEEL 67/04 - Critérios para Composição da Rede Básica
<http://www3.aneel.gov.br/netacgi/cobaia.exe?S1=Resolu%E7%E3o+&S2=&S3=&S4=067&S5=&l=20&SECT1=IM AGE&SECT4=e&SECT6=HITOFF&SECT3=PLURON&SECT2=THESON&SECT5=BIBL04&S6=legislacao&d=BIBL&p=1&u=http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm&r=3&f=G>
- [1-05] Resolução Normativa da ANEEL 68/04 - Reforços nas Demais Instalações de Transmissão
<http://www3.aneel.gov.br/netacgi/cobaia.exe?S1=Resolu%E7%E3o+&S2=&S3=&S4=068&S5=&l=20&SECT1=IM AGE&SECT4=e&SECT6=HITOFF&SECT3=PLURON&SECT2=THESON&SECT5=BIBL04&S6=legislacao&d=BIBL&p=1&u=http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm&r=3&f=G>
- [1-06] SCHILLING, M. Th.; MARTELOTTA SOARES, N. H.; LUZ, J. C. F – *Discernimento de Indicadores de Risco ELETROEVOLUÇÃO*, nº 13, pp. 30-88, Setembro – 1998
- [1-07] MARTELOTTA SOARES, N. H.; SCHILLING, M. Th.; MARANGON LIMA, J. W – *Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro* – Dissertação submetida à Universidade Federal de Itajubá, Maio – 2002
- [1-08] http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_regime_permanente.aspx
- [1-09] ENDRENYI, J. *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons – 1978
- [1-10] MELO, A. C. G. *Avaliação dos Índices de Frequência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Outubro, 1990.
- [1-11] CALABRESE, G., “*Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method*” AIEE Transactions, Vol. 66, pp. 1439-1450, 1947.
- [1-12] NASSER, I. C. *Confiabilidade de Sistemas Elétricos no Brasil: Soluções e Dificuldades*. Revista Energia V.2 N.2 pp 9-21, Julho, 1995.
- [1-13] LIMA, J. M.; *Copel Experience in the Application of a Composite Reliability Model to its Power System IV Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAFS* – Rio de Janeiro, Setembro, 1994.
- [1-14] CEPTEL. *Manual do Programa NH2*, Versão 7.3, Fevereiro, 2005.
- [1-15] ONS *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período de 2006-2008 – Volume 4 – Avaliação da Confiabilidade da Rede Básica*. Relatório Técnico ONS 2.1.071/2005 Agosto, 2005.
- [1-16] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.
- [1-17] RAMOS, D. S; ROBBA, E. J.; KAGAN, N; PRIETO, H. A *Flexible Computational Model for Bulk Power Systems Reliability Evaluation II PMAFS* – San Francisco – California – 1988.
- [1-18] RAMOS, D. S; MOROZOWSKI Fº, M.; SCHILLING, M. T. *Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos – Pontencialidades e Experiência de Aplicação VIII SNPTEE* – São Paulo – Maio, 1986.

CAPÍTULO 2 – CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Introdução

A confiabilidade do suprimento de um sistema elétrico é definida como a probabilidade de se atender os consumidores com serviço contínuo e de qualidade satisfatória, ou seja, a frequência e a tensão devem atender certas faixas de operação. A percepção do grau de confiabilidade de um sistema elétrico pelo consumidor varia de local para local. Em adição, as diferentes partes do sistema, como a geração, transmissão e a distribuição, experimentam níveis de confiabilidade distintos. Assim, é fácil de perceber que, para alcançar o grau desejado pelo consumidor, cada uma dessas partes deve fornecer um nível ainda mais elevado de confiabilidade [2-01].

A aplicação de estudos de confiabilidade em sistemas elétricos de potência iniciou-se no final da década de 1940 e eram restritos à quantificação da confiabilidade da reserva de geração. Essa categoria de estudo restrita a apenas uma parte do sistema elétrico é chamada de estudo específico e considera as demais partes, no caso a transmissão e a distribuição, com confiabilidade 100%. Embora a necessidade de estudos que utilizassem uma abordagem probabilística já fosse reconhecida em diversos estudos da década de 1930, as primeiras contribuições significativas surgiram somente em 1947. A metodologia matemática utilizada nesses trabalhos era simples e, em meados da década de 1960, alguns desses métodos tornaram-se procedimentos rotineiros em algumas empresas do setor elétrico nos Estados Unidos [2-01]. Ao mesmo tempo, desenvolviam-se investigações nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica, empregando técnicas analíticas mais complexas, como a modelagem do sistema de potência através de processos de Markov [Apêndice A1.5]. A primeira publicação nesse campo surgiu em 1964.

À medida que os modelos matemáticos foram se tornando mais completos e os recursos computacionais mais robustos foi possível implementar as metodologias para as análises de confiabilidade composta, em que são consideradas possibilidades de falhas simultâneas em duas ou mais partes do sistema. Essas análises, até os dias de hoje, referem-se, basicamente, às análises de geração e transmissão de grande porte, que não incorporam sistemas de distribuição, devido, sobretudo, à falta de uma base de dados estocásticos (probabilísticos) confiável e ao não-entendimento de que as técnicas probabilísticas e suas potencialidades podem ser aplicadas tanto a sistemas de transmissão quanto de distribuição.

O planejamento e a operação de sistemas de distribuição, sobretudo aqueles que operam malha, influenciam diretamente no desempenho das demais partes do sistema elétrico, daí a necessidade de serem considerados no planejamento da expansão e da operação da rede básica. Por essa razão, o objetivo principal desse trabalho é estender a análise de confiabilidade composta de geração e transmissão aos sistemas de distribuição, especificamente o sistema elétrico que atende o Estado do Paraná, permitindo a avaliação de sua influência sobre as demais partes desse sistema e vice-versa.

Antes, porém, são necessárias algumas noções importantes a respeito da confiabilidade aplicada a sistemas de potência, do qual se encarrega este capítulo, que apresenta:

- a estruturação dos estudos de confiabilidade aplicados a sistemas elétricos, em que são conceituados os tipos de estudos e os níveis hierárquicos de confiabilidade composta;
- a descrição e formulação dos principais índices de confiabilidade;
- a utilização dos estudos de confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos;
- os modelos dos componentes elétricos envolvidos;
- as principais metodologias empregadas referentes à reserva de capacidade de geração e compostos de geração e transmissão;
- a formulação dos dois principais métodos de seleção de *estados*¹.
- uma breve descrição sobre a metodologia de estudos de confiabilidade e do programa utilizado para a realização deste trabalho.

Ressalta-se ao leitor que este Capítulo está fortemente baseado na referência [2.01]. Assim, caso não seja informada uma outra referência, subentende-se que foi utilizada a referência mencionada.

¹ Estado de um sistema é a condição particular em que cada componente está em um determinado momento de operação do sistema (em operação, falha, manutenção, ou outro estado relevante qualquer). Se o estado de qualquer componente muda, o sistema inteiro se encontra em um novo estado [2-01].

2.2 Estrutura dos Estudos de Confiabilidade

Existem dois grupos de estudos de confiabilidade principais: os específicos e os integrados. Nos estudos específicos, avalia-se a confiabilidade de cada parte do sistema separadamente, considerando que as demais não estão sujeitas a falhas (Figura 2.01.a).

O bloco “Fontes Primárias” da Figura 2.01.a representa o sistema de geração sem considerar falhas em unidades geradoras. Neste caso, o interesse está voltado para problemas com o combustível (falta de água nos reservatórios, problemas no suprimento do carvão, do gás, etc.), uma preocupação notadamente da área de planejamento energético. Questões relativas ao suprimento de potência, que depende da disponibilidade da unidade geradora, já são consideradas no bloco “Geração” [2-05]. As interligações também são classificadas neste bloco, uma vez que a adequação da capacidade de geração em sistemas elétricos é aumentada através da interconexão de sistemas [2-02].

O bloco “Transmissão” normalmente está associado à transmissão de grande porte. No Brasil, são geralmente sistemas em nível de tensão igual ou superior² a 230 kV. Falhas nesses sistemas podem afetar um grande número de consumidores. Entretanto, as fronteiras desses estudos podem ser estendidas a sistemas de níveis de tensão inferiores³, 69 e 138 kV, por exemplo, uma vez que não existe uma variedade muito grande de tipos de equipamentos envolvidos e os atributos de interesse, como a continuidade de suprimento e a adequação relativa a violações de carregamento e nível de tensão, são semelhantes. Esses estudos exigem solução de fluxo de potência com adoção de medidas corretivas. Desta forma, independente do nível da tensão, a abordagem do problema é a mesma [2-02].

² A classificação de sistemas de grande porte de transmissão através de níveis de tensão pode variar de um sistema elétrico para outro e depende das características de cada sistema. Ainda existem no Brasil, por exemplo, importantes áreas atendidas por redes de 138 kV, como o estado do MS e a região da grande Florianópolis, em SC, embora já existam expansões previstas em 230 e 500 kV para essas áreas.

³ O interesse aqui não está relacionado à propriedade dos ativos de transmissão ou de distribuição. No Brasil, equipamentos com níveis de tensão inferiores a 230 kV normalmente pertencem às empresas distribuidoras. O interesse aqui é na função “transmissão”.

Por sua vez, o interesse do bloco “Distribuição” está voltado para a análise de sistemas fisicamente conectados à carga, e os efeitos de falhas nesses sistemas são mais localizados e as conseqüências afetam um número menor de consumidores, mas não são menos importantes. Normalmente, tratam-se de sistemas radiais, que requerem técnicas de avaliação específicas. O bloco “Subestações” se refere à análise dos arranjos das subestações. As técnicas de abordagem empregadas nesse bloco são semelhantes às técnicas empregadas na distribuição. A diferença reside no aumento da complexidade, uma vez que os efeitos dos chaveamentos de equipamentos, como disjuntores e seccionadoras, são muito mais significativos.

No caso de estudos integrados, procura-se incluir o efeito de cada parte do sistema elétrico sobre as demais, criando-se o conceito de “níveis hierárquicos”, mostrados na Figura 2.01(b). Assim, tudo começa no NH0, onde o combustível é o ponto central. No NH2, por exemplo, os modelos devem representar a “falha” no suprimento do combustível, nas unidades geradoras e no sistema de transmissão [2-05, 2-06, 2-07].

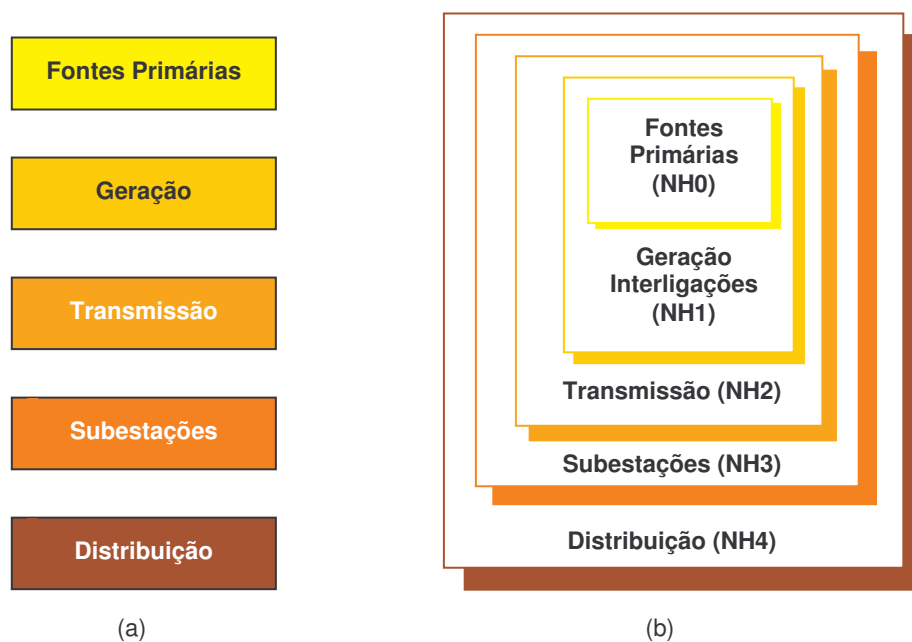


Figura 2.01 – Tipos de estudos de confiabilidade: a) específicos; b) integrados ou compostos

Os estudos de confiabilidade de sistemas elétricos, específicos ou integrados, concentram-se normalmente na geração e transmissão de grande porte, desconsiderando normalmente a confiabilidade de componentes das subestações e dos sistemas de subtransmissão e distribuição. O presente estudo tem por objetivo preencher uma dessas lacunas, que é a de incorporar na análise de confiabilidade composta (integrada) os

sistemas de subtransmissão e distribuição, até o nível de tensão de 69 kV, do Estado do Paraná.

As dificuldades em se considerar a subtransmissão e distribuição nos estudos de confiabilidade devem-se, sobretudo, à indisponibilidade de dados estocásticos confiáveis e ao não-entendimento das técnicas probabilísticas e suas potencialidades. As limitações referentes a modelos e equipamentos podem ser consideradas como superadas. Além disso, não existe uma grande variedade de tipos de componentes envolvidos entre sistemas elétricos de grande porte e sistemas de distribuição. Acrescenta-se que os critérios de falha dos sistemas são definidos em termos de diversos fatores comuns, incluindo sobrecargas em linhas de transmissão e níveis de tensão indesejáveis nas barras.

2.3 Índices de Confiabilidade

A mensuração da análise de confiabilidade de sistemas elétricos ocorre através de índices, que permitem realizar a diagnose do sistema sob estudo e testar as metodologias propostas. Os índices de confiabilidade possuem três atributos fundamentais [2-13]:

- frequência de eventos;
- duração de eventos; e
- severidade de eventos.

As probabilidades dos eventos podem ser derivadas de suas frequências e durações. Porém, de maneira geral, é mais fácil implementar as probabilidades e frequências, a partir das quais as durações podem ser derivadas.

Os índices podem ser classificados ainda em dois tipos, de acordo com a maneira pela qual se mede a severidade dos eventos:

- índices de problemas no sistema: calculados antes da atuação de medidas corretivas; e
- índices de corte de carga: calculados após a atuação de medidas corretivas.

Na definição dos índices que se seguem, será usada a seguinte notação:

Tabela 2.01 – Notação utilizada na formulação dos índices de confiabilidade [2-13]

Notação	Descrição
i	Um evento qualquer no sistema, caracterizado por um nível de carga, despacho dos geradores e topologia da rede
p_i	Probabilidade do evento i
f_i	Freqüência do evento i [ano^{-1}]
λ_i	Taxa de falha do evento i [ano^{-1}]
d_i	Duração média do evento i [h]
c_i	Corte de carga do evento i [MW]
β	Conjunto de eventos que provocam problemas no sistema
Δ	Conjunto de eventos que provocam corte de carga no sistema
f_{int}	Somatório das freqüências internas a um conjunto de estados
PS	Ponta de carga do sistema [MW]

Os principais índices de problemas no sistema são mostrados na Tabela 2.02 a seguir [2-13]:

Tabela 2.02 - Índices de problema no sistema [2-13]

Índice	Formulação
Probabilidade	$P = \sum_{i \in \beta} p_i \quad [p.u.] \quad (2.01)$
Freqüência	$F = \sum_{i \in \beta} f_i - f_i n t \quad [\text{ano}^{-1}] \quad (2.02)$
Duração Média	$DM = \frac{P}{F} . 8760 \quad [h] \quad (2.03)$

A principal característica dos índices de corte de carga é que a severidade de qualquer evento, independente dos problemas que causam no sistema, é expressa em termos de corte de carga. Os principais índices de adequação utilizados em estudos de confiabilidade aplicados a sistemas elétricos são apresentados na Tabela 2.3 a seguir:

Tabela 2.03 - Índices de confiabilidade de corte de carga [2-13].

Índice	Descrição	Formulação	Unidade
PPC	Probabilidade de Perda de Carga: reflete o percentual médio do tempo em que há corte de carga. É também conhecida como LOLP (<i>Loss of Load Probability</i>)	$PPC = \sum_{i \in \Delta} p_i$ (2.04)	p.u
EPC	Expectância de Perda de Carga: é obtida pelo produto da PPC por 8760 e indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga. É também conhecida como LOLE (<i>Loss of Load Expectation</i>).	$EPC = PPC \cdot 8760$ (2.05)	Horas/ ano
FPC	Freqüência Média de Perda de Carga: quantifica o número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um comportamento adequado (sem corte de carga) para um estado inadequado (com corte de carga). É também conhecida como LOLF (<i>Loss of Load Frequency</i>).	$FPC = \sum_{i \in \Delta} f_i - f_i \cdot nt$ (2.06)	Oc./ ano
DPC	Duração Média de Perda de Carga: reflete a duração média do corte de carga no ano. É obtida pela divisão da EPC pela freqüência FPC. É também conhecida como LOLD (<i>Loss of Load Duration</i>).	$DPC = \frac{EPC}{FPC}$ (2.07)	horas
EPNS	Expectância da Potência Não-Suprida: reflete o valor médio da potência ativa interrompida no ano.	$EPNS = \sum_{i \in \Delta} p_i \cdot c_i$ (2.08)	MW/ ano
EENS	Expectância da Energia Não-Suprida: reflete a energia média anual interrompida. É estimada a partir do valor da expectância da potência ativa não-suprida no período (EPNS)	$EENS = \sum_{i \in \Delta} f_i p_i \cdot c_i$ (2.09)	MWh/ ano
SEV	Severidade: esse índice, associado a uma dada perturbação qualquer, exprime um tempo fictício de um distúrbio imaginário, que seria necessário para acumular uma energia não-suprida exatamente equivalente àquela associada à perturbação, se a carga afetada fosse idêntica à ponta de carga do próprio sistema. A severidade é expressa em sistema-minuto ou simplesmente minuto.	$SEV = \frac{EENS}{PS} \cdot 60$ (2.10)	sistema- minuto ou minuto

O índice de severidade é um dos mais importantes indicadores de risco probabilístico. É calculado através da divisão de um valor estimado de energia interrompida (MWh) por uma base de potência (MW), geralmente a ponta de carga do sistema, área, região, barra, etc. O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. Pelo fato de ser um indicador normalizado, permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua importância. É também um indicador bastante flexível, pois pode ser avaliado para diferentes agregações espaciais e temporais. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação de eventos de forma semelhante ao empregado no tratamento de terremotos, onde a escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. A Tabela 2.04 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidades.

Tabela 2.04 - Classificação do desempenho por severidade [2-17]

Classificação	Severidade "S" (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
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/consumidores
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito Grave	Grande impacto para muitos agentes/consumidores

2.4 Estudos de Confiabilidade no Planejamento de Sistemas Elétricos

Uma das funções básicas do planejamento de sistemas elétricos é determinar a capacidade de geração para atender a carga. A preocupação é determinar se existe capacidade de geração suficiente para gerar a quantidade de energia requerida pela carga. Um segundo elemento, igualmente importante no processo de planejamento, é desenvolver um sistema de transmissão adequado para transportar a energia gerada para os pontos de carga. O sistema de transmissão deve ser cuidadosamente planejado para permitir o escoamento da geração até a entrega aos sistemas de subtransmissão ou distribuição [2-02].

As primeiras abordagens para se determinar a confiabilidade de sistemas de grande porte não eram probabilísticas, uma vez que apenas uma lista de prioridade das contingências mais severas de elementos do sistema era levantada. Essas contingências poderiam ser simples ou múltiplas e o sistema tinha que ser planejado com redundância suficiente para evitar a ocorrência da falha do sistema durante qualquer uma dessas contingências. À medida que os sistemas foram se tornando mais complexos tornou-se cada vez mais difícil a aplicação de tal abordagem, uma vez que não era possível garantir que todas as contingências ou combinações de contingências estivessem avaliadas.

Assim, a superioridade da abordagem probabilística gradualmente tornou-se mais evidente, uma vez que a probabilidade da falha do sistema é calculada e mantida, através

de planejamento adequado, em um nível de confiabilidade que atenda os critérios pré-definidos [2-01].

A análise de confiabilidade probabilística permite diversas alternativas de análise, de acordo com a necessidade e característica do sistema em estudo. Por exemplo, considere o sistema elétrico ilustrativo representado na Figura 2.02, composto de dois circuitos em paralelo responsáveis por interligar a carga L à central geradora [2-04].



Figura 2.02 – Diagrama de um sistema elétrico

Considerando-se que o sucesso deste sistema equivale ao atendimento da carga L em sua totalidade e que isto somente pode ser alcançado se ambos os circuitos estiverem operando, a confiabilidade deste sistema deverá ser avaliada por um sistema série de dois elementos [Apêndice A1.7.2, equação (A1.27)]. Outra hipótese seria considerar que a falha do sistema é caracterizada pela interrupção total da carga L , o que deverá ocorrer se ambos os circuitos tornarem-se indisponíveis. Neste caso, a confiabilidade do sistema deverá ser avaliada por um sistema paralelo de dois elementos [Apêndice A1.7.2, equação (A1.29)]. Assim, a análise de confiabilidade probabilística é uma ferramenta muito importante no planejamento de sistemas elétricos porque, ao considerar a natureza estocástica dos componentes envolvidos, estará otimizando ainda mais alocação de recursos na expansão desses sistemas e representa um avanço em relação às análises determinísticas tradicionais.

2.4.1 Avaliação de Desempenho de Equipamentos de Geração e Transmissão

As avaliações de confiabilidade dos componentes do sistema elétrico são representadas por modelos markovianos [Apêndice A1.5] de dois ou mais estados. Assim sendo, o sucesso destas avaliações depende em grande parte dos modelos adotados e dos dados associados a cada modelo, como a definição dos estados operativos de interesse e as taxas de transição entre estes estados.

Um equipamento pode ser encontrado em diversos estados operativos durante a sua operação. Uma linha de transmissão, por exemplo, pode apresentar, ao longo de um período de observação, qualquer um dos três estados operativos: operação, indisponibilidade programada e indisponibilidade forçada. No exemplo ilustrado na Figura

2.03, o equipamento foi submetido a uma indisponibilidade programada e a três períodos de indisponibilidade forçada, permanecendo em operação no restante do período.

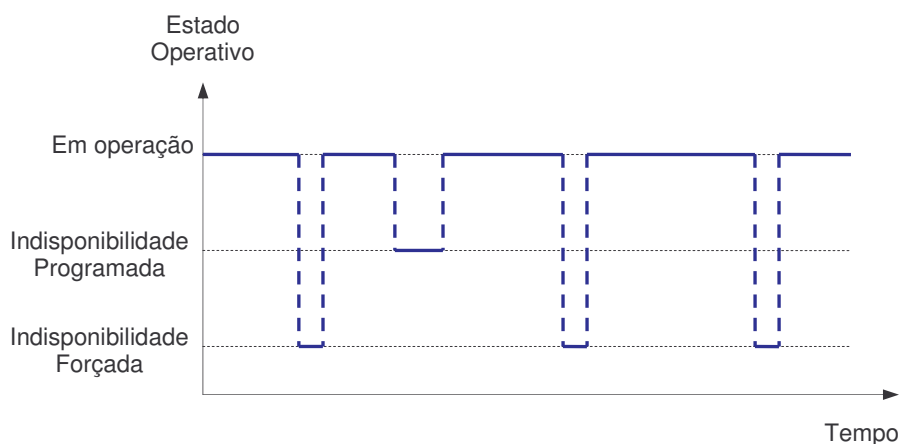


Figura 2.03 – Exemplo de histórico operativo de uma linha de transmissão [2-07]

Regras e procedimentos claros e precisos devem ser definidos e seguidos quando da coleta de dados e do cálculo dos indicadores de desempenho e dos parâmetros do modelo de representação do equipamento, de forma a transformar as informações do histórico operativo de um equipamento em um modelo matemático de interesse.

Um ponto importante consiste em verificar se as informações coletadas referem-se ao desempenho de equipamentos ou de funções sistêmicas. Confrontando-se estes conceitos teríamos, por exemplo, o equipamento transformador e a função transformação, que poderia incluir outros equipamentos, além do transformador propriamente dito, como disjuntores, chaves, equipamentos de refrigeração ou outros equipamentos que, de alguma forma, possam alterar ou impedir o desempenho da função transformação. Assim, também teríamos o equipamento linha de transmissão e a função transmissão, o equipamento máquina de geração e a função geração. No Brasil, tradicionalmente, as estatísticas de desempenho tratam de funções, enquanto que outros países consideram o desempenho de equipamentos. Por esta razão, a adoção de dados e informações associadas a equipamento de outros sistemas, especialmente de outros países, deve ser criteriosamente avaliada de modo a haver completa compatibilização entre os modelos matemáticos e os dados utilizados [2-04].

A definição dos diversos estados representa outro aspecto de extrema importância, por nortear a correta coleta de dados, especialmente quanto das definições associadas a desligamentos programados e não programados (forçados) e a contabilização da duração dos mesmos e, portanto, nos modelos matemáticos que podem ser associados ao equipamento. Com base no conjunto de estados operativos, é possível definir vários tipos de

modelos matemáticos de acordo com as necessidades de representação para o estudo de interesse. Contudo, é possível também definir modelos "reduzidos", agrupando-se alguns desses estados, sendo o menor destes um modelo de dois estados (operativo e falho).

2.4.2 Confiabilidade de Sistemas de Geração

Nas avaliações de confiabilidade de sistemas de geração, a rede de transmissão é considerada plenamente confiável e de capacidade infinita, capaz, portanto, de transferir toda e qualquer energia das usinas aos consumidores e usuários do sistema, sem considerar as perdas ou violações operativas de qualquer natureza. Assim, considera-se que o sistema opera adequadamente se há geração instalada ou disponível suficiente para atendimento à demanda [2-02]. Essas avaliações tratam da capacidade de geração instalada necessária para garantir níveis de risco inferiores a um limite máximo pré-definido, permitindo assim planejar a instalação e o comissionamento de novas unidades geradoras, de modo a atender o crescimento da carga no horizonte de estudo.

A confiabilidade da capacidade de reserva de geração, definida como a diferença entre a capacidade disponível e a carga, é avaliada combinando-se um modelo discreto de geração, que representa o sistema composto dos diversos níveis de capacidade de geração disponíveis e suas probabilidades de ocorrência, com um modelo discreto de carga, obtendo-se, assim, um modelo de risco, a partir do qual são determinados os índices de confiabilidade do sistema, conforme indicado no esquema da Figura 2.04.

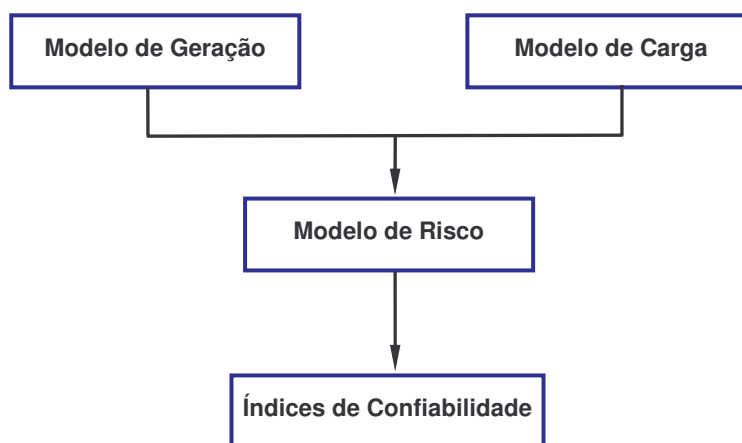


Figura 2.04 – Modelo de avaliação da confiabilidade da geração

O modelo do sistema de geração é obtido utilizando-se uma técnica recursiva, na qual as unidades geradoras são seqüencialmente combinadas até que todas tenham sido

incluídas no resultado do modelo final. A carga é representada por diagramas de transição, sendo o modelo de carga obtido de forma similar ao modelo de geração, conforme descrito a seguir. O modelo de risco pode, então, ser obtido combinando-se os modelos de geração e carga, o que permitirá a quantificação dos índices de confiabilidade.

Quando são combinados geradores representados por modelos markovianos de dois ou mais estados, obtém-se um diagrama de *espaço de estados*⁴ que descreve todos os possíveis estados de capacidade do sistema, bem como as taxas de transição entre eles, conforme exemplificado na Figura 2.05.a. Da mesma forma, ocorre com o modelo de carga, ilustrado na Figura 2.05.b:

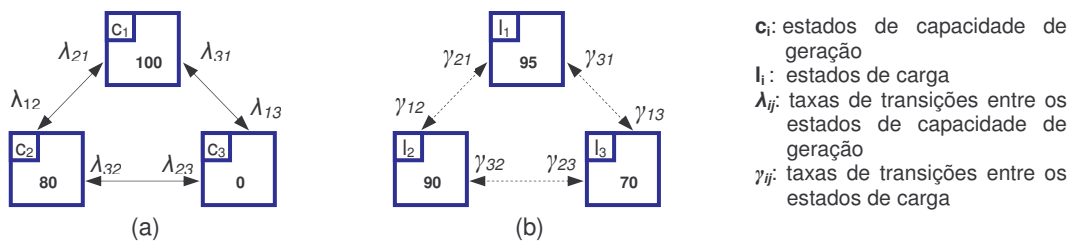


Figura 2.05 – Modelos de estados de: a) capacidade de geração; b) carga [2-10].

Para os diagramas apresentados pelas Figuras 2.05.a e 2.05.b c_1 , c_2 e c_3 representam os estados de capacidade de geração do sistema; λ_{ij} são as transições entre esses estados; l_1 , l_2 e l_3 representam os estados de carga; γ_{ij} são as transições entre estados de carga; o traço contínuo se refere à transição dos estados de capacidade e o traço tracejado, às transições de estado do modelo de carga. O modelo de reserva resultante possui nove estados e é mostrado na Figura 2.06.

⁴ Espaço de estados de um sistema é o conjunto de todos os estados possíveis de um sistema [2-01].

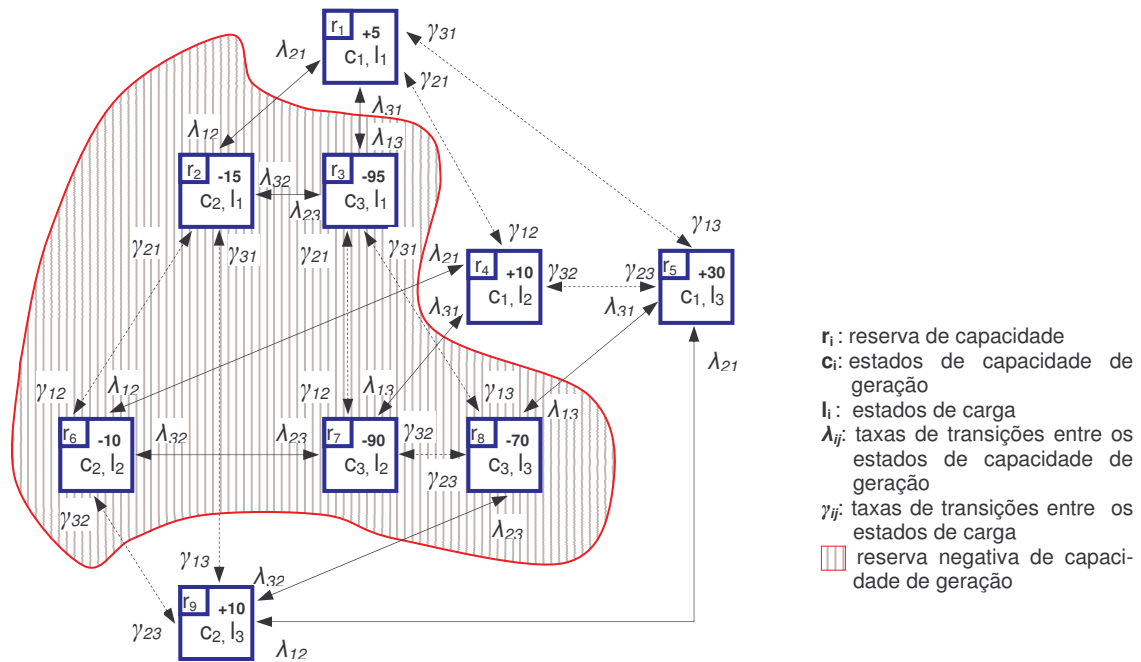


Figura 2.06 – Espaço de estados do modelo de reserva de capacidade [2-10]

Uma questão que surge é como esses estados representados na Figura 2.06 anterior transitam entre si. Assume-se que os estados de capacidade de geração e de carga são independentes entre si e também que a probabilidade de ocorrência de dois ou mais eventos num mesmo incremento de tempo é desprezível, isto é, as transições entre os estados acontecem instantaneamente. Esta segunda hipótese faz com que a transição de um estado de reserva para outro só aconteça por uma mudança de carga ou por uma mudança da capacidade, mas nunca de ambas simultaneamente [2-10].

Para a obtenção dos índices de confiabilidade é necessário identificar a fronteira que separa os estados de reserva negativa⁵ daqueles de reserva positiva, ou seja, e acumular as informações de probabilidade e frequência dos estados de reserva negativa. Para o exemplo dado, estes estados são r_2 , r_3 , r_6 , r_7 e r_8 . Considerando um sistema de geração real com um grande número de estados de capacidade e de carga, esta tarefa é um tanto complicada. Existem diversos métodos para o cálculo dos índices de confiabilidade e cada um tem suas vantagens e deficiências, mas não serão discutidos neste documento.

⁵ Estados de reserva de capacidade negativa são aqueles em que a geração não é suficiente para atender a carga e os estados de reserva de capacidade positiva são aqueles em que a geração é superior à carga.

As referências 2-25 a 2-29 descrevem detalhadamente esses métodos.

2.4.3 Conceitos Básicos de Avaliação de Confiabilidade Composta

Um modelo de sistema de potência é composto por m elementos ou componentes. Cada componente pode ser caracterizado por um conjunto de estados possíveis. Por exemplo, a capacidade g de um gerador poderia residir em dois estados: a) $g=0$ se o equipamento não estivesse operando e b) $g=C$ (capacidade nominal) se o equipamento estivesse operando. Os níveis de carga, por sua vez, são usualmente representados por um conjunto discreto de valores [2-08].

Seja o *estado* de um sistema de potência representado por um vetor $x = (x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_m)$, onde x_k corresponde ao estado da k -ésima componente. O conjunto de todos os estados possíveis x será denotado por X , o *espaço de estados*.

Associado a cada estado da k -ésima componente existe uma probabilidade de ocorrência, $P(x_k)$. As transições entre os estados dos componentes são usualmente representadas através de modelos de Markov [2-01,2-02]. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade do vetor de estado de x , $P(x)$ e as taxas de transição entre os estados. Por exemplo, se as falhas dos componentes são estatisticamente independentes, $P(x)$ é o produto das probabilidades associadas ao estado de cada componente [Apêndice A1.7.2, equação (A1.27)]

$$P(x) = \prod_{k=1}^m P(x_k) \quad (2.11)$$

A *adequação*⁶ de cada estado x é avaliada através de *funções teste*, genericamente denotada por $F(x)$. O objetivo do teste é verificar se esta configuração específica de geradores e circuitos é capaz de suprir adequadamente uma determinada carga. Como o estado do sistema é representado por um vetor aleatório, o teste resultante também será uma variável aleatória.

⁶ Adequação é um tipo de análise clássica de confiabilidade realizada estritamente sob o ponto de vista de regime permanente. É usual empregar um conjunto de medidas corretivas visando a eliminação das violações. A adequação pode ser tratada sob o enfoque determinístico ou probabilístico [2-17].

O valor esperado do resultado do teste, $E(F)$, é dado por [2-09]:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.12)$$

Todos os índices básicos de confiabilidade podem ser representados através da expressão (2.12), bastando definir convenientemente a função de teste $F(x)$. Por exemplo, a probabilidade de perda de carga, PPC, do sistema corresponde ao valor esperado da seguinte função binária, denominada *função indicadora* [2-08]:

$$F(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso} \\ 1, & \text{se } x \text{ é um estado de falha, isto é, se existe corte de carga} \\ & \text{associado a } x \end{cases} \quad (2.13)$$

Se $F(x)$ é o valor esperado do corte de carga associado ao estado x , $E(F)$ é igual à expectativa de potência não suprida, EPNS.

Para se determinar a freqüência de falha é necessário, inicialmente, identificar a *fronteira* que separa os estados de sucesso e falha do sistema e, em seguida, computar a freqüência com que os estados de falha (ou de sucesso) *cruzam* essa fronteira. A contribuição de cada estado para a freqüência de falha é dada pelo produto entre a probabilidade deste estado e, sua taxa de transição, através da fronteira.

Deste modo, a freqüência de falha do sistema pode ser computada através do valor esperado da seguinte função teste [2-08, 2-11, 2-12]:

$$F(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso} \\ \text{Somatório das taxas de transição de cada componente } x_k \\ & \text{através da fronteira, se } x \text{ é um estado de falha, e.g., se} \\ & \text{existe corte de carga associado a } x \end{cases} \quad (2.14)$$

Esses conceitos podem ser ilustrados através de um exemplo simples. Considere um sistema constituído de três estados, conforme Figura 2.07, onde as taxas de transição estão representadas por λ . Suponha ainda que A e B estão em estado de falha, com a probabilidade de 0,2 e 0,3, e cortes de carga resultantes iguais a 5 MW e 3 MW, respectivamente, e que C é um estado de sucesso. Os índices de confiabilidade podem ser obtidos através de [2-08]:

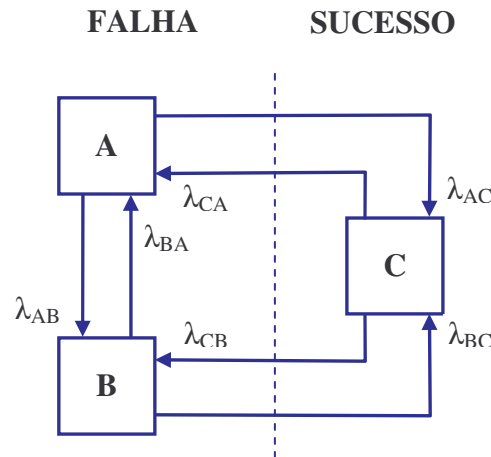


Figura 2.07 – Modelo de Markov para um sistema a três estados

$$PPC (LOLP) = P(A).1 + P(B).1 + P(C).0 = 0,2 + 0,3 = 0,5 \quad (2.15)$$

$$FPC (LOLF) = P(A).\lambda_{AC} + P(B).\lambda_{BC} + P(C).0 = 0,2.\lambda_{AC} + 0,3.\lambda_{BC} \quad (2.16)$$

$$EPNS = P(A).5 + P(B).3 + P(C).0 = 1,0 + 0,9 = 1,9 \text{ MW} \quad (2.17)$$

$$DPC (LOLD) = \frac{PPC}{FPC} = \frac{0,5}{0,2\lambda_{AC} + 0,3\lambda_{BC}} \quad (2.18)$$

Observe-se que na formação do índice FPC as transições consideradas são λ_{AC} e λ_{BC} e não λ_{CA} e λ_{CB} , pois, de acordo com a definição, as taxas consideradas são aquelas que cruzam a fronteira da reserva de capacidade negativa para a positiva do estado de falha.

2.4.4 Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão

Os métodos analíticos empregados na análise de confiabilidade da capacidade de geração não podem ser utilizados para a avaliação de confiabilidade composta devido ao grande número de combinações de estado das variáveis envolvidas (e.g, geração, transmissão, carga, hidrologia) e da maior complexidade da análise de desempenho de cada estado. A classificação de um dado estado de falha ou sucesso usualmente requer análise de fluxo de potência e representação de medidas corretivas, ao invés de simples comparações utilizadas na confiabilidade da geração [2-10].

No sistema elétrico representado pela Figura 2.08, a conexão entre a geração e a carga L pode não ser uma simples análise do tipo série-paralelo. O desenvolvimento do modelo da transmissão pode ser relativamente complexo, mas, uma vez obtido, pode ser

combinado com o modelo de geração, permitindo uma análise do modelo composto geração e transmissão.

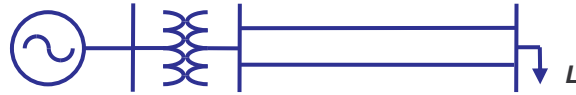


Figura 2.08 – Sistema elétrico radial de geração e transmissão

O desenvolvimento progressivo de um modelo equivalente é relativamente claro para uma configuração radial como o da Figura 2.08. Essa abordagem, entretanto, não pode ser utilizada para configurações de redes de transmissão em malha, que incluem geração e carga distribuídas, e requer um modelo mais completo [2-02] como o representado esquematicamente pelo diagrama da Figura 2.09.

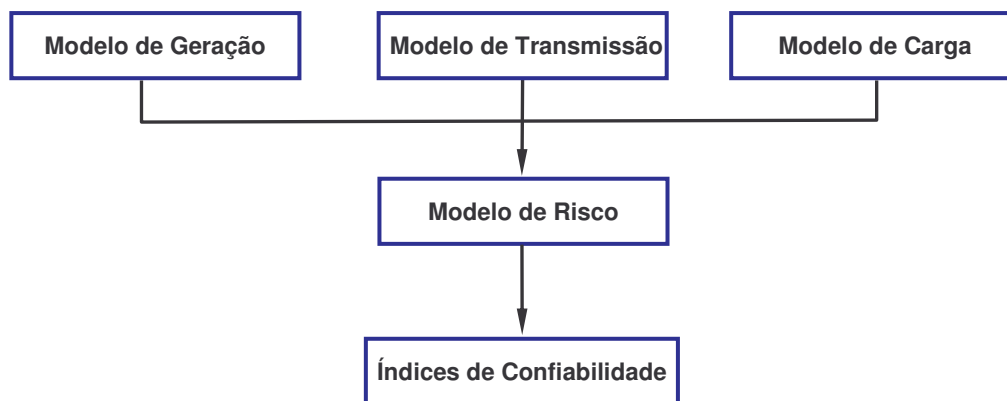


Figura 2.09 – Modelo de avaliação da confiabilidade composta geração e transmissão

Ainda que conceitualmente seja possível entender que o modelo de risco da Figura 2.09 procura identificar as fronteiras de reservas de geração e transmissão negativas para o cálculo dos índices de confiabilidade, essa abordagem é totalmente diferente daquela apresentada pela Figura 2.06, quando se consideram apenas os modelos de geração e carga. Essa diferença reside basicamente no fato de que, em qualquer mudança de estado, seja de carga, geração ou transmissão, é necessário o processamento de um fluxo de potência ótimo que minimize os possíveis cortes de carga associado às mudanças de estado. O modelo representativo de um sistema composto deve ser capaz também de respeitar as restrições do sistema elétrico, mantendo dentro dos limites adequados os níveis de tensão das barras, carregamentos das linhas de transmissão e demais restrições de estabilidade em regime permanente (limites de geração de potência ativa e reativa, tapes de

transformadores, chaveamento de elementos de compensação reativa, etc.), permitindo identificar os estados em que a reserva de geração e/ou transmissão é negativa e, conseqüentemente, calcular os índices de confiabilidade.

Alguns métodos foram propostos para a solução deste problema, destacando-se os métodos de enumeração de estados e simulação Monte Carlo, descritos a seguir.

No item anterior 2.4.3 foi mostrado que os índices de confiabilidade correspondem ao valor esperado de funções $F(x)$ sobre um espaço de estados X . Lembrando:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x).P(x) \quad (2.19)$$

Teoricamente, o cálculo de $E(F)$ poderia ser feito da seguinte maneira: a) selecionar ou *enumerar* cada estado de x no espaço de estados X ; b) computar $F(x)$ e c) acumular o produto $F(x).P(x)$. Entretanto, o número de estados cresce exponencialmente com o vetor de estados x , fazendo com que, mesmo em sistemas de porte médio, a enumeração explícita de todo espaço de estados seja impraticável. Assim, os métodos de enumeração se fundamentam na análise de um subconjunto de estados, representados por listas de estados do sistema, previamente selecionadas com algum critério. Esta lista pode ser dada, por exemplo, pela enumeração de todos os estados do sistema até contingências de segunda ordem, e posterior ordenação desses estados em ordem decrescente de probabilidade ou severidade [2-08].

Em outras palavras, para se cobrir todo o espaço de estados pelo método de enumeração, inicialmente cada componente deverá ser avaliado nesses dois estados operativos individualmente, ou seja, todos os equipamentos em operação, exceto um (N-1). Na seqüência, a combinação de dois elementos (N-2) simultaneamente em falha, e assim por diante, até se completar todo o espaço de estados. Esta é uma análise combinatorial exponencial, que dependendo do tamanho do sistema, pode ser inviável.

Além disso, em redes elétricas mais robustas, a análise da combinação de dois ou mais elementos em falha simultânea, sobretudo daqueles equipamentos que estão distantes eletricamente, podem ser inócuas, pois normalmente não há interação ou sobreposição dos efeitos das falhas em que os resultados já foram registrados pelo passo anterior (N-1). Assim, uma grande parte do esforço computacional pode ser evitado realizando-se as análises de ordem superior através da separação do sistema em áreas menores.

E são justamente as falhas de dois ou mais equipamentos na mesma região é que podem provocar efeitos catastróficos no sistema, e que normalmente não são avaliadas

pelos estudos de planejamento, uma vez que o principal critério de planejamento ainda é o N-1. É por isso que essas análises não podem ser desprezadas, embora com probabilidade de ocorrência reduzida. Como prova disso, cita-se o grande apagão de 1999, que se iniciou com saída de 8 circuitos de 440 kV do sistema que atende a área São Paulo.

Os métodos baseados em enumeração aparentam ser mais eficientes quando o número de *cenários*⁷ severos/prováveis é relativamente pequeno. Este é o caso típico dos estudos de confiabilidade de transmissão “pura”, em que as indisponibilidades dos circuitos são usualmente baixas e, conseqüentemente, combinações de várias falhas de circuitos, excluindo-se os eventos de *modo comum*⁸ e os originados em subestações, são muito improváveis e podem ser eliminadas. Acrescenta-se que a utilização do método de enumeração com contingências de primeira ordem apenas, mesmo que também restrito a um único cenário de carga, permite identificar pontos fracos e reforços eficazes do sistema.

Uma alternativa a essas questões da enumeração é a seleção de estados através da simulação Monte Carlo. No método de simulação Monte Carlo não seqüencial, os estados de $x \in X$ são amostrados a partir de suas distribuições conjuntas de probabilidade [2-19]. O valor esperado de qualquer função de teste F , $E(F)$, é estimado através do seguinte estimador não tendencioso:

$$\bar{E}(F) = \frac{1}{NE} \sum_{i=1}^{NE} F(x(i)) \quad (2.20)$$

Onde:

$\bar{E}(F)$ → estimador do valor esperado

NE → número de estados amostrados

$x(i)$ → i-ésimo estado amostrado

$F(x(i))$ → resultado da função teste para o i-ésimo estado amostrado

⁷ Os cenários representam uma descrição completa do sistema elétrico, caracterizados pela configuração (topologia e componentes), distribuição espacial das cargas nos barramentos e disponibilidade de potência nas usinas do sistema (reserva hidráulica) [2-13].

⁸ Falhas de modo comum são falhas que provocam a saída de mais de um equipamento simultaneamente devido a um único evento. Ocorrem principalmente em linhas de transmissão com dois circuitos, em linhas de transmissão que utilizam a mesma faixa de servidão e em barramentos de subestações. Os dados estocásticos desse tipo de falha são tratados separadamente.

A expressão (2-20) é válida para qualquer tipo de função F . Isto significa que esse método pode produzir os mesmos tipos de índices de confiabilidade produzidos pelo método de enumeração e também pode fornecer as distribuições de probabilidade das variáveis de interesse, como, por exemplo, o fluxo de potência em um dado circuito ou a energia não-suprida em uma dada barra do sistema [2-08], sem que seja necessário avaliar todo o espaço de estados.

A principal limitação dos métodos de simulação Monte Carlo está relacionada com a forte dependência existente entre o esforço computacional e precisão das estimativas. O tamanho da amostra aumenta com o quadrado da precisão desejada.

Os métodos baseados na simulação Monte Carlo aparentam ser mais eficientes quando o número de cenários severos/prováveis é potencialmente grande. Esta situação é mais freqüente nos estudos de confiabilidade composta, onde as contingências de ordem mais elevada são mais prováveis de ocorrer devido aos valores relativamente maiores das taxas de saída forçada dos geradores, comparadas às taxas de linhas de transmissão e transformadores.

Ambos os métodos, enumeração de estado e simulação Monte Carlo, podem produzir os mesmos tipos de índice de confiabilidade (PPC, EPNS, FPC, DPC, etc.) os quais correspondem a valores esperados de diferentes funções teste. Assim, pode-se afirmar que essas duas metodologias básicas para a seleção dos estados do sistema são quase que complementares em suas vantagens e limitações e podem também ser combinadas, formando modelos híbridos [2-08].

2.4.5 Importância da Inclusão de Sistemas de Distribuição que Operam em Malha nos Estudos de Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão

No contexto deste estudo, entende-se por sistemas de distribuição, e que se pretende incluir nas análises de confiabilidade composta de geração e transmissão, aqueles que se encontram imediatamente conectados à transmissão através de *transformadores de fronteira*⁹, como por exemplo, os sistemas de 69 e 138 kV que operam em malha.

⁹ Como o próprio nome diz, transformadores de fronteira são aqueles que se encontram na *fronteira* dos sistemas de transmissão e distribuição, como os 230/69 e 230/138 kV.

Esses sistemas são às vezes classificados como subtransmissão, para diferenciar das redes de distribuição que estão fisicamente conectados à carga, como as redes de 13,8 e 34,5 kV. Estas últimas necessitam de outras técnicas de abordagem, sobretudo devido à possibilidade de chaveamentos, e não serão tratadas aqui.

Como já mencionado anteriormente, os estudos de confiabilidade composta normalmente se referem aos estudos de geração e transmissão. Nesses estudos, a confiabilidade da distribuição é considerada 100%. Os fatores que limitam a extensão desses estudos à distribuição são, basicamente, a falta de uma base de dados estocásticos confiável, que requer a utilização de dados internacionais que podem não refletir a realidade do sistema sob estudo, e o não-entendimento das técnicas probabilísticas e suas potencialidades.

Fatores que poderiam ser restritivos à inclusão de sistemas de distribuição nas análises de confiabilidade composta de geração e transmissão, como a metodologia e modelo dos componentes envolvidos, são facilmente contornados, pois, utilizam-se das mesmas técnicas empregadas nos estudos da transmissão.

Os sistemas de 69 e 138 kV em muitas empresas de distribuição operam em malha, exercendo uma notável influência sobre o desempenho dos sistemas de transmissão. No Brasil, o planejamento e a operação desses sistemas geralmente não ocorrem de forma integrada aos sistemas de transmissão, e isso acaba produzindo uma série de problemas que vão refletir no aumento do custo da operação, no aumento da tarifa e na percepção do grau de satisfação do consumidor.

Relativamente a esses problemas, pode-se citar, entre outros, restrição de transferências energéticas entre subsistemas por violações de carregamentos em linhas de distribuição, postergações de desligamentos programados na distribuição devido a desligamentos programados na rede transmissão, sobrecarga em transformadores de fronteira devido às transferências de carga e alterações no controle de tensão, dissociação temporal na construção de instalações complementares de transmissão e de distribuição. Além disso, questões relativas à regulamentação ajudam a piorar esse quadro, como, por exemplo, a responsabilidade pela expansão de equipamentos compartilhados por várias distribuidoras.

Devido a essas questões, o Ministério de Minas e Energia (MME), em agosto de 2003, através do ofício 1583/2003/GM/MME, solicitou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a identificação de pontos críticos e soluções de caráter conjuntural e estrutural das *Demais Instalações de Transmissão*¹⁰ (DITs), identificadas e não

implementadas pelas Distribuidoras [2-14]. Após um árduo trabalho em conjunto dos agentes de transmissão, distribuição e do ONS, foram equacionados vários dos problemas citados anteriormente, com definição de novas expansões na transformação de fronteira e nas redes de distribuição. Atualmente, essas análises integram os ciclos de estudos do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR), realizados anualmente com horizonte de análise dos três anos seguintes.

Essa preocupação por parte do MME e do ONS ratificou o que já era de conhecimento das concessionárias de distribuição, relativamente à influência das redes de distribuição no desempenho da transmissão. Assim, se nas análises de desempenho da rede básica é de suma importância que sejam consideradas as DITs, a abordagem nos estudos de confiabilidade composta, por sua vez, também deve incorporar as redes de distribuição, permitindo mensurar essa influência através de índices de confiabilidade, elevando o grau do conhecimento do desempenho do sistema elétrico e, conseqüentemente, levando a uma possível mudança nos procedimentos e nos critérios de planejamento e de operação.

O modelo de risco que considera a inclusão dos sistemas de distribuição nas análises de confiabilidade composta de geração e transmissão é semelhante ao representado pela Figura 2.09, uma vez que o modelo de sistemas de distribuição é idêntico ao de transmissão, valendo, portanto os mesmos comentários do item 2.4.4.

2.4.6 Comportamento da Demanda

O cálculo de índices de confiabilidade em bases anuais requer a representação da evolução do sistema ao longo do tempo e essa representação envolve uma série de mudanças complexas na configuração elétrica, como capacidades de geração e transmissão, condições ambientais e, em particular, cargas.

Os índices de confiabilidade condicionados a um único nível de carga, embora significativos e úteis na identificação de pontos fracos e de reforços eficazes do sistema, não incorporam os efeitos da variação da carga, cujo comportamento influi diretamente no valor dos índices de confiabilidade do sistema [2-20]. A influência da variação da carga se dá, por um lado, através da magnitude do corte de carga e, por outro, através dos valores de freqüência e duração média das interrupções de suprimento.

¹⁰ Entende-se por DITs os equipamentos das empresas transmissoras que não pertencem à Rede Básica [2-30].

Essa influência pode ser melhor visualizada através da Figura 2.10 onde estão representados o limite de suprimento de carga de um dado sistema, sob condição normal e sob contingência, e a variação da demanda ao longo de um período. Como se observa na Figura 2.10, distintas contingências de mesma duração podem conduzir a diferentes durações de interrupção, dependendo do nível e taxa de variação de carga no momento da ocorrência.

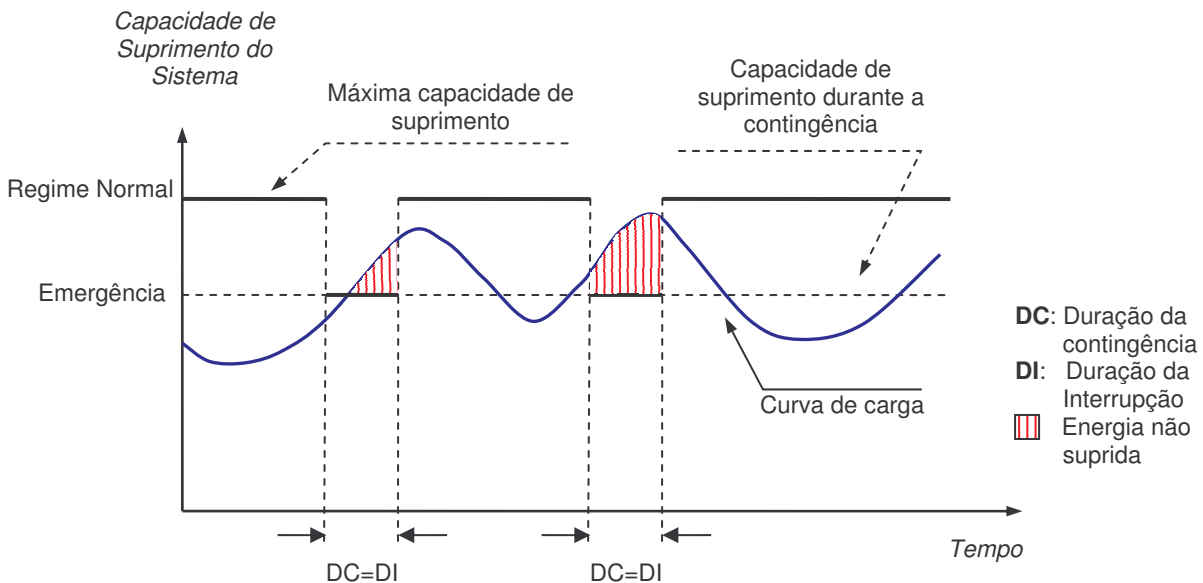


Figura 2.10 – Suprimento e demanda de um sistema elétrico sob contingências

Da mesma forma, a frequência de interrupções e a energia média não-suprida por interrupção dependem não só da frequência, duração e gravidade das contingências, mas também, da frequência de variação da carga, em relação à capacidade de suprimento da mesma sob contingência. A Figura 2.11 apresenta essa questão, com uma contingência de longa duração.

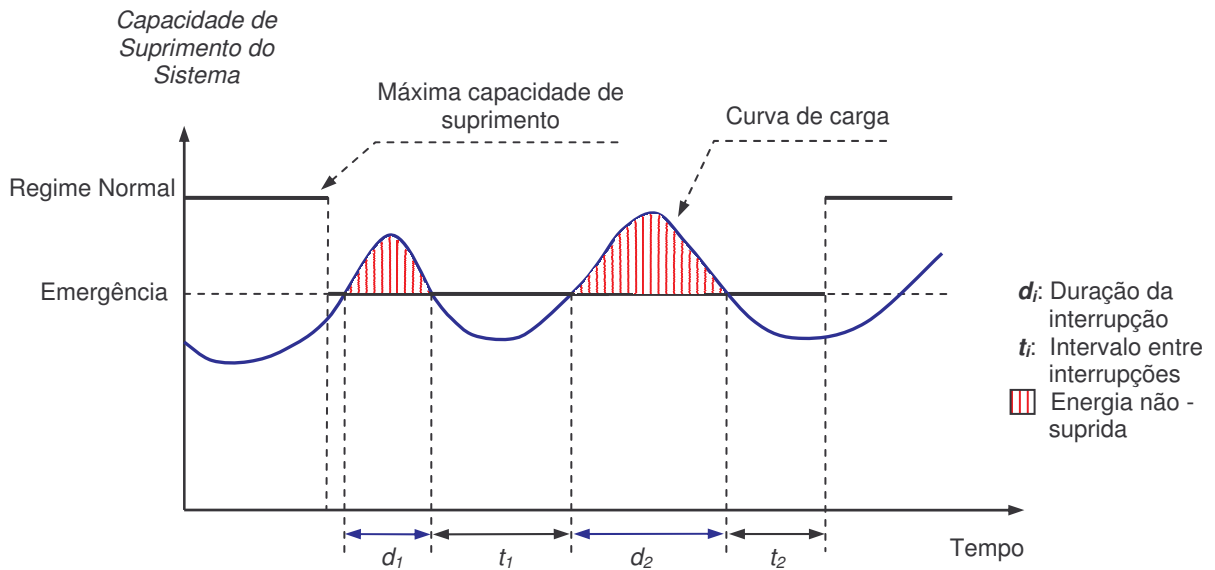


Figura 2.11 – Freqüência das interrupções e variação da carga de um sistema

Como as conseqüências econômicas de falhas de suprimento dependem da freqüência, duração e magnitude dos cortes de carga, é importante que os índices de confiabilidade calculados levem em consideração o comportamento da carga ao longo do período de análise, o que pode ser feito através de um modelo estocástico da carga que represente a freqüência e duração dos níveis de carga considerados [2-13].

2.4.7 Modelo Agregado da Carga Utilizando Cadeias de Markov

De maneira geral, pode-se representar o ciclo de carga do sistema através de um modelo a múltiplos estados individualizados, caracterizando-o como um processo de Markov, uma vez que a transição entre os estados é constante e depende, na maioria das vezes, apenas do estado imediatamente anterior. Além de se constituir em um modelo agregado geral e de se adequar à estrutura de cenários, a partir dele também se podem obter todas as informações básicas sobre os níveis de carga, tais como probabilidade, *freqüência de encontro* (definida a seguir) e duração média de um nível individual de carga, freqüência com que este nível de carga transita para níveis superiores ou inferiores, e probabilidade, freqüência de encontro e duração média de um estado acumulado de carga, isto é, da carga ser maior ou igual a um determinado valor [2-13].

As grandezas do modelo de carga agregado a estados acumulados podem ser obtidas diretamente da curva de carga, ou a partir do modelo a estados individuais através de equações recursivas descritas a seguir, onde:

- p_i → Probabilidade de ocorrência do nível de carga ou estado i ;
- P_i → Probabilidade acumulada, que indica a probabilidade do sistema se encontrar em um estado com carga maior ou igual ao nível de carga i ;
- P_{i-1} → Probabilidade acumulada até o nível de carga imediatamente anterior ao nível de carga ou estado i ;
- λ_i^+ → Taxa de transição para um estado com carga maior que o nível de carga i ;
- λ_i^- → Taxa de transição para um estado com carga menor ao nível de carga i ;
- f_i^+ → Freqüência de saída para estados com carga maior que o nível de carga i ;
- f_i^- → Freqüência de saída para estados com carga menor que o nível de carga i ;
- f_i → Freqüência de encontro do nível de carga i , que é definida como o valor esperado de permanência (chegadas e saídas) em i por unidade de tempo, considerando um período de longo prazo;
- f_i' → Freqüência incremental do nível de carga ou estado i .
- f_i^* → Freqüência cumulativa no nível de carga i , que indica a freqüência de se encontrar o sistema em níveis de carga maior ou igual ao estado i
- f_{i-1}^* → Freqüência cumulativa no estado de carga imediatamente inferior ao nível de carga ou estado i
- d_i → Duração média do nível de carga ou estado i

$$P_i = P_{i-1} + p_i \quad (2.21)$$

$$f_i^+ = p_i * (\sum \lambda_i^+) \quad (2.22)$$

$$f_i^- = p_i * (\sum \lambda_i^-) \quad (2.23)$$

$$f_i = f_i^+ + f_i^- \quad (2.24)$$

$$f_i' = f_i^- - f_i^+ \quad (2.25)$$

$$f_i^* = f_{i-1}^* + f_i' \quad (2.26)$$

$$d_i = \frac{p_i}{f_i} \quad (2.27)$$

Para ilustrar a obtenção de modelo individual de carga, considere o ciclo hipotético de carga mostrado na Figura 2.12:

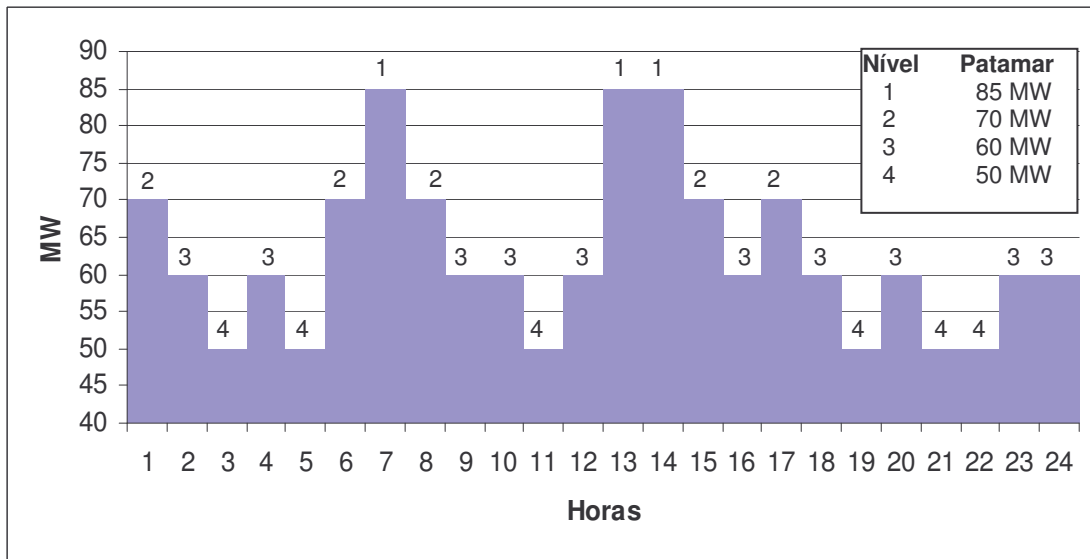


Figura 2.12– Ciclo da carga de um sistema considerando quatro níveis de carga

Lembrando que a taxa de transição entre dois estados i e j , λ_{ij} , e as taxas λ_{ii} são dadas pelas expressões [Apêndice A1.5]:

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{número de transições de } i \text{ para } j}{\text{tempo total gasto no estado } i} \quad (2.28)$$

$$\lambda_{ii} = -\sum_{i \neq j} \lambda_{ij} \quad (2.29)$$

Aplicando as equações (2.28) e (2.29) no ciclo de carga representado pela Figura 2.12, é possível obter a matriz de transição A:

$$A = \begin{bmatrix} \lambda_{11} = -\frac{2}{3} & \lambda_{12} = \frac{2}{3} & \lambda_{13} = \frac{0}{2} & \lambda_{14} = \frac{0}{2} \\ \lambda_{21} = \frac{1}{5} & \lambda_{22} = -\frac{5}{5} & \lambda_{23} = \frac{4}{5} & \lambda_{24} = \frac{0}{5} \\ \lambda_{31} = \frac{1}{10} & \lambda_{32} = \frac{2}{10} & \lambda_{33} = -\frac{8}{10} & \lambda_{34} = \frac{5}{10} \\ \lambda_{41} = \frac{0}{6} & \lambda_{42} = \frac{1}{6} & \lambda_{43} = \frac{4}{6} & \lambda_{44} = \frac{-5}{6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,6667 & 0,6667 & 0 & 0 \\ 0,2 & -1 & 0,8 & 0 \\ 0,1 & 0,2 & -0,8 & 0,5 \\ 0 & 0,1667 & 0,6667 & -0,8333 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Uma vez obtidas as taxas de transições entre os estados λ_{ij} , é possível determinar as probabilidades de permanência em um determinado estado assumindo que o sistema já se encontra nesse estado. Essas probabilidades, pp_i , são determinadas através da equação:

$$pp_i = 1 - \sum_{i \neq j} \lambda_{ij} \quad (2.31)$$

Para os estados (níveis) 1, 2, 3 e 4 do ciclo hipotético de carga mostrado na Figura 2.12, esses valores são os seguintes:

$$pp_1 = 1 - \lambda_{12} = 1 - 0,6667 = 0,3333 \quad (2.32)$$

$$pp_2 = 1 - (\lambda_{21} + \lambda_{23}) = 1 - (0,2 + 0,8) = 0 \quad (2.33)$$

$$pp_3 = 1 - (\lambda_{31} + \lambda_{32} + \lambda_{34}) = 1 - (0,1 + 0,2 + 0,5) = 0,2 \quad (2.34)$$

$$pp_4 = 1 - (\lambda_{42} + \lambda_{43}) = 1 - (0,1667 + 0,6667) = 0,1667 \quad (2.35)$$

Através da curva de carga representada pela Figura 2.12 é fácil observar que o único estado ou nível para o qual não ocorrem dois períodos consecutivos é o 2. Para o nível 1, ocorre nos períodos das 13 e 14 horas; para o estado 3, ocorre nos períodos das 9 e 10 horas e, para o estado 4, nos períodos das 21 e 22 horas. Ou seja, se o sistema se encontrar no nível 2, o próximo movimento discreto será o de mudar de estado, para o estado 1 ou 3, mas nunca de permanecer em 2.

Uma vez obtidas as transições entre estados λ_{ij} , e as probabilidades de permanência nos estados pp_i , é possível [Apêndice A1.5]:

- construir o modelo markoviano que descreve o processo da curva de carga de quatro níveis de carga;
- mostrar os primeiros passos do diagrama de árvores desse processo markoviano, considerando que o sistema se inicia em um determinado estado;
- construir a matriz de probabilidade de transição estocástica do sistema P , que permite encontrar as probabilidades individuais dos estados p_i a partir de n passos do processo;
- encontrar as probabilidades individuais p_i através da solução de um problema linear;
- determinar os índices de frequência e duração do modelo.

Cada um desses itens serão mostrados na seqüência. O modelo markoviano que descreve o processo da curva de carga representado pela Figura 2.12 é o seguinte:

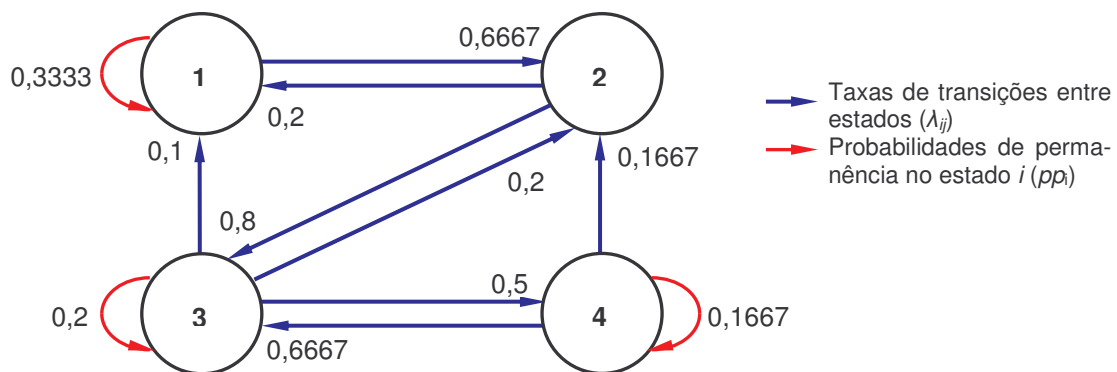


Figura 2.13 – Modelo markoviano da curva de carga de quatro níveis de carga (Figura 2.12)

Considerando que no primeiro intervalo discreto o sistema se inicia no estado ou nível 2, que corresponde à primeira hora da curva de carga da Figura 2.12, o modelo representado na Figura 2.13 pode ser interpretado como se segue.

Uma vez que o sistema se encontra no estado 2, ele pode mover-se para o estado 3 com probabilidade de 0,8, ou mover-se para o estado 1 com probabilidade de 0,2. Uma vez no estado 3, o sistema pode permanecer nesse estado com probabilidade de 0,2, ou mover-se para o estado 1 com probabilidade de 0,1. Pode, ainda, mover-se para o estado 2 com probabilidade 0,2 ou mover-se para o estado 4 com probabilidade 0,5. Observe-se que as somas dessas taxas de transição de cada estado é sempre igual a 1. Os primeiros passos desse processo estão representados no diagrama de árvore a seguir.

Passo	Probabilidades Individuais dos Estados			
	p_1	p_2	p_3	p_4
0	0,0	1,0	0,0	0,0
1	0,2	0,0	0,8	0,0
2	0,14667	0,29334	0,16	0,4
3	0,12353	0,19646	0,53335	0,14668

Tabela 2.05 – Probabilidade individual dos estados a partir do diagrama de árvores

As probabilidades individuais de um determinado estado em um certo passo são obtidas através do somatório de cada probabilidade de ocorrência desse estado no passo em curso. Cada um dos termos do somatório é quantificado através do produto das taxas de transição λ_{ij} e pp_i que precede cada ocorrência de cada estado i no passo k . Nos passos 0 e 1, de acordo com os valores indicados na Tabela 2.05, essas probabilidades individuais são facilmente identificadas no diagrama da Figura 2.14 sem necessidade de cálculos, o que não ocorre a partir do passo 2. Exemplificando, considere no passo 2 o estado 1, que pode ocorrer duas vezes nesse passo. A probabilidade individual do estado 1 no passo 2 é obtida através de:

$$p_i^k = p_1^2 = (1 \times 0,2 \times 0,3333) + (1 \times 0,8 \times 0,1) = 0,14667 \quad (2.36)$$

Na equação (2.36) o índice 2 da probabilidade de p_1 indica o passo 2, e não que a probabilidade p_1 esteja elevada ao quadrado. Continuando, no passo 3, para se obter p_1 , a expressão (2.36) terá 5 termos de produtos das taxas de transição, pois existem cinco chances de ocorrer o estado 1 nesse passo. Assim, é possível verificar que a obtenção das probabilidades individuais dos estados através do diagrama de árvore é impraticável, sendo usada, na maioria das vezes, apenas para compreensão e interpretação do comportamento transiente de um sistema.

Para contornar a limitação do diagrama de árvore, as probabilidades individuais de cada estado podem ser obtidas através da matriz de probabilidade transição estocástica do sistema P ou através da solução do sistema linear $0 = p^t \cdot A$ [Apêndice A1.5], em que p é o vetor das probabilidades individuais e A é matriz de transição determinada em (2.30).

Os elementos fora da diagonal principal de P são as transições entre os estados λ_{ij} , determinados em (2.30) e os elementos da diagonal principal, que representam as probabilidades de permanência no estado pp_i , foram definidos por (2.32) a (2.35), como demonstrado na equação (2.37):

$$P = \begin{bmatrix} pp_1 & \lambda_{12} & \lambda_{13} & \lambda_{14} \\ \lambda_{21} & pp_2 & \lambda_{23} & \lambda_{24} \\ \lambda_{31} & \lambda_{32} & pp_3 & \lambda_{34} \\ \lambda_{41} & \lambda_{42} & \lambda_{43} & pp_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,3333 & 0,6667 & 0 & 0 \\ 0,2 & 0 & 0,8 & 0 \\ 0,1 & 0,2 & 0,2 & 0,5 \\ 0 & 0,1667 & 0,6667 & 0,1667 \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Observe-se que na equação (2.37) a soma de cada linha de P é igual a 1. Considerando, por exemplo, 5 passos, P^5 , ou seja, P multiplicada por si mesma 5 vezes, obtém-se:

$$P^n = P^5 = \begin{bmatrix} 0,1366 & 0,2159 & 0,3912 & 0,2563 \\ 0,1235 & 0,2101 & 0,4372 & 0,2293 \\ 0,1245 & 0,2060 & 0,4127 & 0,2570 \\ 0,1214 & 0,2071 & 0,4191 & 0,2526 \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Os resultados apresentados na equação (2.38) podem ser interpretados como se segue.

Após cinco passos, a probabilidade do sistema se encontrar no estado 1, considerando que se o sistema se iniciou em 1 é P_{11} ou 0,1366. Já a probabilidade do sistema se encontrar no estado 2, considerando que o sistema se iniciou em 1 é dado P_{12} ou 0,2159, e assim por diante. À medida que se aumenta o número de passos, os elementos coluna da matriz P convergem para o mesmo valor, indicando que, no longo prazo, as probabilidades individuais de ocorrência dos estados independem de onde o sistema se inicia. Por exemplo, P^{10} é:

$$P^n = P^{10} = \begin{bmatrix} 0,1251 & 0,2085 & 0,4167 & 0,2498 \\ 0,1251 & 0,2083 & 0,4167 & 0,2501 \\ 0,1250 & 0,2084 & 0,4168 & 0,2501 \\ 0,1250 & 0,2084 & 0,4169 & 0,2501 \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

A utilização de P^n requer um critério de parada do processo, a fim de se reduzir o tempo de processamento, e pode ser definido a partir da precisão desejada para os resultados dos elementos da matriz P . Não existem regras para a definição desse critério, uma vez que o mesmo dependerá da natureza, dimensão e características individuais de cada processo, cabendo aos especialistas definirem qual a precisão pretendida no cálculo desses elementos.

Como já foi dito anteriormente, uma outra forma de se obter as probabilidades individuais dos estados do sistema é através da solução do sistema linear descrito por (2.40)

e (2.41), em que p representa o vetor das probabilidades individuais e A a matriz de transição, obtida através de (2.30):

$$0 = p^t . A \quad (2.40)$$

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (2.41)$$

Desta forma:

$$0 = [p_1 \quad p_2 \quad p_3 \quad p_4] \begin{bmatrix} -0,6667 & 0,6667 & 0 & 0 \\ 0,2 & -1 & 0,8 & 0 \\ 0,1 & 0,2 & -0,8 & 0,5 \\ 0 & 0,1667 & 0,6667 & -0,8333 \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

$$p_1 + p_2 + p_3 + p_4 = 1 \quad (2.43)$$

A partir da equação (2.42) é possível se obter as seguintes equações:

$$\begin{aligned} -0,6667p_1 + 0,2p_2 + 0,1p_3 + 0p_4 &= 0 \\ 0,6667p_1 - 1.p_2 + 0,2p_3 + 0,1667p_4 &= 0 \\ -0p_1 + 0,8p_2 - 0,8p_3 + 0,6667p_4 &= 0 \\ 0p_1 + 0p_2 + 0,5p_3 - 0,8333p_4 &= 0 \end{aligned} \quad (2.44)$$

As equações de (2.44) são linearmente dependentes e, portanto, não é possível determinar os valores p_i somente através das mesmas. Para contornar esse problema, basta substituir qualquer uma das linhas de (2.44) pela equação (2.43). A solução desse novo sistema linear é a seguinte:

$$p_1 = 0,1250; \quad p_2 = 0,2083; \quad p_3 = 0,4167; \quad p_4 = 0,2500 \quad (2.45)$$

Comparando os resultados do passo 3 da Tabela 2.05 com os valores de (2.45), e considerando estes últimos como resultados precisos, é possível observar que os valores de p_1 e p_2 da Tabela 2.05 já se encontravam próximos dos valores reais, mas o mesmo não acontece com p_3 e p_4 . Dessa forma, o diagrama de árvores precisaria ser expandido em mais alguns passos para se ter resultados mais precisos para p_3 e p_4 . Da mesma forma, comparando os resultados de (2.38) e (2.39) com (2.45), também tomando esses últimos como exatos, é possível verificar que (2.38) já apresenta uma aproximação melhor que os resultados da Tabela 2.05. Se a precisão desejada para esses resultados for, por exemplo, 0,0005, os resultados de (2.38) não atendem esse critério, exigindo mais passos de P^n . Em (2.39) esse critério já é atingido, indicando que o número de passos de P^n necessários para que os resultados atendam o critério de precisão 0,0005 encontra-se entre seis e dez passos.

Com os resultados obtidos em (2.45) e utilizando as equações de 2.21 a 2.27, é possível determinar os índices de probabilidade, freqüência e duração da curva de carga da Figura 2.12, que são mostrados na Tabela 2.06 a seguir.

Tabela 2.06 – Índices de probabilidade, freqüência e duração da curva de carga Figura 2.12

Nível ou Estado	p_i Probab. Individual	P_i Probab. Acumulada	(f_i) Freqüência de Encontro (horas ⁻¹)	f_i^+ Freqüência > Nível (horas ⁻¹)	f_i^- Freqüência < Nível (horas ⁻¹)	f_i Freqüência Incremental (horas ⁻¹)	f_i^* Freqüência Cumulativa (horas ⁻¹)	d_i Duração Média (horas)
1	0,1250	1,0000	0,08333	0,0	0,08333	0,08333	0,08333	1,50
2	0,2083	0,8750	0,20830	0,04166	0,16664	0,12498	0,20831	1,00
3	0,4167	0,6670	0,33333	0,12501	0,20835	0,08333	0,29164	1,25
4	0,2500	0,2500	0,20835	0,20835	0,0	-0,20835	0,08333	1,20

Nos exemplos das referências [2.01] e [2.02], o valor da freqüência cumulativa f_i^* para o nível ou estado 1 é nulo ou inexistente, indicando que o resultado é desprezível. No exemplo desenvolvido nessa Seção, representado pela Figura 2.12, verificou-se que esse valor não é nulo, e nem tampouco desprezível. A interpretação que se dá vem da própria definição desse termo, conforme notações no início desta Seção, que descreve a freqüência cumulativa no nível de carga i como a freqüência de se encontrar o sistema em níveis de carga **maior** ou **igual** ao estado i . Assim, interpreta-se que a freqüência cumulativa do estado 1, f_1^* , representa a freqüência de se encontrar o sistema *apenas* no nível 1, uma vez que não existem estados superiores a este.

2.4.8 Modos de Falha

Pela própria definição, todo índice de confiabilidade reflete o desempenho do sistema em relação a um conjunto de atributos de interesse. Uma vez definidos os atributos, ficam univocamente estabelecidos os modos de falha a serem tratados. Um determinado fenômeno qualquer pode ser definido como modo de falha, consoante à conveniência do analista. Por exemplo, a ocorrência de ferro-ressonância em transformadores pode caracterizar um modo de falha de interesse numa certa investigação. As características das principais categorias, tradicionalmente reconhecidas, dos modos de falha são as seguintes [2-17, 2-21, 2-22]:

- Continuidade, integridade ou conectividade: quando são avaliados índices que refletem, por exemplo, a existência, ou não, de tensão em pontos de medição, a continuidade de suprimento, a ocorrência de ilhamentos, a presença de déficits de geração, etc. São eminentemente indicadores topológicos e estacionários.

- Qualidade, adequação ou conformidade: quando são avaliados indicadores relacionados à ocorrência de sobrecargas em circuitos, violação de tensão, distorções senoidais, violações térmicas, violações de geração de potência reativa, etc. São indicadores que refletem o regime estático do sistema, tanto do ponto de vista físico, quanto do ponto de vista da evolução temporal das incertezas.
- Segurança: quando são calculados índices associados a probabilidades de ocorrências de perdas de sincronismo, baixos níveis de amortecimentos, violações de faixas de frequência, oscilações subsíncronas, ou, ainda, quando são calculadas expectâncias das “folgas” de um ponto de operação em relação à fronteira operacional a partir da qual ocorre a perda de estabilidade angular, de frequência ou tensão.

Neste estudo, as avaliações restringem-se aos modos de falha de continuidade e adequação. A continuidade é estritamente associada à possibilidade de ilhamento de cargas ou déficits de geração, enquanto que a adequação é enfocada apenas sob a perspectiva de ocorrências e subseqüentes tentativa de eliminação de sobrecargas em ramos da rede, violações dos limites inferiores ou superiores de tensão em barramentos, violações dos limites de geração ativa e reativa e violações de limites de excursão permitida para as derivações de transformadores (tapes).

2.4.9 Metodologia para Aplicação de Estudos de Confiabilidade

A avaliação de confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão envolve a análise de desempenho dos possíveis estados do sistema, realizada através do fluxo de potência e medidas corretivas. Por estado do sistema entende-se a condição operativa dos diversos componentes do sistema que, por serem sujeitos a falhas, podem transitar entre o estado “funcionando” por estados sucessivamente mais deteriorados até o estado “fora de serviço”.

Essa avaliação é função de um conjunto amplo de condicionantes que devem ser detalhadamente explicitados quando da apresentação dos resultados obtidos. Fornecidos um conjunto de dados e uma ferramenta computacional qualquer, as informações associadas à análise de confiabilidade devem ser rigorosamente registradas de tal forma que diferentes analistas consigam reproduzir, essencialmente, os mesmos resultados numéricos se as premissas originalmente estabelecidas forem observadas.

São identificadas três etapas distintas nos estudos de confiabilidade, que são detalhadas a seguir [2-17].

Etapas 1 – Procedimentos de Monitoração

Esta etapa está estritamente associada ao levantamento quantitativo dos índices representativos de confiabilidade. O resultado do processamento desta etapa materializa-se sob a forma de uma lista de valores numéricos associados aos indicadores. É resultante da pré-definição dos objetivos a serem alcançados, da disponibilidade dos dados necessários, dos fenômenos ou efeitos a serem modelados e das técnicas de simulação empregadas.

De acordo com a literatura, admite horizontes preditivos e pretéritos, fenômenos de transporte elétrico e energético, tratamentos de adequação, de segurança, enfoques determinísticos e com incertezas, referenciais de regime permanente e de regime transitório das incertezas e também perspectivas de elementos e sistêmica. No enfoque sistêmico são ainda possíveis os tratamentos segmentados ou específicos e por níveis hierárquicos.

Quanto à tipologia da análise, ocorre uma gama de possibilidades, sendo que o foco deste documento concentra-se na elaboração de subsídios às ampliações, reforços e planejamento da expansão do sistema. Algumas considerações importantes sobre a tipologia da análise serão descritas a seguir.

A *caracterização* da tipologia das análises estabelece qual a natureza dos estudos que serão considerados regularmente, de forma rotineira ou sob demanda especial. Essa técnica de classificação é necessária porque o universo de possibilidades é muito vasto e auxilia a compreensão dos resultados obtidos. Assim, sob o ponto de vista conceitual, as atividades a serem realizadas classificam-se como análises de confiabilidade preditiva probabilística composta, porque englobam conjuntamente as influências dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. As incertezas associadas às fontes primárias de energia, parque gerador e sistemas de transmissão e distribuição podem ser tratadas de forma isolada ou conjunta. Duas principais classes de análises podem ser distinguidas: os estudos regulares e os especiais.

Os seguintes estudos têm natureza regular:

- Avaliações preferenciais: concernem à aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para os sistemas de transmissão e distribuição, transformadores de malha e fronteira, todos sujeitos às incertezas usuais inerentes a esses sistemas.

- Avaliações regionais por tensão: referem-se às avaliações em separado dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências para os sistemas referentes aos níveis de tensão.
- Avaliações por classes de elementos: idênticas às preferenciais, porém, agora discriminando e processando separadamente conjuntos de elementos. Por exemplo, somente transformadores de malha, somente transformadores de fronteira, somente em linhas de transmissão, etc.
- Avaliações referenciais por área: referem-se ao cálculo dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências para áreas específicas previamente selecionadas.

Por sua vez, os estudos especiais podem ter um caráter regular, por motivos de conveniência. Cada estudo identificado como especial tem suas especificidades particulares que, quando de sua execução, devem ser explicitadas. Uma gama ampla de possibilidades pode ser citada, entre as quais:

- Confiabilidade operacional: trata-se da avaliação dos riscos operacionais de um sistema elétrico para diversos perfis de intercâmbios.
- Identificação das influências de subsistemas: trata-se da avaliação da responsabilidade de subsistemas especiais sobre a confiabilidade do sistema global, em que se destacam os subsistemas radiais, em derivação, comumente chamados de “pingos”, e os de uso exclusivo.
- Determinação dos limites de mercado: compreende avaliação dos níveis de confiabilidade do sistema em torno do ponto de operação dos casos de referência através da sensibilidade à variação da carga.
- Identificação da influência da Rede Não-Básica sobre a Rede Básica: refere-se à avaliação da responsabilidade de contingências da Rede Não-Básica sobre a confiabilidade de um espaço probabilístico aumentado, onde se considera a Rede Básica sob monitoração, porém, sem ocorrência de contingências na mesma.
- Confiabilidade composta: trata-se da avaliação da confiabilidade composta clássica, envolvendo o tratamento conjunto de incertezas e contingências tanto no parque gerador como na malha transmissão.

O tratamento da perspectiva temporal também se constitui em importante aspecto a ser considerado nas análises de confiabilidade, que podem ser:

- Variações temporais topológicas: representam alterações no sistema ao longo do tempo decorrentes de ampliações, reforços e expansões, ou, ainda, mudanças de estratégias operativas.
- Variações temporais da curva de carga: podem ser relacionadas a horizontes de tempos distintos, tais como curva de carga diária, curva mensal, curva anual, etc.
- Variações das fontes primárias: refletem, ao longo do tempo, diferentes hidrologias, sazonalidade do regime eólico, variabilidade de preços dos combustíveis fósseis. São relevantes em função dos impactos nas políticas de despacho da geração.

Todo índice de confiabilidade reflete o desempenho do sistema em relação a um conjunto de atributos de interesse que, uma vez definidos, determinam os modos de falha a serem tratados. As definições dos principais modos de falha foram tratadas no item 2.4.8.

Etapa 2 – Procedimentos de Diagnose

A etapa de diagnose está associada à interpretação qualitativa dos indicadores de desempenho ou de confiabilidade de diferentes tipos obtidos na etapa precedente. Os índices básicos mais importantes foram os descritos na Tabela 2.03.

Um sistema de diagnose de riscos compreende idealmente dois módulos, discriminados a seguir, em que o processamento admite encadeamento seqüencial: a diagnose quantitativa e a qualitativa.

A diagnose quantitativa, como o próprio nome diz, está estritamente associada ao levantamento quantitativo dos índices de risco do sistema. O resultado do processamento desta etapa materializa-se sob a forma de uma lista de valores numéricos associados a indicadores pré-definidos e, por sua vez, essa lista está associada a um dado período de tempo, observação e estudo e seqüência de períodos e cenários. A Tabela 2.07 enumera os três possíveis critérios:

Tabela 2.07 – Critérios da diagnose quantitativa [2-17]

Critérios	Mensuração	Ênfase
a) Monitoração de frequências e durações de contingências	Ordenação de contingências por probabilidades de ocorrência	Calcula probabilidades sem quantificar conseqüências
b) Avaliação de confiabilidade composta	Ordenação por probabilidades e expectâncias de grandezas físicas	Considera a abrangência e gravidade da ocorrência (risco físico)
c) Cálculo de custos associados a contingências	Ordenação por expectância de custos de impactos previstos	Avalia o prejuízo econômico da ocorrência (risco econômico)

O critério de monitoração de freqüência e durações de contingências, embora muito simples, representa o primeiro passo no sentido de atribuir “chance” ou probabilidade às configurações que compõem o espaço probabilístico de estados. O critério tem interesse apenas histórico, pois foi bastante utilizado nas primeiras tentativas de introdução de técnicas probabilísticas no planejamento de sistemas de potência.

O critério da diagnose via análise de confiabilidade composta é mais elaborado que o anterior e representa o estado da arte da diagnose probabilística de riscos em sistemas de potência. Nas atividades de planejamento energético (NH0) e no planejamento da capacidade instalada (NH1) são, com freqüência, citados níveis probabilísticos de risco associados a cinco horas de interrupção por mês, que equivale ao risco de 0,68% ($5 \div 730$), e um dia de interrupção a cada dez anos, ou 0,027% ($1 \div 3650$). Também no planejamento é comum a menção ao valor de $1 \div 20 = 5\%$ como paradigma para o risco anual de déficit aceitável de energia. Esse patamar de risco equivale a aceitar a ocorrência de um déficit de energia, de qualquer profundidade, em média a cada 20 anos. Ocorre, porém, que esses balizadores não são adequados para o planejamento da transmissão.

No que diz respeito aos outros indicadores de confiabilidade (ver Tabela 2.03), a fixação de critérios também requer um maior acúmulo de experiência que ainda não existe de forma conveniente, uma vez que o uso prático da análise probabilística de confiabilidade é uma experiência relativamente recente e, conseqüentemente, da qual decorre a baixa difusão de balizadores ou padrões de desempenho probabilístico de ampla aceitação. O índice de severidade (ver Tabela 2.04) é adotado em diversos países e permite a comparação entre os diferentes sistemas elétricos e é útil para a classificação dos níveis de risco incorridos.

O critério de diagnose via custos está associado a um enfoque que visa à valoração monetária dos riscos do sistema. Diversos tipos de estudos especiais podem demandar esse tipo de critério e podem ser combinados os impactos econômicos oriundos de custos de não-faturamento, custos de déficit, custos de interrupções e custos de perdas.

Os custos de não-faturamento estão associados às tarifas de energia e representam prejuízos das empresas pela perda de faturamento devido a cortes de carga, de natureza intempestiva ou sob restrições previsíveis. O custo social do déficit está relacionado a situações de racionamento e no Brasil está estimado em 0.755 US\$/kWh. O custo da interrupção reflete o impacto de interrupções intempestivas no fornecimento de energia causado nos consumidores e, no Brasil, a estimativa do valor médio do custo de interrupção residência situava-se em 1.11 US\$/kWh, na moeda referida de maio de 1998. O

montante de perdas ôhmicas da malha de transmissão pode ser um elemento adicional para a avaliação integrada do desempenho do sistema elétrico como um todo, com rebatimento econômico significativo. Ocorre que o cálculo dessas perdas é dependente do ponto de operação do sistema e, conseqüentemente, da topologia, cenários energéticos, distribuição espacial da carga, etc. Um valor mais realista da energia consumida termicamente é obtível se o comportamento global ponderado das cargas pesada média e leve for levado em consideração. Uma aproximação inicial desse valor pode ser obtida através da mutiplicação do valor da energia térmica por um fator de perdas (*FP*), dado pela equação:

$$FP = 0,2.FC + 0,8.FC^2 \quad (2.26)$$

Na equação 2.26 anterior, *FC* é o fator de carga. Um valor médio típico de carga situa-se em torno de 0,73 e o fator de perdas admissível situa-se em torno de 0,57232.

A diagnose qualitativa está associada à interpretação qualitativa dos índices de riscos de diferentes tipos sendo, portanto, eminentemente subjetiva e dependente da experiência acumulada do analista. No tratamento dos critérios estatísticos, a série temporal de indicadores resultantes do processamento do módulo de mensuração é submetida a um procedimento estatístico convencional e pré-definido. A série temporal disponível é interpretada como realização de um *processo estocástico*¹¹ buscando-se a caracterização do mesmo através do cálculo de momentos, da aferição de medidas centrais e, quando viável, da determinação das distribuições probabilísticas dos próprios indicadores de mérito.

Em relação aos critérios estritamente qualitativos, os índices de confiabilidade são compatibilizados, preferencialmente por faixas de valores, com uma escala de aferição qualitativa prefixada (padrão de desempenho), traduzindo o nível de desempenho do sistema. Um critério associado às restrições de transmissão, por exemplo, propõe a classificação da situação operacional do sistema em cinco categorias, denominadas *gravidades*, como é mostrado na Tabela 2.08 a seguir.

¹¹ Definido no Apêndice A1.4.

Tabela 2.08 - Classificação do desempenho por severidade [2-17]

Gravidade	Descrição	Estratégia
G1	Corte de carga em condição normal de operação	Segurança Elétrica Operacional
G2	Corte de carga em contingência simples	
G3	Degradação da Confiabilidade	
G4	Necessidade de geração térmica por razões elétricas	Otimização Energética Custo de Operação
G5	Restrição de intercâmbio ou despacho de usinas	
	Não há conseqüências – Condição de normalidade	

Na classificação indicada na Tabela 2.08, as gravidades 1, 2 e 3 dizem mais respeito à segurança da rede, enquanto as categorias 4 e 5 tratam mais diretamente da otimização energética. Deve ser observado que, diferentemente da severidade, quanto maior a categoria da gravidade, maior é a confiabilidade do sistema. Os níveis de gravidade indicados na Tabela 2.08 podem ser caracterizados por situações operativas que se referem, respectivamente:

- G5: à desotimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), seja por restrição de intercâmbios ou devido a limitações ao despacho de usinas;
- G4: à necessidade de geração térmica para controle de tensão ou alívio de carregamento em instalações;
- G3: à redução de confiabilidade, ou seja, é necessária a alteração da topologia da rede, e.g., abertura de linhas de transmissão para controle de tensão.
- G2: ao corte de carga devido à subtensão ou sobrecarga;
- G1: a cortes de carga em condição normal de operação, devido à falta de recursos para controle de tensão ou sobrecarga em linhas de transmissão e equipamentos.

Etapa 3 – Procedimentos de Gestão

A etapa 3, gestão com base na confiabilidade, objetiva auxiliar a identificação das melhores ações que possam resultar na melhoria dos padrões de desempenho ou de

confiabilidade do sistema, caracterizando as principais causas associadas a níveis desfavoráveis ou, ainda, os impactos econômicos aos níveis de riscos avaliados.

Ações gerenciais efetivas oriundas da diagnose de confiabilidade poderão ser induzidas à medida que se identifiquem os patamares de risco adequados à rede elétrica, que poderá ser alcançada através de:

- Confronto das análises pretéritas e preditivas: detecção de eventuais correlações entre o desempenho verificado (análise pretérita) e desempenho preditivo (análise probabilística de confiabilidade).
- Seleção e priorização econômica de alternativas: análise rotineira envolvendo os custos de restrição de energia (não-faturamento, déficit, interrupção), custos de perdas ôhmicas e custos de investimentos em ampliações e reforços.
- Convivência com riscos: mensurações dos riscos implícitos do sistema associadas às degradações admitidas a partir da aplicação do critério “N-1”. O princípio aqui seria baseado na seguinte argumentação: “Se o planejador aceitou em algum período, no passado, degradar o critério *N-1* tradicional e submeteu-se a um determinado nível de risco, em que as conseqüências podem de alguma forma ser consideradas como aceitáveis, esse nível de risco poderia ser, doravante, tomado como padrão aceitável de risco, para fins de planejamento posterior.”

Cabe ressaltar que nenhuma das três proposições anteriores é aceita de forma universal, embora o segundo item de seleção e priorização tenha larga penetração em vários círculos de analistas. Além dessas alternativas, é ainda possível identificar um vasto conjunto de investigações ou estudos para os quais as análises de confiabilidade pode constituir um subsídio importante, tanto no âmbito do planejamento da expansão como da operação e pós-operação, entre as quais, citam-se:

- debilidades locais e sistêmicas;
- avaliação de confiabilidade composta com enfoque multi-área;
- levantamento de funções descritoras de incertezas;
- fixação de tarifas com enfoque em confiabilidade;
- atendimento a demandas regulatórias;
- impacto de obras;

- impactos da geração distribuída, fontes não-convencionais, micro-redes;
- caracterização dos modos de falha dominantes;
- sistemas isolados; e
- dimensionamento de margens de reserva.

2.4.10 O Programa NH2

O Programa NH2 a ser utilizado neste trabalho foi concebido e especificado pelo Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GCPS) em parceria com diversas universidades (PUC/RJ, UNICAMP, UFSC, UFG) e o CEPEL, e o seu desenvolvimento teve início por volta de 1984. É composto de métodos e modelos numéricos que garantem a flexibilidade e eficiência em uma grande variedade de análises [2-18]:

- Fluxo de potência;
- Análise de contingência;
- Análise de uma lista de contingência;
- Priorização de obras de transmissão;
- Análise comparativa de múltiplos casos de fluxos de potência.

Para a avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos, o NH2 permite a utilização de métodos de enumeração e da simulação Monte Carlo, descritos no item 2.4.4.

A adequação de cada um desses casos é avaliada de modo a identificar violações operativas em componentes do sistema. As violações podem ser eliminadas por meio de métodos de otimização. Atualmente, o NH2 dispõe de um fluxo de potência ótimo não-linear de grande robustez, capaz de tratar eficientemente sistemas com problemas de tensão.

A avaliação da adequação do sistema pode ser realizada por meio de modelos lineares (DC) e não-lineares (AC), tanto para o fluxo de potência convencional como para o fluxo de potência ótimo. Os resultados das análises de adequação são tratados e classificados permitindo um diagnóstico completo do sistema em estudo. Isso é possível não só por meio dos próprios índices de confiabilidade, mas também pelo conjunto de informações adicionais fornecido, quais sejam: identificação e classificação dos casos mais severos, distribuição de probabilidade de variáveis selecionadas, estatísticas de violações por circuito e sensibilidade em relação a reforços no sistema.

O cálculo dos índices é realizado em nível de cenário e em nível global (conjunto de cenários). A metodologia adotada é a de frequência e duração (F&D). Embora os índices de confiabilidade mais divulgados sejam a PPC (probabilidade de perda de carga), a EENS (expectância de energia não-suprida) e a SEV (severidade), não fornecem informações quanto à frequência com que é interrompido o fornecimento nem quanto à duração média dessa interrupção. Os índices básicos de frequência e duração são FPC (frequência de perda de carga) e a DPC (duração da perda de carga) [2-08].

Os índices apresentados referem-se a duas situações distintas: antes da atuação de medidas corretivas, associado a problemas no sistema e após a atuação de medidas corretivas, associado à interrupção de carga. Os índices são desagregados nos níveis sistema, área e barramento, e segundo os modos de falha, sobrecarga, violações de tensão, ilhamentos e déficits de geração.

O programa NH2 permite também a utilização de múltiplos cenários. Cada cenário é caracterizado como a combinação de uma determinada topologia, nível de carga e condições hidrológicas, podendo ser especificado pelo usuário ou gerado automaticamente pelo programa [2-18] que, para isso, tem um módulo adicional, o programa MODCAR, para gerar os cenários de acordo com a curva anual de carga horária.

Desta forma, a utilização das potencialidades do programa NH2 permite uma análise minuciosa e rica de informações de um sistema elétrico sob a ótica da confiabilidade, traduzindo-se em maior grau de conhecimento do desempenho desse sistema e auxiliando na tomada de decisões.

2.5 Sumário

Esse capítulo apresentou um breve histórico da evolução dos estudos e metodologias de confiabilidade aplicadas a sistemas de potência e como esses estudos são estruturados. Foram definidos os principais índices de confiabilidade e apresentadas as respectivas formulações, com especial interesse na severidade, que permite a comparação do desempenho entre sistemas elétricos.

Na seqüência, apresentou-se o modelo da capacidade de reserva de geração e da confiabilidade composta de geração e transmissão, e as razões para a extensão desses estudos aos sistemas de distribuição. Foram também descritos os métodos de seleção de estados, a enumeração e a simulação Monte Carlo, apresentando a formulação básica e principais vantagens e desvantagens de cada método.

Como os níveis de carga desempenham um papel preponderante na composição dos índices de confiabilidade, uma vez que a mesma contingência em diferentes níveis de carga pode provocar diferentes solicitações, foi apresentada a modelagem do comportamento da carga e introduzido o conceito de cenários.

Foram descritos os modos de falha que serão abordados pelo presente estudo, a continuidade e adequação, além de um breve relato sobre a metodologia para a realização de estudos de confiabilidade. Finalizando, foram apresentadas as principais características do programa NH2, utilizado para o desenvolvimento desse estudo.

2.6 Referências Bibliográficas

- [2-01] ENDRENYI, J. *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons - 1978
- [2-02] BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Books, 1984.
- [2-03] COELHO, J; ZÜRN, H.H.; KNOLSEISEN, A. B. *Confiabilidade e Planejamento de Sistemas de Transmissão*. Vol.1. Florianópolis : UFSC, 2003.
- [2-04] LEAL, H. N. *Riscos do Sistema Interligado Nacional*. Florianópolis, 2004.
- [2-05] NASSER, I. C. *Confiabilidade de Sistemas Elétricos no Brasil: Soluções e Dificuldades*. Revista Energia V.2 N.2 pp 9-21, Julho, 1995.
- [2-06] SCHILLING, M. Th. et alii. *Aplicação Prática de Critérios Probabilísticos*. X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – 1989 – Curitiba. Anais: CTBA/GPL/14.
- [2-07] CEPTEL. *Introdução à confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos de Potência – Treinamento Avançado do Programa NH2*. Rio de Janeiro, Maio, 2003.
- [2-08] MELO, A. C. G. *Avaliação dos Índices de Freqüência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Outubro, 1990.
- [2-09] PEREIRA, M.V.F; PINTO, L.M.V.G; CUNHA, G.C.; OLIVEIRA, G.C. *Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation – Modeling Aspects and Computational Results*, IEEE Special Publication 90EH0311-1-PWR, Atlanta, USA, February, 1990.
- [2-10] MELO, A. C. G. *Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração Através do Método de Freqüência e Duração*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Agosto, 1986.
- [2-11] MELO, A. C. G; PEREIRA, M.V.F; CUNHA, S.H.F; SILVA, A. M. L; PINTO, L.M.V.G *Avaliação de Índices de Freqüência e Duração no Cálculo de Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte*. VIII Congresso Brasileiro de Automática, Belém, Pará, Setembro, 1990.
- [2-12] MELO, A. C. G.; PEREIRA, M.V.F; SILVA, A. M. L *Frequency and Duration Calculations in a Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation*. IEEE PES Summer Meeting, San Diego, USA - 1991.
- [2-13] CEPTEL. *Metodologia de Cálculo dos Índices de Confiabilidade*, Manual do Projeto NH2, Maio, 1990.
- [2-14] ONS “*Avaliação dos Transformadores da Rede Básica – Rede de Distribuição – Período 2003-2006*” Relatório Técnico ONS NT-106-/2003, Setembro, 2003.
- [2-15] BICHELS, A.; LÓPEZ, R. J. *A Atualização dos Dados Estatísticos de Falhas das Linhas de Transmissão e dos Transformadores da Copel – 1981/1997*. Relatório Técnico COPEL/CNET 36/98 – Dezembro - 1998
- [2-16] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.

- [2-17] ONS *Procedimentos e Critérios Para Análise de Confiabilidade*. Relatório Técnico ONS 2.1-131/2004 v15.07, Julho, 2004.
- [2-18] CEPEL. *Manual do Programa NH2*, Versão 7.3, Fevereiro, 2005
- [2-19] KLEIJNEN, J. *Statistics Techniques in Simulation, Part I*. DMarcel Decker, New York, 1974.
- [2-20] MOROZOWSKI F^o, M. *Sistema CSP – Metodologia de Cálculo de Índices de Confiabilidade*. Relatório Técnico ELETROSUL NTC-004/85, 1985.
- [2-21] ONS *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos* Revisão N^o 1, Outubro, 2005.
- [2-22] SCHILING, M. Th.; SOUZA, J.C.S. de; COUTTO F^o, M.B. *Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte*. Instituto de Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Junho, 2004.
- [2-23] ONS *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período de 2006-2008 – Volume 4 – Avaliação da Confiabilidade da Rede Básica*. Relatório Técnico ONS 2.1.071/2005 Agosto, 2005.
- [2-24] CALABRESE, G., “*Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method*” AIEE Transactions, Vol. 66, pp. 1439-1450, 1947.
- [2-25] HALL, J. D.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. “*Frequency & Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part I – Generation System Model*”, IEEE Transactions Vol. PAS-87, pp. 1787-1796, September, 1968.
- [2-26] RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. “*Frequency & Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part II – Demand Model and Reserve Capacity Model*”, IEEE Transactions Vol. PAS-88, pp. 375-388, April, 1969.
- [2-27] GALLOWAY, C. D.; GAVER, L.L.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. “*Frequency & Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part III – Generator System Planning*”, IEEE Transactions Vol. PAS-88, pp. 1216-1223, August, 1969.
- [2-28] AYOUB, R. K.; PATTON, A. “*Frequency and Duration Method for Generating System Reliability Evaluation*” IEEE Transactions Vol. PAS-95, No. 6, pp. 1229-1233, November/December, 1976.
- [2-29] BILLINTON, R.; WEE, C. L.; HAMOUD, G. “*Digital Computer Algorithms for the Calculation of Generating Capacity Reliability Indices*” IEEE Transactions Vol. PAS-101, pp. 203-211, January, 1982.

CAPÍTULO 3 – CONFIABILIDADE DA GERAÇÃO CONSIDERANDO VARIAÇÕES DOS CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO

3.1 Introdução

A análise tradicional de confiabilidade de geração, conforme detalhada no Capítulo 2, Seção 2.4.2, é realizada através da combinação de um modelo discreto de geração, que representa o sistema composto pelos diversos níveis de capacidade de geração disponíveis e suas probabilidades de ocorrência a um modelo discreto de carga. Através da combinação desses dois modelos, é possível obter um modelo do risco, a partir do qual são determinados índices que irão viabilizar a análise de confiabilidade.

Nesse tipo de análise, as redes de transmissão e de distribuição normalmente não são modeladas, ou seja, considera-se que não há restrições de transmissão e distribuição para o atendimento à carga. Algumas análises de subsistemas incorporam uma modelagem simplificada das principais interligações que conectam esses subsistemas, normalmente através de um fluxo de potência DC. Essas análises são mais sofisticadas que a análise tradicional, pois levam em consideração possíveis restrições dos sistemas de grande porte de transmissão.

O programa NH2 que foi utilizado para a elaboração do presente trabalho permite ir bem mais adiante na análise da confiabilidade de geração, uma vez que é possível modelar toda a rede de transmissão e distribuição. Assim, a partir da mudança de estado de uma ou mais unidades geradoras é possível realizar um fluxo de potência ótimo AC, que minimiza o corte de carga, respeita os limites operativos de todo sistema elétrico e também permite a implementação de medidas operativas que são realizadas em tempo real para mitigar as violações que por eventualmente ocorram.

Este Capítulo descreve as etapas para se obter a análise da confiabilidade de geração do sistema que atende o Estado do Paraná no horizonte 2007-2009 em diferentes níveis de carga desse sistema e diferentes níveis de intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste, que representam as variações das fontes primárias. Cabe ressaltar que nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas com relação aos sistemas de

transmissão e distribuição, ou seja, não foram consideradas possibilidades de falhas de linhas e transformadores.

3.2 Modelos, Critérios e Definições

3.2.1 Modelo das Fontes Primárias de Energia

A energia hidráulica no Brasil é responsável por cerca de 90% da energia elétrica gerada no Sistema Interligado Nacional - SIN, como mostram os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, apresentados na Figura 3.01. O restante é basicamente complementado pela geração térmica. A Figura 3.02 apresenta a participação dos diferentes tipos de combustíveis na geração térmica 3.02 [3.01].

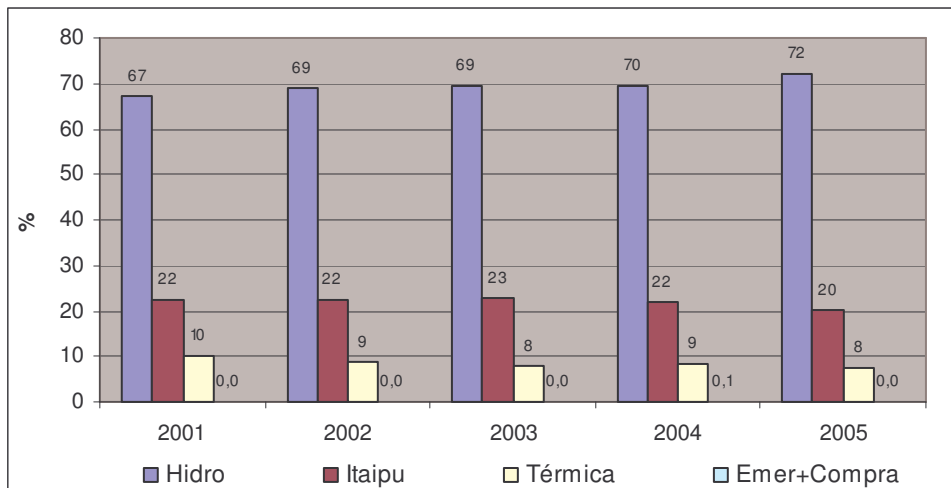


Figura 3.01 – Produção por tipo de geração do SIN (%) – 2001 a 2005 [3.01]

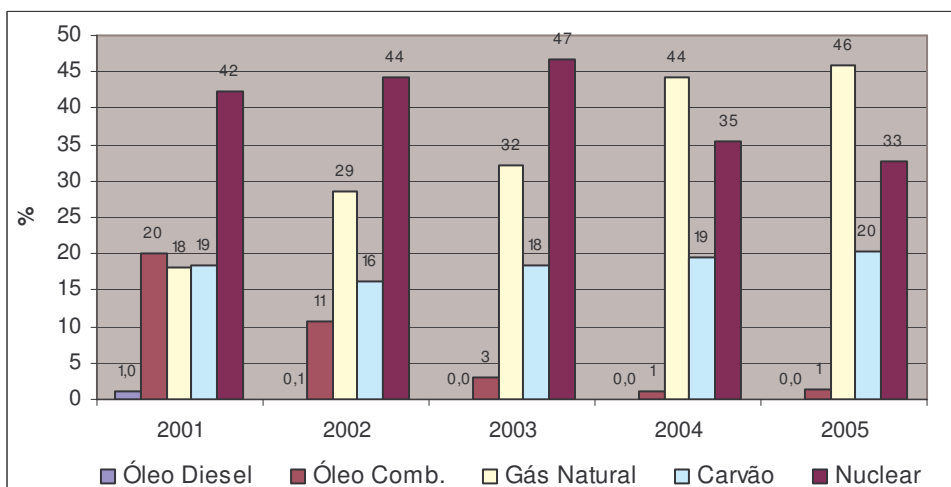


Figura 3.02 – Participação dos combustíveis na geração térmica – 2001 a 2005 [3.01]

A geração de energia elétrica é realizada através dos diferentes tipos de fontes primárias, representada nas Figuras 3.01 e 3.02, e é definida em bases anuais, mensais e diárias, a partir de modelos complexos que tentam incorporar as incertezas inerentes às variações dessas fontes.

A utilização dos modelos de otimização no planejamento da operação eletroenergética do SIN foi prevista a partir da reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro, que propunha a operação baseada na figura de um operador centralizado. Para que esse processo garantisse a transparência, a reprodutibilidade e a isenção, evitando-se a subjetividade, foram previstos modelos computacionais com a finalidade de elaborar toda a cadeia do planejamento energético, segmentados de acordo com a própria estrutura temporal existente, conforme representado pela Figura 3.03 [3.02].

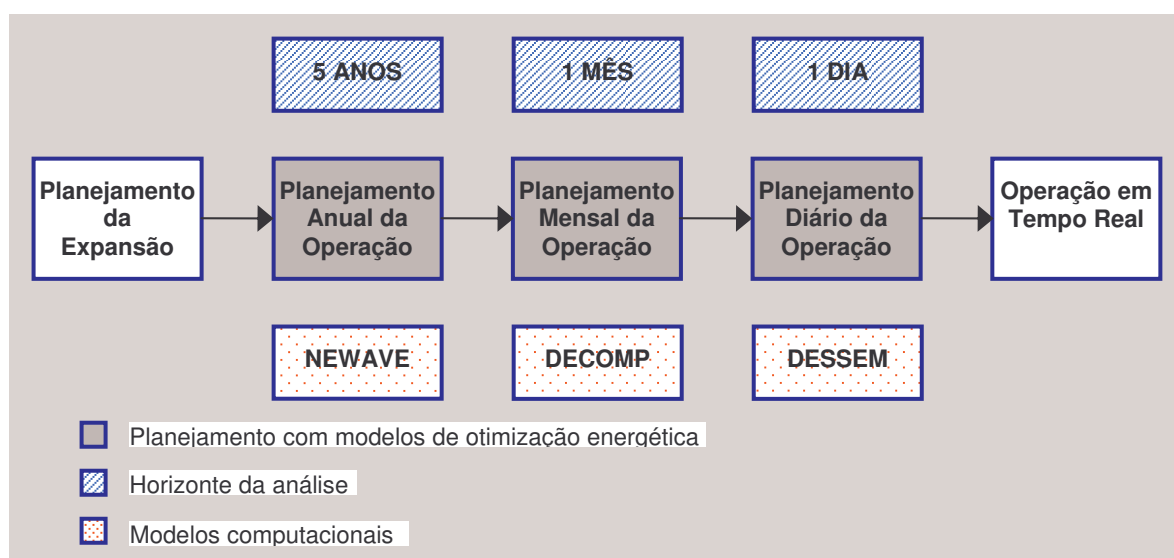


Figura 3.03 – Cadeia de planejamento energético e os modelos de otimização [3.02]

A atual operação eletroenergética do SIN é contemplada pelo planejamento de médio e curto prazo, considerando um horizonte de estudo de até cinco anos à frente, utilizando-se ferramentas computacionais cuja função objetivo é a de minimizar o custo de produção de um sistema hidrotérmico, considerando um determinado nível de risco de não-atendimento ao mercado consumidor.

O resultado esperado é a utilização otimizada dos recursos de um sistema hidrotérmico, ao menor custo possível, ou seja, a determinação da composição ideal do despacho de geração entre cada uma das usinas hidráulicas e térmicas do SIN que garanta o atendimento ao mercado de energia previsto, dentro do nível de risco preestabelecido.

Para que essa meta seja atingida, procura-se, acima de tudo, evitar situações de desperdício de energia em todo horizonte do estudo, utilizando adequadamente os recursos térmicos disponíveis e minimizando os vertimentos nos reservatórios das usinas hidráulicas. A lógica deste processo é ilustrada na Figura 3.04, conhecida como o "dilema do Operador".

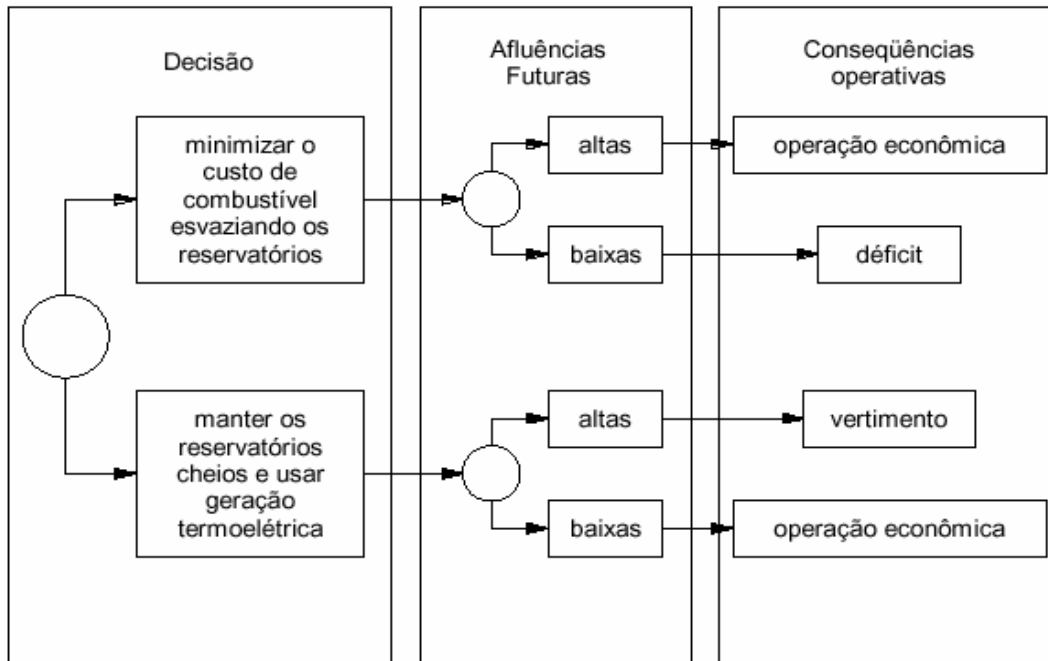


Figura 3.04 – O dilema do Operador [3.02]

A Figura 3.04 mostra os riscos que são assumidos pelo Operador ao tomar uma das duas decisões: a) reduzir o custo da operação, através da redução da geração térmica e aumento da geração da hidráulica; ou b) preservar os reservatórios e aumentar o custo da operação, através do aumento da geração térmica e redução da geração hidráulica. Se as afluências forem altas, a escolha da decisão "a" irá produzir o despacho econômico e, caso contrário, ocorrerá déficit de energia. Entretanto, se a escolha for a decisão "b", poderá ocorrer vertimentos, se as afluências forem altas, ou despacho econômico, se as afluências forem baixas.

Além disso, a existência de interligações entre sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia, e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas.

Para se obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado é necessário operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo de operação total. Portanto, é de fundamental importância informar corretamente aos modelos

as restrições operativas, principalmente as limitações de intercâmbios entre os subsistemas, além da expansão e as disponibilidades de geração. A Figura 3.05 identifica os subsistemas considerados no SIN e os resultados previstos e verificados em MWmed para a semana de 18.11 a 24.11.2006.

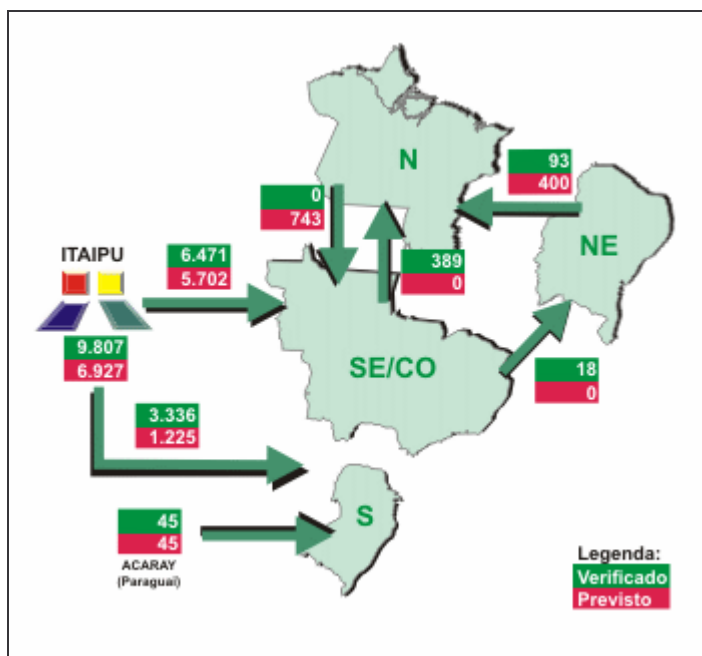


Figura 3.05 – Intercâmbios entre os subsistemas do SIN (MWmed) – 18.11 a 24.11.2006 [3.03]

As diferenças entre os valores verificados e previstos da Figura 3.05 são decorrentes, principalmente, das previsões das afluências e, também, das projeções das cargas dos subsistemas. Por exemplo, a geração da usina de Itaipu foi superior em aproximadamente 3.000 MWmed, ou 41%, permitindo a preservação dos reservatórios, sobretudo do subsistema Sul, para o qual o recebimento foi 172%, ou 2.111 MWmed, superior ao previsto. Isso demonstra o grande desafio que é para o operador o despacho econômico hidrotérmico.

Os limites entre esses subsistemas do SIN são definidos por estudos elétricos específicos realizados pelo ONS em conjunto com os agentes do SIN, que consideram as restrições elétricas e dinâmicas do SIN para um determinado horizonte de análise [3.04]. Um exemplo desses resultados pode ser visto na Figura 3.06.

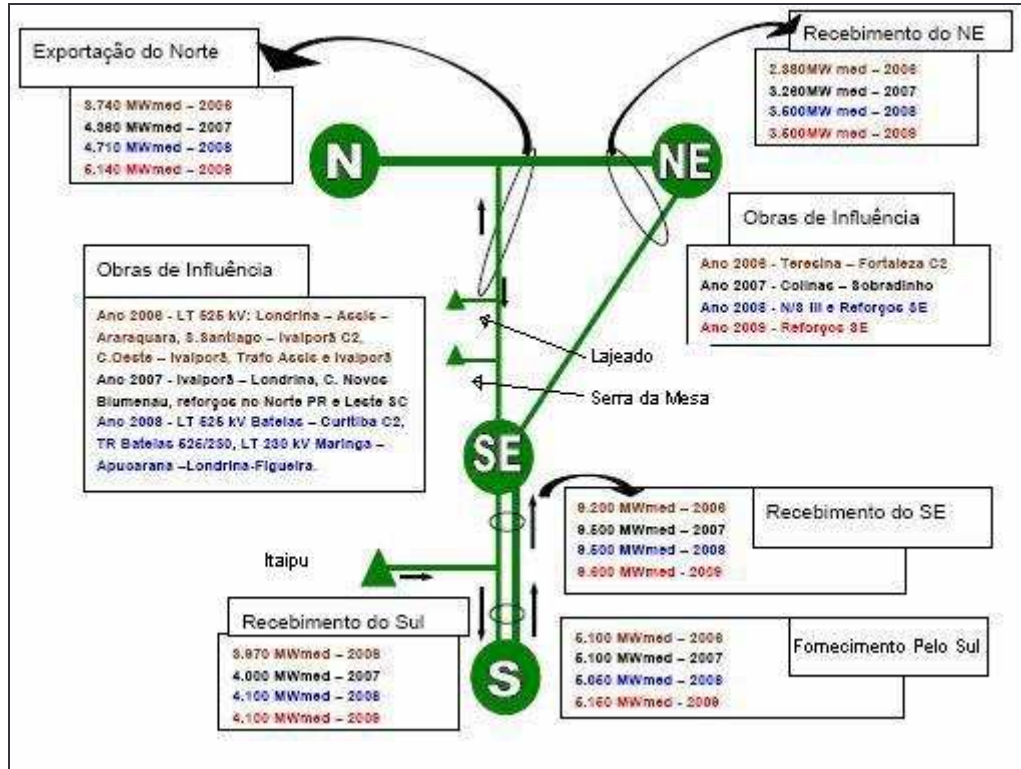


Figura 3.06 – Limites de intercâmbios entre os subsistemas do SIN [3.04]

A Figura 3.06 mostra como os limites de intercâmbio são influenciados pelas novas expansões da rede básica. Em relação ao Recebimento e Fornecimento pelo Sul, por exemplo, as expansões previstas para o período 2006-2009 pouco influenciam. Na realidade, a única obra com objetivo de aumento dos intercâmbios Fornecimento pelo Sul e Recebimento pelo Sul é o empreendimento Londrina-Assis-Araraquara, em 500 kV. Mas como já está considerado no primeiro ano do ciclo 2006-2009, não ocorrem grandes variações. Entretanto, se esse resultado for comparado com os valores anteriores à construção dessas linhas de 500 kV [3.05], observa-se que o ganho é da ordem de 900 MWmed ou quase 30%. No caso do Recebimento do Nordeste e Exportação do Norte, a entrada em operação da LT 500 kV Colinas – Sobradinho permitirá um ganho expressivo nesses intercâmbios da ordem de 900 e 600 MWmed, respectivamente.

Para a realização desses estudos elétricos, são utilizados casos-bases e modelos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos. Os casos-bases representam pontos específicos de operação representativos do SIN e constituem-se, basicamente, da topologia das redes de transmissão, distribuição espacial da carga em diferentes patamares e um determinado despacho de geração. A partir de um caso-base qualquer é possível obter um caso-base com maximização de um determinado intercâmbio, através do aumento conveniente da geração hidráulica e térmica em um determinado subsistema, compensando

esse aumento com a redução de geração no(s) subsistema(s) de interesse, aumentando o recebimento do intercâmbio para esse(s) subsistema(s). Esses procedimentos de aumento e redução da geração nos subsistemas de interesse devem respeitar os limites operativos do SIN, de acordo com os estudos de operação do ONS e dos agentes do SIN [3.06 e 3.07], tais como: magnitude das tensões, carregamentos, número mínimo de unidades em operação por usina, limites de capacidade dos geradores, equipamentos em manutenção, limites de capacidade dos geradores, tapas de transformadores, reserva girante, etc. A partir desse novo caso-base é possível avaliar, portanto, o desempenho do sistema elétrico frente ao cenário de geração e intercâmbios em estudo.

O ONS disponibiliza os casos-bases do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR) [3.08], que são gerados a partir dos dados de evolução da demanda, de entrada de novos agentes e da expansão da transmissão, geração e distribuição, para um horizonte pré-definido. Esses dados são informados pelos os agentes do SIN ao ONS e todo esse trabalho é regido pelos *Procedimentos de Rede* [3.09] do ONS, onde estão estabelecidas as diretrizes fundamentais para a realização desses estudos, como critérios, responsabilidades e prazos, para todos os agentes do SIN, inclusive para o próprio ONS.

Para realizar todas as análises de confiabilidade propostas neste trabalho foram utilizados os casos-bases do PAR [3.08], chamados de *casos-bases de referência*, discutidos acima. A partir dos casos-bases de referência são gerados os casos-bases com intercâmbios elevados. Os casos de maior interesse são, normalmente, os de carga pesada e média. O caso-base de carga pesada é escolhido porque representa a maior carga do SIN, embora não seja possível praticar os máximos intercâmbios porque não existem folgas de energia nos subsistemas que permitam atingir tais limites. A escolha da carga média deve-se ao fato de que também é uma carga bastante elevada e que permite a prática dos intercâmbios próximos aos limites definidos pelos estudos elétricos. Nos casos-bases de referência os despachos da geração hidráulica e térmica dos subsistemas do SIN foram alterados, de modo a se obter casos-bases com elevados Recebimento pelo Sul, RSUL, e Fornecimento pelo Sul, FSUL. A Tabela 3.01 apresenta os casos base de referência e de elevado intercâmbio resultantes com os respectivos montantes de Recebimento e Fornecimento pelo Sul, que são os intercâmbios de interesse para a análise de confiabilidade que se pretende realizar.

Tabela 3.01 – Casos-bases de referência e de elevados intercâmbios para o Sul (em MW)

Patamares de Carga	Pesada			Média			Leve			
	Anos	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
FSUL – Casos-bases de Referência		1515	1364	1064	1536	1317	1052	605	-	432
RSUL – Casos-bases de Referência		-	-	-	-	-	-	-	516	
FSUL		3683	3808	3519	4655	4795	4610	-	-	-
RSUL		4287	4130	4297	-	4156	4317	-	-	-

Os principais elementos utilizados para a contabilização dos intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste e a usina de Itaipu são identificados na Figura 3.07.

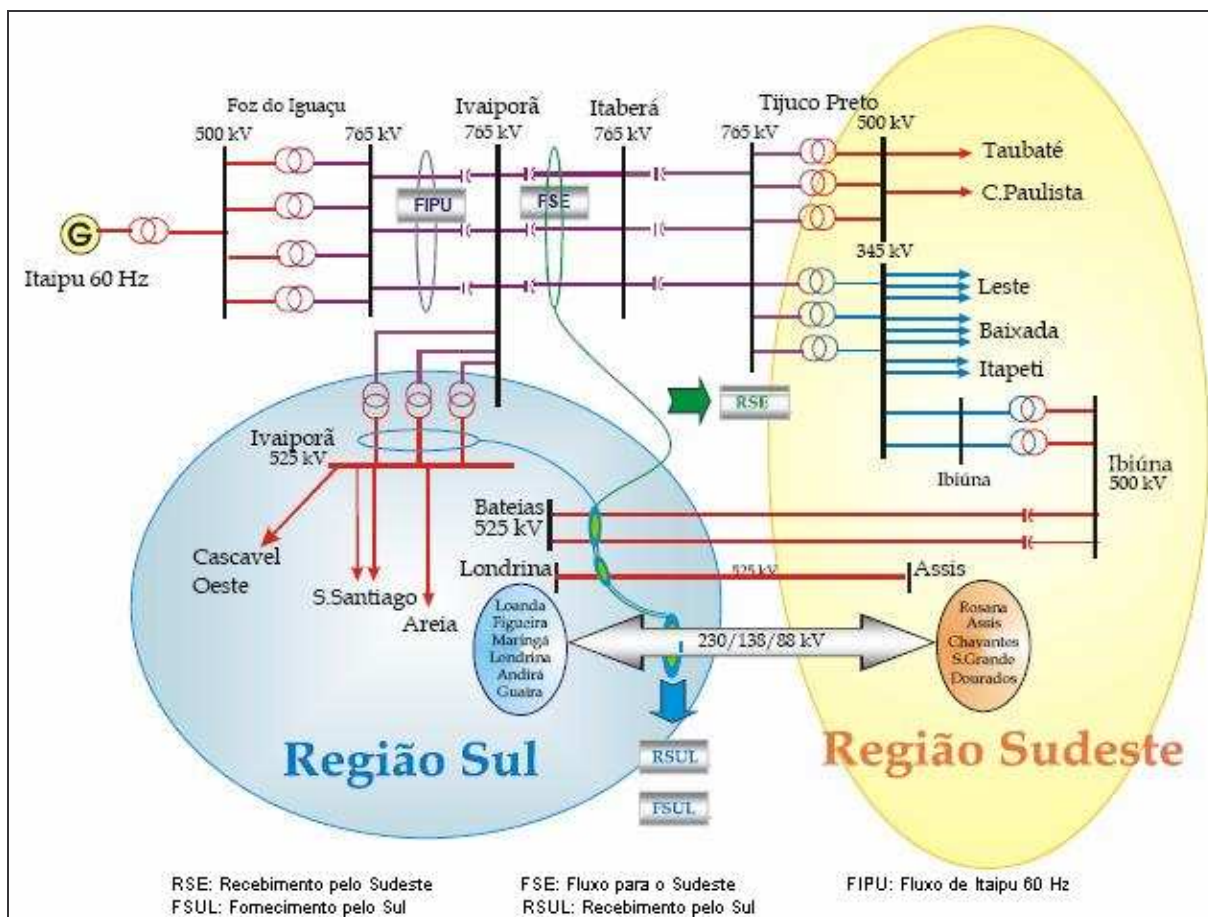


Figura 3.07 – Identificação dos principais intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste e a usina de Itaipu [3.04]

A composição do RSUL e FSUL é formada pelo somatório dos fluxos nos seguintes elementos:

- LT 500 kV Assis – Londrina;

- LT 500 kV Bateias – Ibiúna, circuito duplo;
- Três Interligações 500 kV SE Ivaiporã (Furnas) – SE Ivaiporã (Eletrosul),
- LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul);
- LT 230 kV Assis – Londrina (Copel);
- LT 230 kV Chavantes – Figueira;
- LT 230 kV Guaíra – Dourados;
- LT 138 kV Guaíra – Eldorado;
- LT 138 kV Rosana – Loanda;
- LTs 1 e 2 88 kV Andirá – Salto Grande e, com previsão para 2009,
- LT 230 kV Itararé – Jaguariaíva e LT 138 kV Rosana – Paranavaí.

A diferença entre o RSUL e FSUL encontra-se no resultado do somatório dos fluxos das linhas e interligações indicadas anteriormente. Se esse resultado é o cenário do Sul Exportador, o intercâmbio é descrito como FSUL e, caso contrário, RSUL. Os casos-bases de elevados intercâmbios FSUL e RSUL foram gerados pelo ONS a partir dos casos-bases de referência e disponibilizados aos agentes quando da elaboração dos estudos [3.04, 3.06 e 3.07].

Neste trabalho os casos-bases de referência e de elevados RSUL e FSUL, que modelam as variações das fontes primárias do SIN e que alteram o desempenho do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná, foram utilizados para realizar análises de confiabilidade de geração com variação dos cenários de intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste. A proposta consiste em identificar a influência desses cenários de intercâmbio nas composições dos índices de confiabilidade que atende esse sistema elétrico.

3.2.2 Modelo de Geração

As usinas instaladas no Estado do Paraná são hidráulicas, em sua maioria absoluta, e as principais se encontram no rio Iguaçu: Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto – GBM (1674 MW), Gov. Ney Aminthas de Barros Braga – GNB (1.260 MW), Gov. José Richa – GJR (1.240 MW), todas da Copel Geração, e Salto Osório (1.078 MW) e Salto Santiago (1.420 MW), da Tractebel Energia. No rio Capivari-Cachoeira encontra-se a usina Gov. Parigot de Souza (260 MW), também da Copel Geração, e no rio Jordão, as usinas

Fundão (120 MW) e Santa Clara (120 MW), de propriedade da Centrais Elétricas do Rio Jordão - Elejor. Ainda na região metropolitana de Curitiba encontra-se a usina de Guaricana (46 MW), também da Copel Geração.

Todas as usinas citadas anteriormente foram modeladas para análise de confiabilidade de geração, com as respectivas taxas de falha, λ , e tempos médios de reparo, *TMR*, das unidades geradoras [3.10], descritos na Tabela 3.02 apresentada na seqüência:

Tabela 3.02 – Usinas consideradas na análise de confiabilidade e dados estocásticos das unidades geradoras

Usina	Tipo	Tensão de Conexão (kV)	Número de Unidades Geradoras	Geração Máxima por Unidade (MW)	λ (oc/ano)	TMR (h)
Fundão	Hidro	138	2	60	1,8692	35,5347
GBM	Hidro	525	4	418	1,3286	17,3235
GPS	Hidro	230	4	65	1,8692	35,5347
GNB	Hidro	525	4	315	1,3286	17,3235
Guaricana	Hidro	69	4	3x9,5+1x18	1,6240	2,2343
GJR	Hidro	525	4	310	1,3286	17,3235
Santa Clara	Hidro	138	2	60	1,8692	35,5347
Salto Osório	Hidro	230	6	4x182+2x175	1,8692	35,5347
Salto Santiago	Hidro	525	4	355	1,3286	17,3235

Obs.: λ → taxa de falha TMR → tempo médio de reparo

Cabe ressaltar que as unidades geradoras mencionadas na Tabela 3.02 foram modeladas apenas nos estados de “operação” e “falha”, e não foi considerado o estado de “manutenção”. Adiciona-se, também, que se considerou que essas unidades geradoras sempre podem gerar sua capacidade máxima em qualquer condição energética, RSUL ou FSUL.

A análise de confiabilidade de geração, considerando variações dos intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste, foi realizada utilizando-se o programa NH2 e considerando-se falhas simples, duplas e triplas de unidades geradoras, com as respectivas taxas de falha e tempos médios de reparo, de acordo com a Tabela 3.02, nos diferentes tipos de cenários de intercâmbio e de carga, conforme indicados na Tabela 3.01.

Uma das importantes opções de controle que o programa NH2 oferece é a possibilidade do redespacho de potência ativa e reativa de unidades geradoras, previamente selecionadas. Esse redespacho modela o que naturalmente ocorre no sistema elétrico quando ocorre alguma mudança de estado de um componente do sistema (unidade geradora, carga, elemento de transmissão, etc.), em que as unidades geradoras eletricamente mais próximas respondem com mais intensidade à perturbação ocorrida. Assim, além das unidades geradoras citadas na tabela 3.02, foram incluídas para participar do redespacho de potência ativa e reativa, quando acionado, mais algumas usinas do Sul e a usina de Ilha Solteira, que é a barra de referência do sistema:

Tabela 3.03 – Usinas adicionais consideradas na participação no redespacho de potência ativa e reativa

Usina	Estado	Tipo	Tensão de Conexão (kV)	Número de Unidades	Geração Máxima por unidade (MW)
Ilha Solteira	SP	Hidro	440	20	171
Itá	SC	Hidro	525	5	290
Machadinho	SC	Hidro	525	3	380
Passo Fundo	RS	Hidro	230	2	113

Para cada caso-base indicado na Tabela 3.01 o número de unidades geradoras despachadas foi convenientemente ajustado de acordo com a geração da usina, que está condicionada ao cenário do intercâmbio. Isto é realizado para evitar que, ao se ativar a opção de redespacho de potência ativa e reativa, o programa NH2 despache unidades geradoras que não estão em operação.

Considere-se, por exemplo, uma falha de geração que implica em corte de carga por violação de algum critério, e está informado um número de unidades geradoras por usina superior à geração despachada nas usinas. Se, neste caso, o redespacho for uma medida de sucesso para eliminar o corte de carga, o resultado dessa análise não estará representando fielmente o que ocorre em tempo real, mesmo contando com a rapidez da resposta das máquinas síncronas hidráulicas. Isso porque as usinas que estão fora de operação não participarão da regulação primária e da estabilidade dinâmica do sistema. Essas unidades até podem ser ligadas e despachadas posteriormente, mas, dependendo da violação, o corte de carga poderá ter ocorrido, sobretudo se ativar esquemas de controle de emergência – ECEs.

3.2.3 Modelo de Carga

A consolidação da previsão da carga ativa e reativa por barramento, regida por [3.15], é a etapa inicial e fundamental para a montagem dos casos-bases que são utilizados nas análises de desempenho do sistema elétrico. Cada agente de distribuição e consumidores livres enviam ao ONS os dados do mercado previstos para os horizontes de análise, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelos Procedimentos de Rede [3.09], para a realização dos estudos [3.04, 3.06 e 3.07]. No caso do Estado do Paraná, essa responsabilidade cabe à Copel Distribuição, que realiza a previsão do mercado e totaliza a carga ativa e reativa atendida nos barramentos de 69, 138 e 230 kV.

Para os casos-bases indicados na Tabela 3.01, a previsão de carga máxima anual dos barramentos de 69, 138 e 230 kV do Estado do Paraná para o triênio 2007-2009 é a seguinte:

Tabela 3.04 – Mercado do Estado do Paraná para os patamares de carga indicados (MW)

Patamares de Carga	Pesada			Média			Leve			
	Anos	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
Carga dos Barramentos do Estado do Paraná		3899	4061	4212	3368	3502	3636	2106	2187	2263
Crescimento em Relação ao Ano Anterior (%)		-	4,2	3,7	-	4,0	3,8	-	3,8	3,5

Os dados apresentados pela Tabela 3.04, que não contabilizam as perdas dos sistemas de transmissão e distribuição representados nos casos-bases, são mostrados graficamente na Figura 3.08:

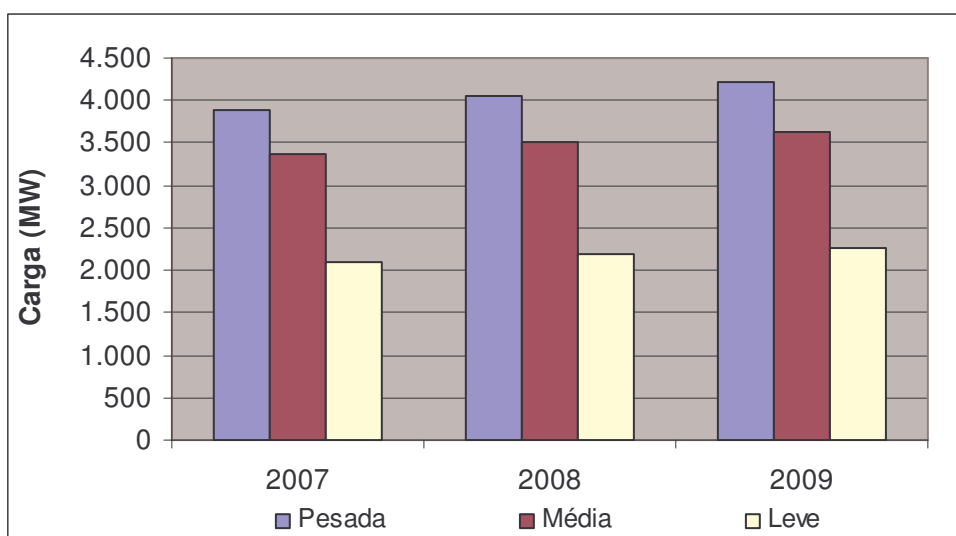


Figura 3.08 – Evolução do mercado do Estado do Paraná (MW)

Os consumidores livres do Estado do Paraná também estão incluídos nesses montantes, já que todos são atendidos pelo sistema elétrico da Copel Transmissão e da Copel Distribuição, no mínimo até o barramento de 69 kV. Existem algumas distribuidoras municipais, como em Campo Largo e Guarapuava, mas essas distribuidoras atuam nos níveis de tensão iguais ou inferiores a 13,8 e 34,5 kV, e essas cargas também estão representadas nos valores totais apresentados pela Tabela 3.04.

3.2.4 Modelo dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

Cabe ressaltar que nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas com relação aos sistemas de transmissão e distribuição, ou seja, não foram consideradas possibilidades de falhas de linhas e transformadores.

3.2.5 Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores

A referência básica para os critérios de definição dos limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores existentes na Rede Básica, para a avaliação de sistemas elétricos, são os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPSTs – celebrados entre as transmissoras e o ONS e então registrados nos casos-bases. No caso da Copel Transmissão, novas capacidades operativas foram acordadas através de um aditivo aos CPSTs, conforme estipulado na Resolução Aneel nº 191/2005 [3.11]. Esses novos limites se referem aos limites de curta duração para condições de contingências, em que é possível aceitar níveis de carregamentos mais elevados que os limites de condições normais de operação até que medidas operativas sejam adotadas para mitigar essas violações.

No caso de linhas de transmissão e transformadores futuros são considerados os limites estabelecidos nos editais de licitação, ou nos estudos de planejamento de longo prazo, ou ainda, na ausência desses, são utilizados valores típicos [3.11].

Os resultados diretos da adoção de limites de curta duração mais elevados que os limites de condições normais de operação para situações de emergência são: maior flexibilidade operacional, menores custos da operação e possibilidade de postergação de novos empreendimentos de transmissão.

No programa NH2 é possível considerar os limites em condições normais de operação ou de curta duração, através das opções de controle NORM e EMER,

respectivamente, nos processamentos das análises de confiabilidade. Assim, é possível verificar, por exemplo, o impacto da resolução da ANEEL nº 191/2005, que estabelece esses limites, pois antes dessa resolução, a maioria das transmissoras acordou apenas um único limite de carregamento para cada linha de transmissão e transformador pertencentes à Rede Básica, ou seja, os limites para condições normais de operação e de emergência eram únicos.

Este trabalho propõe o uso apropriado das opções NORM e EMER para os mesmos casos de análise, possibilitando assim, quantificar o impacto que esses novos limites ocasionam na análise de risco. Os resultados dessa análise estão apresentados nas Seções 4.4 e 5.4, dos Capítulos 4 e 5, respectivamente.

Os limites de carregamento de linhas de transmissão de 69 e 138 kV da COPEL Distribuição, representadas nos casos-bases, referem-se aos limites de verão diurno e noturno, normal e emergência, para as temperaturas típicas ambientes dessa estação. Assim, para cada linha de 69 e 138 kV são informados quatro limites de carregamento. Estes dados estão disponíveis nos casos-bases do PAR [3.08].

3.2.6 Critérios com Relação aos Níveis de Tensão

Nas análises de falhas de unidades geradoras, para os diferentes cenários de intercâmbios mostrados na Tabela 3.01, os níveis de tensão deverão respeitar os limites indicados na Tabela 3.05, que é a reprodução da Tabela 1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada, da Seção 5.3.1 (Níveis de Tensão) do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [3.12], ajustada de acordo com a Resolução da ANEEL 505/01, republicada em 16 de janeiro de 2004 [3.11]:

Tabela 3.05 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada

TENSÃO BASE		TENSÃO MÍNIMA		TENSÃO MÁXIMA	
(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
69,0	1,0	65,6	0,95	72,5	1,05
88,0	1,0	83,6	0,95	92,4	1,05
138,0	1,0	131,0	0,95	145,0	1,05
230,0	1,0	218,0	0,95	242,0	1,05
345,0	1,0	328,0	0,95	362,0	1,05
440,0	1,0	418,0	0,95	460,0	1,05
500,0	1,0	475,0	0,95	550,0	1,10
525,0	1,0	500,0	0,95	550,0	1,05
765,0	1,0	688,0	0,90	800,0	1,046

Para as simulações que consideram casos de emergências serão aceitas tensões mínimas de 0,95 p.u. nas barras de conexão à rede básica, de tal forma a atender os padrões estabelecidos no Módulo 2 [3.13], de 0,95 p.u. nas barras de carga e 0,90 nas demais barras da rede em estudo [3.11]. Para as barramentos de carga da Copel Distribuição e da Copel Transmissão, 69, 138 e 230 kV, serão aceitos níveis de tensão de até 0,90 p.u nas análises de emergência.

3.3 Ferramentas Utilizadas

Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos a partir da versão 7.5.b-P0, de março de 2006, do programa NH2. As simulações foram realizadas utilizando-se um computador Pentium(R) 4, de 2,8 GHz e 512 MB de memória RAM.

3.4 Estrutura das Simulações

As seguintes notações foram utilizadas e são necessárias para facilitar a descrição das simulações realizadas neste trabalho:

Tabela 3.06 – Notação utilizada no elenco de simulações

Notação	Descrição
<i>REFE</i>	Indica que o caso-base é o de referência, disponibilizado pelo ONS
<i>EXEN</i>	Cálculo dos índices de confiabilidade pelo método de enumeração de estados
<i>EXMC</i>	Cálculo dos índices de confiabilidade pelo método Monte Carlo
<i>SIMP</i>	Contingências de 1ª ordem (simples) para o EXEN
<i>DUPL</i>	Contingências até a 2ª ordem (simples e duplas) para o EXEN
<i>TRPL</i>	Contingências até a 3ª ordem (simples, duplas e triplas) para o EXEN
<i>GERA</i>	Contingências apenas de geração para os métodos EXEN e EXMC
<i>RDSQ</i>	Cálculo da solução do problema de medidas corretivas através do redespacho de potência ativa e reativa, com minimização do corte de carga
<i>NORM</i>	Considerados os limites de carregamento de transformadores e linhas de transmissão em condições normais de operação na monitoração da região de interesse
<i>EMER</i>	Considerados os limites de carregamento de transformadores e linhas de transmissão de curta duração em condições de emergência na monitoração da região de interesse
<i>CTAP</i>	Ativa a aplicação do controle de tensão por variação automática do tape de transformador (LTC) durante o processo de solução do fluxo de potência
<i>5%</i>	Incerteza associada ao patamar de carga, considerando que a mesma é 5% superior ao do caso-base de referência, na região de interesse
<i>FSUL</i>	Fornecimento pelo Sul: indica que subsistema Sul está exportando energia
<i>RSUL</i>	Recebimento pelo Sul: indica que o subsistema Sul está importando energia
<i>DTEN</i>	Grupos de limites de tensão para condições normais de operação e de emergência das barras da região de interesse
<i>FMVA</i>	Monitoração do fluxo aparente em MVA dos circuitos da região de interesse, comparado com os limites dos controles NORM e EMER
<i>MONT</i>	Monitoração da tensão na região de interesse, comparados com os limites previamente definidos pelo código DTEN

Considerando os cenários de intercâmbio, geração, carga e os critérios definidos na Seção 3.2, foram definidas diferentes simulações que compõe a análise proposta de

confiabilidade de geração com variações dos cenários de intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste , indicadas na Tabela 3.07.

Tabela 3.07 – Simulações realizadas para a análise de confiabilidade de geração com variação do RSUL e FSUL

Ano	Patamar de Carga	Intercâmbio	Modo de Simulação	Nível de Contingência	Controles Ativados	Caso
2007	PESADA	REFE	EXEN	SIMP	NORM	1
				DUPL	NORM	2
			EXMC	TRPL	NORM	3
					NORM, RDSQ	4
					EMER	5
					NORM, CTAP	6
					NORM, 5%	7
					EMER,CTAP,RDSQ, 5%	8
		FSUL	EXEN	TRPL	NORM	9
					NORM, RDSQ	10
					EMER	11
					NORM, CTAP	12
					NORM, 5%	13
					EMER,CTAP,RDSQ, 5%	14
	RSUL	EXEN	TRPL	NORM	15	
				NORM, RDSQ	16	
				EMER	17	
				NORM, CTAP	18	
				NORM, 5%	19	
				EMER,CTAP,RDSQ, 5%	20	
	MÉDIA	REFE	EXEN	TRPL	NORM	21
					NORM, RDSQ	22
					EMER	23
					NORM, CTAP	24
					NORM, 5%	25
					EMER,CTAP,RDSQ, 5%	26
		FSUL	EXEN	TRPL	NORM	27
					NORM, RDSQ	28
					EMER	29
					NORM, CTAP	30
					NORM, 5%	31
					EMER,CTAP,RDSQ, 5%	32
		RSUL	EXEN	TRPL	NORM	33
					NORM, RDSQ	34
	EMER				35	
	NORM, CTAP				36	
	NORM, 5%				37	
	EMER,CTAP,RDSQ, 5%				38	
LEVE	REFE	EXEN	TRPL	NORM	39	
2009	PESADA	REFE	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	40
		FSUL	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	41
		RSUL	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	42
	MÉDIA	REFE	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	43
		FSUL	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	44
		RSUL	EXEN	TRPL	EMER,CTAP,RDSQ, 5%	45
	LEVE	REFE	EXEN	TRPL	NORM	46

O objetivo das simulações indicadas na Tabela 3.07 é avaliar detalhadamente o impacto da falha da geração em diferentes pontos de operação do sistema: a) patamares de carga pesada, média e leve e incerteza de 5% superior aos montantes de carga de cada patamar; b) cenários de RSUL e FSUL elevados para os patamares de carga média e pesada, e baixos para os casos-bases de referência. Para cada uma dessas situações também se procurou identificar a influência dos controles de redespacho de potência ativa e reativa e a comutação dos tapes dos transformadores. Além desses controles, foram realizadas análises considerando apenas os limites de carregamento nominais de linhas e transformadores da transmissão e distribuição e limites de curta duração, com o objetivo de se avaliar o impacto da flexibilização desses limites nos índices de desempenho do sistema.

À medida que as análises foram sendo realizadas observou-se que não era necessário realizar simulações para todos os casos-bases definidos na Tabela 3.01. Assim, por exemplo, não foram realizadas análises para o ano de 2008 e no de 2009 foram realizadas apenas as mais representativas. Essa questão será discutida detalhadamente na Seção 3.5, apresentada a seguir.

3.5 Resultados Obtidos

3.5.1 Índices de Confiabilidade

Para todas as simulações indicadas na Tabela 3.07 e considerando os critérios e modelos apresentados anteriormente, os índices de confiabilidade foram nulos, ou seja, falhas simples, duplas ou triplas das unidades geradoras indicadas na Tabela 3.02 não provocaram violações no sistema. Isso mostra a robustez do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná que, mesmo considerando a forte variação das fontes primárias modeladas através da variação nos intercâmbios e as restrições de transmissão e distribuição, não foi observada nenhuma violação de tensão, de carregamento ou de déficit de geração.

Em relação ao déficit de geração, é importante registrar que as recentes expansões do sistema de transmissão, como a LT 500 kV Bateias – Ibiúna, circuito duplo e a LT 500 kV Assis – Londrina, permitiram praticamente dobrar os níveis de intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste praticados até a alguns anos. Em 2006, o Recebimento pelo Sul chegou a atingir 5000 MWmed [3.14], como mostra a Figura 3.09, com picos diários de até 6000 MWmed no mês de julho, no patamar de carga média diurna. Desta forma, como os

intercâmbios considerados nos casos são da ordem de 4500 MW e estão distante dos limites máximos, da ordem de 6000 MW, falhas em unidades geradoras não devem provocar déficit de geração não somente ao Estado do Paraná, mas à toda a região Sul, a menos que algum cenário crítico atípico e inesperado ocorra no SIN.

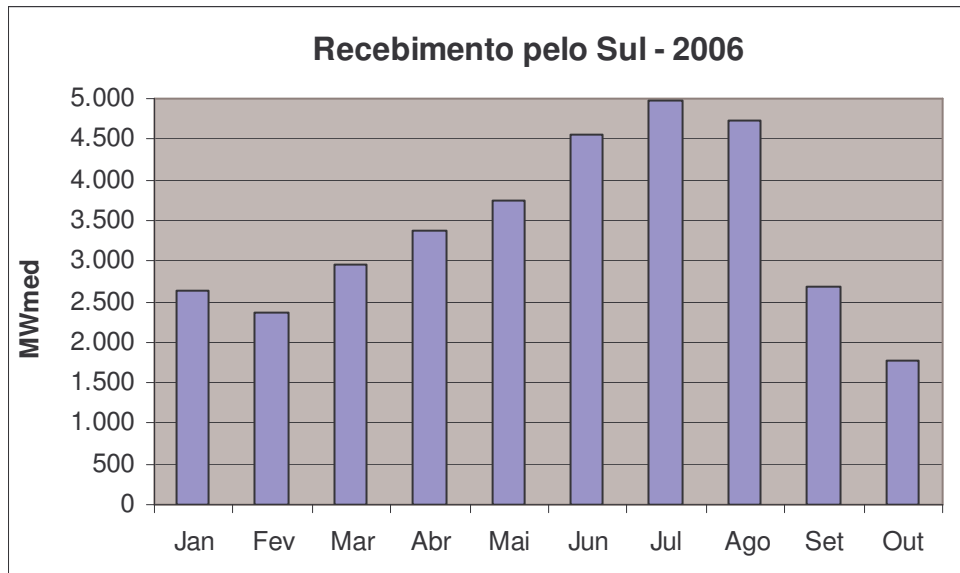


Figura 3.09 – Recebimento pelo Sul – 2006

Ou seja, é possível assumir que a indisponibilidade de geração do Sul poderia atingir até 1.500 MW, pelo menos, que ainda assim não haveria déficit de geração, no patamar de carga média diurna. É importante destacar que essa folga não pode ser interpretada como inexistência de risco de déficit de geração para o Sul, uma vez que os riscos de déficit dos subsistemas são definidos pelos modelos computacionais descritos pela Figura 3.03. Aqui, esses resultados estão circunscritos aos modelos, critérios e definições da Seção 3.2.

3.5.2 Simulação Monte Carlo

A simulação Monte Carlo não convergiu para nenhum dos casos analisados.

Lembrando (2.20):

$$\bar{E}(F) = \frac{1}{NE} \sum_{i=1}^{NE} F(x(i)) \quad (3.01)$$

Onde:

$\bar{E}(F)$ → estimador do valor esperado

- NE → número de estados amostrados
 $x(i)$ → i -ésimo estado amostrado
 $F(x(i))$ → resultado da função teste para o i -ésimo estado amostrado

Se, por exemplo, $F(x(i))$ é o valor do corte de carga associado ao estado $x(i)$, $\bar{E}(F)$ é igual ao valor estimado da EPNS para o estado i . Entretanto, $E(F)$ não é o valor “verdadeiro” de $E(F)$, que é geralmente desconhecido, porém uma estimativa desse valor, que depende do tamanho da amostra. Como x e $F(x)$ são variáveis aleatórias, esse estimador $\bar{E}(F)$, que é uma média dos NE estados amostrados de $F(x)$, também é uma variável aleatória. A incerteza associada à estimativa (3.01) é dada pela variância do estimador [3.16]:

$$V(\bar{E}(F)) = \frac{V(F)}{NE} \quad (3.02)$$

Onde:

- $V(\bar{E}(F))$ → variância do estimador
 $V(F)$ → variância da função teste

A variância da função teste $V(F)$ é estimada por:

$$\bar{V}(F) = \frac{1}{NE} \sum_{i=1}^{NE} [F(x(i)) - \bar{E}(F)]^2 \quad (3.03)$$

Para a execução da simulação Monte Carlo no programa NH2 é necessário informar o tamanho da amostra (NE) e a precisão para a convergência dos índices PPC e EPNS, que são os valores estimados $\bar{E}(F)$. Como $F(x(i))$ é sempre nulo, pois não existe corte de carga associado ao estado i , uma vez que nenhuma falha ou combinação de falhas de unidades geradoras provocam corte de carga, não ocorre variação de $V(F)$, $\bar{V}(F)$ e $V(\bar{E}(F))$, que nunca atingem a precisão informada dos índices PPC e EPNS, não importando o tamanho da amostra e nem o relaxamento da precisão para a convergência.

Por exemplo, para o caso 1, o tamanho da amostra informado foi 100.000 sorteios, que durou 13m6s, com tolerância para convergência dos índices PPC e EPNS de 10%, que é um valor bastante relaxado, sem atingir a convergência, para falhas em apenas 8 usinas, com 30 unidades ao todo, conforme Tabela 3.02.

O fato de não se ter violações operativas que levem a corte de carga nas simulações realizadas deve-se a robustez do sistema nos cenários analisados.

3.5.3 Enumeração de Estados

Apesar de não ter ocorrido formação dos índices de confiabilidade, ou seja, todos os índices apresentaram valores nulos, é possível levantar algumas informações sobre o espaço de estado analisado:

Tabela 3.08 – Comparação dos Resultados dos casos 1, 2 e 3 pelo método de enumeração de estados

Comparação dos casos 1, 2 e 3	Nível de Contingência		
	Simples	Duplas	Triplas
Percentual do Espaço de Estados (%)	98,72	99,93	99,94
Número de contingências processadas	13	104	226
Tempo Total de Processamento (segundos)	1,3	4,1	8,3

A análise da Tabela 3.08 mostra que as contingências simples correspondem quase a 98,7% de todo o espaço de estados, ou seja, a probabilidade de ocorrência de contingências simples é quase 99%, sendo que o 1% restante se referem às combinações de contingência de ordem superior (duplas, triplas, etc.) Considerando a comparação entre os resultados das contingências simples e as duplas, o ganho no percentual do espaço de estados analisado foi de apenas 1,21 % e, por outro lado, o tempo de processamento foi três vezes superior e o número de contingências processadas foi oito vezes maior. No caso dos resultados das contingências duplas comparadas às contingências triplas, o ganho no percentual do espaço de estados analisado foi de apenas 0,01 % e, por outro lado, o tempo de processamento e o número de contingências processadas foram duas vezes superiores. Assim, caso houvesse alguma restrição ao processamento, os resultados mostram que o processamento apenas das contingências simples seria suficiente para essa análise de confiabilidade.

3.6 Extensão das Análises

Os resultados apresentados na Seção 3.5 mostraram a robustez do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná frente às contingências de geração processadas para condições indicadas nas Seções anteriores, que não consideram incertezas com relação aos sistemas de transmissão e distribuição. Entretanto, considerou-se necessário aprofundar essa análise, além das simulações indicadas na Tabela 3.07, a fim de se identificar a fronteira de atendimento a esse sistema. O objetivo é identificar que situações de falha na geração implicariam em corte de carga para a região elétrica sob análise, devido

a ocorrência de déficit de geração e/ou violações dos critérios de níveis de tensão e de carregamento.

Como no período de junho a setembro de 2006 a Região Sul passou por um período de estiagem prolongada, em que os recebimentos atingiram 6000 MWmed, procurou-se representar esta condição sistêmica, através de um caso-base específico fornecido pelo ONS. Alguns dados importantes desse caso-base são apresentados a seguir.

Tabela 3.09 – Dados de carga e geração da Região Sul e do Paraná

Área	Carga Média – Agosto – 2006			
	Carga (MW)	Perdas (MW)	Geração Local (MW)	RSUL (MW)
Região Sul (PR,SC,RS)	10.055	537	4.536	6.056
Paraná	3.360	105	3.070	–

De acordo com a Tabela 3.09, é possível verificar que a carga total do Paraná representa em torno de 33% da carga total da região Sul e que o RSUL representa em torno de 60% da carga total dessa região. A geração alocada no Paraná para esse cenário foi praticamente idêntica à carga do estado e representa em torno de 2/3 da geração total da região Sul. Essa proporção poderia ser um pouco diferente, se desejada, bastando para isso compensar a geração em usinas dos outros estados, sobretudo nas usinas Itá e Machadinho, que estão com geração reduzida nesse caso-base, e mantendo-se o mesmo RSUL. Entretanto, como este trabalho está focado no Estado do Paraná, foi adotada a distribuição de geração mencionada anteriormente, que se concentra nesse estado.

Inicialmente, utilizou-se o seguinte despacho nas usinas do Sul:

Tabela 3.10 – Unidades em operação das principais usinas do Sul-Agosto média/2006

Usina	Número de Unidades em Operação		Geração Total da Usina (MW)
	Gerador	Compensador Síncrono	
Fundão	0	0	0
Gov. Bento Munhoz	2	1	800
Gov. Parigot de Souza	2	2	30
Gov. Ney Braga	2	0	525
Gov. José Richa	2	2	525
Ita	1	4	180
Jorge Lacerda – Un. 7	1	0	320
Machadinho	0	2	0
Passo Fundo	2	0	140
Salto Osório	1	4	120
Santa Clara	0	0	0
Salto Santiago	0	2	0

Um dos produtos das referências [3.06] e [3.07] é a definição do número mínimo de unidade geradoras que devem estar em operação como compensadores síncronos, para dar estabilidade ao sistema e suporte de tensão. Na Tabela 3.10 estão identificadas nas principais usinas do Sul como se encontram essas unidades, despachadas ou operando como compensadores síncronos, para o caso-base informado. A partir das informações mostradas na Tabela 3.10 foram definidos dois grandes grupos de simulações. O Grupo 1, indicado na Tabela 3.11, considera falhas apenas em unidades geradoras operando como gerador, e o Grupo 2, conforme Tabela 3.12, considera falhas tanto em geradores como em compensadores síncronos. A idéia é capturar a influência da falha e a participação no redespacho da geração de potência reativa dos compensadores síncronos, muito importantes nesse cenário de extremo RSUL.

Durante o processamento, verificou-se que, apesar de se considerar contingências triplas pelo método de enumeração de estados, não ocorreu nenhum corte de carga associado às falhas de unidades geradoras, estivessem essas operando como geradores ou como compensadores síncronos. A razão principal para que esse fato ocorra é que os subsistemas Sul e Sudeste são fortemente acoplados e mesmo que ocorra falhas de unidades geradoras, independente de sua forma de operação, em situações energéticas críticas, essas perturbações não são suficientes para levar o sistema ao déficit de geração. O corte de carga até pode ocorrer por subtensão, mas não por déficit. Além disso, para se permitir um elevado recebimento pelo Sul, os geradores dessa região estavam despachados com valores próximos aos limites inferiores de suas capacidades, com exceção das unidades térmicas.

Para intensificar o impacto dessas contingências de geração e identificar a possibilidade de déficit de geração, utilizou-se o seguinte artifício: concentrou-se toda a geração do tronco de 525 kV do rio Iguaçu na usina de Gov. Bento Munhoz, distribuída em duas unidades fictícias de 1.000 MW, já que a potência máxima por unidade dessa usina é de 419 MW. O despacho total das duas máquinas foi 1.850 MW, sendo zeradas as gerações das usinas Gov. Ney Braga, Gov. José Richa e Salto Santiago, mantendo-se os compensadores síncronos dessas usinas em operação, mas sem a possibilidade de serem revertidos para gerador. Esse cuidado tem como objetivo manter as características originais do sistema antes da adoção desse artifício, sobretudo o controle de tensão e carregamentos em linhas de transmissão e transformadores. Para intensificar ainda mais esse efeito, permitiu-se a falha da unidade 7 da UTE Jorge Lacerda, que no caso-base estava despachada com 320 MW.

Tabela 3.11 – GRUPO 1 – Simulações e resultados obtidos – RSUL: 6.000 MW – Apenas unidades como gerador - Agosto/2006 Carga Média

ÍNDICE	ENUMERAÇÃO – CONTINGÊNCIAS TRIPLAS					MONTE CARLO	
	NORM	NORM RDSQ	NORM CTAP	EMER	EMER CTAP RDSQ	NORM	
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	
PPC (%)	0,00656	0,005187	0,00656	0,00656	0,006505	0,006733	
EENS (MWh/ano)	6,74	2,59	6,74	6,74	6,67	6,29	
FPC (oc/ano)	0,0545	0,0415	0,0545	0,0545	0,0538	0,0554	
EPC (h/ano)	0,5753	0,4544	0,5753	0,5753	0,5699	0,5898	
EPNS (MW)	0,0008	0,0003	0,0008	0,0008	0,0008	0,0007	
DPC (h/ano)	10,5596	10,9550	10,5596	10,5596	10,5835	10,6434	
SEV (sistema-minuto)	0,1188	0,0457	0,1188	0,1188	0,1175	0,1109	
Eficiência Medidas Corret. (%)	99,60	99,68	99,56	99,60	99,57	99,59	
% ESPAÇO ESTADOS	99,9997	99,9997	99,9997	99,9997	99,9997	–	
TEMPO PROCESSAMENTO	7,59 s	9,83 s	18,44 s	7,45 s	1m06s	3h46m59s	
Nº CONT. AVALIADAS	80	80	80	80	80	3.000.000	
Nº CONT. C/ Problemas	57	57	56	57	56	48.832	
Nº CONT. C/ CORTE	23	7	23	23	18	202	
Violações Probabilidade (%)	Tensão (%)	1,6228	1,6228	1,5002	1,6228	1,5002	1,6224
	Tensão+Fluxo (%)	0	0	0,001923	0	0,001923	0
	Outros (% Tot.)	0,005186	0,005186	0,006504	0,005186	0,006500	0,005366
Violações (% da Probab.)	Tensão (% Tot.)	99,68	99,68	99,44	99,68	99,44	99,67
	Tens+Flu (% Tot.)			0,13		0,13	0
	Outros (% Tot.)	0,32	0,32	0,43	0,32	0,43	0,33

Tabela 3.12 – GRUPO 2 – Simulações e resultados obtidos – RSUL: 6.000 MW – Falhas em unidades como gerador e compensador síncrono – Agosto/2006 – Carga Média

ÍNDICE	ENUMERAÇÃO – CONTINGÊNCIAS TRIPLAS					MONTE CARLO	
	NORM	NORM RDSQ	NORM CTAP	EMER	EMER CTAP RDSQ	NORM	
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	
PPC (%)	0,00606	0,00473	0,00606	0,00606	0,00598	0,0061	
EENS (MWh/ano)	6,42	2,37	6,42	6,42	6,30	6,66	
FPC (oc/ano)	0,0491	0,0366	0,0491	0,0491	0,0482	0,0531	
EPC (h/ano)	0,5316	0,4148	0,5316	0,5316	0,5243	0,5344	
EPNS (MW)	0,0007	0,0003	0,0007	0,0007	0,0007	0,0008	
DPC (h/ano)	10,8349	11,3321	10,8349	10,8349	10,878	10,0581	
SEV (sistema-minuto)	0,1132	0,0417	0,1132	0,1132	0,1110	0,1174	
Eficiência Medidas Corret. (%)	99,80	99,85	99,80	99,80	99,80	99,80	
% ESPAÇO ESTADOS	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	–	
Tempo do Processamento	30,61s	44,78s	2m0s	30,52s	4m19s	6h0m32s	
Nº Contingências Avaliadas	594	594	594	594	594	3.000.000	
Nº Contingências Problemas	299	299	263	247	262	92.842	
Nº Contingências com corte	51	19	51	51	42	183	
VIOLAÇÕES Probabilidade (%)	Tensão (%)	3,0768	3,0768	2,9563	2,9554	2,9563	3,0901
	Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0
	Outros (%)	0,00473	0,00473	0,00777	0,00597	0,00178	0,004633
VIOLAÇÕES (% da Probab.)	Tensão (% Tot.)	99,85	99,85	99,74	99,80	99,74	99,85
	Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0	0	0
	Outros (% Tot.)	0,15	0,15	0,26	0,20	0,26	0,15

Esta nova condição de operação do sistema resultou em cortes de carga quando da simulação de contingências simples, duplas e triplas, cujos índices estão graficamente representados nas Figuras 3.11 a 3.16 a seguir.

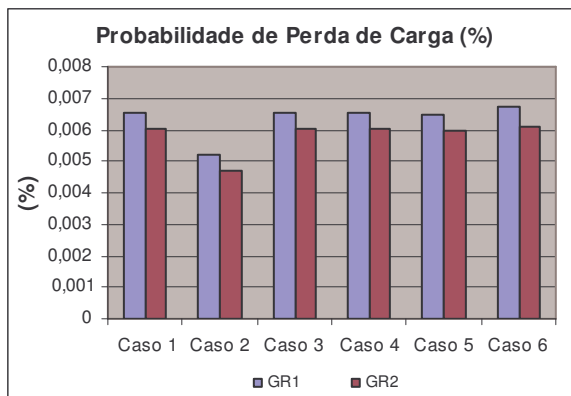


Figura 3.10 – PPC

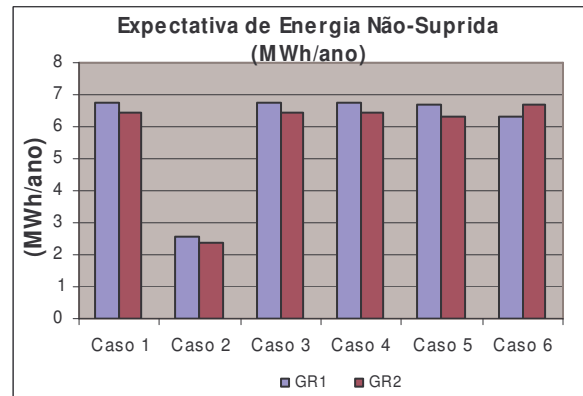


Figura 3.11 – ENNS

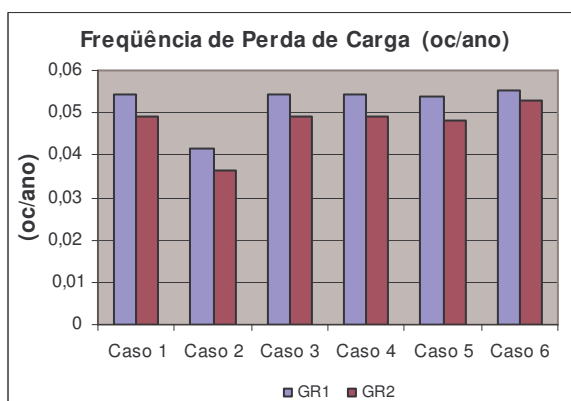


Figura 3.12 – FPC

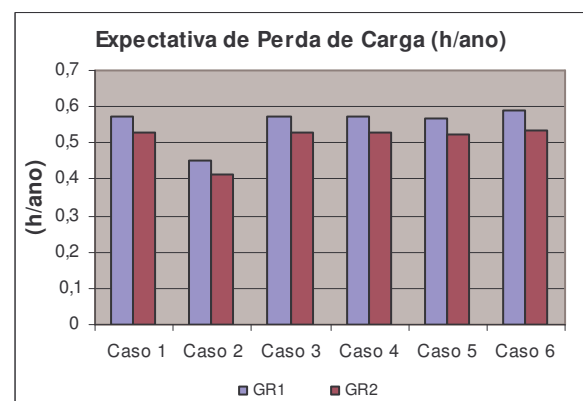


Figura 3.13 – EPC

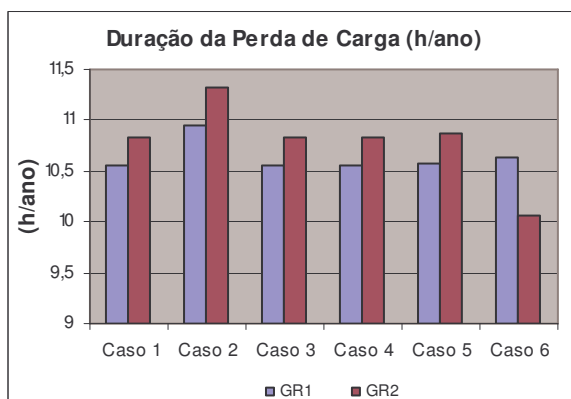


Figura 3.14 – DPC

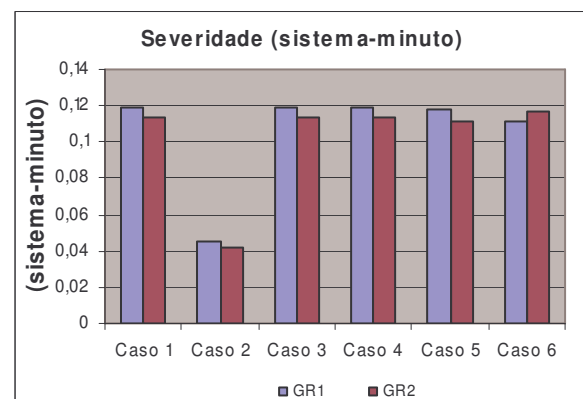


Figura 3.15 – SEV

A análise dos resultados mostrados nas Tabelas 3.11 e 3.12 e Figuras 3.10 a 3.15 é apresentada a seguir e é discretizada pelos Grupos 1 e 2, métodos de enumeração de estados e simulação Monte Carlo, com variação dos controles ativados e índices de corte de carga.

3.6.1 Enumeração de Estados – Espaço de Estados

Grupos 1 e 2

As contingências simples, duplas e triplas correspondem a praticamente todo o espaço de estados possível (99,9997%). O restante, 0,0003%, se refere às demais combinações múltiplas. Desta forma, é possível considerar os resultados dos Casos 1 a 5 como absolutamente precisos para as condições consideradas.

3.6.2 Enumeração de Estados – Controles Ativados

Grupo 1

É possível verificar a eficácia do controle RDSQ quando são comparados os resultados do Caso 2 com os resultados do Caso 1. Assim, quando se permitiu o redespacho de potência ativa e reativa nas unidades despachadas como geradores nas usinas do Sul, observa-se uma redução sensível em quase todos os índices relacionados ao corte de carga. Comparando-se os Casos 1 e 3 observa-se que a opção CTAP não se mostrou eficiente, uma vez que os índices são idênticos. Ou seja, o controle de tensão efetuado pelos transformadores com comutação automática não foi capaz de eliminar as violações de tensão observadas. Portanto, é possível concluir que as violações de tensão observadas devem-se à redução localizada das injeções de potência ativa e reativa.

No que se refere à ativação única do controle EMER quando se permite a utilização dos limites de curta duração, Caso 4, não houve alteração nos índices em relação aos resultados do Caso 1. Isso significa que não ocorreu violação dos limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores durante as contingências de geração, mesmo considerando as duas unidades fictícias de 1.000 MW na usina Gov. Bento Munhoz. De fato, a capacidade das linhas de transmissão do tronco de 525 kV que atende o Paraná (Anexo B, Figura B.01), situa-se na faixa de 2000 a 2500 MVA.

Grupo 2

A comparação entre os resultados dos Casos 1 a 5 do Grupo 2 referentes aos resultados das opções de controle adotadas, RDSQ, CTAP e EMER, apresenta a desempenho idêntico ao descrito para o Grupo 1.

3.6.3 Enumeração de Estados – Índices de Corte de Carga

Grupo 1

De maneira geral, é possível observar que os índices de corte de carga dos Casos 1 a 5 são de baixíssima probabilidade, em que a PPC é inferior a 0,01% (ver Figura 3.10), e a EENS variando entre 6,74 MWh/ano, para o Caso 1 e 2,59 MWh/ano, para o Caso 2, que são os resultados máximos e mínimos observados (ver Figura 3.11). Supondo-se que o sistema se encontra durante as 8.760 horas do ano nesse patamar de carga média, com 3.404 MW, a energia equivalente é 29.819.040 MWh/ano. Portanto, a EENS corresponde a insignificantes $2,26 \cdot 10^{-5}\%$ para o pior caso, o Caso 1.

No caso da FPC, a frequência de contingências de geradores que provocam corte de carga, em combinações até de contingências triplas, é inferior a 0,05 ocorrências por ano nos Casos de 1 a 5 (Figura 3.12), ou seja, configura-se uma falha a cada 20 anos ($1/0,05$) que levaria ao corte de carga, considerando que sejam mantidos constantes os cenários de carga e intercâmbio avaliados.

A EPC corresponde aproximadamente 0,5753 h (Figura 3.13) ou 34 minutos, para o Caso 1. Assim, dos 525.600 minutos de exposição anual do sistema ($8760 \text{ h} \times 60$), a duração da interrupção total de carga duraria 34 minutos, ou 0,00657 %, que é a PPC.

À primeira vista, o único índice que aparenta ser elevado é a DPC (Figura 3.14), da ordem de 11h/ano, mas, da mesma forma, quando se compara ao tempo total de exposição anual do sistema, 8760 h, esse índice representa apenas 0,104% desse total. Quando se compara o índice DPC do Caso 1 ao do Caso 2, observa-se que o mesmo se eleva, e, teoricamente, deveria se reduzir. Entretanto, é importante relembrar a formulação desse índice, apresentada no Capítulo 2, Seção 2.3 :

$$DPC = \frac{EPC}{FPC} \quad (3.04)$$

Comparando a redução percentual dos índices EPC e FPC, dos Casos 1 e 2, verifica-se que esses valores são, respectivamente, 26% e 31%. Como a redução percentual da FPC é maior que da EPC, naturalmente irá produzir um índice DPC um pouco maior.

Com relação à severidade, para os Casos 1 a 5 e de acordo com a Tabela 2.04, o grau do sistema consideração apenas falhas de unidades geradoras é zero (G 0), pois é inferior a um minuto (Figura 3.15), que representa uma condição favorável de baixíssimo risco.

Grupo 2

A análise comparativa entre os Casos 1 a 5 do Grupo 2 é semelhante à descrita para o Grupo 1. Quando comparados individualmente os resultados dos Casos 1 a 5 do Grupo 2 com os Casos 1 a 5 do Grupo 1 (Figuras 3.10 a Figura 3.15), observa-se uma pequena redução em todos os índices. É possível concluir, portanto, que a consideração da modelagem de falhas de unidades geradoras operando como compensadores síncronos é mais coerente que somente a modelagem de unidades despachadas como geradores para o desempenho do sistema, pois representam a participação desses compensadores na regulação primária frente a qualquer perturbação. Por outro lado, o número de contingências e o tempo de processamento, como será demonstrado na Seção 3.6.5, é maior. Dessa forma, a escolha em se representar ou não as falhas em unidades geradoras operando como compensadores síncronos irá depender das premissas da análise.

3.6.4 Enumeração de Estados – Violações

Grupos 1 e 2

Os problemas relacionados ao controle de tensão corresponderam a praticamente 100% das violações em todos os Casos (1 a 5), com uma parcela muito pequena combinada com violações de fluxo e inferior a 0,5% nos Casos 3 e 5. A probabilidade de ocorrência de violações de tensão é da ordem de 3%, e mesmo considerando o redespacho de potência ativa e reativa, variação da tensão das barras controladas através da comutação automática dos tapes de transformadores e utilização dos limites de carregamento de curta duração, essa probabilidade pouco se altera (comparar Casos 2, 3, 4 e 5 com o Caso 1).

3.6.5 Enumeração de Estados – Tempo de Processamento

Grupos 1 e 2

O tempo de processamento para o método de enumeração de estados dos Casos 1 a 5 do Grupo 1 foi igual ou inferior a 1 minuto. Para os Casos do Grupo 2, o tempo foi maior, chegando a até 4 minutos. Essa diferença reside no número de contingências processadas, que para o Grupo 1 foram 80 contingências e para o Grupo 2, 594. Esse número maior de contingências do Grupo 2 é devido ao aumento do espaço de estados ao se incluir os compensadores síncronos no modelo de risco da geração.

3.6.6 Simulação Monte Carlo

Grupo 1

A simulação Monte Carlo não convergiu para o número de contingências solicitadas (três milhões) e as incertezas associadas aos índices EPNS e PPC (utilizados para convergência do método) foram de 11,59% e 7,04%. Foram processadas três milhões de contingências, conforme Tabela 3.11, Caso 6. Esses resultados indicam que esse método de simulação não é adequado para as condições consideradas. Ainda assim, quando são comparados os índices relacionados aos cortes de carga com os índices do método de enumeração do Caso 1, em que também não foi ativada nenhuma opção de controle como a simulação Monte Carlo, é possível observar que os índices de ambas simulações estão bastante próximos.

O processamento dos três milhões de contingências levou apenas 3h46m59s, uma vez que a convergência de cada contingência ocorria com poucas iterações do fluxo de potência, já que as violações ocorridas eram facilmente corrigidas pelo modelo.

Grupo 2

A simulação Monte Carlo para o Grupo 2 também não convergiu para o número de contingências solicitadas (três milhões) e as incertezas associadas aos índices EPNS e PPC foram de 11,83% e 7,39%, respectivamente, e que foram muito próximos aos valores obtidos para a simulação do Grupo 1.

Com relações aos índices de corte de carga, de acordo com as Figuras 3.10 a 3.15, comparando os resultados obtidos para as duas simulações, observa-se que alguns apresentaram melhores resultados para a análise do Grupo 1 (EENS e SEV) e outros para o Grupo 2 (PPC, FPC, EPC e DPC). Entretanto, não é possível tirar conclusões precisas a respeito desses valores, uma vez que existem incertezas associadas à convergência dessas simulações e os valores dos índices são extremamente pequenos, apesar do tamanho da amostra.

3.6.7 Déficit de Geração

Ao se analisar os resultados das Tabelas 3.10 e 3.11 é possível observar que as violações ocorreram por violações de tensão e não ocorreu déficit de geração, mesmo considerando a perda de quase 2.000 MW em algumas situações. A razão principal para que esse fato ocorra é que os subsistemas Sul e Sudeste são fortemente acoplados e mesmo que ocorra falhas de unidades geradoras, independente de sua forma de operação,

ainda que em situações energéticas críticas, essas perturbações não são suficientes para levar o sistema ao déficit de geração.

No Apêndice A2, essa questão do déficit de geração foi abordada em um sistema bastante simples, permitindo validar os resultados obtidos.

A conclusão principal da análise apresentada no Apêndice A2 é que o programa NH2, em princípio, consegue identificar a questão do déficit de geração em um sistema devido à carência de geração e à impossibilidade do resdespacho de potência.

Adicionalmente, é possível concluir que os resultados apresentados no presente Capítulo são coerentes ao não identificar o déficit de geração do sistema sob análise, mesmo quando se considera a perda de grandes blocos de geração, uma vez que o SIN é suficientemente robusto para suportar contingências dessa natureza.

3.7 Sumário

Este Capítulo apresentou com detalhes os modelos de fontes primárias, de geração e carga consideradas na análise de confiabilidade de geração considerando variações dos cenários de intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste. Também apresentou os critérios adotados para os limites de carregamento em linhas de transmissão e transformadores e níveis de tensão, tanto para a rede básica como as redes de 69 e 138 kV.

Através dos resultados obtidos, foi possível verificar que falhas em unidades geradoras das usinas hidrelétricas que se localizam no Estado do Paraná, nos diversos cenários de carga, intercâmbios e topologia da rede, não provocam violações sistêmicas de quaisquer natureza que impliquem em corte de carga, evidenciando a robustez desse sistema elétrico.

Os resultados das simulações mostraram que, para as condições informadas, é mais adequada se executada através do método de enumeração de estados do que pela simulação Monte Carlo, que não convergiu em nenhum dos casos analisados.

Adicionalmente, os resultados obtidos através do método de enumeração de estados mostraram que contingências simples das unidades geradoras indicadas correspondem praticamente a 99% do total do espaço de estados. Mesmo assim, foram exploradas contingências duplas e triplas em todos os cenários indicados. Os resultados confirmam que não ocorrem violações de restrições sistêmicas que impliquem em corte de carga, indicando que, em casos de restrições de processamento, as contingências simples fornecem subsídios importantes e suficientes para essa análise de confiabilidade.

Como não ocorreu formação dos índices de confiabilidade para as premissas iniciais desse Capítulo, estendeu-se a análise a uma situação mais crítica de atendimento ao subsistema Sul. Assim, utilizou-se um cenário de recebimento pelo Sul de 6000 MW, referente à carga média do ano de 2006. Com esse cenário e utilizando um artifício de representação de toda a geração do rio Iguaçu do sistema de 525 kV concentrado em duas unidades fictícias da usina Gov. Bento Munhoz, num total de 1.850 MW, foi possível identificar violações de tensão nessa área, que, para serem corrigidas, foi necessário corte de carga, mesmo ativando controles como o redespacho de potência ativa e reativa, comutação automática de transformadores e utilização de limites de carregamento de curta duração de linhas e transformadores de. Os cortes de carga ocorreram para contingências duplas e triplas que envolviam uma ou as duas unidades fictícias da usina Gov. Bento Munhoz. Mesmo nessas condições extremas, o desempenho do sistema elétrico que atende o Paraná, considerando falhas em unidades geradoras até a terceira Ordem, ou seja, contingências triplas, foi bastante satisfatório.

3.8 Referências Bibliográficas

- [3-01] http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx#
- [3-02] MIKAMI, Hugo; BLOOT, Márcio Luiz; FERREIRA, Luiz Roberto M.; ROSA, Pedro José. *Avaliação dos Resultados dos Modelos Computacionais de Otimização Aplicados no Planejamento da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional*. XVIII SNTPEE - Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos – GOP – Curitiba, Outubro, 2005.
- [3-03] http://www.ons.org.br/resultados_operacao/sintese_gerencia/sintese_geral_operacao.aspx#geracao
- [3-04] ONS *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período de 2006-2008 – Volume 3 – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais*. Relatório Técnico ONS 2.1.071/2005, Agosto, 2005.
- [3-05] http://www.ons.org.br/download/ampliacao_reforços/par_anteriores/2005_2007/PAR2005-2007_Sumario_Executivo.pdf
- [3-06] ONS *Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Quadrimestre Maio – Agosto 2006*. Relatório Técnico ONS RE-3/108/2006, Fevereiro, 2006.
- [3-07] ONS *Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo PEL – JAN/2007 A ABR/2008* Relatório Técnico ONS – RE-3/317/2006 – Volumes 1, 2 e 3, Novembro, 2006.
- [3-08] http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_regime_permanente.aspx
- [3-09] ONS *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos* Revisão Nº 1, Outubro, 2005.
- [3-10] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.
- [3-11] ONS *Estudo para Identificação das Ampliações e Reforços na Rede de Transmissão – Período 2008 a 2011 – Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DIT – Termo de Referência – PAR 2008-2011* Relatório Técnico ONS 2.1-0105/2006, Novembro, 2006.
- [3-12] <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/submodulo23-03-r0.pdf>

- [3-13] http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_02.aspx
- [3-14] http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes_out.aspx
- [3-15] http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_05.aspx
- [3-16] MELO, A. C. G. *Avaliação dos Índices de Frequência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Outubro, 1990.

CAPÍTULO 4 – CONFIABILIDADE DA TRANSMISSÃO E COMPOSTA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

4.1 Introdução

No Capítulo 3, a análise de confiabilidade abordada considerou apenas falhas de unidades geradoras, em que os sistemas de transmissão e distribuição foram considerados sem restrições. Este Capítulo representa um passo adiante em relação ao Capítulo anterior, pois considera falhas do sistema de transmissão na análise de confiabilidade do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná.

Na primeira etapa serão consideradas apenas falhas de transmissão, ou seja, estudo específico de transmissão, e, na seqüência, de geração e transmissão. Esta última é considerada a análise clássica de confiabilidade composta. Nos dois estudos serão impostas restrições em circuitos dos sistemas de transmissão, sendo que os sistemas de distribuição de 69 e 138 kV que atendem o Estado Paraná serão considerados sem restrições.

4.2 Modelos, Critérios e Definições

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.2.1 a 3.2.3, 3.2.5 e 3.2.6, e 3.3, em relação a:

- Modelos dos cenários de intercâmbio, de geração e de carga;
- Critérios de tensão e de carregamento de linhas de transmissão e transformadores;
- Ferramentas utilizadas;

A única exceção se refere ao item 3.2.4, uma vez que neste Capítulo é modelado o risco do sistema de transmissão, descrito a seguir.

4.2.1 Modelo de Risco do Sistema de Transmissão

Os equipamentos do sistema de transmissão que atendem o estado Paraná foram modelados em dois estados, em operação e em falha. Fazem parte desse sistema linhas de

transmissão de 500 e 230 kV (ver Anexo AX3, Figura AX3.01), transformadores de malha 500/230 kV e transformadores de fronteira 230/138 e 230/69 kV.

Para as linhas de 230 kV e transformadores de fronteira foram consideradas duas bases de dados, de acordo com [4.01] e [4.02]. O objetivo em se considerar bases de dados distintas é comparar as duas análises permitindo avaliar o impacto da nova estatística sobre a tradicionalmente utilizada. O resumo completo das taxas de falha e tempos de reparo utilizados neste trabalho está detalhado na Tabela 4.01.

Tabela 4.01 – Dados estocásticos considerados nas análises

Equipamento	Referência [4.01]		Referência [4.02]	
	Taxa de Falha (ocorrências/ 100 km * ano)	Tempo Médio de Reparo (h)	Taxa de Falha (ocorrências/ 100 km * ano)	Tempo Médio de Reparo (h)
Linhas de 500 kV	0,0161	2,2938	–	–
Linhas de 230 kV	0,0246	1,3246	0,01981	2,2860
Transformadores 500/230 kV	0,3636	49,1326	–	–
Transformadores 230/138 kV	0,6555	13,7296	0,58360	11,7260
Transformadores 230/69 kV	0,6555	13,7296	0,58360	11,7260

A referência [4-01] se refere a uma base de dados do SIN, do período de 1990 a 2003. A referência [4-02] é um relatório interno da Copel Transmissão e se refere a uma base real dos equipamentos da área em análise representando uma coleta do período de 1981 a 1997. Uma vez que até período dessa coleta de dados a Copel Transmissão ainda não possuía linhas de transmissão de 500 kV e transformadores de malha 500/230 kV, não existem registros de falhas desses equipamentos. Assim, nas análises considerando a base de dados [4.02] foram utilizados os mesmos dados que os da referência [4-01] para esses equipamentos.

Cabe ressaltar que não existe distinção para os transformadores de fronteira para o nível da tensão secundária, pois a tabulação dos dados é realizada para a tensão primária.

De acordo com a Tabela 4.01, as taxas de falha de linhas de transmissão se referem à unidade de 100 km x ano. Assim, para se encontrar a taxa de falha de cada linha, é necessário multiplicar o valor indicado na Tabela 4.01 pelo comprimento da linha, em quilômetros. As extensões das linhas de transmissão podem ser encontradas no sítio do ONS [4-03], ou calculadas a partir da divisão da reatância de cada linha, informadas nos casos-bases, por parâmetros típicos. Neste trabalho foram utilizados os dados do ONS.

4.2.2 Modelo dos Sistemas de Distribuição

Nesta etapa do trabalho não foram consideradas incertezas com relação aos sistemas de distribuição, ou seja, não foram consideradas possibilidades de falhas de linhas e transformadores com nível de tensão inferior a 230 kV, que serão abordadas no Capítulo 5.

4.2.3 Composição de Índices de Globais

Nas análises realizadas, não existe modelo do risco da carga, ou seja, não foram incorporadas as taxas de transição e probabilidades de ocorrência de cada patamar de carga. Os resultados obtidos se referem apenas ao patamar de carga avaliado, assumindo, portanto, que o sistema se encontra nesse patamar de carga durante o ano inteiro.

Assim, para compor índices globais anuais, que levem em consideração o percentual da ocorrência de cada um dos patamares de carga foi utilizada a seguinte distribuição de horários de carga, específica para o Estado do Paraná [4-04]:

Tabela 4.02 – Tabela dos horários dos patamares de cargas pesada, média, leve e mínima anual para o Estado do Paraná [4-04]

MESES	TIPO DE CARGA	PERÍODOS DE CARGA (horas)			
		SEGUNDAS	DIAS ÚTEIS EXCETO SEGUNDAS	SÁBADOS	DOMINGOS E FERIADOS NACIONAIS
DEZ a FEV	PESADA	19-23	19-23	19-23	
	MÉDIA	07-19/23-24	07-19/23-24	07-19/23-24	18-22
	LEVE		00-07	00-07	00-05/10-18 /22-24
	MÍNIMA	00-07			05-10
MAR a MAI	PESADA	18-22	18-22	18-22	
	MÉDIA	07-18/22-24	07-18/22-24	07-18/22-24	18-23
	LEVE		00-07	00-07	00-06/10-18 /23-24
	MÍNIMA	00-07			06-10
JUN a AGO	PESADA	17-21	17-21	17-21	
	MÉDIA	06-17/21-24	06-17/21-24	06-17/21-24	17-23
	LEVE		00-06	00-06	00-06/10-17 /23-24
	MÍNIMA	00-06			06-10
SET a NOV	PESADA	18-22	18-22	18-22	
	MÉDIA	07-18/22-24	07-18/22-24	07-18/22-24	18-23
	LEVE		00-07	00-07	00-06/10-18 /23-24
	MÍNIMA	00-07			06-10

NOTA: Os períodos de carga definidos nesta tabela têm por referência o horário de Brasília.

Aplicando a Tabela 4.02 ao ano de 2006, têm-se a seguinte distribuição em horas de ocorrência dos patamares de carga por trimestre:

Tabela 4.03 – Ocorrência de patamares de carga em horas por trimestre – 2006

MESES	TIPO DE CARGA	PERÍODOS DE CARGA (totais de horas – Ano 2006)			
		SEGUNDAS	DIAS ÚTEIS EXCETO SEGUNDAS	SÁBADOS	DOMINGOS E FERIADOS NACIONAIS
DEZ a FEV	PESADA	44	196	52	0
	MÉDIA	143	637	169	68
	LEVE	0	343	91	255
	MÍNIMA	77	0	0	85
MAR a MAI	PESADA	48	204	52	0
	MÉDIA	156	663	169	80
	LEVE	0	357	91	240
	MÍNIMA	84	0	0	64
JUN a AGO	PESADA	52	208	52	0
	MÉDIA	182	728	182	84
	LEVE	0	312	78	196
	MÍNIMA	78	0	0	56
SET a NOV	PESADA	52	192	52	0
	MÉDIA	169	624	169	85
	LEVE	0	336	91	255
	MÍNIMA	91	0	0	68

Agregando os valores da Tabela 4.03 por patamar de carga e considerando a carga mínima como carga leve, tem-se a seguinte distribuição:

Tabela 4.04 – Composição anual dos patamares de carga – 2006

	Pesada	Média	Leve
Horas Anuais	1.204	4.308	3.248
Percentual (%)	13,7	49,2	37,1
Probabilidade	0,137	0,492	0,371

Desta forma, ao se obter os valores dos índices de confiabilidade relacionados ao corte de carga para os patamares de carga pesada, média e leve, esses valores serão multiplicados pelos valores percentuais indicados na Tabela 4.04, obtendo-se assim valores globais em bases anuais. Os índices de frequência e duração (FPC e DPC) não podem ser multiplicados por esses valores, uma vez que, para sua composição, é necessário o modelo de risco da carga, ou seja, além das probabilidades associadas a cada cenário de carga, apresentadas na Tabela 4.04, são necessárias também as taxas de transição entre esses cenários de carga (pesada, média e leve).

4.3 Estrutura das Simulações

As seguintes notações foram utilizadas e são necessárias para facilitar a descrição das simulações realizadas neste trabalho:

Tabela 4.05 – Notação utilizada no elenco de simulações

Notação	Descrição
<i>REFE</i>	Indica que o caso-base é o de referência, disponibilizado pelo ONS
<i>EXEN</i>	Cálculo dos índices de confiabilidade pelo método de enumeração de estados
<i>EXMC</i>	Cálculo dos índices de confiabilidade pelo método Monte Carlo
<i>SIMP</i>	Contingências de 1ª ordem (simples) para o EXEN
<i>DUPL</i>	Contingências até a 2ª ordem (simples e duplas) para o EXEN
<i>TRPL</i>	Contingências até a 3ª ordem (simples, duplas e triplas) para o EXEN
<i>MULT</i>	Contingência até níveis superiores à terceira ordem para o EXMC
<i>GERA</i>	Contingências apenas de geração para os métodos EXEN e EXMC
<i>TRAN</i>	Contingências apenas de transmissão para os métodos EXEN e EXMC
<i>RDSQ</i>	Cálculo da solução do problema de medidas corretivas através do redespacho de potência ativa e reativa, com minimização do corte de carga
<i>NORM</i>	Considerados os limites de carregamento de transformadores e linhas de transmissão em condições normais de operação na monitoração da região de interesse
<i>EMER</i>	Considerados os limites de carregamento de transformadores e linhas de transmissão de curta duração em condições de emergência na monitoração da região de interesse
<i>CTAP</i>	Ativa a aplicação do controle de tensão por variação automática do tape de transformador (LTC) durante o processo de solução do fluxo de potência
<i>FSUL</i>	Fornecimento pelo Sul: indica que subsistema Sul está exportando energia
<i>RSUL</i>	Recebimento pelo Sul: indica que o subsistema Sul está importando energia
<i>DTEN</i>	Grupos de limites de tensão para condições normais de operação e de emergência das barras da região de interesse
<i>FMVA</i>	Monitoração do fluxo aparente em MVA dos circuitos da região de interesse, comparado com os limites dos controles NORM e EMER
<i>MONT</i>	Monitoração da tensão na região de interesse, comparados com os limites previamente definidos pelo código DTEN
<i>ILHA</i>	Ilhamento de uma parte do sistema sem suprimento

Considerando os cenários de intercâmbio, geração, carga e os critérios definidos na Seção 3.2, foram definidas diferentes simulações que compõem a análise proposta de confiabilidade de transmissão e composta de geração e transmissão, indicadas na Tabela 4.06.

Tabela 4.06 – Simulações para a análise da confiabilidade de transmissão e composta de geração e transmissão

Ano	Patamar de Carga	Intercâmbio	Modo de Simulação	Nível de Contingência	Tipo	Controles Ativados	Base de Dados	Caso
2007	Pesada	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	NORM	COPEL+SIN	1
		REFE	EXEN	SIMP	TRAN	EMER	COPEL+SIN	2
		REFE	EXEN	DUPL	TRAN	NORM	COPEL+SIN	3
		REFE	EXEN	DUPL	TRAN	EMER	COPEL+SIN	4
	Média	REFE	EXEN	DUPL	TRAN	EMER CTAP RDSQ	COPEL+SIN	5
		RSUL	EXEN	SIMP	TRAN	EMER	COPEL+SIN	6
		FSUL	EXEN	SIMP	TRAN	EMER	COPEL+SIN	7
	Leve	REFE	EXMC	MULT	TRAN	NORM CTAP RDSQ	COPEL+SIN	8
		REFE	EXEN	DUPL	GERA+TRAN	EMER CTAP RDSQ	COPEL+SIN	9
		REFE	EXMC	MULT	GERA+TRAN	EMER CTAP RDSQ	COPEL+SIN	10
		REFE	EXEN	DUPL	TRAN	EMER CTAP RDSQ	SIN	11

As simulações dos casos 1 a 10 definidas na Tabela 4.06 utilizam a base de dados da Copel, para linhas de transmissão 230 kV e transformadores de tensão primária de 230 kV da Copel Transmissão, conforme Seção 4.2.1, e a base de dados do SIN para os demais equipamentos de 525 kV e 230 kV. O caso 11 utiliza somente a base de dados do SIN, independente da propriedade dos equipamentos. Os casos de 1 a 11 foram propostos e simulados para os três patamares de carga, pesada, média e leve do ano de 2007, permitindo as seguintes comparações:

- a) Espaço amostral: caso 1 x caso 3 e caso 2 x caso 4.
- b) Limites de carregamento: caso 1 x caso 2 e caso 3 x caso 4.
- c) Controles ativados CTAP e RDSQ: caso 4 x caso 5.
- d) Probabilidade das Violações: todos os casos.
- e) Limites de intercâmbio: caso 2x caso 6 x caso 7.
- f) Modos de simulação enumeração de estados e Monte Carlo: caso 5 x caso 8, caso 9 x caso 10.
- g) Confiabilidade da transmissão x confiabilidade composta geração e transmissão: caso 5 x caso 9 e caso 8 x caso 10.

- h) Base de dados Copel+SIN x base de dados SIN: caso 5 x caso 11.
- i) Índices de corte de carga: todos os casos.

Para os anos de 2008 e 2009, foram processados apenas os casos 2, 5, 6, 7 e 11, para os patamares de carga pesada, média e leve, com o objetivo de se identificar: a evolução dos índices ao longo dos anos, a influência da variação dos intercâmbios e a diferença referente às bases de dados utilizadas. O restante dos casos não foi processado, pois as simulações para o ano de 2007 são suficientes para o levantamento proposto pelos itens “a” a “i” anteriores.

De acordo com a Tabela 3.01, não existem casos-bases disponíveis para todos os cenários de máximos intercâmbios dos períodos de carga pesada, média e leve do triênio 2007-2009. Por conta disto, os casos 6 e 7 só foram processados para os casos-bases disponíveis.

A seguinte análise foi realizada para identificar o quanto cada tipo equipamento participa na composição global dos índices mencionados, o que facilita a análise e interpretação dos resultados obtidos. O caso 5 foi escolhido para essa análise, utilizando a base de dados do Copel+SIN e apenas para o patamar de carga média dos anos de 2007, 2008 e 2009. Finalmente, o estudo foi realizado considerando-se uma desagregação dos elementos de transmissão, iniciando-se por aqueles de tensão mais elevada:

- Tipo 1: somente linhas de transmissão de 500 kV.
- Tipo 2: somente transformadores de malha 500/230 kV.
- Tipo 3: somente linhas de transmissão de 230 kV
- Tipo 4: somente transformadores de fronteira 230/138 e 230/69 kV.

Finalmente, utilizando os percentuais da participação dos patamares de carga indicados na Tabela 4.04 é possível realizar uma composição aproximada da evolução global dos índices de corte de carga, utilizando os casos 5 dos patamares de carga pesada, média e leve de cada ano do triênio 2007-2009.

4.4 Resultados Obtidos

Os resultados obtidos para as simulações descritas na Seção 4.3 são apresentados nas Tabelas AX1.01 a AX1.06 do Anexo 1.

Dado o grande volume de informações geradas e visando a facilitar a interpretação de resultados, o índice severidade será tratado com maior atenção.

4.4.1 Enumeração de Estados – Espaço de Estados

Caso 1 e Caso 2 x Caso 3 – Tabelas AX1.01 a AX1.03

Os resultados apresentados para os casos 1 e 2 das Tabelas AX1.01 a AX1.03, do Anexo 1, mostram que as contingências simples correspondem a praticamente todo o espaço de estados possível 99,73%. Ao se incluir as contingências duplas, acrescenta-se pouco à exploração do espaço de estados, 99,99%. Assim, a análise das contingências simples seria suficiente para análise pretendida. Essa sensibilidade é muito importante quando se processa sistemas maiores em que o tempo do processamento possa ser uma restrição. Para os casos informados, o tempo de processamento salta de poucos segundos para a ordem de minutos, uma relação que foi 180 vezes maior entre os casos 2 e 3 da Tabela AX1.01. A mesma conclusão pode ser obtida quando se compara qualquer processamento de contingência de primeira ordem e contingências até a segunda ordem das Tabelas AX1.01 a AX1.05.

A Figura 4.01 apresenta a variação no índice severidade, em relação aos casos 1 e 3, diferenciado pelos patamares de carga, pesada média e leve, para 2007.

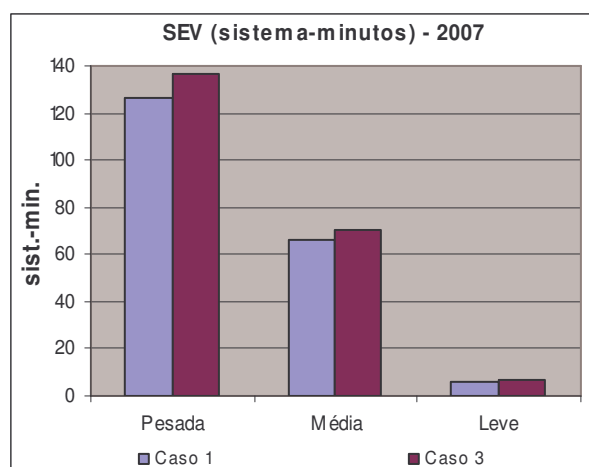


Figura 4.01 – SEV – 2007 – Casos 1 e 3 – Pesada, média e leve

De acordo com a Figura 4.01 é possível verificar o crescimento do índice severidade ao se comparar o resultado apenas para as contingências simples, caso 1, e contingências até a segunda ordem, caso 3, para o ano de 2007, patamares de carga pesada, média e leve.

O maior tempo de processamento para a simulação de enumeração de estados até a segunda ordem foi de 31m55s, referente ao caso 3, apresentado na Tabela AX1.01, com o processamento de 7.328 contingências. Estes resultados apontam que este tipo de análise é mais indicado para estudos de planejamento, enquanto análises apenas de primeira ordem são mais indicadas para o tempo real.

4.4.2 Limites de Carregamento

Caso 1 x Caso 2 e Caso 3 x Caso 4 – Tabelas AX1.01 a AX1.03

A comparação entre os casos 1 e 2 e entre os casos 3 e 4 das Tabelas AX1.01 e AX1.03 evidencia como o sistema de transmissão é sensível à utilização dos limites de carregamento de curta duração. Nos casos citados não foi ativado nenhum tipo de controle (comutação de tapes, redespacho de potência ativa e reativa, chaveamento de capacitores e reatores, etc.), levando a resultados bastante críticos quando os limites de curta duração não são considerados.

A diferença no índice severidade, por exemplo, chega a ser da ordem de 120 vezes superior quando se compara os resultados entre os casos 1 (contingências simples e limites de carregamento em condições normais de operação) e 2 (contingências simples e limites de curta duração) e entre os casos 3 (contingências até a segunda ordem e limites de carregamento em condições normais de operação) e 4 (contingências até segunda ordem e limites de curta duração), da Tabela AX1.01. As Figuras 4.02 e 4.03 ilustram a variação do índice severidade, para os patamares de carga pesada, média e leve, de 2007, para os casos 1, 2, 3 e 4.

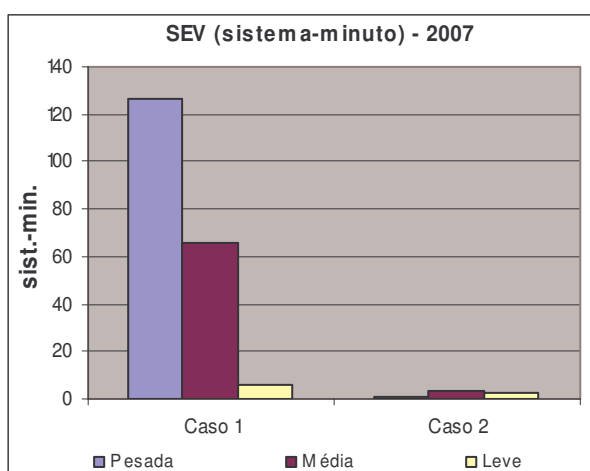


Figura 4.02 – SEV – 2007 – Casos 1 e 2

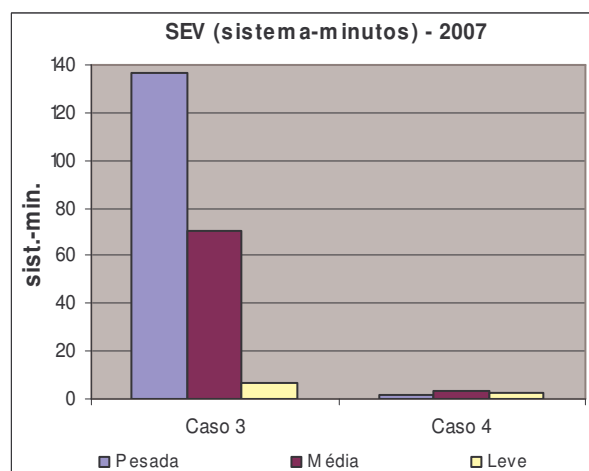


Figura 4.03 – SEV – 2007 – Casos 3 e 4

Através da análise das Figuras 4.02 e 4.03 fica evidente como é importante considerar ou não os limites de curta duração nos estudos, pois afetam significativamente o desempenho do sistema.

A decisão em se utilizar ou não limites de curta duração no planejamento da expansão é polêmica. Se, por um lado, pode-se imprimir uma forte expansão ao se considerar apenas os limites para as condições normais, por outro, a operação fica sem a folga que os limites de curta duração oferece, que é especialmente importante e crítica

quando se considera o freqüente atraso dos empreendimentos. É o dilema entre se construir um sistema mais confiável e seguro e, portanto, mais caro, versus um sistema menos robusto, mas sujeito a restrições operacionais, inclusive ao indesejável corte de carga, porém mais barato.

Uma sinalização econômica de custo de interrupção pode auxiliar na tomada de decisões, conforme ilustra a Tabela 4.07. Os casos 3, 4 e 5 mencionados nesta Tabela se referem às contingências até o nível de segunda ordem, sendo que para o caso 3 não são considerados os limites de curta duração. O caso 4 considera os limites de curta duração e o caso 5, é idêntico o caso 4, entretanto, permitindo a comutação de tapes de transformadores e o redespacho de potência. Utilizando os valores do índice EENS obtidos para cada um desses casos para o patamar de carga média de 2007, de acordo com a Tabela AX1.02, e multiplicando-se pelo valor de custo de interrupção por kWh informado na Tabela 4.07, é possível estimar o custo de interrupção para cada um desses casos.

Tabela 4.07 – Custos de interrupção para os casos 3, 4 e 5 da Tabela AX1.02

Índices	Caso 3	Caso 4	Caso 5
EENS (MWh/ano)	4.614,5	237,8	157,5
Custo de Interrupção 1,54 US\$/kWh [4.05]	US\$ 7.1 10 ⁶	US\$ 0.366 10 ⁶	US\$ 0.242 10 ⁶

Como pode ser observado através da Tabela 4.07, o custo de interrupção estimado para o caso 3, US\$ 7.1 10⁶, é muito superior aos resultados obtidos para os casos 4 e 5, evidenciando a importância ou não da consideração de limites de curta duração. Assim, os custos da expansão podem ser comparados aos custos de interrupção, associados à utilização ou não dos limites de curta duração, conforme indica da Tabela 4.07, permitindo a definição de padrões e critérios de desempenho, facilitando a tomada de decisões.

4.4.3 Controles Ativados – Redespacho e Comutação de Tapes

Casos 4 x Caso 5 – Tabelas AX1.01 a AX1.05

Comparações entre os resultados obtidos com o caso 4, contingências até segunda ordem, considerando limites de curta duração e sem atuação dos controles, e caso 5, idem ao caso 4, mas com atuação dos controles, permitem verificar que a utilização dos controles de comutação de tapes e redespacho de potência ativa e reativa é eficiente para eliminação de violações. Essa questão fica mais bem caracterizada através da Figura 4.04, que apresenta as variações no índice severidade para os patamares de carga pesada, média e leve de 2007, casos 4 e 5.

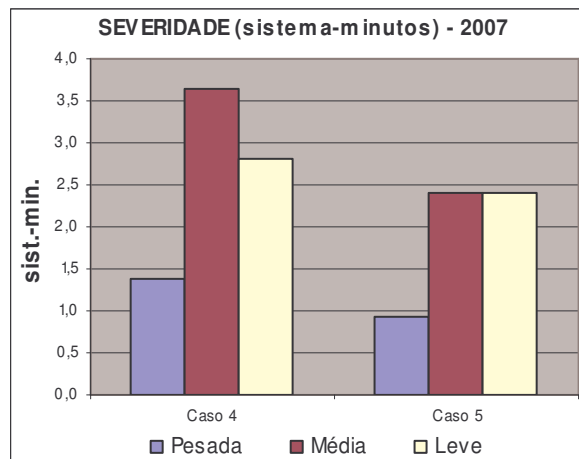


Figura 4.04 – SEV – 2007 – Casos 4 e 5

Analisando a Figura 4.04 é possível verificar como a ação dos controles realmente influencia no desempenho do sistema, pois o índice severidade se reduz em todos os patamares de carga do caso 4 para o caso 5.

Essa redução só não é mais intensa, pois os índices de corte de carga verificados nos casos 5, dos patamares de carga pesada, média e leve, dos anos 2007, 2008 e 2009, Tabelas AX1.01 a AX1.05, são basicamente devido às contingências de elementos únicos de transmissão que atendem consumidores da rede básica. Todas as subestações da rede básica no Estado do Paraná são atendidas por, no mínimo, dois circuitos. E mesmo quando se analisa a perda de dois elementos, os índices de corte de carga pouco se alteram devido à baixa probabilidade de ocorrência dessas contingências duplas, da ordem de 10^{-6} , e também devido ao fato de que os sistemas de distribuição de 69 e 138 kV que atendem a região analisada formam malhas que sustentam a rede básica em algumas situações, impedindo o corte de carga.

A análise de sistemas de potência em instantes logo após a falha (t_{0+}), antes da atuação dos controles, e em regime permanente, após a falha e a atuação dos controles, é de grande importância para o entendimento do sistema, pois é possível identificar se irá ou não ocorrer a atuação de proteções que minimizam os efeitos da subtensão, sobretensão, sobrecargas, subfrequência, sobrefrequência, comportamento da carga, entre outros. Assim, pode-se considerar que os casos 3, 4 e 5 das Tabelas AX1.01 a AX1.03 representam uma avaliação probabilística qualitativa desses dois momentos, por apresentarem situações relevantes do momento após a falha sem atuação dos controles e após a atuação dos controles.

A análise antes da comutação de tapas é de particular interesse para a análise do desempenho dos transformadores de malha, que normalmente não tem comutação

automática ou a mesma está bloqueada e está em modo manual. Nessas condições, a comutação tenta recuperar a tensão secundária e essa ação pode derrubar ainda mais a tensão primária, levando o sistema ao colapso. Se a comutação é manual, a operação pode identificar qual é o problema e decidir se realiza ou a comutação ou adota um outro controle. Basicamente, o que se assume é a redução natural de carga e perda de alguns consumidores ao invés da propagação do evento.

Por essas razões, é de extrema importância a análise do sistema antes da ação dos controles e as avaliações qualitativa e quantitativa dos casos 3, 4 e 5, apresentadas na Tabela 4.07, oferecem uma clara noção do nível do risco associado a cada um dos casos, permitindo verificar se a ação dos controles é eficiente para a eliminação das violações observadas antes da atuação dos mesmos.

4.4.4 Violações

Todos os Casos

De maneira geral, as probabilidades de violações estão concentradas nas violações de fluxo ou de tensão, seguidas pelas violações devido ao ilhamento. As Figuras 4.05 e 4.06 ilustram esse fato para o patamar de carga pesada de 2007.

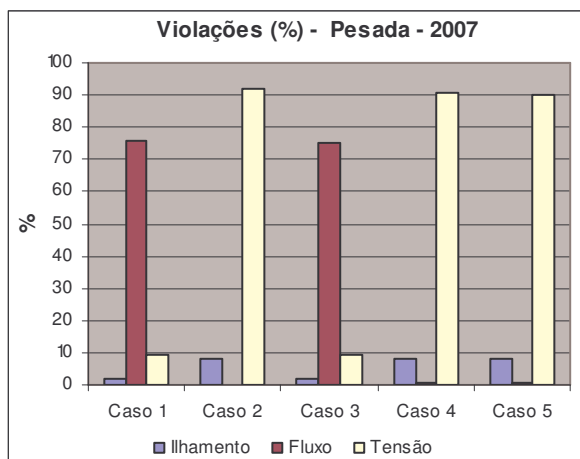


Figura 4.05 – Violações – Pesada 2007 – Casos 1 a 5

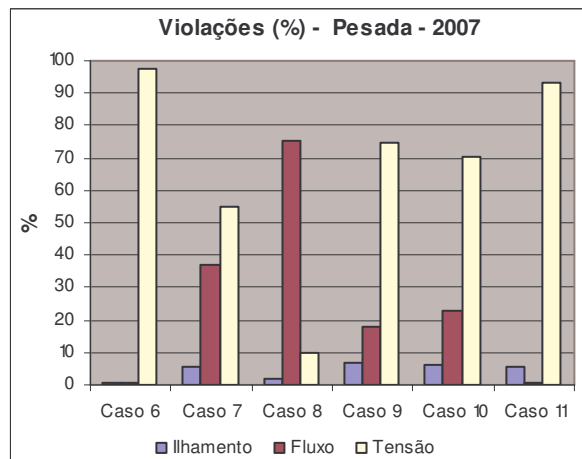


Figura 4.06 – Violações – Pesada 2007 – Casos 6 a 11

De acordo com a Figura 4.05, para o patamar de carga pesada de 2007, casos 1 a 5, as violações de fluxo ocorrem mais acentuadamente nos casos 1 e 3, em que não são considerados os limites de curta duração. Quando estes são considerados, para os casos 2, 4 e 5, observa-se uma forte concentração nas violações de tensão.

No caso da Figura 4.06 é possível comparar as diferenças entre os tipos de violações causadas pelos cenários de intercâmbio, em que, no caso 6, para o RSUL, observa-se uma forte concentração nas violações de tensão e no caso 7, FSUL, as violações são mais distribuídas, mas ainda com uma maior concentração nas violações de tensão.

Comparando-se o caso 3 da Figura 4.05 e o caso 8 da Figura 4.06, respectivamente para as simulações de enumeração de estados e Monte Carlo, considerando apenas as falhas de transmissão, observa-se que os resultados têm a mesma forma. Ao se comparar os casos 9 e 10 da Figura 4.06, também métodos de enumeração e simulação Monte Carlo, mas agora considerando também falhas na geração, observa-se que os resultados também são parecidos, com uma leve redução das violações de tensão e um aumento das violações de fluxo, do caso 9 para o caso 10.

O desempenho referente às bases de dados utilizadas pode ser observado ao se comparar o caso 5 da Figura 4.05 com o caso 11 da Figura 4.06, que consideram a base de dados Copel+SIN, caso 5, e a base de dados somente do SIN, caso 11. Pode-se verificar que os resultados são muito semelhantes.

Para todos os casos das Figuras 4.05 e 4.06 o ilhamento corresponde a menos de 10% das violações, para o patamar de carga pesada de 2007.

4.4.5 Limites de Intercâmbio

Caso 2 x Caso 6 x Caso 7 – Tabelas AX1.01 e AX1.02, AX1.04 e AX1.05

Antes da análise comparativa dos casos 2, 6 e 7, é necessário uma explicação sobre as simulações realizadas. Simulações adicionais realizadas mostram que quando o controle de comutação de tapes está ativado, independente do cenário do intercâmbio, os casos 2, 6 e 7 têm um desempenho semelhante ao caso 5, em que os cortes de carga devem-se basicamente ao atendimento radial através de uma única linha de 230 kV de consumidores da rede básica. Isto se deve ao fato de não ocorrerem violações no sistema após a atuação dos controles. Com isso, verifica-se que sempre que os controles forem ativados, não é possível capturar a influência dos intercâmbios no instante t_{0+} , pois a ação dos controles ainda não deveria ter ocorrido. Na realidade, os limites dos cenários de intercâmbio são definidos a partir de análises que consideram contingências no sistema em regime permanente e regime transitório. Se isso não fosse verdadeiro, os intercâmbios não poderiam ser praticados nos valores definidos pela Tabela 3.01. Por isso, as análises

comparativas dos casos 2, 6 e 7, foram realizadas com controle de comutação de tapetes desativadas, possibilitando o estudo pretendido.

A comparação dos resultados dos casos 2, 6 e 7 do ano de 2007, mostrados nas Tabelas AX1.01 e AX1.02, não considerando a atuação dos controles, evidenciam uma forte correlação entre os índices e os cenários de intercâmbio em que, de maneira geral, os casos de FSUL são bem mais críticos que os de RSUL (casos 7 e 6, respectivamente). As Figuras 4.07 e 4.08 ilustram o comentário anterior.

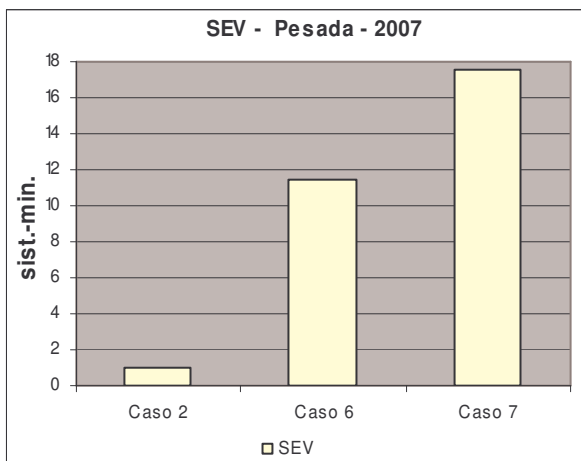


Figura 4.07 – SEV – Pesada 2007 – Casos 2, 6 e 7

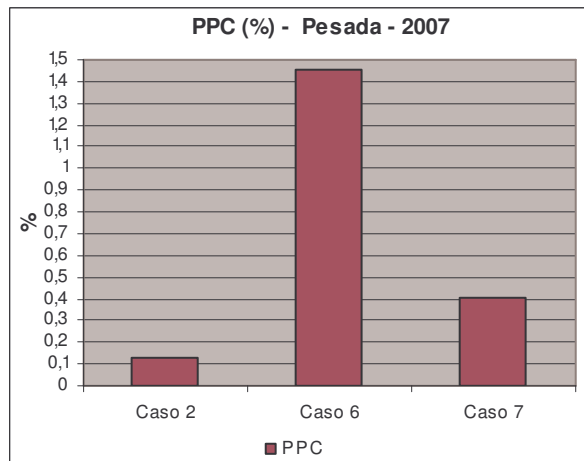


Figura 4.08 – PPC – Pesada 2007 – Casos 2, 6 e 7

De acordo com a Figura 4.07, o índice severidade vai gradativamente elevando-se à medida que se aumentam os limites de intercâmbio, caso 6 e 7, RSUL e FSUL, respectivamente, em relação ao caso 2, que é o caso referência. A Figura 4.08 mostra que a PPC é maior para o RSUL do que para o FSUL e expectativa era que ocorresse o oposto, da mesma forma como ocorreu para o índice severidade, de acordo com a Figura 4.07. Entretanto, ao se analisar as contingências que implicaram em corte de carga para ambos os casos, observa-se que para o caso 6 houve um maior número de contingências que levaram ao corte de carga, num total de 25, contra apenas 10, do caso 7, de acordo com a Tabela AX1.01. Entretanto, os montantes de cortes de carga devido às 25 contingências do caso 6 foram inferiores aos do caso 7, o que explica as diferenças entre as Figuras 4.07 e 4.08.

Para os casos 2, foram utilizados os casos de referência, em que os montantes de FSUL ou RSUL são muito baixos, os índices são menores que os outros dois casos. É sabido que o sistema que atende o estado Paraná tem um desempenho bastante diferente dependendo do sentido do intercâmbio, mas não se tinha até então uma análise qualitativa dessa natureza.

4.4.6 Enumeração de Estados x Simulação Monte Carlo

Caso 5 x Caso 8 e Caso 9 x Caso 10 – Tabelas AX1.01 a AX1.03

Conforme Tabela 4.05, o caso 5 se refere à seguinte análise: contingências duplas, base de dados Copel+SIN, caso-base referência, ação dos controles de comutação de tapes e redespacho de potência, limites de curta duração, falhas somente na transmissão, para o método enumeração de estados.

O caso 8 é o espelho do caso 5 para a simulação Monte Carlo. O caso 9 é idêntico ao caso 5, entretanto, considerando também falhas na geração, através do método enumeração de estados. E o caso 10 é o espelho do caso 9 para a simulação Monte Carlo. Em adição, foi realizada mais três simulações Monte Carlo, para os patamares de carga pesada, média e leve, idêntico ao caso 10, mas sem considerar os limites de curta duração, chamado de caso 12 e os resultados deste último caso são mostrados na Tabela 4.08.

Tabela 4.08 – Índices de Corte de Carga para o caso 12

Índice	Pesada	Média	Leve
PPC (%)	0,02210	0,02245	0,02210
EENS (MWh/ano)	60,74	156,75	155,50
FPC (oc/ano)	0,8438	0,8705	0,8448
EPC (h/ano)3920,50	1,9360	1,9666	1,9360
EPNS (MW)	0,0069	0,0179	0,0178
DPC (h/ano)	2,2943	2,2591	2,2916
SEV (min x sistema)	0,9296	2,3989	2,3801

Para os casos 8, 10 e 12, referentes às simulações Monte Carlo, foram processadas dois milhões de contingências, com um tempo de processamento variando entre três e cinco horas. Esse número de contingências é astronômico quando comparado ao espaço de estados de quase 100% analisado pela enumeração de estados, da ordem de 130 contingências simples.

Avaliando-se os resultados apresentados nas Tabelas AX1.01 a AX1.02 e 4.08, patamares de carga pesada, média e leve de 2007, para os casos 5, 8, 9 e 10 é possível observar que todos os resultados convergem para os mesmos valores, conforme ilustra a Figura 4.09, referente ao índice severidade.

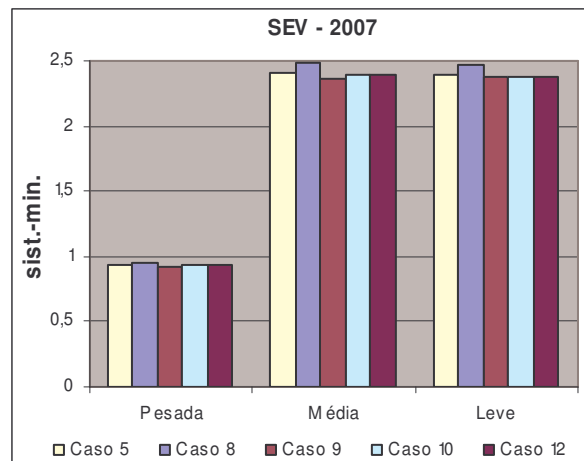


Figura 4.09 – SEV – 2007 – Pesada, média e leve

De acordo com a Figura 4.09, é possível observar que, ao se comparar os casos 5 e 8, e também 9 e 10, para os patamares de carga pesada, média e leve de 2007, existe um desempenho bastante semelhante entre os métodos de simulação, o que permite validar os resultados obtidos.

4.4.7 Confiabilidade da Transmissão x Confiabilidade Composta de Geração e Transmissão

Caso 5 x Caso 9 e Caso 8 x Caso 10 – Tabelas AX1.01 a AX1.03

No Capítulo 3, sobre a confiabilidade da geração, observou-se que mesmo considerando-se contingências múltiplas de unidades geradoras não ocorreu corte de carga. Um fato já bastante divulgado aponta que a análise de confiabilidade composta de geração e transmissão é, em geral, mais crítica que somente a da transmissão. Ao se comparar os casos indicados, observa-se que os índices são idênticos (ou muito próximos).

Na comparação entre os casos 5 e 9 da Tabela 4.06, deve ser ressaltado que a análise de contingências duplas só da transmissão (caso 5) cobriu 99,99 % do espaço probabilístico de estados, enquanto a análise de contingências duplas só de geração e/ou transmissão (caso 9) abrangeu apenas 9,84 % do espaço. Mesmo assim, já fica evidente a relevância da análise de confiabilidade composta geração + transmissão.

No formato apresentado pelo programa NH2 para a confiabilidade composta, os resultados estão separados em geração e transmissão e, finalmente, a composição de ambos, como mostra a Tabela 4.09:

Tabela 4.09 – Índices de confiabilidade composta do caso 9 (Tabela AX1.01) – relatório de saída do programa NH2

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC	Prob. Perda de Carga	2.1659E-02	0.0000E+00	2.1659E-02
LOLP	(%)			
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (MWh/ano)	59.68	0.00	59.68
FPC	Freq. Perda de Carga	0.8290	0.0000	
LOLF	(oc./ano)			
EPC	Expec. Perda de Carga	1.8973	0.0000	1.8973
LOLE	(h/ano)			
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0068	0.0000	0.0068
DPC	Dur. Perda de Carga	2.2887	0.0000	
LOLD	(hrs/occ.)			

A coluna “geração” da Tabela 4.09 mostra que não há participação da geração na formação dos índices e isso ocorre em todos os casos 9 das Tabelas AX1.01 a AX1.03. Entretanto, não se pode assumir que essa é a realidade de todo sistema robusto e, portanto, a análise de confiabilidade composta de geração e transmissão é sempre importante, pois individualmente a geração e a transmissão podem não provocar violações, mas quando combinadas, o resultado pode ser diferente.

Outro aspecto relevante quanto à inclusão da confiabilidade da geração é o aumento do espaço de estados a ser analisado, pois, via de regra, as taxas de falhas de geradores são superiores às dos equipamentos de transmissão. Como foram incluídas poucas usinas nesta análise de confiabilidade composta esse aumento não foi tão significativo assim. Entretanto, se a análise da confiabilidade da geração aumenta sobremaneira o espaço de estados e não contribui para a formação dos índices, ambos os métodos de simulação, enumeração de estados e Monte Carlo, podem exigir muito mais contingências para se ter a mesma precisão, aumentando o tempo de processamento. Assim, a experiência do analista e a natureza do problema a ser analisado são cruciais para a definição da abordagem da análise.

Exemplificando, a comparação do índice severidade dos casos 8 e 12, apresentada na Figura 4.10 a seguir, mostra um resultado teoricamente menos crítico quando se considera também as falhas de geração (caso 12), pois a severidade do sistema se reduziu em todos os patamares de carga do ano de 2007.

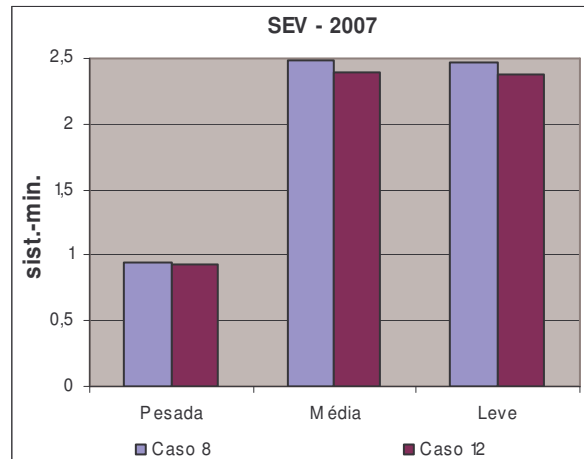


Figura 4.10 – Severidade – 2007 – Casos 8 e 12

Entretanto, o que ocorreu na realidade foi que, ao se simular o mesmo número de contingências para ambos os casos e se incluir a falha de geração apenas no caso 12, algumas contingências que levaram ao corte de carga no caso 8 não foram capturadas no caso 12, devido ao aumento do espaço de estados decorrente da consideração da falha de geração. Assim, seriam necessárias mais contingências para o caso 12, a fim de se ter um resultado mais próximo do caso 8 ou até pior, pois a combinação de falhas de geração e transmissão poderiam provocar violações que levam ao corte de carga que não seriam capturadas considerando-se somente falhas de transmissão.

4.4.8 Base de Dados COPEL+SIN x SIN

Caso 5 x Caso 11 – Tabelas AX1.01 a AX1.05

Um dos principais objetivos propostos para este estudo foi a comparação entre bases de dados distintas e que é muito bem evidenciada pelos casos 5 e 11 das Tabelas AX1.01 a AX1.05. A taxa de falha por quilômetro da base de dados do SIN para linhas de 230 kV é um pouco superior à taxa das linhas de 230 kV Copel Transmissão e, por outro lado, o tempo médio de reparo da base de dados do SIN é menos da metade que o tempo da base de dados da Copel Transmissão para esses mesmos equipamentos.

No caso dos transformadores de fronteira, tanto a taxa como o tempo da base de dados da Copel Transmissão é um pouco inferior às taxas de transição de estados da base

de dados do SIN. Assim, dependendo da participação de cada tipo de equipamento na composição dos índices, são esperados resultados diferentes entre as bases de dados, o que de fato ocorreu, conforme discutido a seguir.

Os índices de corte de carga quando se utiliza somente a base de dados do SIN, caso 11, são todos inferiores quando comparados aos índices do caso 5, em que os equipamentos da Copel Transmissão são modelados com taxas próprias. O que ocorre é que as linhas de 230 kV têm uma participação muito maior que os transformadores de fronteira na composição dos índices, como será mais detalhado a seguir, na seção 4.4.10. Por exemplo, a EENS e a severidade do caso 5 da Tabela AX1.01 foram 33% superiores aos índices do caso 11 da mesma Tabela. Para os mesmos casos 5 e 11 das Tabelas AX1.02 e AX1.03, essa relação é 37% superior.

Esses resultados ressaltam a importância da utilização da base de dados que melhor caracteriza o sistema sob análise, sob pena de se produzir resultados que levem a conclusões e decisões equivocadas, em que se questionará não somente os resultados, mas também a metodologia empregada.

4.4.9 Índices de Corte de Carga

Casos 2, 4, 5, 8, 9, 10 e 11 – Tabelas AX1.01 a AX1.05

De maneira geral, os índices de corte de carga para os casos 2, 4, 5, 8, 9, 10 e 11 das Tabelas AX1.01 a AX1.05 foram bastante baixos, indicando a robustez da transmissão do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná. Como já foi observado anteriormente, o corte de carga associado às contingências simples, que compõem quase que a totalidade do espaço de estados, está relacionado, basicamente, à interrupção de consumidores atendidos radialmente, através de uma única linha de circuito simples de 230 kV.

Todas as subestações da rede básica são atendidas por, no mínimo, dois circuitos e quase todas as subestações de fronteira têm dois transformadores de 230/138 ou 230/69 kV, em que a contingência simples de um deles raramente implica em corte de carga por violações no remanescente, pois os sistemas de 69 e 138 kV formam redes que conseguem redistribuir o fluxo, minimizando o impacto da contingência.

O tradicional critério N-1 (genericamente denominado critério N- α), ou contingência simples, é uma das estratégias de planejamento mais difundidas e tradicionais do Brasil e em diversos países. Usualmente o parâmetro α é tomado como igual a *um*. Desta maneira,

a mensuração do grau de atendimento ao critério N-1 é então uma informação que interessa ao analista [4.06].

O parâmetro α representativo do grau de atendimento linear ou determinístico do critério N-1 é dado por:

$$\alpha = 1 - \left[\frac{(CCC + CRE)}{CP} \right] \quad (4.01)$$

Onde:

- α → grau de aderência ao critério N-1
- CCC → número total de contingências com corte de carga
- CRE → número total de contingências retiradas da estatística por problemas numéricos
- CP → número total de contingências propostas

Desta forma, se forem desprezadas as contingências simples de atendimento a consumidores da rede básica, uma vez que cabe ao consumidor arcar com os custos do aumento desse tipo de confiabilidade, de acordo com a legislação atual, para os casos 2, 4, 5, 8, 9, 10 e 11, Tabelas AX1.01 a AX1.05, não existem contingências simples que provoquem corte de carga. Desconsiderando, portanto, essas contingências simples, o grau de aderência α ao critério N-1 é total, ou seja, 1 ou 100%.

A seguir, alguns índices de corte de carga são analisados detalhadamente.

PPC – Tabelas AX1.01 a AX1.03 – Todos os casos

De acordo com a Figura 4.11, para o ano de 2007, a PPC é inferior a 0,2 % para todos os casos analisados 2, 4, 5, 8, 9, 10 e 11. As diferenças entre os patamares de carga ocorrem de maneira mais acentuada nos casos 2 e 4 que, mesmo considerando os limites de curta duração, as violações ainda persistem e são mais intensas nos patamares de carga média e pesada.

Ainda nos casos 2 e 4, os controles de comutação de tapes e redespacho de potência não foram ativados e, por isso, as violações não são mitigadas. Nos casos 5, 8, 9, 10 e 11, em que os controles foram ativados, observa-se um maior equilíbrio dos resultados, independente do patamar de carga. Esse equilíbrio é devido ao fato de que as contingências que implicam em corte de carga são basicamente as mesmas, pois quase todas são contingências em circuitos radiais que atendem consumidores da rede básica. Como as

taxas de falha e tempos de reparo independem do patamar de carga, a probabilidade da perda de carga tende a ser similar.

De acordo com a Figura 4.12, os casos 1 e 3 têm um desempenho bastante semelhante, pois não consideram os limites de curta duração e por isso a probabilidade em se perder a carga é maior para o maior nível de carga. O caso 6, embora considere os limites de curta duração, é referente ao RSUL, em que as violações de tensão que levam ao corte de carga tendem a ocorrer com mais freqüência que o caso 2, de acordo com as Tabelas AX1.01 a AX1.03, e aumentam a probabilidade do corte de carga. Para o caso 7 também se observa uma probabilidade bem superior ao do caso 2, em que os cortes de carga para o caso 7 de carga tendem a ocorrer devido às violações de carregamento, de acordo com as mesmas Tabelas.

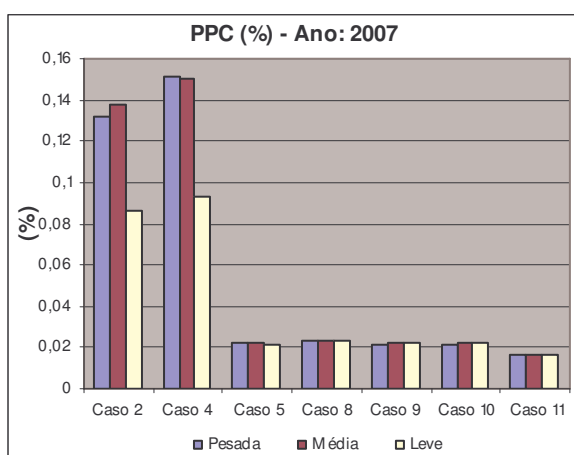


Figura 4.11 – PPC – 2007 – Casos 2, 4 a 11

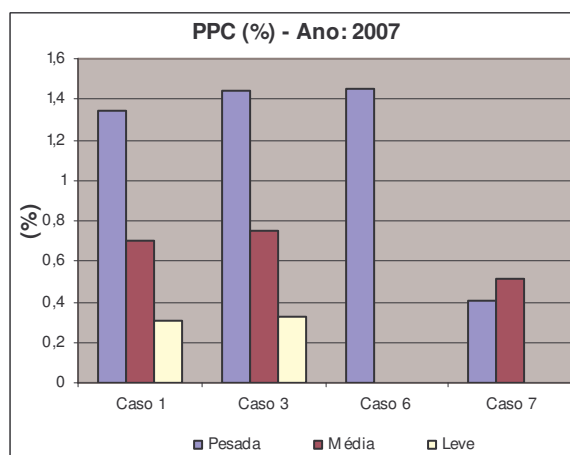


Figura 4.12 – PPC – 2007 – Casos 1, 3, 6 e 7

Já no ano de 2008, Figura 4.13, a PPC dos patamares pesada e média dos casos 7 é mais elevada que a do caso 6 e na Figura 4.14 exatamente o oposto para o patamar de carga pesada. Esse fato pode ser creditado às contingências retiradas das estatísticas, conforme Tabelas AX1.0107 e AX1.03, que são contingências severas em que não ocorre a solução do fluxo de potência, e não têm, portanto, os resultados registrados. De qualquer modo, a PPC de todos os casos 6 e 7 são sempre muito superiores aos dos casos 5, considerados como de referência, do ano de 2008, patamares de carga pesada, média e leve,

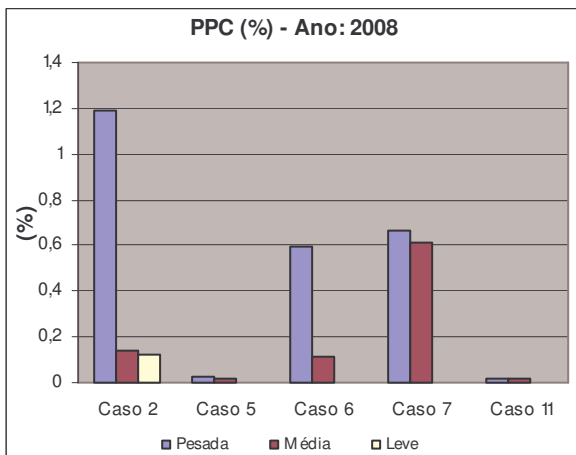


Figura 4.13 – PPC – 2008

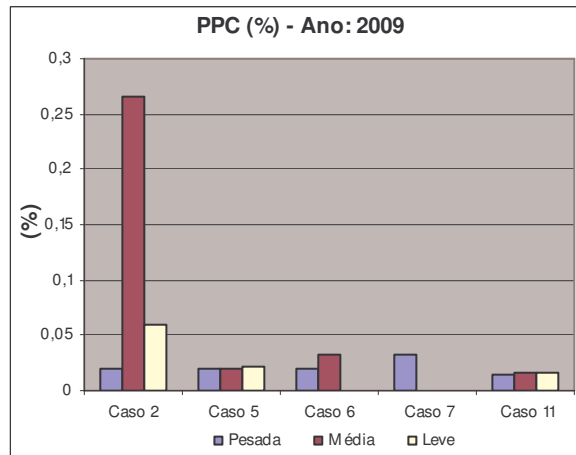


Figura 4.14 – PPC – 2009

Para os anos de 2008 e 2009, conforme mostram as Figuras 4.13 e 4.14, o caso 2 chama mais atenção, pois os valores da PPC são mais elevados que os valores do ano de 2007. Ou seja, o aumento da carga sem a atuação dos controles tende a provocar maiores violações. Entretanto, quando são comparados os casos 5 dos três anos verifica-se que a probabilidade de ocorrer o corte de carga se reduz ligeiramente, embora ocorra o aumento da carga, que pode ser interpretado como acerto na escolha das expansões. A redução da PPC só não é mais acentuada porque não existe previsão de construção da segunda linha para os consumidores atendidos radialmente.

Em relação às bases de dados empregadas, o caso 11 apresenta em todos os anos e patamares de carga índices menores que os do caso 5, devido ao fato que os tempos médio de reparo de linhas de 230 kV da base de dados do SIN são menores que as taxas da base de dados da Copel Transmissão.

EENS– Tabelas AX1.01 a AX1.03 – Todos os casos

O desempenho do índice EENS é um pouco diferente do índice PPC devido a uma razão principal: a carga dos consumidores industriais, devido aos contratos horosazonais, é usualmente mais elevada fora da ponta – média e leve – do que na ponta – pesada. Como o corte de carga deve-se basicamente à interrupção do atendimento a esses consumidores, o índice EENS das cargas média e leve são muito próximos e bem mais elevados que a da carga pesada.

Esse fato é facilmente identificado nos casos 2, 4, 5, 8, 10 e 11 das Figuras 4.15, 4.17 e 4.18, pois apresentam valores do índice EENS para a carga média dos casos indicados superiores ao da carga pesada e muito próximos aos da carga leve. Por outro lado, nos casos 1 e 3 da Figura 4.16, a EENS da carga pesada é bem superior às das

cargas leve e média pelo motivo exposto na análise da PPC, referente à utilização dos mesmos limites de carregamento em todos os patamares de carga.

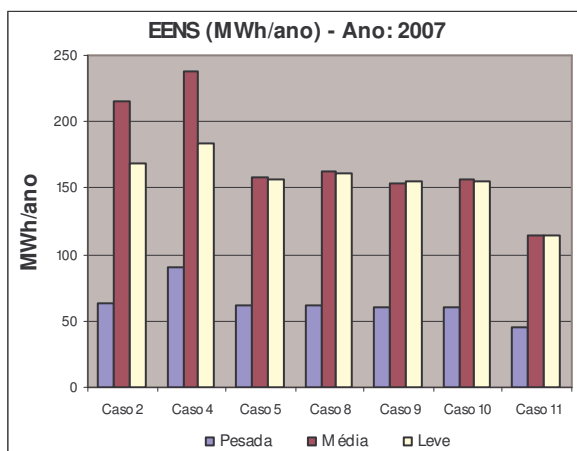


Figura 4.15 – EENS – 2007 – Casos 2, 4 a 11

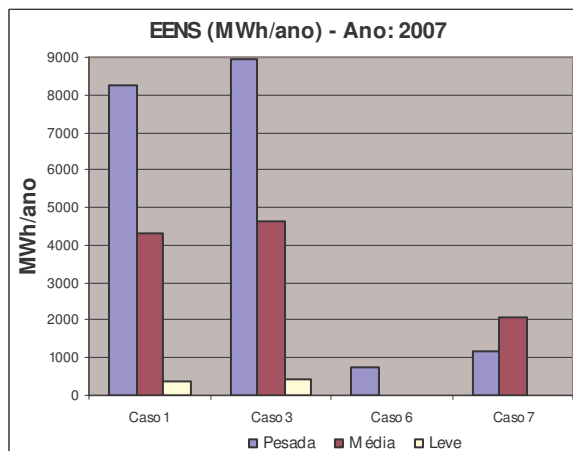


Figura 4.16 – EENS – 2007 – Casos 1, 3, 6 e 7

No que diz respeito aos cenários de intercâmbio, o desempenho da EENS é um pouco diferente da PPC, em que existe uma tendência dos índices EENS do FSUL serem superiores aos do RSUL (casos 7 e 6, respectivamente, Figuras 4.16 e 4.17), antes da atuação dos controles. Já no ano de 2009, para o patamar de carga pesada, os resultados do RSUL foram mais elevados (caso 6, Figura 4.18).

É possível observar uma redução acentuada da EENS no ano de 2009, evidenciando um acerto na escolha das expansões. Desta forma, é possível concluir, como esperado, que o sistema de transmissão que atende o Paraná deverá ser menos vulnerável à otimização energética à medida que forem sendo concluídas as expansões previstas.

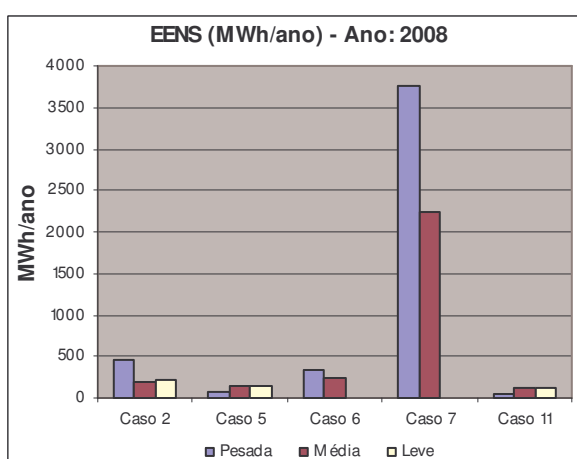


Figura 4.17 – EENS – 2008

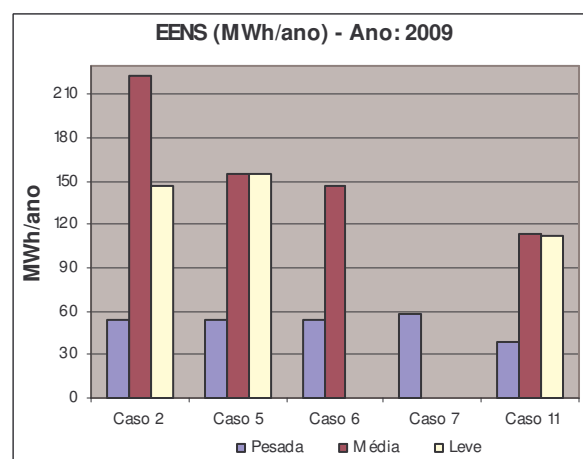


Figura 4.18 – EENS – 2009

Em relação às bases de dados utilizadas, casos 5 e 11 das Figuras 4.15, 4.17 e 4.18, repete-se a mesma conclusão em relação à PPC, em que as diferenças ocorrem

devido às menores taxas de falha e tempos médios de reparo das linhas de 230 kV da base de dados do SIN (caso 11), evidenciando a importância da utilização de uma base de dados própria e que reflita melhor o desempenho do sistema sob análise, permitindo conclusões mais precisas.

SEV – Tabelas AX1.01 a AX1.03 – Todos os casos

Como o índice severidade é uma relação linear entre a EENS e a ponta de carga do sistema, é válida a mesma análise realizada para EENS. Esse fato pode ser facilmente observado ao se comparar as Figuras 4.15 a 4.18 com as Figuras 4.19 a 4.22, que apresentam a mesma forma.

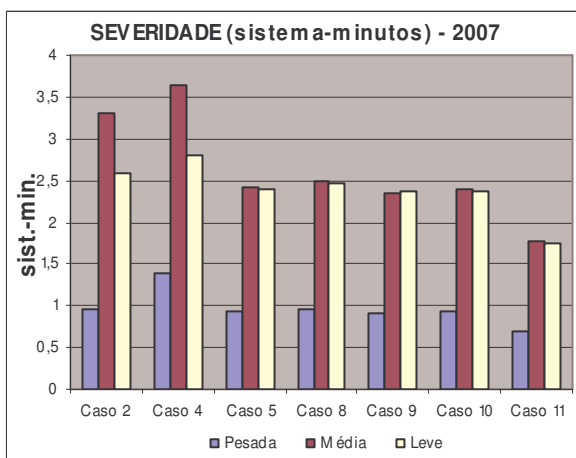


Figura 4.19 – SEV – 2007 – Casos 2, 4 a 11

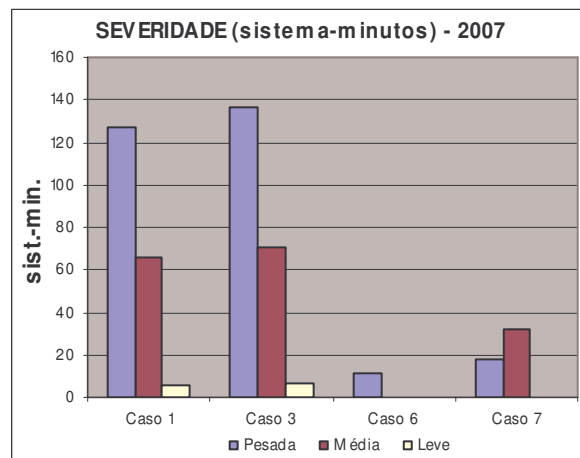


Figura 4.20 – SEV – 2007 – Casos 1, 3, 6 e 7

Em relação à classificação apresentada na Tabela 2.04, para os casos 5, patamares de carga pesada, média e leve, Figuras 4.19, 4.20 e 4.21, o sistema elétrico que atende o Estado do Paraná encontra-se no grau um, pois está classificado entre 1 e 10 sistema-minutos, representando uma condição operativa de baixo risco.

Adicionalmente, se não forem consideradas as falhas das linhas que atendem os consumidores da rede básica, pode-se considerar que o sistema está no grau zero, ou seja, condição operativa de baixíssimo risco.

Entretanto, quando não se permite a utilização dos limites de curta duração e dos controles, casos 1 e 3 da Figura 4.21, a severidade salta para o grau três, que representa sério impacto para vários agentes e consumidores.

Em relação aos cenários de RSUL e FSUL, casos 6 e 7, respectivamente, das Figuras 4.20, 4.21 e 4.22, a severidade é classificada em grau 1 para o RSUL, em todos os anos e patamares de carga, pois se encontra entre 1 e 10 sistema-minutos, e o FSUL no grau 2, nos anos 2007 e 2008 e no grau zero no ano de 2009.

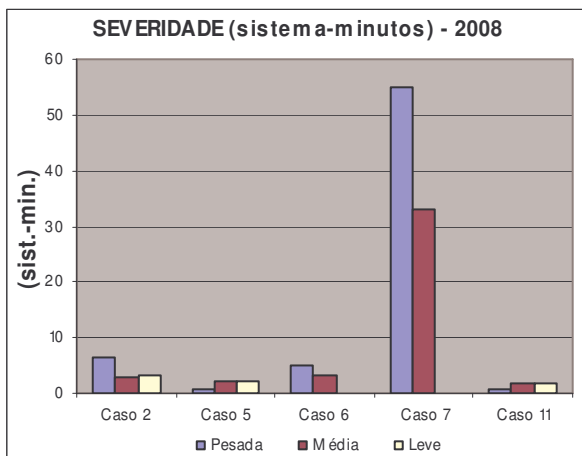


Figura 4.21 – SEV – 2008

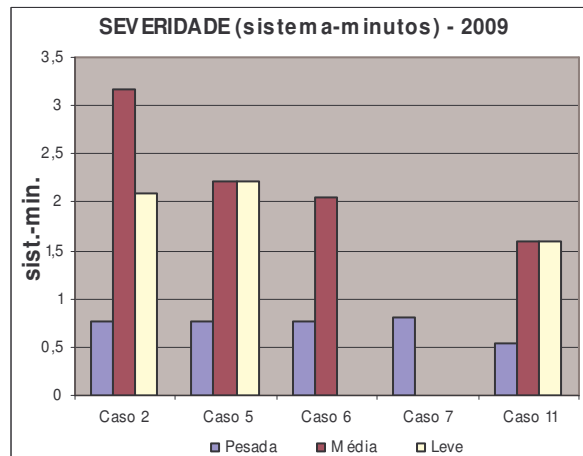


Figura 4.22 – SEV – 2009

Em relação à base de dados, casos 5 e 11, das Figuras 4.19, 4.21 e 4.22, a severidade é menor em todos os patamares de carga do período considerado próxima do grau zero, da ordem de 1,5 sistema-minutos.

Assim, de forma geral, o sistema de transmissão que atende o estado Paraná encontra-se em um nível bastante satisfatório, mostrando o acerto nas escolhas das expansões.

De fato, nos últimos anos, a rede básica que atende o Paraná tem registrado importantes expansões, como as interligações em 500 kV entre as subestações Bateias, em Curitiba, e Ibiúna, em São Paulo e Londrina com a subestação de Assis, também em São Paulo, além de importantes reforços e recapacitações no tronco de 500 kV e linhas de 230 kV.

No horizonte de estudo, registram-se também as instalações dos terceiros transformadores de malha 500/230 kV das subestações Bateias, Curitiba e Londrina, previstas para o ano de 2009.

4.4.10 Desagregação dos Índices de Confiabilidade por Tipo de Elemento de Transmissão

A Tabela AX1.06 mostra os resultados para a carga média dos anos 2007, 2008 e 2009, o caso 5, em que foram processadas contingências duplas desagregadas por tipo de equipamento de transmissão:

- Tipo 1: somente linhas de transmissão de 500 kV.

- Tipo 2: somente transformadores de malha 500/230 kV.
- Tipo 3: somente linhas de transmissão de 230 kV
- Tipo 4: somente transformadores de fronteira 230/138 e 230/69 kV.

As análises consideraram a atuação dos controles de comutação de tapes, redespacho de potência e limites de curta duração.

De acordo com os resultados da Tabela AX1.06, falhas em linhas de 500 kV e em transformadores 500/230 kV não provocam violações que acarretam em corte de carga. Assim, o sistema de 500 kV possui um grau de aderência ao critério N-1 de 100%.

Por outro lado, quase que a totalidade dos índices de corte de carga se deve às falhas em linhas de 230 kV que atendem radialmente consumidores, conectados à rede básica através de uma única linha.

Ainda in da assim, esses valores são muito baixos e caem ligeiramente ao longo do período. A severidade, por exemplo, cai de 2,24 sistema-minutos, considerando a carga média de 2007, para 2,05 sistema-minutos, carga média de 2009, para linhas de 230 kV (Tipo 3). O grau de aderência α ao critério N-1 para o ano de 2009 referente às falhas em linhas de 230 kV é 0,905 ou 90,5%.

No caso dos transformadores de fronteira, a contribuição da falhas desses equipamentos para a formação dos índices de corte de carga é quase que desprezível. A severidade é inferior a 0,03 sistema-minutos no período, ou seja, grau zero. O grau de aderência α ao critério N-1 para o ano de 2009 referente às falhas em transformadores de fronteira é 0,996 ou 99,6%.

Os resultados apresentados na Tabela AX1.06 tentam capturar o corte de carga que, como foi descrito, é de baixíssima probabilidade para as condições indicadas. Isso não quer dizer, entretanto, que falhas de equipamentos de transmissão não provoquem violações sistêmicas. A leitura que se faz é que os controles existentes, a utilização de limites de equipamentos de curta de duração e a existência de sistemas em malha de 69 e 138 kV conseguem mitigar ou, pelo menos, minimizar os efeitos das contingências na transmissão, e que evitam o corte de carga.

4.4.11 Índices Anualizados de Desagregação dos Índices de Confiabilidade

A Tabela 4.10 reproduz alguns índices de corte de carga por patamar de carga apenas dos casos 5 das Tabelas AX1.01 a AX1.03:

Tabela 4.10 – Reprodução dos índices de corte de carga dos casos 5

Ano	Patamar de Carga	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)
2007	Pesada	0,02211	61,15	0,0070
	Média	0,02242	157,50	0,0180
	Leve	0,02119	156,36	0,0178
2008	Pesada	0,02205	60,46	0,0069
	Média	0,02142	156,24	0,0178
	Leve	0,02123	155,80	0,0178
2009	Pesada	0,02009	54,01	0,0062
	Média	0,02058	155,72	0,0178
	Leve	0,02204	155,37	0,0177

Utilizando os índices da Tabela 4.10 e a composição anual dos patamares de carga apresentados na Tabela 4.04, é possível compor os índices anuais de corte de carga aproximados apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Índices de corte de carga anualizados em relação ao Caso 5

Índices	2007	2008	2009
PPC (%)	0,021921	0,021436	0,021055
EENS (MWh/ano)	143,8968	142,9549	141,6559
EPNS (MW/ano)	0,016419	0,016307	0,016174
SEV (sistema-minutos)	2,202502	2,100733	2,007405
Ponta da Carga do Sistema (MW)	3920	4083	4234

Os índices mostrados na Tabela 4.11, e ilustrados pelas Figuras 4.23 a 4.26, são mais representativos do sistema, pois associam ao índice indicado em cada uma das Figuras, a probabilidade de ocorrência do patamar de carga, permitindo um acompanhamento da evolução anual do desempenho do sistema.

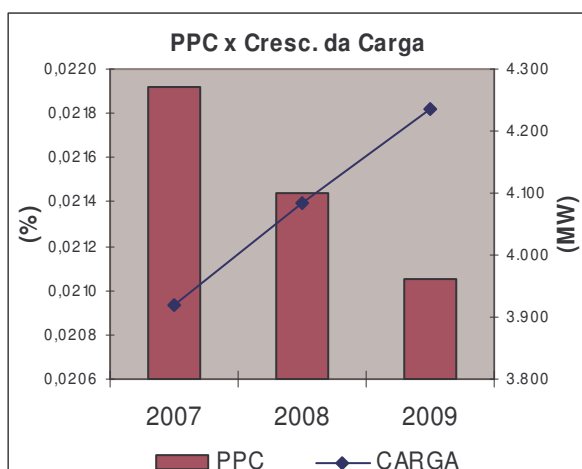


Figura 4.23 – PPC x Cresc. Carga

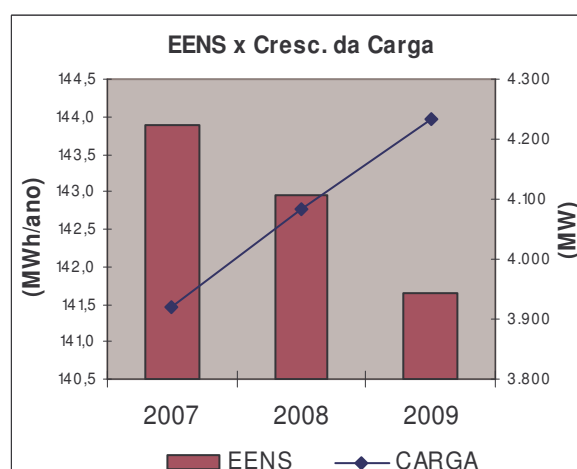


Figura 4.24 – EENS x Cresc. Carga

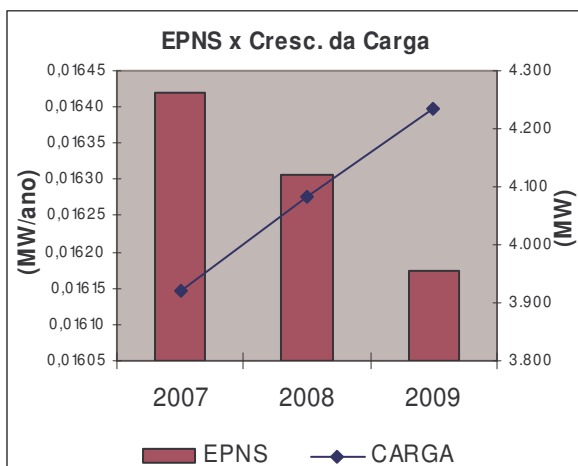


Figura 4.25 – EPNS x Cresc. Carga

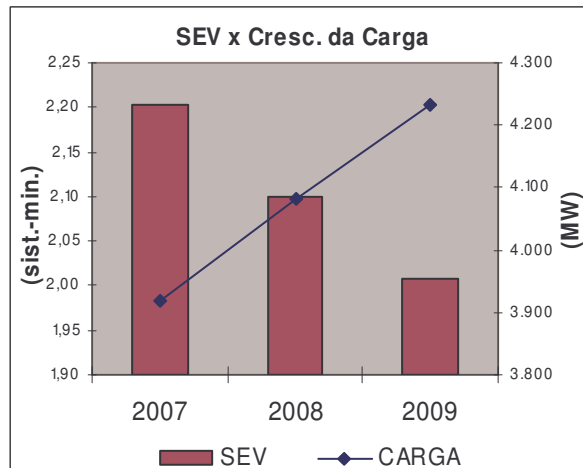


Figura 4.26 – SEV x Cresc. Carga

Como mostram as Figuras 4.23 a 4.26, os índices anualizados de corte de carga permanecem quase que constantes no período 2007-2009, com uma leve redução, mas caracterizando um sistema com baixíssimo risco de corte de carga. A severidade, por exemplo, vai lentamente se aproximado do grau zero, pois está da ordem de 2 sistema-minutos. Enquanto isso, a carga registra um crescimento entre 3,7 a 4,1 % ao ano.

Ou seja, as expansões previstas ao longo do triênio, mesmo que não reduzam drasticamente a possibilidade de corte de carga, uma vez que para isso deveriam ser duplicadas as linhas de 230 kV que atendem consumidores da rede básica, evitam que o corte de carga ocorra em contingências que não estejam relacionadas a esses consumidores. Isso é uma informação que interessa muito aos planejadores do sistema, pois, no mínimo, deseja-se que o sistema suporte a indisponibilidade de um de seus elementos sem provocar o corte de carga, que é a característica principal do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná.

4.5 Sumário

O Capítulo 4 apresentou uma análise detalhada da confiabilidade da transmissão e da confiabilidade composta de geração e transmissão do sistema que atende o Estado do Paraná, no horizonte de 2007 a 2009, utilizando três patamares de carga, pesada média e leve, considerando variações de intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste, utilização de limites de carregamentos nominais e de curta duração de equipamentos de transmissão, ação de controles e ainda utilizando duas bases de dados distintas de taxas de falha e tempos médios de reparo.

Os resultados de tais análises foram cuidadosamente mensurados, permitindo importantes conclusões, entre as quais se destacam:

- a) Falhas em unidades de geração localizadas no Estado do Paraná, mesmo que combinadas com falhas de transmissão, não provocam violações que necessitam de corte de carga, mesmo quando não são considerados limites de carregamento de curta duração de equipamentos de transmissão e ação dos controles;
- b) O aumento do risco do sistema para cenários de RSUL e FSUL (intercâmbios) elevados ocorre mais acentuadamente no primeiro ano do ciclo, ou seja, 2007, em que importantes expansões ainda não foram concretizadas, e antes da comutação dos tapes dos transformadores, tanto de malha como de fronteira. Após a comutação e considerando, sobretudo, o último ano do período, 2009, o desempenho do sistema de transmissão praticamente independe dos cenários de intercâmbio considerados;
- c) Os índices de corte de carga das falhas de transmissão devem-se basicamente à interrupção do atendimento de consumidores em 230 kV, conectados à rede básica através de uma única linha. Falhas de segunda ordem de elementos de transmissão pouco acrescentaram a esses índices, pois a probabilidade é muito inferior à probabilidade de contingências de primeira ordem (simples);
- d) Os índices de corte de carga da carga pesada foram inferiores aos índices da carga média e leve devido à carga dos consumidores horosazonais, que normalmente reduzem a demanda na ponta de carga do sistema. Como as contingências que provocaram corte de carga se devem, basicamente, à interrupção do atendimento a consumidores de 230 kV, os patamares de carga média e leve registraram os índices mais elevados. Também deve ser ressaltado que a ferramenta computacional utilizada (programa NH2 na versão versão 7.5.b-P0, de março de 2006) possui boa modelagem de medidas corretivas para a carga pesada, via corte mínimo de carga, quando os modos de falha usuais são as violações de carregamento e subtensões. Entretanto o mesmo não ocorre quando as violações prevalentes são as sobretensões usuais dos regimes de carga média e leve. Nestas situações, as medidas corretivas mais adequadas estariam associadas ao controle de

reativo e chaveamentos de elementos em derivação. Infelizmente, estes últimos recursos não se encontram diretamente disponíveis na versão usada;

- e) A desagregação dos índices de corte de carga por tipo de equipamento de transmissão – linhas de 500 kV, transformadores de malha de 500 kV, linhas de transmissão de 230 kV e transformadores de fronteira de 230 kV – mostrou que a formação dos índices de corte de carga deve-se quase que exclusivamente a falhas de linhas de 230 kV;
- f) A adoção dos limites de curta duração de equipamentos de transmissão para a análise de contingência reduz significativamente os índices de corte de carga;
- g) A atuação de controles, sobretudo comutação de tapes de transformadores de malha e de fronteira, é determinante para eliminação das violações de carregamento e de tensão;
- h) O grau de aderência ao critério N-1 para o sistema de 500 kV (linhas e transformadores de malha) é igual a 1 ou 100%, e o grau das linhas de 230 kV é da ordem de 0,9 ou 90% e dos transformadores de fronteira, 0,995 ou 99,5%;
- i) A severidade do sistema de transmissão considerando índices anualizados, ação dos controles e limites de curta duração, é da ordem de 2 sistema-minutos, ou seja, grau 1, que indica uma situação de baixo risco operativo e muito próxima do grau zero, de baixíssimo risco operativo.

Assim, o desempenho do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná sob a ótica da confiabilidade mostrou-se muito robusto para as condições e horizonte estudados, sujeito a um baixo risco operativo.

4.6 Referências Bibliográficas

- [4-01] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.
- [4-02] BICHELS, Arlei; LÓPEZ, Ronnie J. A. *Atualização dos Dados Estatísticos de Falhas das Linhas de Transmissão e dos Transformadores da Copel – 1981/1997 CPL/CNET 36/98*, Dezembro, 1998.
- [4-03] http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx
- [4-04] Instrução Operativa ONS IO-ON.S.2PR, de 07/11/2006.
- [4.05] ONS *Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade*, Relatório Técnico ONS/DAT/GAT2, Julho, 2004.
- [4.06] ONS *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período de 2006-2008 – Volume 4 – Avaliação da Confiabilidade da Rede Básica*. Relatório Técnico ONS 2.1.071/2005 Agosto, 2005.

CAPÍTULO 5 – CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO E COMPOSTA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

No Capítulo 4 foi realizada a análise da confiabilidade da transmissão e composta de geração e transmissão do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná, em que o sistema de distribuição, composto pelos níveis de tensão de 69 e 138 kV, foram considerados sem restrições.

Neste Capítulo serão realizadas as análises de confiabilidade do sistema de distribuição e composta de geração, transmissão e distribuição.

5.2 Modelos, Critérios e Definições

Permanecem válidas as considerações das Seções 3.2.1 a 3.2.3, 3.2.5, 3.2.6, 3.3 e 4.2.1, em relação a:

- Modelos dos cenários de intercâmbio, de geração e de carga.
- Critérios de tensão e de carregamento de linhas de transmissão e transformadores.
- Modelo da transmissão.
- Ferramentas utilizadas.

5.2.1 Modelo de Risco do Sistema de Distribuição

Os equipamentos do sistema de distribuição que atendem o Estado do Paraná foram modelados em dois estados, em operação e em falha. Fazem parte desse sistema linhas de transmissão de 69 e 138 kV e transformadores de 138/69 kV (ver Anexo AX3, Figuras AX3.02 a AX3.07).

Para as linhas de 138 kV foram consideradas duas bases de dados, de acordo com [5.01] e [5.02]. A referência [5-01] se refere a uma base de dados do SIN, do período de 1990 a 2003. A referência [5-02] é um relatório interno da Copel Transmissão e se refere a

uma base real dos equipamentos da área em análise representando uma coleta do período de 1981 a 1997. Na base de dados do SIN não existe coleta de dados para equipamentos de tensão inferior a 138 kV. Desta forma, a análise da diferença entre as bases dados será restrita ao nível de 138 kV, permitindo avaliar o impacto da nova estatística sobre a tradicionalmente utilizada. O resumo completo das taxas de falha e tempos de reparo utilizados está detalhado na Tabela 5.01.

Tabela 5.01 – Dados estocásticos considerados nas análises

Equipamento	Referência [5.01]		Referência [5.02]	
	λ_{km} Taxa de Falha (ocorrências/ 100 km * ano)	TMR Tempo Médio de Reparo (h)	λ_{km} Taxa de Falha (ocorrências/ 100 km * ano)	TMR Tempo Médio de Reparo (h)
Linhas de 69 kV	–	–	0,1351	2,5870
Linhas de 138 kV	0,0388	1,6194	0,0509	2,4405
Transformadores 138/69 kV	–	–	0,0451	1.860,0

De acordo com a Tabela 5.01, as taxas de falha de linhas de distribuição se referem à unidade de 100 km x ano. Assim, para se encontrar a taxa de falha de cada linha, é necessário multiplicar o valor da taxa de falha λ_{km} da Tabela 5.01, pelo comprimento da linha, em quilômetros, ou seja:

$$\lambda_i = \lambda_{km} \cdot CL_i \quad (5.01)$$

Onde:

- λ_i → taxa de falha da linha i
- λ_{km} → taxa de falha por 100 km x ano, de acordo com o nível de tensão da linha (Tabela 5.01)
- CL_i → comprimento da linha i , em quilômetros

A extensão de cada linha foi calculada de forma aproximada pela seguinte equação:

$$CL_i = \frac{X_{cb_i}}{X_{eq}} \quad (5.02)$$

Onde:

- CL_i → comprimento da linha i , em quilômetros

X_{cbi} → reatância total da linha i obtida dos casos bases (%), base 100 MVA

X_{eq} → reatância típica equivalente por quilômetro (%), base 100 MVA

A reatância equivalente X_{eq} para cada nível de tensão é informada na Tabela 5.02:

Tabela 5.02 – Reatâncias típicas de linhas de 69 e 138 kV (potência base:100 MVA) [5.03]

Linha de Transmissão	Reatância Típica X_{eq} (por km)
69 kV	0,9635443 (%)
138 kV	0,2513242 (%)

Desta forma, através dos valores das reatâncias dos casos bases e das reatâncias equivalentes informadas na Tabela 5.02 e aplicando a equação (5.02) para cada linha de 69 e 138 kV é possível determinar a extensão aproximada de cada linha e, conseqüentemente, determinar a taxa de falha de cada linha, de acordo com a equação (5.01).

5.2.2 Modelo de Subestações e Consumidores Atendidos por Derivação Simples

Algumas subestações e consumidores de 69 e 138 kV são conectados ao sistema em um ponto de uma linha e não através de uma subestação. Esse tipo de conexão é conhecido como derivação simples, tape ou “pingo”, conforme ilustra a Figura 5.01.

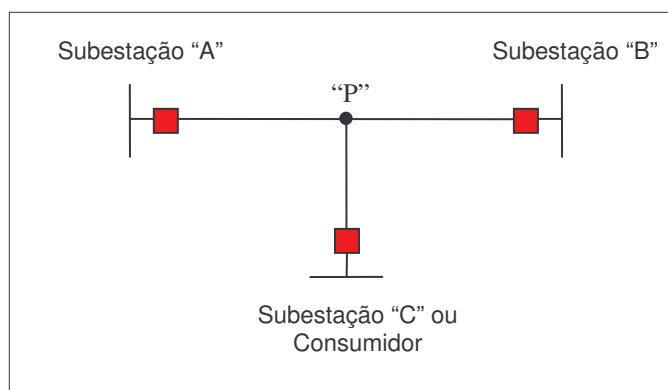


Figura 5.01 – Subestação ou consumidor atendido por derivação ou tipe

De acordo com a Figura 5.01, não existe uma subestação ou estação de chaves no ponto "P", que é o ponto em que a subestação "C" ou consumidor se conecta ao sistema. Assim, falhas em qualquer um dos trechos entre as subestações "A" e "B" ao ponto "P", interrompem a subestação "C" ou o consumidor. Normalmente o trecho de linha entre a subestação "C" ou o consumidor ao ponto "P" é relativamente curto perante a extensão da linha, e normalmente é desprezado na modelagem.

Todos os consumidores e subestações atendidos através da configuração indicada na Figura 5.01 foram modelados no programa NH2 da seguinte forma:

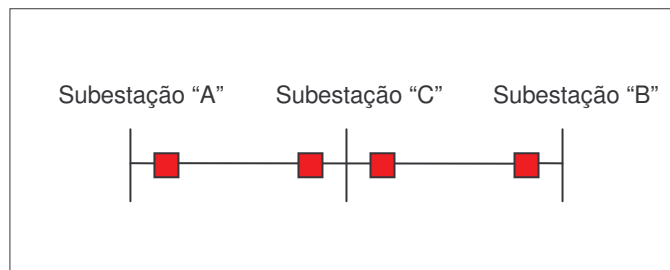


Figura 5.02 – Modelagem de consumidores ou subestações atendidos por derivação simples

Ou seja, considerou-se que o ponto “P” da Figura 5.01 é uma subestação, de acordo com a Figura 5.02, e os trechos de linhas entre as subestações “A”, “B” e “C” transformaram-se em linhas. O programa NH2 permite associar à saída de um componente, diferentes medidas operativas, chamadas de *alterações vinculadas*, que se resumem, basicamente, ao fechamento e abertura de circuitos, chaveamento de compensação reativa e alterações de geração e de carga. Portanto, ao se considerar a falha em qualquer uma das novas linhas “A-C” e “B-C”, associa-se a abertura da outra linha. Assim, falhas em uma dessas linhas interrompem a subestação “C”, que também pode ser um consumidor e, desta forma, modela-se o problema real de forma mais precisa.

5.2.3 Composição de Índices Globais

Para a composição dos índices globais ou atualizados será utilizada a proporção percentual dos patamares de carga definidos pela Seção 4.2.3 e informados na Tabela 4.04.

5.3 Estrutura das Simulações

Considerando as notações da Tabela 4.04, cenários de intercâmbio, geração, carga e os critérios definidos na Seção 3.2, foram definidas diferentes simulações que compõe a análise proposta de confiabilidade da distribuição e composta de geração, transmissão e distribuição, indicadas na Tabela 5.03. O tipo DIST na Tabela 5.03 indica que serão realizadas simulações apenas para as linhas de 69 e 138 kV, ou seja, o sistema de distribuição e o tipo SCON indica que não serão considerados nas análises os consumidores atendidos por derivação ou circuitos simples radiais, uma vez que o aumento da confiabilidade desse tipo de atendimento é de responsabilidade do consumidor pela

legislação atual. Entretanto, as subestações radiais e em derivação permaneceram na análise de contingências, já que esse atendimento é de responsabilidade da Distribuidora.

Tabela 5.03 – Simulações para a análise da confiabilidade da distribuição e composta de geração, transmissão e distribuição

Ano	Patamar de Carga	Intercâmbio	Modo de Simulação	Nível de Contingência	Tipo	Controles Ativados	Base de Dados	Caso
2007	Pesada	REFE	EXEN	SIMP	DIST	NORM	COPEL	1
		REFE	EXEN	SIMP	DIST	EMER	COPEL	2
		REFE	EXEN	SIMP	DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	3
	Média	REFE	EXEN	DUPL	DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	4
		REFE	EXEN	SIMP	DIST SCON	EMER CTAP RDSQ	COPEL	5
	Leve	REFE	EXEN	DUPL	DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL+SIN	6
		RSUL	EXEN	SIMP	DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	7
		FSUL	EXEN	SIMP	DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	8
		REFE	EXEN	DUPL	GERA+TRAN +DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	9
		REFE	EXMC	MULT	GERA+TRAN +DIST	EMER CTAP RDSQ	COPEL	10

As simulações dos casos 1 a 5 e 7 a 10 definidas na Tabela 5.03 utilizam a base de dados da Copel, conforme Seção 5.2.1, para linhas de transmissão de 69 e 138 kV. A análise do caso 6 utiliza a base de dados do SIN para linhas de 138 kV e a base de dados da Copel para linhas de 69 kV, uma vez que a base de dados do SIN não tem informações para o nível de tensão de 69 kV. Os casos de 1 a 10 foram propostos e simulados para cada patamar de carga, pesada, média e leve do ano de 2007, permitindo as seguintes comparações:

- j) Espaço amostral: caso 3 x caso 4.
- k) Limites de carregamento: caso 1 x caso 2.
- l) Controles ativados: caso 2 x caso 3.

- m) Probabilidade das Violações: todos os casos.
- n) Limites de intercâmbio: caso 3 x caso 7 x caso 8.
- o) Modos de simulação enumeração de estados e Monte Carlo: caso 9 x caso 10.
- p) Confiabilidade da distribuição x confiabilidade composta da geração, transmissão e distribuição: caso 3 x caso 9.
- q) Base de dados Copel x base de dados Copel+SIN: caso 4 x caso 6.
- r) Índices de corte de carga: todos os casos.

Para os anos de 2008 e 2009, foram processados apenas os casos 4, 6, 7 e 8, para os patamares de carga pesada, média e leve, com o objetivo de se identificar: a evolução dos índices ao longo dos anos, a influência da variação dos intercâmbios e a diferença referente às bases de dados utilizadas. O restante dos casos não foram processados, pois as simulações para o ano de 2007 são suficientes para o levantamento proposto pelos itens “a” a “r” propostos acima.

De acordo com a Tabela 3.01, não existem casos bases disponíveis para todos os cenários de máximos intercâmbios dos períodos de carga pesada, média e leve do triênio 2007-2009. Assim, os casos 7 e 8 só foram processados para os casos bases disponíveis.

Somente para o caso 4, utilizando a base de dados da Copel para linhas de 69 e 138 kV e transformadores 138/69 kV, e apenas para o patamar de carga média dos anos de 2007, 2008 e 2009, considerou-se a seguinte desagregação dos elementos do sistema de distribuição:

- Tipo 1: somente linhas de 138 kV.
- Tipo 2: somente transformadores 138/69 kV.
- Tipo 3: somente linhas de 69 kV.

O objetivo dessa análise é identificar o quanto cada tipo equipamento participa na composição global dos índices, facilitando a análise e interpretação dos resultados.

Finalmente, utilizando os percentuais da participação dos patamares de carga, discutidos na Seção 4.2.3 e informados na Tabela 4.04, 4.04 é possível realizar uma composição aproximada da evolução global dos índices de corte de carga, utilizando os casos 4 dos patamares de carga pesada, média e leve de cada ano do triênio 2007-2009, assumidos como os casos de referência para o estudo deste Capítulo.

5.4 Resultados Obtidos

Os resultados obtidos para as simulações descritas na Seção 5.3 são apresentados nas Tabelas AX1.07 a AX1.12, do Anexo 1.

5.4.1 Enumeração de Estados – Espaço de Estados

Caso 1, Caso 2 e Caso 3 x Caso 4 – Tabelas AX1.07 a AX1.09

Da mesma forma que análise do Capítulo 4, sobre a análise da confiabilidade da transmissão, as contingências simples compõe praticamente todo o espaço de estados, da ordem de 98,66% (casos 1, 2 e 3, das Tabelas AX1.07 a AX1.09). Quando são avaliadas as contingências duplas, caso 4, o percentual do espaço de estados analisado sobe para 99,94%, ou seja, uma diferença de apenas 1,28%. Entretanto, em relação ao total de contingências processadas, foram 226 contingências simples ou de primeira ordem (casos 1, 2 e 3) e 25.470 até a segunda ordem, simples e duplas (caso 4).

Desta forma, a avaliação apenas das contingências simples fornece um resultado bastante satisfatório. Entretanto, o processamento das contingências duplas interessa ao analista, pois, embora menos prováveis, tendem a ser mais severas, identificando possíveis debilidades do sistema não capturadas pelo critério N-1.

5.4.2 Limites de carregamento

Caso 1 x Caso 2 – Tabelas AX1.07 a AX1.09

A comparação entre os casos 1 e 2 Tabelas AX1.07 a AX1.09 permite verificar a sensibilidade em relação à utilização dos limites de carregamento de curta duração. Nos casos citados não foi ativado nenhum tipo de controle (comutação de tapes, redespacho de potência ativa e reativa, chaveamento de capacitores e reatores, etc.).

Para a severidade dos casos 1 e 2, cargas pesada de 2007, segundo a Tabela AX1.07, observa-se uma redução no índice severidade de 45,21 para 44,31 sistema-minutos, uma redução de apenas 2% e no patamar de carga média de 2007, segundo a Tabela AX1.08, a redução é de 37,42 para 35,02 minutos sistema, ou quase 7%. Essa diferença entre os patamares de carga ocorre porque, embora o patamar de carga pesada apresente um maior nível de carga, os limites de carregamento de linhas são normalmente mais restritivos para o período diurno, em que é considerada a carga média.

Para a carga leve de 2007, Tabela AX1.09, os índices de corte de carga são praticamente todos iguais para os casos 1 e 2, pois o nível de carga é aproximadamente a

metade da carga pesada e os limites de carregamento considerados são os limites noturnos, que praticamente não impõem nenhuma restrição aos fluxos passantes.

A diferença em relação à consideração dos limites de curta duração fica bem caracterizada quando se analisa o item Violações Probabilidade (%) relativo às violações de fluxo, carga média de 2007, Tabela AX1.08 . Comparando-se os casos 1 e 2, observa-se que a proporção desse tipo de violação na composição dos índices se reduz de 8,29% (caso 1) para 1,43% (caso 2).

5.4.3 Controles Ativados e Violações

Casos 1 e 2 x Caso 3 – Tabelas AX1.07 a AX1.09

A utilização dos controles de comutação de tapes e redespacho de potência ativa e reativa mostraram-se pouco eficientes para a eliminação das violações do sistema de distribuição. Isto ocorreu devido ao ilhamento, que é o isolamento de uma parte do sistema sem fontes, podendo ser apenas uma subestação ou consumidor, levando à interrupção do atendimento a consumidores ou subestações, que corresponde a praticamente 80% das violações na carga pesada, 90% das violações na carga média e quase 100% na carga leve, considerando o conjunto de todas as violações ocorridas, conforme Figuras 5.03, 5.04 e 5.05, para os casos 4.

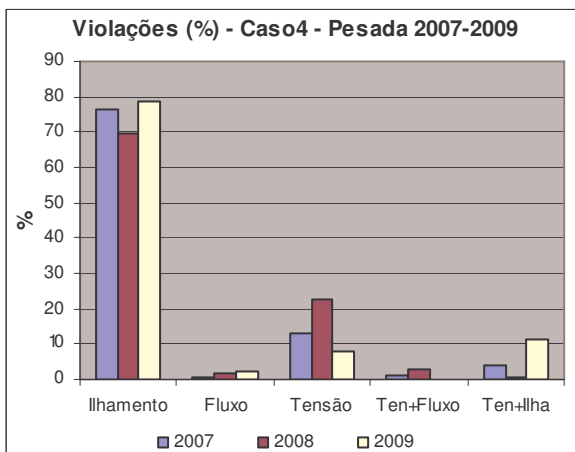


Figura 5.03 – Violações – Pesada - 2007-2009

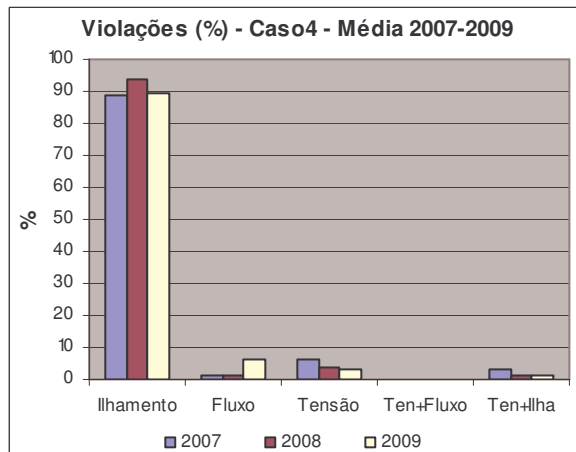


Figura 5.04 – Violações – Média - 2007-2009

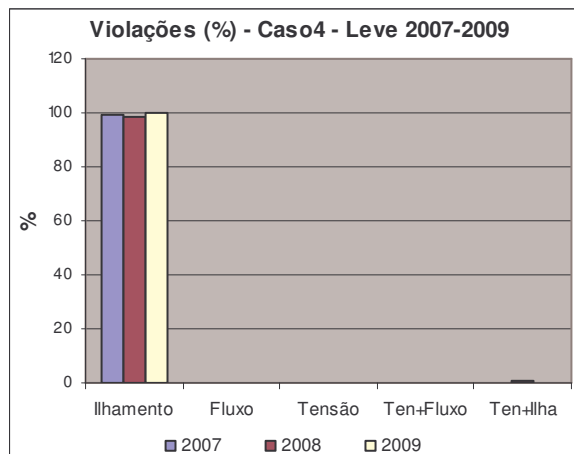


Figura 5.05 – Violações – Pesada - 2007-2009

O ilhamento é mais acentuado nas cargas média e leve, devido à interrupção de consumidores horosazonais atendidos por linhas radiais simples, em que a demanda no período de carga média é usualmente superior ao da carga pesada.

A atuação dos controles também teve pouca influência para reduzir as violações de fluxo e de tensão, que permaneceram quase que inalteradas nos casos 2 e 3, das Tabelas AX1.07 e AX1.08, respectivamente cargas pesada e média de 2007.

Para o patamar de carga leve, casos 1, 2 e 3 da Tabela AX1.09, o ilhamento corresponde a quase 100% das violações, uma vez que o nível de carga é bem menor que os patamares de cargas pesada e média. Nesses casos, praticamente não ocorrem violações de fluxo e tensão.

5.4.4 Limites de Intercâmbio

Caso 7 e Caso 8 – Tabelas AX1.07 a AX1.11

Os casos de RSUL (casos 7) e de FSUL (casos 8), quando disponíveis, praticamente não alteraram o desempenho do sistema frente aos índices de confiabilidade. Atribui-se esse fato também ao ilhamento. O que se observa no ano de 2007, em que importantes expansões de transmissão ainda não estão incorporadas, é pequena variação na proporção das violações, em que a violação por tensão tende a aumentar em 3% na probabilidade de violações, comparando os casos 3 e 8 da Tabela AX1.07, carga pesada de 2007. Para os anos 2008 e 2009, o desempenho do sistema é praticamente idêntico para os dois cenários de intercâmbio, casos 7 e 8 (Tabelas AX1.10 e AX1.11).

5.4.5 Confiabilidade da Distribuição, Confiabilidade Composta de Geração, Transmissão e Distribuição e Simulações de Enumeração de Estados e Monte Carlo

Caso 4 x Caso 9 x Caso 10 – Tabelas AX1.07 a AX1.09

Nos Capítulos 3 e 4, comprovou-se que falhas de geração não provocam violações que possam acarretar em corte de carga, e a formação dos índices da análise de confiabilidade composta de geração e transmissão deveu-se unicamente às falhas de transmissão, em que a probabilidade de ocorrência de corte de carga é muito baixa, quase nula, da ordem de 0,02%.

No caso da confiabilidade composta da geração, transmissão e distribuição o que se observa é uma preponderância das falhas da distribuição. A composição final dos índices da confiabilidade composta (caso 9) chega a ser ligeiramente inferior à composição dos índices de contingências duplas somente da distribuição (caso 4), Tabelas AX1.07 a AX1.09. Entretanto ao se observar o espaço de estados analisado, o caso 4 apresenta um percentual de 99,94% enquanto que no caso 9, de 99,30%. Assim, credita-se à essa diferença do espaço de estados não analisado a não-verificação de índices de confiabilidade maiores para a confiabilidade composta.

Ao se analisar os índices EENS e severidade simulações Monte Carlo de confiabilidade composta dos casos 10, das Tabelas AX1.07 a AX1.09, verifica-se que os mesmos são da ordem de 2% superior aos mesmos índices dos casos 4 das mesmas tabelas, o que indicaria a diferença entre a confiabilidade composta e a confiabilidade unicamente da distribuição.

Outro dado bastante importante é a rápida convergência da simulação Monte Carlo da confiabilidade da distribuição em relação às simulações Monte Carlo da confiabilidade da transmissão, que, para essas últimas, foram necessárias 2 milhões de contingências para se obter resultados para um precisão da PPC e da EPNS da ordem de 4%.

O maior número de contingências realizadas para a simulação Monte Carlo da confiabilidade da distribuição foi para o patamar de carga leve, Tabela AX1.09, caso 10, com 247.537 contingências e um tempo total 44m31s, para uma precisão da PPC e EPNS da ordem de 2%. Para o patamar de carga pesada de 2007, caso 10, Tabela AX1.07, o número de contingências processadas foi menor, 168.771 contingências, obtendo-se também uma precisão da PPC e EPNS da ordem de 2%, comprovando que quanto maior o nível de corte de carga, mais rápido a simulação Monte Carlo converge.

Ainda, para esse mesmo caso 10 da carga pesada 2007, Tabela AX1.07, observou-se que o tempo de processamento de 38m31s foi inferior ao do método de enumeração de estados até a segunda ordem do caso 9, também Tabela AX1.07, de 40m19s, ambos os casos de confiabilidade composta. Essa foi a única vez que esse fato ocorreu, entre todas as simulações realizadas dos Capítulos 3, 4 e 5.

5.4.6 Base de dados COPEL x COPEL+SIN

Caso 4 x Caso 6 – Tabelas AX1.07 a AX1.11

De acordo com a Tabela 5.01, a taxa de falha e o tempo médio de reparo para linhas de 138 kV da base de dados do SIN são menores que as taxas da base de dados da Copel e isso se reflete diretamente na formação dos índices, que se reduzem sensivelmente nos casos 6 em relação aos casos 4 das Tabelas AX1.07 a AX1.11, indicando a importância em se ter dados estatísticos que representam mais fielmente o desempenho do sistema sob análise.

5.4.7 Consumidores Atendidos por Derivação Simples

Caso 5 x Caso 3 – Tabelas AX1.07 a AX1.09

O montante de carga dos consumidores atendidos por linhas radiais simples ou em derivação simples é da ordem de 300 MW na carga pesada e 350 MW nas cargas média e leve. A retirada da simulação da falha de linhas que atendem esses consumidores provocou uma redução na EENS e na severidade da ordem de 30% para o patamar de carga pesada, 50% no patamar de carga média e 75% no patamar de carga leve (Tabelas AX1.07 a AX1.09, casos 5 e 3).

De acordo com a legislação atual, é de responsabilidade do consumidor a conexão à rede e, portanto, caso a distribuidora ou transmissora esteja utilizando como indicador de desempenho o índice severidade, por exemplo, é possível expurgar do índice a contribuição devido a esses consumidores.

5.4.8 Índices de Corte de Carga

De maneira geral, os índices de corte de carga para o sistema de distribuição em 69 e 138 kV que atende o Estado do Paraná, para todos os casos processados, devem-se basicamente ao ilhamento, entre 70 e 100% da composição final dos índices, devido,

sobretudo, à interrupção de consumidores e subestações atendidos através de circuitos radiais simples ou derivação. A seguir, alguns índices são analisados de forma mais detalhada.

PPC – Todos os casos – Tabelas AX1.07 a AX1.12

De acordo com as Figuras 5.06 e 5.07, para o ano de 2007, a PPC é inferior a 3% para os casos analisados, e é sempre mais elevada no patamar de carga pesada. Para os patamares de carga média e leve, os valores são bem mais próximos devido à carga dos consumidores horosazonais pouco se alterarem nesses patamares.

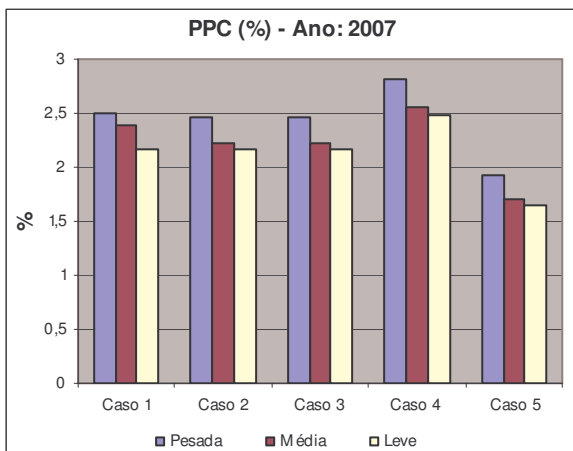


Figura 5.06 – PPC – 2007 – Casos 1 a 5

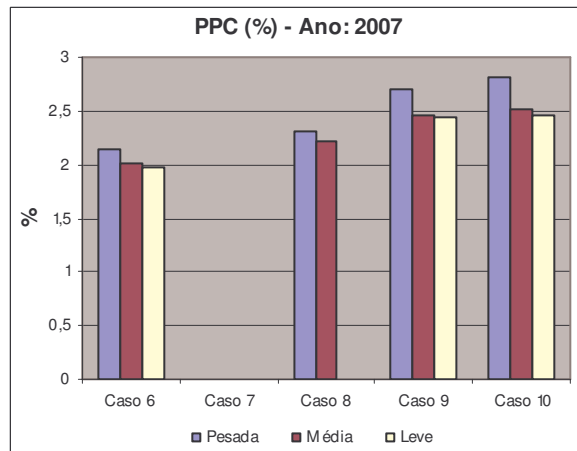


Figura 5.07 – PPC – 2007 – Casos 6 a 10

Para o ano de 2008, o desempenho da PPC é semelhante ao de 2007. Entretanto, para o ano 2009, casos 4 e 6, existe uma tendência da PPC ser superior nos patamares de cargas média e leve, devido aos reforços previstos para o último ano do ciclo, em que são eliminados alguns atendimentos radiais a subestações de carga. Assim, o peso dos consumidores horosazonais é mais intenso nos patamares de carga média e leve, patamares em que a interrupção de subestações de carga tende a ter um impacto mais reduzido nos índices de corte de carga.

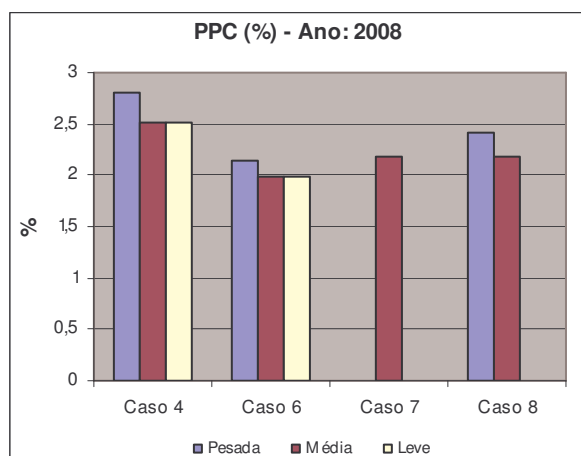


Figura 5.08 – PPC – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8

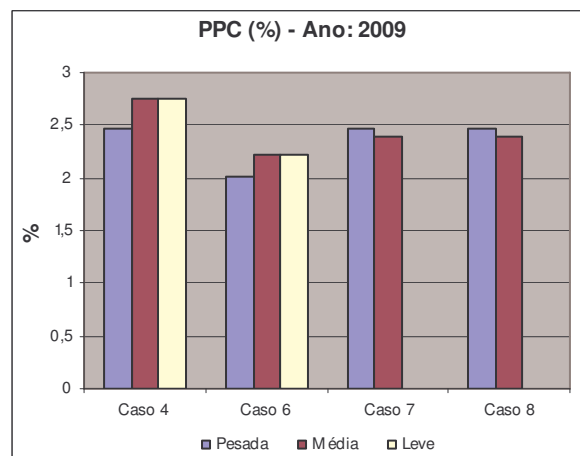


Figura 5.09 – PPC – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8

EENS – Todos os casos – Tabelas AX1.07 a AX1.12

O desempenho da EENS é bem similar ao da PPC, em que ocorre um escalonamento entre os patamares de carga, de acordo com as Figuras 5.10, 5.11 e 5.12. Para o ano de 2009, observa-se uma tendência de superação da EENS do patamar de pesada pelo da carga média, casos 4 e 6, Figura 5.13, devido à mesma razão apresentada para a PPC em relação aos consumidores horosazonais e eliminação de atendimento radial de subestações. Outra informação importante e que pode ser extraída das Figuras 5.10, 5.12 e 5.13 é a redução em valores absolutos da EENS no patamar de carga pesada, uma estabilização no patamar de carga média e um crescimento da carga leve.

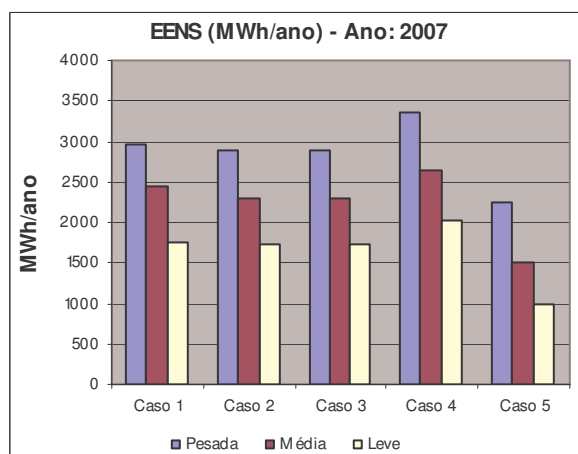


Figura 5.10 – EENS – 2007 – Casos 1 a 5

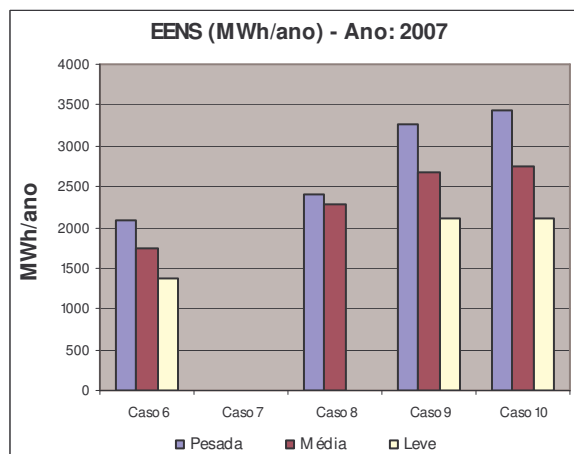


Figura 5.11 – EENS – 2007 – Casos 6 a 10

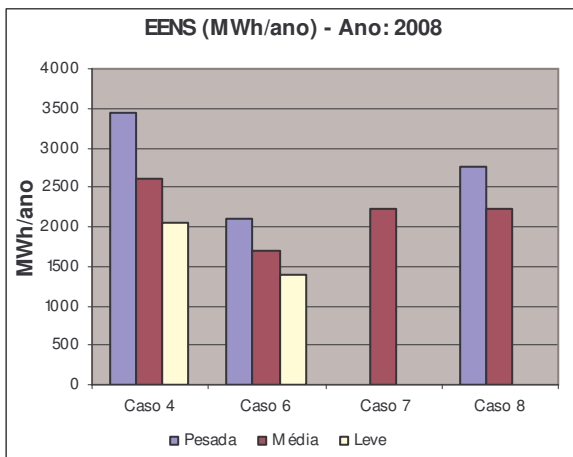


Figura 5.12 – EENS – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8

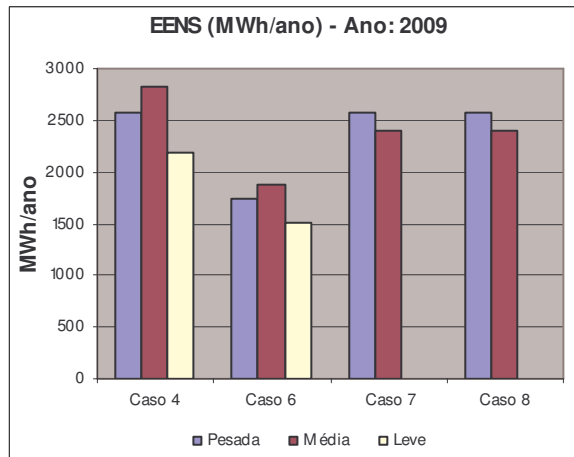


Figura 5.13 – EENS – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8

SEV – Todos os casos – Tabelas AX1.07 a AX1.09

Como o índice severidade é uma relação linear entre a EENS e a ponta de carga do sistema, é válida a mesma análise realizada para EENS. Ao se comparar as Figuras 5.10 a 5.13 com as Figuras 5.14 a 5.17 observa-se que têm a mesma forma.

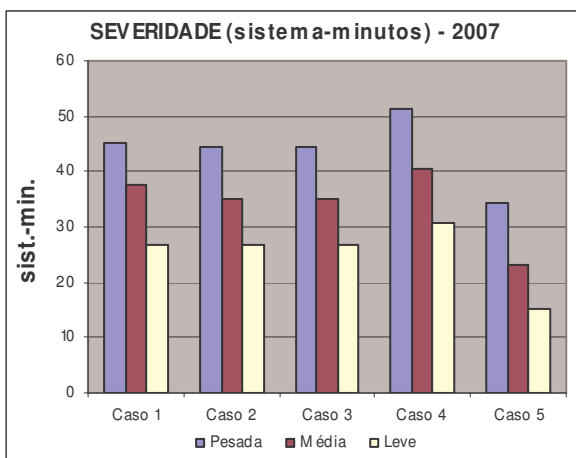


Figura 5.14 – SEV – 2007 – Casos 1 a 5

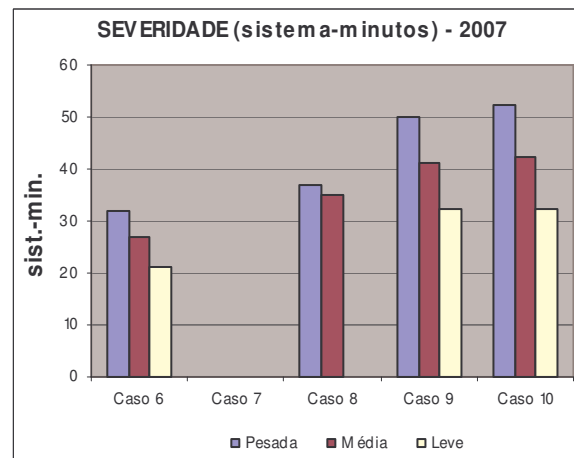


Figura 5.15 – SEV – 2007 – Casos 6 a 10

Em relação à classificação apresentada na Tabela 2.04, para os casos 4, patamares de carga pesada, média e leve, Figuras 5.14 a 5.17, o sistema de distribuição que atende o Estado do Paraná encontra-se no grau dois, pois a severidade encontra-se entre 10 e 100 sistema-minutos, representando uma condição operativa de risco médio. Os menores valores observados para esse índice ocorrem quando são excluídos da análise os consumidores atendidos por circuitos radiais simples ou em derivação, representados pelo caso 5 da Figura 5.14. Assim, cabe a discussão em se considerar ou não esse tipo atendimento para a análise da confiabilidade da distribuição.

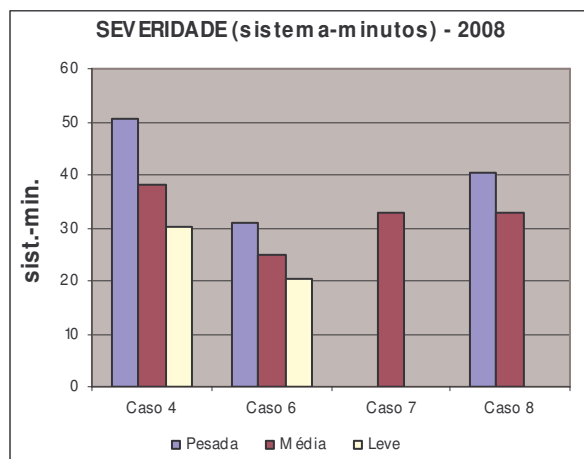


Figura 5.16 – SEV – 2008 – Casos 4, 6, 7 e 8

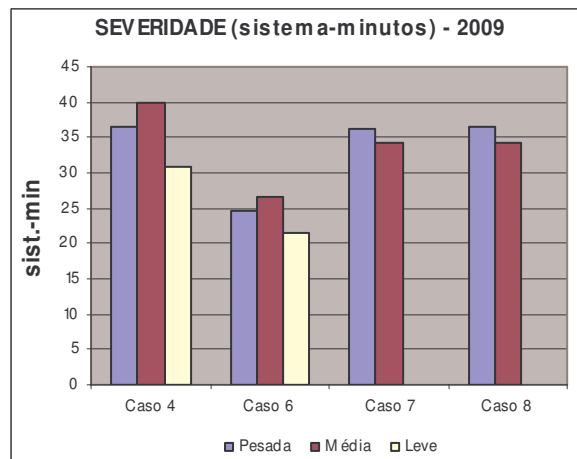


Figura 5.17 – SEV – 2009 – Casos 4, 6, 7, e 8

Tradicionalmente, as distribuidoras planejam e operam seus sistemas através de fonte única e circuitos radiais. No caso do sistema de distribuição que atende o Paraná isso não ocorre, pois ambos os níveis de tensão 69 e 138 kV são fechados em malha. Assim, caso a estratégia de planejamento fosse realizada da forma tradicional, os indicadores de desempenho seriam extremamente mais elevados.

Apesar de o índice severidade indicar que esse sistema de distribuição encontra-se no grau dois, é importante salientar que a probabilidade de perda de carga (PPC) é inferior a 3%. Ou seja, em 97% do tempo total de exposição anual do sistema, não é esperado corte de carga devido a falhas de distribuição, transmissão e geração no Estado do Paraná.

5.4.9 Desagregação dos Índices de Confiabilidade por Tipo de Elemento de Distribuição

A Tabela AX1.12 mostra os resultados para a carga média dos anos 2007, 2008 e 2009, o caso 4, em que foram processadas contingências duplas desagregadas por tipo de equipamento de distribuição:

- Tipo 1: somente linhas de distribuição de 138 kV.
- Tipo 2: somente transformadores de 138/69 kV.
- Tipo 3: somente linhas de distribuição de 230 kV

As análises consideraram a atuação dos controles de comutação de tapes, redespacho de potência e limites de curta duração. Os índices severidade e EENS estão representados graficamente nas Figuras 5.18 e 5.19:

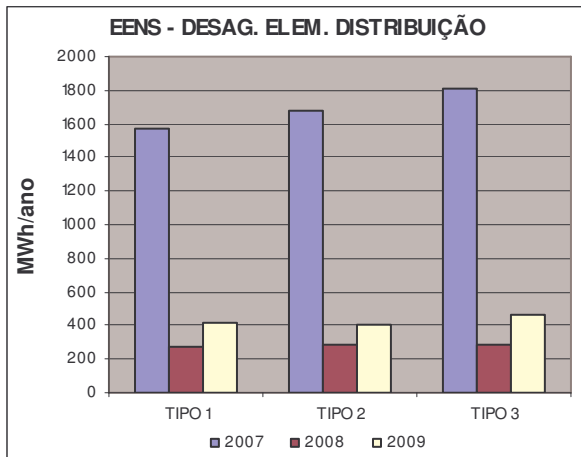


Figura 5.18 – EENS – 2007-2009 – Caso 4

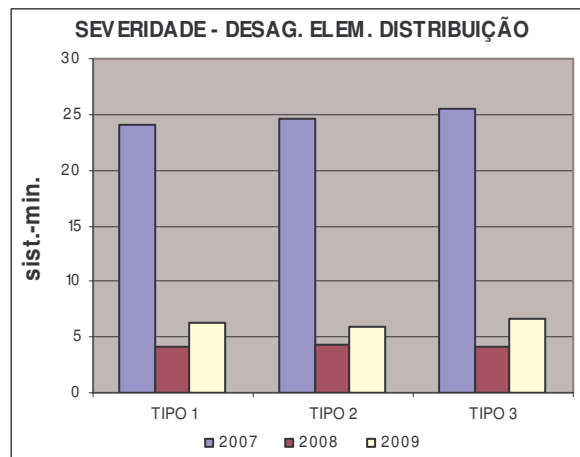


Figura 5.19 – SEV – 2007-2009 – Casos 4

De acordo com as Figuras 5.18 e 5.19, a composição dos índices de corte de carga estão concentrados no nível de tensão de 138 kV. Assim, teoricamente, caso seja considerada uma estratégia de planejamento para a redução do grau de severidade da distribuição, a mesma deveria concentrar os investimentos no nível de tensão de 138 kV, pois o nível de 69 kV já se encontra no grau de severidade 1.

5.4.10 Índices Anualizados de Desagregação dos Índices de Confiabilidade

A Tabela 5.04 reproduz alguns índices de corte de carga por patamar de carga apenas dos casos 4 das Tabelas AX1.07 a AX1.11:

Tabela 5.04 – Reprodução dos índices de corte de carga dos casos 4 das Tabelas AX1.07 a AX1.11

Ano	Patamar de Carga	PPC (%)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)
2007	Pesada	2,8156	3361,3	0,3837
	Média	2,5527	2654,1	0,3030
	Leve	2,4899	2016,1	0,2311
2008	Pesada	2,8117	3441,5	0,3929
	Média	2,5080	2599,5	0,2967
	Leve	2,5078	2050,8	0,2341
2009	Pesada	2,4664	2580,7	0,2940
	Média	2,7564	2817,7	0,3217
	Leve	2,7562	2177,5	0,2486

Utilizando os índices da Tabela 5.04 e a composição anual dos patamares de carga apresentados na Tabela 4.04, da mesma forma como foi realizada na Seção 4.4.11, é possível compor índices anuais de corte de carga, apresentados na Tabela 5.05.

Tabela 5.05 – Índices de corte de carga anualizados em relação ao Caso 5

Índices	2007	2008	2009
PPC (%)	2,5654	2,5495	2,7166
EENS (MWh/ano)	2.514,3	2.511,3	2.547,7
EPNS (MW/ano)	0,2873	0,2866	0,2909
SEV (sistema-minutos)	38,483	36,903	36,103
Ponta da Carga do Sistema (MW)	3920	4083	4234

Os índices mostrados na Tabela 5.05, e ilustrados pelas Figuras 5.20 a 5.23, são mais representativos do sistema, pois associam ao índice a probabilidade de ocorrência do patamar de carga, permitindo um acompanhamento da evolução anual do desempenho do sistema.

Como mostram as Figuras 5.20 a 5.22, os índices PPC, EPNS e EENS se reduzem de 2007 para 2008, voltando a crescer em 2009. Entretanto, a severidade tem um comportamento sempre decrescente. Essa diferença pode parecer contraditória, mas é explicada pela taxa de crescimento da EENS de 2008 para 2009, 1,4%, que é inferior à taxa de crescimento da carga, 3,6%.

Desta forma, comprova-se que a severidade permite uma leitura mais coerente com o desempenho do sistema, pois, à primeira vista, a PPC e a EENS indicam que todo o investimento previsto não está sendo suficiente para, pelo menos, manter o nível de risco do sistema, enquanto que a severidade informa exatamente o oposto.

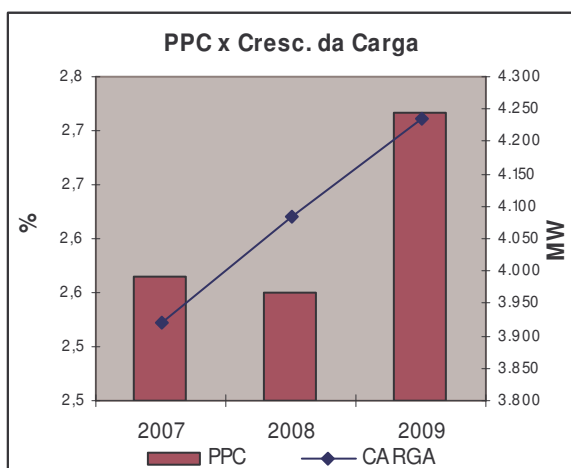


Figura 5.20 – PPC x Cresc. Carga

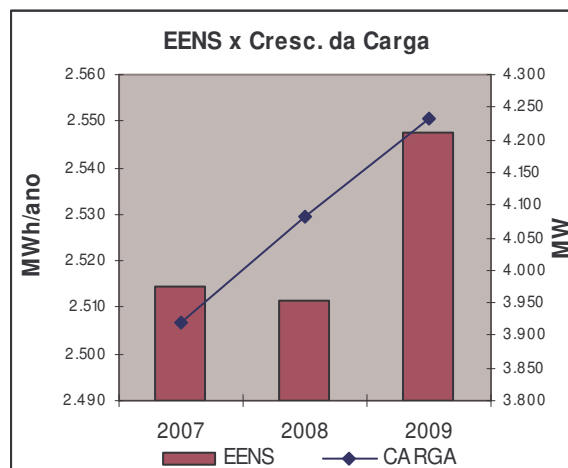


Figura 5.21 – EENS x Cresc. Carga

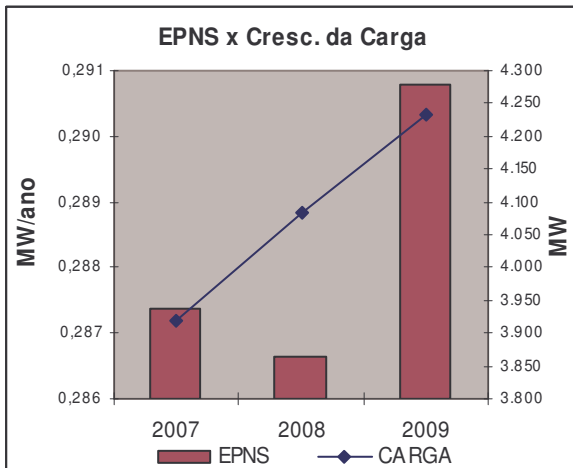


Figura 5.22 – EPNS x Cresc. Carga

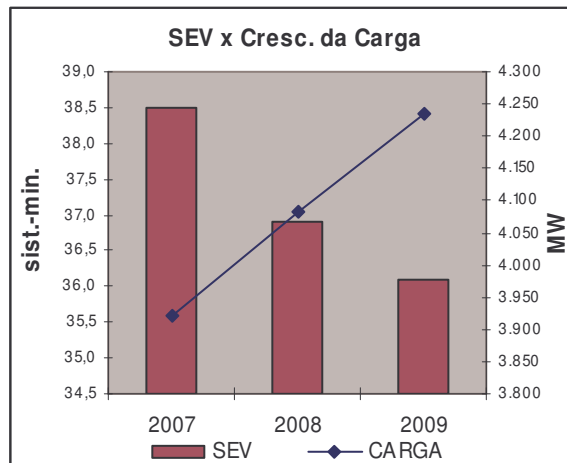


Figura 5.23 – SEV x Cresc. Carga

5.5 Sumário

O Capítulo 5 apresentou uma análise detalhada da confiabilidade do sistema de distribuição e composta dos sistemas de geração, e distribuição que atende o Estado do Paraná, no horizonte de 2007 a 2009, utilizando três patamares de carga, pesada média e leve, considerando variações de intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste, utilização de limites de carregamentos nominais e de curta duração de equipamentos de transmissão e distribuição, ação de controles e utilização de duas bases de dados distintas de taxas de falha e tempos médios de reparo.

Os resultados de tais análises foram cuidadosamente mensurados, permitindo importantes conclusões, entre as quais se destacam:

- j) Falhas em unidades de geração localizadas no Estado do Paraná, mesmo que combinadas com falhas de transmissão e distribuição, não provocam violações que necessitam de corte de carga, mesmo quando não são considerados limites de carregamento de curta duração de equipamentos de transmissão e ação dos controles.
- k) Não se observou variação significativa do desempenho do sistema considerando cenários de elevados RSUL e FSUL (intercâmbios).
- l) Os índices de corte de carga das falhas de equipamentos de distribuição devem-se basicamente à interrupção do atendimento de consumidores e subestações de 69 e 138 kV, conectados ao sistema através de uma única linha ou em derivação simples. Falhas de segunda ordem de elementos de

distribuição pouco acrescentaram aos índices de corte, pois a probabilidade é muito inferior à probabilidade de contingências de primeira ordem (simples).

- m) Os índices de corte de carga da carga pesada foram superiores aos índices da carga média e leve nos anos de 2007 e 2008 e inferior no ano de 2009. Esse fato é explicado pelos reforços previstos para o último ano do ciclo, em que são eliminados alguns atendimentos radiais a subestações de carga. Assim, o peso dos consumidores horosazonais é mais intenso nos patamares de carga média e leve, patamares em que a interrupção de subestações de carga tende a ter um impacto mais reduzido nos índices de corte de carga.
- n) A adoção dos limites de curta duração de equipamentos de distribuição registrou um impacto pequeno na formação dos índices de corte de carga, devido ao ilhamento de consumidores e subestações de carga.
- o) A atuação de controles não foi efetiva para eliminação das violações, pois o ilhamento, de forma geral, é responsável por 70 a 100% de todas as violações.
- p) A severidade do sistema de distribuição considerando índices anualizados, ação dos controles e limites de curta duração, é da ordem de 36 sistema-minutos, ou seja, grau 2, que indica uma situação de médio risco operativo.

Assim, o desempenho do sistema de distribuição que atende o Estado do Paraná sob a ótica da confiabilidade, para alçar um grau menor de risco, deverá concentrar investimentos no nível de tensão de 138 kV e na redução de atendimentos radiais de subestações e consumidores.

5.6 Referências Bibliográficas

- [5-01] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.
- [5-02] BICHELS, Arlei; LÓPEZ, Ronnie J. A. *Atualização dos Dados Estatísticos de Falhas das Linhas de Transmissão e dos Transformadores da Copel – 1981/1997 CPL/CNET 36/98*, Dezembro, 1998.
- [5-03] COPEL, *Parâmetros de Linhas de Transmissão*, Banco de Dados, Fevereiro, 2007.

CAPÍTULO 6 – FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

6.1 Introdução

O atendimento à carga é a gênese dos sistemas de potência. À medida que os sistemas vão se tornando mais maduros, são exigidos padrões de desempenho mais rigorosos pelo consumidor, operador do sistema e agência reguladora, tais como, faixas limites para variação de tensão e carregamento, fator de potência e compensação reativa nos pontos de interligação, nível de curto-circuito, limites para a frequência e duração de interrupções, etc. Desta forma, não basta saber se o sistema suporta contingências que não acarretem em corte de carga. É necessário também conhecer como se comporta o sistema em relação a esses requisitos de desempenho.

Adicionalmente, os especialistas que estudam os sistemas de potência, sobretudo em relação às análises de regime permanente, necessitam constantemente comparar o desempenho dos resultados das alternativas avaliadas, e fazem uso da tabulação de dados, e essa tarefa é, por vezes, cansativa.

Uma resposta a esses questionamentos pode ser obtida através do fluxo de potência probabilístico, que pode ser considerado como um subproduto da análise de confiabilidade probabilística, uma vez que, a cada contingência processada, é possível registrar o valor da grandeza de interesse e associar a probabilidade de ocorrência. Ao final de todas as simulações realizadas, obtêm-se as *funções de distribuição discreta de probabilidade ou densidade de probabilidade*, de acordo com o tipo da variável, discreta ou contínua, e *função de distribuição acumulada* da grandeza desejada, permitindo avaliar se a mesma se encontra dentro dos padrões exigidos e se é ou não necessário definir algum investimento para corrigir possíveis violações.

Este Capítulo apresenta algumas funções de distribuição discreta de probabilidade e de distribuição acumulada relativas à tensão em uma barra e fluxos de potência aparente em uma linha de transmissão, para o cenário de carga média de referência dos anos 2007 e 2009.

6.2 Conceituação Básica

Para um melhor entendimento deste Capítulo, são necessárias algumas definições e a conceituações teóricas das funções de probabilidade que serão analisadas na Seção 6.4.

6.2.1 Distribuição Discreta de Probabilidade (d.d.p.)

Uma distribuição discreta de probabilidade de uma variável aleatória X é uma relação dos distintos valores x_i de X associada às probabilidades associadas $f(x_i)$ ou $P(X=x_i)$.

Considere-se o seguinte exemplo, a jogada de dois dados. Os valores possíveis da soma de X , com suas probabilidades associadas $f(x)=P(X=x)$, são:

Tabela 6.01 – Probabilidades associadas aos resultados possíveis da jogada de dois dados

Resultados possíveis da Variável X	Probabilidades de cada Evento de X
2	$1/36 = 0,027778$
3	$2/36 = 0,055556$
4	$3/36 = 0,083333$
5	$4/36 = 0,111111$
6	$5/36 = 0,138889$
7	$6/36 = 0,166667$
8	$5/36 = 0,138889$
9	$4/36 = 0,111111$
10	$3/36 = 0,083333$
11	$2/36 = 0,055556$
12	$1/36 = 0,027778$

Representando-se graficamente a Tabela 6.01, tem-se:

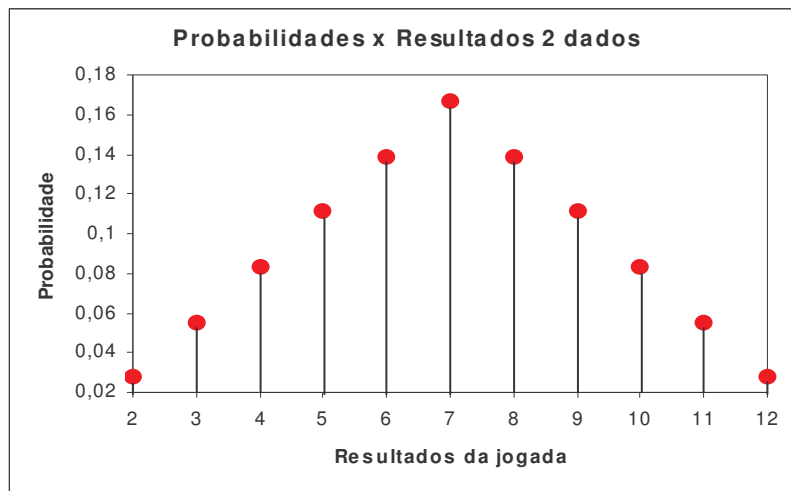


Figura 6.01 – Probabilidades associadas aos resultados possíveis da jogada de dois dados

Assim, através da Figura 6.01, é possível identificar, por exemplo, que a probabilidade de ocorrer o resultado 4 na jogada de dois dados é aproximadamente 0,08.

É também possível calcular probabilidades da seguinte forma:

$$P(X \leq 5) = 1/36 + 2/36 + 3/36 + 4/36 = 10/36 \quad (6.01)$$

$$P(X > 8) = P(X \geq 9) = 4/36 + 3/36 + 2/36 + 1/36 = 10/36 \quad (6.02)$$

$$P(6 \leq X \leq 8) = 5/36 + 6/36 + 5/36 = 16/36 \quad (6.03)$$

A equação (6.01) indica que a probabilidade de ocorrer o resultado menor ou igual a 5 na jogada de dois dados é 10/36. No caso da equação (6.02), é probabilidade de ocorrer um resultado maior que 8, também é 10/36 e equação (6.03) indica que a probabilidade de ocorrer um resultado na jogada de dois dados entre 6 e 8, que é de 16/36.

Desta forma, para se calcular probabilidades associadas a uma variável aleatória discreta, basicamente deve-se saber calcular as probabilidades dos eventos $P(X=x)$ e $P(X \leq x)$ [6.01].

O entendimento desse exemplo, embora simples, é crucial para a compreensão dos resultados que serão mostrados nas Figuras de resultados das d.d.p. das variáveis (no caso grandezas elétricas como fluxo e tensão) monitoradas durante a execução da análise de confiabilidade, que serão mostradas na Seção 6.5, pois o comportamento dos resultados obtidos de tais variáveis ou grandezas elétricas é discreto, ou seja, são valores pontuais aos quais são associadas as probabilidades de ocorrência.

6.2.2 Função de Densidade de Probabilidade (f.d.p.)

Em matemática, uma função densidade de probabilidade (f.d.p.) é uma função utilizada para representar a distribuição de probabilidade em termos de integrais. Especificamente, se uma função distribuição de probabilidade tem densidade dada por $f(x)$, então, intuitivamente, o intervalo infinitesimal $[x, x+dx]$ tem probabilidade $f(x).dx$. Formalmente, uma distribuição de probabilidade tem densidade $f(x)$ se f é uma função não-negativa integrável tal que a probabilidade de uma variável aleatória X no intervalo $[a,b]$ é dada por [6.01]:

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x).dx, \quad \forall a, b \quad (6.04)$$

Isto é, P é a probabilidade de que X assuma valores entre os números “a” e “b”.

Nesse caso, têm-se as seguintes propriedades:

- a) $P(X = a) = 0$, isto é, a probabilidade de que uma variável aleatória contínua assuma um valor isolado é igual a zero. Para variáveis contínuas só faz sentido falar em probabilidade em um intervalo, uma vez, que a probabilidade é definida como sendo a área sob um gráfico. A função $f(x)$ não representa nenhuma probabilidade. Somente quando ela for integrada entre dois limites produzirá uma probabilidade.
- b) Se $a < b$ são dois números reais então:

$$P(a < X < b) = P(a \leq X < b) = P(a < X \leq b) = P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x).dx \quad (6.05)$$

- c) Se X assumir valores apenas num intervalo finito $[a; b]$, pode-se simplesmente considerar que $f(x) = 0$ para todo $x \notin [a; b]$. Como conseqüência, a d.d.p. ficará definida para todos os valores reais de x e pode-se exigir que $\int_a^b f(x).dx = 1$. Assim, sempre que a $f(x)$ for especificada apenas num intervalo finito, deve-se supor que seja zero para todos os demais valores não pertencentes ao intervalo [6.02]

6.2.3 Função de Distribuição Acumulada (f.d.a.)

Em teoria da probabilidade, a função distribuição acumulada (f.d.a) descreve completamente a distribuição da probabilidade de uma variável aleatória de valor real X . Para cada número real x , a f.d.a. é dada por:

$$F(x) = P(X < x) \quad (6.06)$$

O lado direito da equação (6.03) representa a probabilidade de que a variável aleatória X assumira um valor inferior ou igual a x . A probabilidade de que X se situe num intervalo (a, b) é deste modo $F(b) - F(a)$ se $a \leq b$. É convenção usar um F maiúsculo para a f.d.a, em contraste com o f minúsculo usado para a função densidade da probabilidade [6.03].

6.3 Fluxo de Potência Probabilístico Através do Modelo NH2

O modelo de análise de confiabilidade composta NH2 permite a monitoração de variáveis durante a análise de confiabilidade, como tensão e fluxos de potência ativa e reativa, antes e depois de terem sido acionados os controles do sistema e como resultado são obtidas a d.d.p. e a f.d.a. Assim é possível ter uma idéia bastante clara do comportamento de tais grandezas e verificar se encontram dentro dos valores esperados ou se já se sinaliza algum problema futuro [6.04].

O modelo NH2 registra os pontos de variações mais significativos da grandeza monitorada, que ultrapassem o valor de referência da própria grandeza calculada pelo modelo. Desta forma, se em uma simulação Monte Carlo foram processadas milhões de contingências, não haverá milhões de pontos nas funções de distribuição discreta e distribuição acumulada de probabilidade, mas apenas aqueles que mais variaram em relação ao valor de referência.

6.4 Grandezas Monitoradas e Simulações Propostas

Foram escolhidos alguns elementos do sistema para monitoração do controle de tensão e carregamento:

Tabelas 6.02 – Variáveis monitoradas durante a análise de confiabilidade

Equipamento	Variável Monitorada
LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	Fluxo aparente (MVA)
TF-A 230/69 kV SE Uberaba	Fluxo aparente (MVA)
SE 230/138 kV Ponta Grossa Sul kV	Tensão 230 kV (p.u)

As notações da Tabela 4.04 permanecem válidas para o entendimento das simulações propostas para a análise do fluxo de potência probabilístico informadas na Tabela 6.03.

Tabela 6.03 – Simulações propostas para a análise de fluxo de potência probabilístico

Ano	Patamar de Carga	Intercâmbio	Modo de Simulação	Nível de Contingência	Tipo	Controles Ativados	Base de Dados
2007 2009	Média	REFE	EXEN	SIMPL	DIST+TRAN	EMER CTAP RDSQ	COPEL+SIN

Desta forma, com o elenco das simulações propostas pela Tabela 6.03 é possível ter uma idéia do desempenho das variáveis indicadas na Tabela 6.02.

6.5 Resultados Obtidos

Os resultados obtidos para as grandezas monitoradas, indicadas na Tabela 6.01, para as simulações propostas na Tabela 6.03, referente à de tensão, carregamento, e funções d.d.p. e f.d.a. das variáveis monitoradas são mostrados nas Tabelas AX1.13 a AX1.15, do Anexo 1, que consideram as contingências simples de todas as linhas de 69, 138 e 230 kV e transformadores de malha e de fronteira do sistema elétrico que atendem o Estado do Paraná, para o patamar de carga média dos anos de 2007 e 2009.

6.5.1 Carregamento da LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho (MVA)

De acordo com a curva da d.d.p. da Figura 6.02 e os valores informados na Tabela AX1.13, carga média de 2007, antes das medidas corretivas, o fluxo aparente em MVA da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho deverá ser 268 MVA com a probabilidade de 0,924. A curva da f.d.a. dessa mesma Figura mostra que a probabilidade dos fluxos serem menores ou iguais a 289 MVA é de 0,999. De acordo com a Tabela

AX1.13, para esse mesmo caso, o maior valor de fluxo registrado é 348 MVA, abaixo do limite máximo de carregamento da linha, de 390 MVA.

Após a ação das medidas corretivas, ainda para o ano de 2007, Figura 6.03 e Tabela AX1.13, a d.d.p. mostra que o fluxo com maior probabilidade de ocorrência é 267 MVA, com probabilidade de 0,896 e os fluxos até 301 MVA deverão ter probabilidade de 0,999, de acordo com a mesma Figura. O fluxo máximo previsto foi de 363 MVA, também abaixo do limite máximo de 363 MVA. Desta forma, antes e depois das medidas operativas, não são esperadas sobrecargas nessas linhas, considerando contingências simples no sistema.

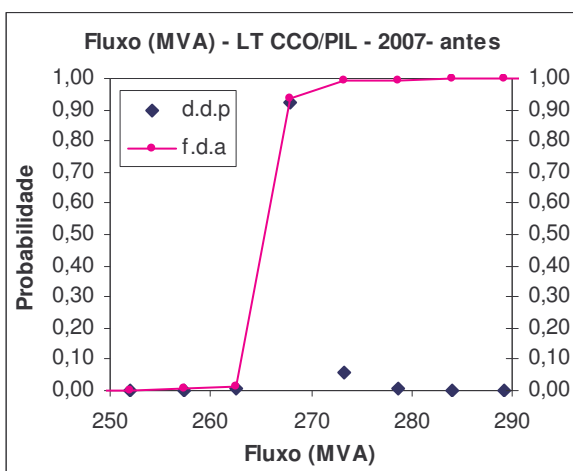


Figura 6.02 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007

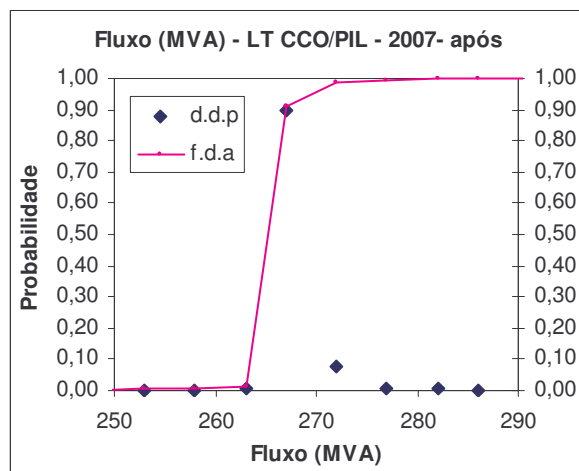


Figura 6.03 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007

Para o ano de 2009, Figura 6.04 e Tabela AX1.13, antes da ação das medidas corretivas, observa-se uma concentração menor dos fluxos em torno de um único ponto, a exemplo do que ocorreu no ano de 2007. De acordo com a Tabela AX1.13, o fluxo de 254 MVA tem uma probabilidade 0,798 e de 249 MVA, 0,183. A f.d.a indica que carregamentos até 262 MVA têm probabilidade de ocorrência de 0,997. O maior fluxo observado foi de 315 MVA.

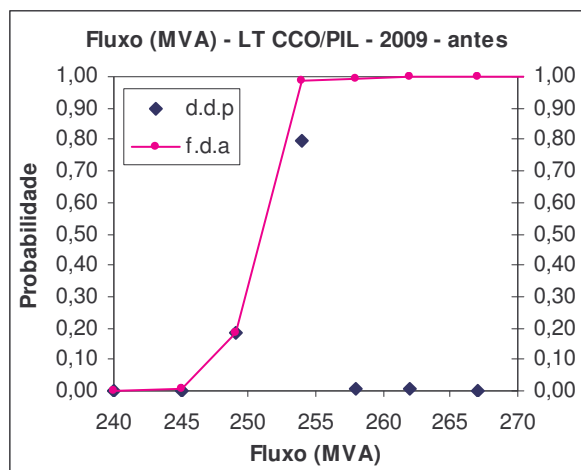


Figura 6.04 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2009

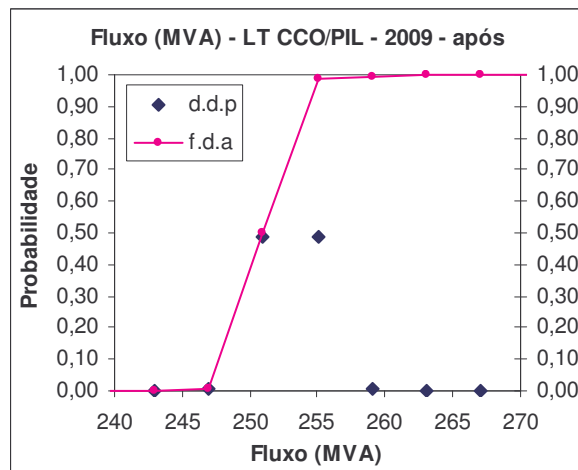


Figura 6.05 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2009

Após a ação das medidas operativas, para o ano de 2009, observa-se uma distribuição ainda maior dos fluxos, sobretudo de valores iguais a 251 e 255 MVA, com probabilidade de 0,488 e 0,489, respectivamente, com f.d.a. de 0,998 para fluxos de até 271 MVA.

Observa-se também, comparando os resultados das Figuras 6.02 e 6.03 com as Figuras 6.04 e 6.05, uma redução dos valores absolutos e dos valores máximos que podem ocorrer. Esse fato é devido à expansão do sistema da região de Curitiba, onde se localiza a essa linha, que prevê a construção de importantes linhas de 230 kV, como as linhas de 230 kV Gralha Azul – Distrito Industrial de São José dos Pinhais e Distrito Industrial de São José dos Pinhais – Santa Mônica.

Cabe registrar que os fluxos máximos observados para ambas as análises de 2007 e 2009, Tabela AX1.13 deverão ser sempre inferiores ao limite da linha, de 390 MVA, não se vislumbrando, portanto, a possibilidade de sobrecarga na mesma durante esse período.

6.5.2 Fluxo (MVA) no Transformador A 230/69 kV – 150 MVA SE Uberaba

De acordo com a curva da d.d.p. da Figura 6.06 e os valores informados na Tabela AX1.14, carga média de 2007, antes das medidas corretivas, o fluxo aparente em MVA do transformador A de 230/69 kV da SE Uberaba deverá ser 77 MVA com a probabilidade de 0,831. A curva da f.d.a. dessa mesma Figura mostra que a probabilidade dos fluxos serem menores ou iguais a 82 MVA é de 0,999. De acordo com a Tabela AX1.14, para esse mesmo caso, o maior valor de fluxo registrado é 96 MVA, abaixo do limite nominal de carregamento do transformador de 150 MVA.

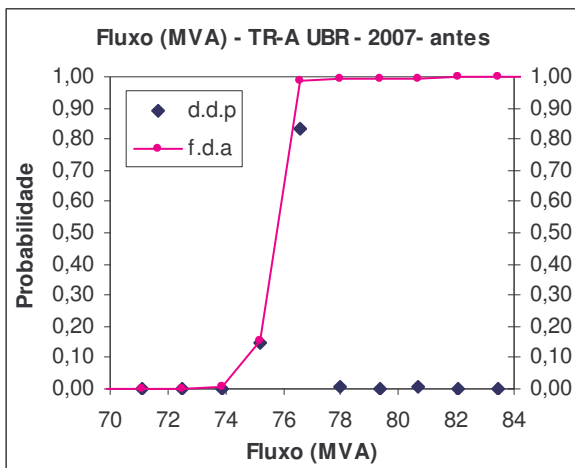


Figura 6.06 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007

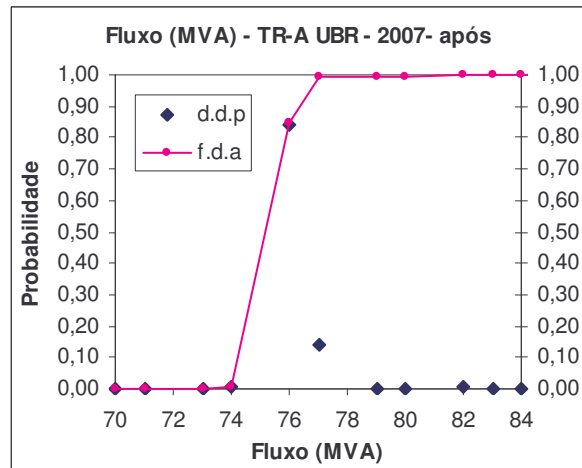


Figura 6.07 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007

Após a ação das medidas corretivas, ainda para o ano de 2007, Figura 6.07 e Tabela AX1.14, a d.d.p. mostra que o fluxo com maior probabilidade de ocorrência é 76 MVA, com probabilidade de 0,841 e os fluxos até 82 MVA deverão ter probabilidade de 0,999, de acordo com a mesma Figura. O fluxo máximo previsto foi de 106 MVA, também abaixo do limite nominal. Desta forma, antes e depois das medidas operativas, não são esperadas sobrecargas nesse transformador, considerando contingências simples no sistema.

Para 2009, antes das medidas corretivas, também se espera uma variação pequena para a d.d.p., Figura 6.08 e Tabela AX1.14, com uma concentração no valor de 80 MVA com probabilidade de 0,947. De acordo com os valores apresentados na Tabela AX1.14, a f.d.a. indica que fluxos até 88 MVA têm probabilidade de 0,999. Após as medidas corretivas, observa-se uma menor concentração dos fluxos, com os valores de 79 e 81 MVA registrando probabilidades de 0,376 e 0,613, respectivamente. Fluxos até 88 MVA têm probabilidade de ocorrência de 0,999. Os maiores fluxos esperados para o transformador 230/69 kV -150 MVA da SE Uberaba na carga média de 2009 são de 102 MVA, distantes, portanto, do limite nominal.

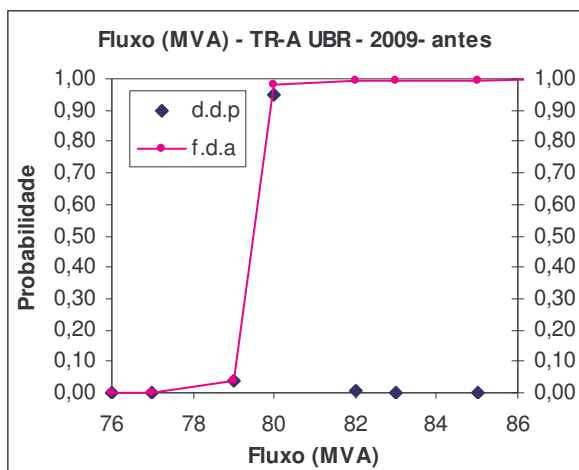


Figura 6.08 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2009

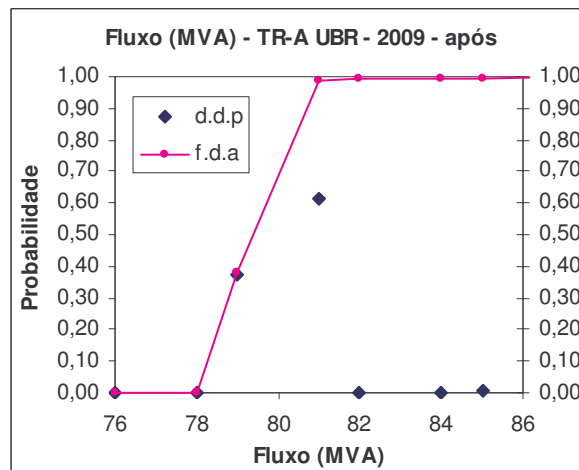


Figura 6.09 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2009

Comparando os resultados entre as análises de carga média de 2007 e 2009, observa-se uma tendência de crescimento de carregamento do transformador, justificada pelo crescimento vegetativo da carga e à ausência de expansões de transformação 230/69 kV da região de Curitiba, onde se encontra a subestação Uberaba.

6.5.3 Tensão (p.u.) na Barra de 230 kV SE Ponta Grossa Sul

De acordo com a curva da d.d.p. da Figura 6.10 e os valores informados na Tabela AX1.15, carga média de 2007, antes das medidas corretivas, os níveis de tensão mais prováveis em p.u. para barra de 230 kV da SE Ponta Grossa Sul são de 0,977 e 0,981 p.u., com probabilidade de ocorrência de 0,431 e 0,559, respectivamente. Ainda de acordo com a d.d.p., o menor valor de tensão é 0,885 p.u. com probabilidade de 0,00034. Não são esperadas sobretensões para essa barra, pois o maior valor de tensão registrado foi de 0,994 p.u. A f.d.a. indica que níveis de tensão até 0,986 p.u. têm probabilidade de ocorrência de 0,999.

Após as medidas corretivas, curva d.d.p. da Figura 6.11 e Tabela AX1.15, o nível de tensão mais provável é 0,980 p.u., com uma probabilidade de 0,971. O nível mais baixo de tensão observado foi de 0,861 p.u., ou seja, as medidas corretivas conseguem melhorar ligeiramente os níveis de tensão, comparando-se os valores inferiores da carga média de 2007, antes e após as medidas corretivas, Tabela AX1.15, que são 0,855 e 0,861, respectivamente.

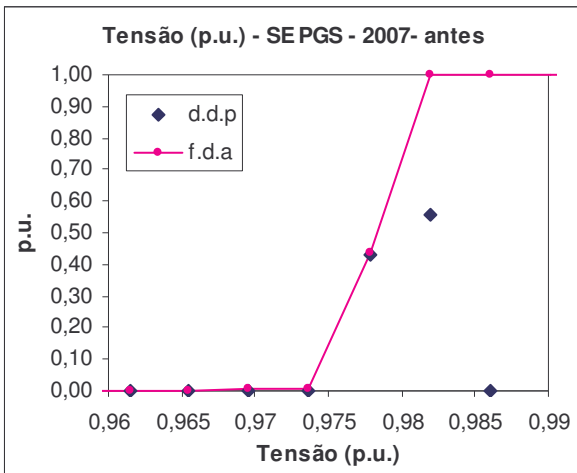


Figura 6.10 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007

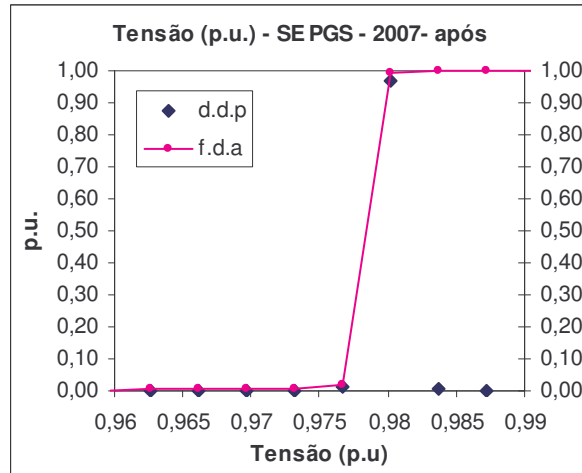


Figura 6.11 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007

Os níveis de tensão da barra de 230 kV da SE Ponta Grossa Sul, carga média de 2009, deverão ser um pouco mais elevados que os de 2007, conforme a comparação dos resultados das Figuras 6.12 e 6.13 com as Figuras 6.10 e 6.11, devido à instalação de compensação reativa capacitiva nessa barra. Os valores mínimos observados, de acordo com a Tabela AX1.15, carga média de 2009, antes e após as medidas corretivas, deverão ser superiores a 0,95. Também não são esperadas sobretensões, de acordo com a mesma Tabela, pois os maiores valores registrados são 1,034 e 1,038 p.u., antes e após as medidas corretivas, respectivamente.

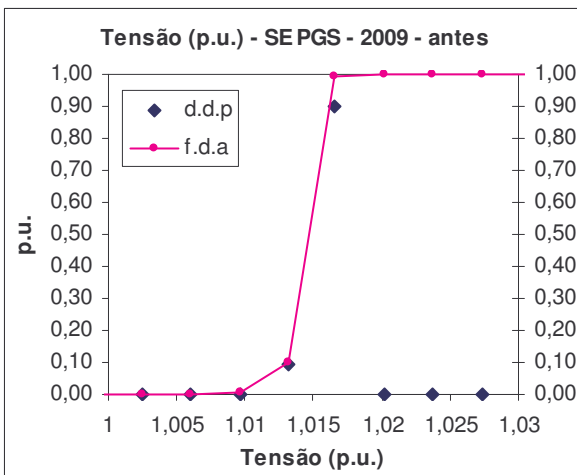


Figura 6.12 – Funções d.d.p. e f.d.a antes das medidas operativas – carga média de 2007

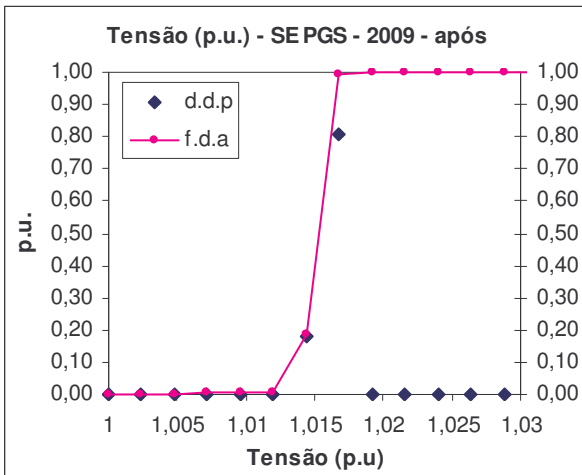


Figura 6.13 – Funções d.d.p. e f.d.a após as medidas operativas – carga média de 2007

6.6 Sumário

O Capítulo 6 apresentou os resultados de fluxo de potência probabilístico para três grandezas monitoradas, quais sejam, fluxo aparente em MVA da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, fluxo aparente em MVA do transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Uberaba e tensão em p.u. da barra de 230 kV da subestação Ponta Grossa Sul, para o patamar de carga média dos anos de 2007 e 2009, considerando contingências simples de todos os equipamentos do sistema de transmissão e distribuição que atende o Paraná.

Os resultados apresentados mostraram, além dos valores dessas grandezas, as funções de distribuição discreta de probabilidade (d.d.p) e as funções de distribuição acumulada (f.d.a.) para os dois casos de carga média, antes e depois da adoção das medidas corretivas.

De modo geral, tanto os valores de fluxo como de tensão, tendem a se concentrar em poucos valores, embora as faixas de variação sejam amplas. Não foram observadas probabilidades de sobrecarga, subtensão ou sobretensão para as grandezas monitoradas.

Dessa forma, a análise do fluxo de potência probabilístico constitui-se uma ferramenta muito útil aos especialistas, pois consegue informar de uma maneira rápida, clara e sucinta o comportamento das grandezas elétricas desejadas.

6.7 Referências Bibliográficas

- [6-01] http://pt.wikipedia.org/wiki/Fun%C3%A7%C3%A3o_densidade_da_probabilidade
- [6-02] SOARES, José Francisco. Introdução à Estatística. Editora LTC, 1991.
- [6-03] http://pt.wikipedia.org/wiki/Fun%C3%A7%C3%A3o_distribui%C3%A7%C3%A3o_acumulada
- [6-04] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Programa NH2 – Guia do Usuário – Versão 7.3 – Fevereiro/2005.

CAPÍTULO 7 – PROPOSTA DE ADOÇÃO DE CRITÉRIOS DE NÍVEL DE RISCO PROBABILÍSTICO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

7.1 Introdução

Este Capítulo propõe uma discussão relativamente à adoção do critério de *nível de risco probabilístico* para avaliar o desempenho do sistema no planejamento da operação e da expansão quando da análise de indisponibilidades de equipamentos de transmissão pertencentes à rede básica.

Para tal, são levantadas algumas das principais contingências atuais que provocam violações mais críticas no sistema de transmissão que atende o Paraná. Isso gera uma nova base de dados, na qual o sistema se encontra na condição N-1. A partir daí, são processadas as contingências simples da transmissão, que levam o sistema para a condição N-1-1, permitindo registrar as variações nos índices de corte de carga.

Ao se comparar os resultados das variações dos índices de corte de carga para o sistema na condição N-1 com a condição N-1-1, tem-se uma idéia muito clara do impacto de tais indisponibilidades no desempenho do sistema como um todo, permitindo-se, assim definir um critério para indisponibilidades de equipamento baseado nas variações absoluta e percentual dos índices de corte de carga, a que se dá o nome de *nível de risco probabilístico*.

Isto posto, o que se pretende neste Capítulo é lançar a discussão em se adotar o critério de *nível de risco probabilístico* no planejamento da operação e da expansão, substituindo os atuais N-1-1 e N-1, respectivamente, que ignoram a natureza estocástica dos equipamentos, evitando a indesejável diferença atual de critérios entre as etapas de planejamento que dificultam e encarecem a operação do sistema.

7.2 Caracterização e Motivação da Proposta de Nível de Risco Probabilístico

O sistema de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, basicamente a rede básica, é planejado para atender o critério N-1. Diariamente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS é solicitado a liberar pedidos de desligamentos programados ou não de equipamentos do SIN pelas transmissoras, proprietárias desses equipamentos, para realização de manutenções. Além disso, ocorrem falhas nesses equipamentos que podem indisponibilizá-los à operação por um longo período de tempo. Para ambas as situações, desligamentos programados ou não e saídas intempestivas de equipamentos, diz-se que o sistema está na condição N- α , sendo α o número de equipamentos fora de operação, e considerado igual a um se estiver apenas um equipamento nessa condição.

Em relação à saída intempestiva dos equipamentos, portanto, falhas, não há muito que fazer, além da definição e adoção de medidas que minimizem ou eliminem possíveis restrições. Entretanto, no que diz respeito às solicitações de desligamentos por parte das transmissoras, existe um gerenciamento intensivo por parte do ONS no sentido de liberar ou não os desligamentos mediante o atendimento de critérios definidos pelo próprio Operador.

O principal critério é o N-1-1, também determinístico. Caso o sistema já se encontre na condição N-1, que é a do equipamento solicitado para a intervenção, ele deverá satisfazer, no mínimo, às contingências simples de outros equipamentos da mesma região geoeletrica, sem provocar violações dos critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Rede e pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST — estes últimos celebrados entre o ONS e as transmissoras, nos quais são definidos os limites máximos de suportabilidade dos equipamentos em condições normais de operação e de emergência e, evidentemente, devem ser respeitados pelas partes.

Obviamente, isso estabelece uma grande questão: se o sistema é planejado com o critério o N-1, como atender ao N-1-1? É evidente que não é possível atender ao critério N-1-1 em todos os períodos de carga, sobretudo o de carga média diurna durante dias úteis, normalmente o de maior interesse por parte das transmissoras para efetuar as manutenções. Tanto é, que a prática registra grande concentração de desligamentos nos finais de semana, sobretudo aos domingos, e, muitas vezes, no período de carga leve noturno.

Entre as conseqüências da adoção do critério N-1-1 encontram-se: o aumento dos custos da manutenção, não só pelo aumento dos encargos sociais, mas, sobretudo, pelo

encarecimento da contratação de mão-de-obra terceirizada; adiamento da entrada de novas obras ao sistema de transmissão, impondo às transmissoras multas devido ao não cumprimento dos prazos estabelecidos pela ANEEL; e aumento do risco de lesões das pessoas envolvidas nesses trabalhos, sobretudo quando os desligamentos são empurrados para os períodos noturnos.

Além disso, alguns desligamentos não são liberados devido a razões energéticas, uma vez que uma das atividades do Operador é minimizar o custo da operação, realizando o aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas e minimizando o despacho de unidades térmicas. Entretanto, ao buscar o menor custo da operação, muitas vezes se impõe um maior custo à transmissão.

É freqüente o cancelamento de um pedido de desligamento em que são alegadas razões energéticas, ou seja, para o que o desligamento seja viável, deve-se, por exemplo, reduzir um dado intercâmbio. Mas as restrições energéticas ocorrem no N-1-1. Em outras palavras, adia-se, às vezes por meses, uma determinada manutenção por razões energéticas, em que o tempo de retorno do equipamento solicitado para um desligamento é curto, de uma hora, por exemplo. Assim, a desotimização, caso ocorra para uma determinada contingência, é por apenas uma hora. E é sabido que é possível compensar transferências energéticas entre subsistemas, compensando a redução em um dado horário e com o aumento em outro.

Adiar manutenções também pode se tornar um problema sério para as transmissoras, principalmente quando se trata de equipamentos novos. Sabe-se que as taxas de falhas de equipamentos tendem a ser maior no período conhecido como *mortalidade infantil*, de acordo com a Figura A1.01, do Apêndice A1, naturalmente coincidente com os prazos de garantias dos equipamentos. Ao serem adiados os desligamentos para manutenções, corre-se o risco em perder os prazos de garantias, e as transmissoras herdaram o problema que deveria ser do fabricante. Esse problema é ainda potencializado pelos contratos do tipo *turnkey* (literalmente, no “giro da chave”, que são contratos que definem a entrega da obra pronta para ser colocada em funcionamento, incluindo instalações, mobiliários ou até mesmo equipamentos), que podem resultar na instalação de equipamentos menos robustos, algumas vezes até de qualidade duvidosa, e normalmente mais baratos, aumentando as chances de falha.

Desta forma, ao perseguir o menor custo da operação e o com menor *nível de risco* possível, impõe-se ao restante da cadeia do sistema elétrico maiores custos que podem não estar atendendo à premissa da ANEEL, que é o menor custo global, uma vez que, quem

paga as contas de tudo isso, é o consumidor. Adiciona-se que o conceito de nível de risco é totalmente subjetivo, não existindo nenhuma metodologia e indicadores de referência para mensurá-lo.

Entende-se claramente a figura do Operador, a quem compete as responsabilidades pela a operação do sistema e é justo que deseje um sistema cada vez mais seguro e confiável, uma vez que se está operando equipamentos pertencentes a outros proprietários, regulados por contratos. E é também justo o posicionamento das transmissoras, que estão arcando com o custo dessa forma de operação. Assim cabe à Agência Reguladora em balancear essa equação e o parâmetro para isso são os custos que serão impostos à sociedade, em qualquer uma das situações.

Assim, a ANEEL enfrenta um difícil dilema, que é o descasamento entre os critérios do planejamento da operação e planejamento da expansão. Se forem adotados os mesmos critérios que o ONS estabelece para a operação para o planejamento da expansão, os custos da rede básica irão explodir. Caso seja mantido o critério atual N-1 para o planejamento da expansão e ocorrerem falhas que, aliadas a essa não expansão, provoquem apagões, caberá à Agência dar explicações à sociedade, uma vez que o ONS estará respaldado pelos seus critérios.

Assim, se for adotado um critério que leve em consideração a questão probabilística, tanto no planejamento da operação quanto da expansão, acredita-se estar oferecendo uma solução viável esse problema, atendo os interesses de todos: consumidor, transmissor, operador e investidor.

7.3 Escolha das Indisponibilidades para a Configuração N-1 do Sistema de Transmissão

De acordo com [7.01], foram selecionadas algumas das principais indisponibilidades que podem ocorrer no sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná e se associadas a outras contingências podem provocar cortes de carga:

- a) Um Transformador 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba.
- b) Um Transformador 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina.
- c) Linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias.
- d) Linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, na região de Curitiba.

- e) Linha de transmissão 230 kV Uberaba – Umbará, na região de Curitiba.
- f) Linha de transmissão 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul), na região de Londrina.

Considerando-se a indisponibilidade individual de cada uma dos seis equipamentos citados no itens de “a” a “f” anteriores, foram gerados 24 casos-bases para a condição N-1 a partir dos casos de referência para as cargas pesada e média dos anos de 2007 e 2009.

As indisponibilidades definidas pelos itens “a” a “f” não são as únicas que provocam violações no sistema de transmissão que atende o Paraná. Outras indisponibilidades citadas em [7.01] provocam também violações, mas são consideradas menos críticas. Entretanto, ao se considerar as contingências mais críticas, acredita-se estar avaliando as piores condições de atendimento.

A abordagem proposta por este Capítulo foi explorada por [7-02] e [7-03], em que a análise do risco probabilístico é realizada utilizando-se, sobretudo, o índice EENS nos níveis sistêmico e de barras, avaliando contingências nos sistemas RBTS [7-04] e IEEE-RTS [7-05].

7.4 Simulações para a Proposta de Definição do Critério de Nível de Risco Probabilístico para a Condição N-1-1

Utilizando-se os casos-bases de referência originais e os 24 casos-bases para a condição N-1, definidos na Seção 7.3 anterior e valendo-se das mesmas notações descritas na Tabela 4.04, são propostas as seguintes simulações de confiabilidade da transmissão:

Tabela 7.01 – Simulações para a análise de risco probabilístico considerando o sistema de transmissão na condição N-1

Ano	Patamar de Carga	Intercâmbio	Modo de Simulação	Nível de Contingência	Tipo	Controles Ativados	Base de Dados
2007	PESADA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	NORM CTAP	COPEL+SIN
	MÉDIA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	NORM CTAP	COPEL+SIN
2009	PESADA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	NORM CTAP	COPEL+SIN
	MÉDIA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	NORM CTAP	COPEL+SIN
2007	PESADA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	EMER CTAP	COPEL+SIN
	MÉDIA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	EMER CTAP	COPEL+SIN
2009	PESADA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	EMER CTAP	COPEL+SIN
	MÉDIA	REFE	EXEN	SIMP	TRAN	EMER CTAP	COPEL+SIN

De acordo com Tabela 7.01, são propostas análises de confiabilidade considerando o sistema completo, a partir dos casos-bases originais, de acordo com a Tabela 3.01, para os patamares de carga pesada e média, dos anos 2007 e 2009, e para o sistema na condição N-1, que considera as indisponibilidades dos equipamentos descritos na Seção 7.3, que levem em consideração:

- a) patamares de carga pesada e média dos anos de 2007 e 2009;
- b) método de simulação enumeração de estados;
- c) contingências de primeira ordem da transmissão, que incluem todas as linhas de 500 e 230 kV e transformadores de 500/230, 230/138 e 230/69 kV;
- d) limites de carregamento de condição normal e emergência;
- e) atuação das comutações dos tapes de transformadores;
- f) base de dados da Copel para equipamentos de transmissão desta empresa e base de dados de SIN para os equipamentos das demais transmissoras.

Acredita-se, desta forma, que as diferenças observadas para o desempenho do sistema considerando as análises de confiabilidade da transmissão a partir do sistema completo e considerando o sistema na condição N-1, poderão auxiliar na definição de um esboço do critério de nível de risco probabilístico para o sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná.

Cabe ressaltar que para as simulações propostas não foram abordadas falhas na geração e nem na distribuição, pois, como foi exaustivamente explorado no Capítulo 3, verificou-se que contingências até a terceira ordem de unidades geradoras não acarretam violações sistêmicas; no Capítulo 4, na análise de confiabilidade composta de geração de transmissão, não foi identificada a participação da geração na composição dos índices de corte de carga, e no Capítulo 5, observou-se que as falhas de distribuição são estanques à esse sistema.

Além disso, também não se permitiu o redespacho de potência, para evitar que a otimização decorrente desse controle minimizasse as conseqüências das indisponibilidades propostas de “a” a “f” da Seção 7.3.

7.5 Resultados Obtidos

Através dos 4 casos-bases de referência, para os patamares de carga pesada e média de 2007 e 2009 e dos 24 casos-bases considerando a rede sem um de seus

elementos (N-1), conforme indicado na relação da Seção 7.3, itens “a” a “f”, foram processadas as análises de confiabilidade definidas na Tabela 7.01, considerando contingências simples dos demais equipamentos do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná, e variações em relação aos patamares de carga pesada e média de 2007 e 2009, e os limites de carregamento dos equipamentos de transmissão.

7.5.1 Sem Considerar Limites de Carregamento de Emergência (Opção NORM)

Na Tabela 7.02 a seguir, são mostrados os resultados obtidos através das simulações indicadas, sem utilizar os limites de carregamento de curta duração ou de emergência dos equipamentos de transmissão. Esses resultados são os índices de corte de carga PPC, EENS e severidade, por se considerar que melhor representam o desempenho do sistema.

O caso de referência, conforme Tabela 7.02, se refere aos casos-bases originais de cargas pesada e média dos anos de 2007 e 2009, conforme Tabela 3.01, em que foram processadas as análises de confiabilidade através do método de enumeração de estados até a primeira ordem, ou seja, todas as contingências simples do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná. Ou seja, seria a exposição natural do sistema às falhas, considerando as probabilidades de falha em cada um dos equipamentos desse sistema de transmissão.

Os casos de 1 a 6 são resultado do processamento dos casos base de referência originais, em que foi retirado um de seus elementos, conforme descrito na Seção 7.3, gerando outros 24 casos-bases, e na seqüência, processada a análise de confiabilidade, também de contingência simples através do método de enumeração de estados, para os demais equipamentos, exceto o que já foi retirado do caso. A diferença entre o caso referência e os casos 1 a 6 dão a exata medida da influência da indisponibilidade considerada.

A Tabela 7.02 mostra, para o caso de referência, patamares de carga pesada e média de 2007, quando comparados com os casos de mesmos patamares de 2009, uma redução considerável em valores absolutos dos índices PPC, EENS e severidade. No caso da PPC, para a carga pesada de 2007 e para a carga pesada de 2009, esse valor se reduz da ordem de 0,09 para 0,02, respectivamente pesada de 2007 e pesada de 2009, e 0,165 para o patamar de carga média de 2007, para 0,02 para o patamar de carga média de 2009. Observar também que ambos os índices PPC para os ano de 2009, média e pesada,

convergem para o mesmo valor, 0,02, indicando que as expansões previstas reduzem de fato as restrições de carregamento.

Em relação aos índices EENS e severidade, observa-se uma redução em valores absolutos à metade dos valores obtidos para os patamares de carga pesada de 2007 e pesada de 2009 e de quase 1/3 para o patamar de carga média de ambos os anos. Como foi detalhadamente abordado no Capítulo 5, o patamar de carga média é responsável por índices EENS e severidade mais elevados devido à interrupção de consumidores horosazonais.

Tabela 7.02 – Resultados de índices de corte de carga para as simulações propostas, sem considerar limites de carregamento de emergência

Caso	Patamar de Carga	PPC	EENS (MWh/ano)	SEV (sist.-min.)	Diferença SEV (sist.-min.)
Caso Referência	Pesada 2007	0,092746	92,32	1,4129	0
	Pesada 2009	0,020061	53,93	0,7643	0
	Média 2007	0,165210	489,16	7,4871	0
	Média 2009	0,020061	141,98	2,0120	0
Caso 1 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba (Eletrosul)	Pesada 2007	0,295610	1.351,88	20,6895	19,2766
	Pesada 2009	0,020150	54,37	0,7705	0,0062
	Média 2007	0,544650	1.351,67	20,6888	13,2017
	Média 2009	0,020102	142,27	2,0161	0,0041
Caso 2 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	0,209880	1.251,66	19,1556	17,7427
	Pesada 2009	0,395070	1.126,46	15,9631	15,1988
	Média 2007	0,165550	490,18	7,5028	0,0156
	Média 2009	0,020102	142,27	2,0161	0,0041
Caso 3 LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	Pesada 2007	0,092818	116,75	1,7868	0,3739
	Pesada 2009	0,020066	53,95	0,7645	0,0002
	Média 2007	0,165250	489,29	7,4891	0,0020
	Média 2009	0,020066	142,02	2,0126	0,0006
Caso 4 LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	Pesada 2007	0,613850	1.156,87	17,7049	16,2920
	Pesada 2009	0,175330	78,35	1,1102	0,3459
	Média 2007	0,667190	1.355,65	20,7497	13,2626
	Média 2009	0,032970	163,31	2,3143	0,3023
Caso 5 LT 230 kV Uberaba – Umbará	Pesada 2007	0,255990	127,63	1,9532	0,5403
	Pesada 2009	0,163440	68,21	0,9666	0,2023
	Média 2007	0,183460	506,94	7,7593	0,2721
	Média 2009	0,020065	142,01	2,0124	0,0004
Caso 6 LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	0,254720	2.066,81	31,6300	30,2171
	Pesada 2009	0,092730	90,15	1,2774	0,5131
	Média 2007	0,380190	1.272,45	19,4763	11,9891
	Média 2009	0,073480	283,37	4,0156	2,0036

A última coluna da Tabela 7.02 é a diferença do índice severidade em valores absolutos dos casos 1 a 6 em relação ao caso referência. Através desse valor é possível identificar a contribuição da indisponibilidade na formação desse índice e, também, como foi muito bem caracterizado no Capítulo 4, os índices de corte de carga da transmissão devido

às contingências simples são decorrentes da interrupção de consumidores da rede básica atendidos através de circuitos simples radiais, que são os índices de corte de carga para o caso referência. Assim, ao se realizar essa diferença, é como se fosse retirada da análise das indisponibilidades a contribuição das falhas desses circuitos radiais. É importante ressaltar, entretanto, que essa medida só é válida porque já se conhecia o desempenho do sistema de transmissão perante às contingências, de acordo com o Capítulo 4.

De acordo com a Tabela 7.02, o caso mais crítico entre os casos 1 a 6, é o caso 6, referente à indisponibilidade da LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul), para o ano de 2007, carga pesada, em que a severidade atinge 31,63 sistema-minutos, seguido do caso 4, LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, patamar de carga média de 2007, com severidade 20,7497 sistema-minutos. Na seqüência, aparecem as indisponibilidades de um dos transformadores 500/230 kV das subestações Curitiba e Londrina, com índices de severidade para a carga pesada de 2007 de 20,6895 e 19,1556 sistema-minutos, respectivamente.

O que também pode ser observado através da Tabela 7.02 é que todos os índices de corte de carga se reduzem do ano de 2007 para o ano de 2009 para ambos os patamares de carga, pesada e média, indicando que as expansões previstas e incorporadas nos casos de 2009 de fato melhoram o desempenho do sistema. A única indisponibilidade em que os índices de corte de carga permanecem elevados é a de um dos transformadores de 500/230 kV da subestação Londrina (Eletrosul), caso 2, para a carga pesada do ano de 2009.

Mesmo considerando três transformadores nessa subestação e considerando um deles indisponível, o sistema não suporta a falha em outro na carga pesada de 2009, permanecendo apenas um único transformador em operação. Isso provoca cortes de carga para eliminação da sobrecarga, sem considerar o limite de emergência do equipamento remanescente.

Outro fator relevante que pode ser extraído da Tabela 7.02 é que as indisponibilidades das linhas de 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho e Londrina – Londrina são mais severas que todos os demais equipamentos, sejam linhas ou transformadores de 500 kV, indicando uma necessidade de se apontar soluções estruturais à solução desses problemas.

Mais importante talvez que a variação dos valores absolutos dos índices são as variações percentuais dos índices dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência. Os resultados são mostrados na Tabela 7.03.

Tabela 7.03 – Variação percentual dos índices de corte de carga dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência da Tabela 7.02, sem considerar limites de emergência

Caso	Patamar de Carga	PPC (var. %)	EENS (var. %)	SEV (var. %)
Caso 1 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba	Pesada 2007	218,73	1.364,34	1.364,33
	Pesada 2009	0,44	0,82	0,81
	Média 2007	229,67	176,32	176,32
	Média 2009	0,20	0,20	0,20
Caso 2 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina	Pesada 2007	126,30	1.255,78	1.255,76
	Pesada 2009	1.869,34	1.988,74	1.988,59
	Média 2007	0,21	0,21	0,21
	Média 2009	0,20	0,20	0,20
Caso 3 LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	Pesada 2007	0,08	26,46	26,46
	Pesada 2009	0,02	0,04	0,03
	Média 2007	0,02	0,03	0,03
	Média 2009	0,02	0,03	0,03
Caso 4 LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	Pesada 2007	561,86	1.153,11	1.153,09
	Pesada 2009	773,98	45,28	45,26
	Média 2007	303,84	177,14	177,14
	Média 2009	64,35	15,02	15,02
Caso 5 LT 230 kV Uberaba – Umbará	Pesada 2007	176,01	38,25	38,24
	Pesada 2009	714,72	26,48	26,47
	Média 2007	11,05	3,63	3,63
	Média 2009	0,02	0,02	0,02
Caso 6 LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	174,64	2.138,75	2.138,66
	Pesada 2009	362,24	67,16	67,13
	Média 2007	130,13	160,13	160,13
	Média 2009	266,28	99,58	99,58

Ao se analisar as variações percentuais dos índices de corte de carga dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência, de acordo com a Tabela 7.03, tem-se uma clara noção de como foram importantes as expansões previstas para o sistema. Em relação ao caso 1, por exemplo, a indisponibilidade de um dos transformadores 500/230 kV da subestação Curitiba, observa-se uma brutal redução dos índices de 2007 para 2009, para ambos os patamares de carga, pesada e média, sendo que em 2007 os índices eram

superiores a 170% em relação aos índices de referência, caindo para menos de 1% no ano de 2009. Esse fato é decorrente da previsão de ampliação da transformação 500/230 kV das subestações 500 kV Bateias e Curitiba, em que a terceira unidade em cada uma dessas subestações deverá estar em operação em julho de 2009.

De acordo com a Tabela 7.02, os índices de corte de carga para os casos 4, 5 e 6, linhas de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, Uberaba – Umbará e Londrina – Londrina, respectivamente, como comentado anteriormente de forma geral para todos os casos, reduzem-se sensivelmente quando se compara o resultados para o patamar de carga pesada do ano de 2007 para o patamar de carga pesada de 2009, ocorrendo o mesmo para os patamares de carga média. Entretanto, ao se avaliar a variação percentual desses índices do patamar de carga pesada de 2007 em relação aos índices do caso de referência, observa-se que essa variação aumenta, de acordo com a Tabela 7.03. As variações percentuais indicadas nessa Tabela podem se melhor visualizadas nas Figuras 7.01 a 7.06.

Ao se analisar a Figura 7.01, observa-se que, para o caso 1, que é a indisponibilidade de um dos transformadores 500/230 kV da subestação Curitiba, é visível a influência dos reforços sistêmicos propostos, referente à ampliação da transformação das subestações Bateias e Curitiba, pois os índice de 2007 para 2009 praticamente se anulam para a PPC, de acordo com as Figuras 7.01 e 7.02, para os patamares de carga pesada de 2007 comparados com os de 2009 para o índice PPC.

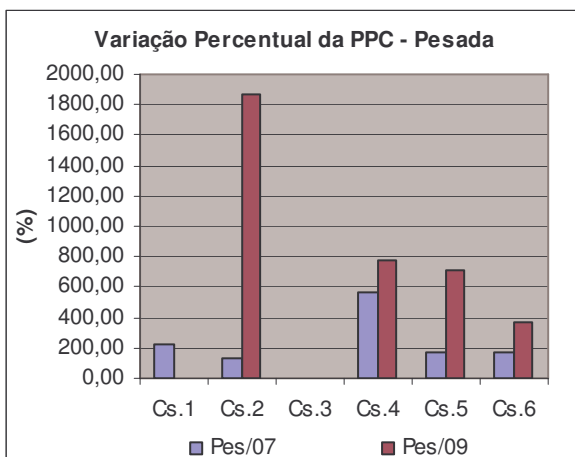


Figura 7.01 – Variação percentual PPC – Pesada – 2007 e 2009

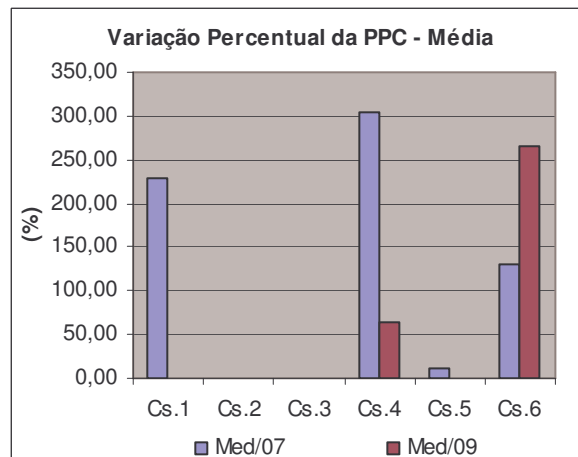


Figura 7.02 – Variação percentual PPC – Média 2007 e 2009

Uma situação bastante diferente ocorre com o caso 2, que é a indisponibilidade de um dos transformadores 500/230 kV da subestação Londrina (Eletrosul), referente o patamar de carga pesada de 2009, de acordo com a Figura 7.01. Observa-se um índice PPC quase duas vezes maior que o índice do ano de 2009. Atualmente, existem dois

transformadores 500/230 kV nessa subestação, com a terceira unidade prevista para julho de 2009. Ou seja, esperava-se um desempenho melhor para 2009 do que para 2007, e o que se observa, ao se analisar o índice PPC, é um aumento de 2007 para 2009 e uma redução dos índices severidade e EENS, de acordo com a Tabela 7.02. Essa aparente contradição pode ser explicada pelo fato de que, em 2007, como existem dois transformadores, a PPC aumenta em relação ao caso de referência devido à contingência do segundo transformador, considerando a indisponibilidade de um deles, e ocorre o corte de carga pela subestação no norte do Paraná, já que fica sem transformação 500/230 kV.

Em 2009, como deverão existir três transformadores 500/230 kV, considerando a indisponibilidade de um deles, ocorrerá corte de carga pela contingência em qualquer um dos dois outros transformadores, ou seja, são duas contingências que contribuem para o registro da PPC, que é quase o dobro do patamar de carga pesada de 2007 para o de 2009 (0,20988 e 0,395070, respectivamente, de acordo com a Tabela 7.02), ao invés de uma única, como é o caso do patamar de carga de 2007.

Entretanto, para a EENS e severidade, ocorre uma redução, uma vez que o corte de carga não ocorre por subestação no patamar de carga de 2009, mas por violação do limite de carregamento nominal (lembrar que não estão sendo considerados os limites de emergência) do único transformador que ficou em operação, pois um está indisponível e o outro em falha. Observar que na Figura 7.02, para a carga média não ocorrem variações significativas e são da ordem de 0,2% para os patamares de carga média de 2007 e 2009, de acordo com o caso 2 da Tabela 7.03.

O caso 3, que é a indisponibilidade da linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias, de acordo com as Figuras 7.01 e 7.02, foi a que apresentou as menores variações no sistema para a PPC, sendo de apenas 0,08% para o patamar de carga pesada de 2007, e da ordem de 0,02 % para os demais patamares de carga, de acordo com a Tabela 7.03, mesmo considerando a indisponibilidade da linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Ivaiporã.

Essas duas linhas em 500 kV é que atendem o oeste do Estado do Paraná nesse nível de tensão, de acordo com a Figura A3.01, e mesmo assim, a indisponibilidade das duas linhas não teve praticamente nenhum impacto na variação do índice PPC, devido à malha de 230 kV instalada e prevista para 2009, que consegue sustentar o sistema, mesmo não havendo fonte do nível de tensão em 500 kV.

Em relação à variação percentual da PPC, para os patamares de carga pesada de 2007 e 2009, dos casos 4, 5 e 6, linhas de transmissão 230 kV Campo Comprido –

Pilarzinho, Uberaba – Umbará e Londrina – Londrina, respectivamente, observa-se uma elevação percentual do índice, de acordo com a Figura 7.01. Isso ocorre, porque, embora em termos absolutos quando são avaliados os resultados do ano de 2007 em relação aos de 2009, de acordo com a Tabela 7.02, observa-se uma sensível redução, o mesmo não ocorrendo em termos percentuais em relação ao caso referência. O mesmo ocorre para o caso 6, para o patamar de carga média de 2009 em relação ao de média de 2007, de acordo com a Figura 7.02. Para o caso 4 dessa mesma Figura, observa-se uma redução da PPC, mas ainda continua elevada, da ordem de 50% para o patamar de carga média de 2009.

Ao se analisar as variações dos índices EENS, Figuras 7.03 e 7.04, e severidade, Figuras 7.05 e 7.06, para os patamares de carga pesada e média de 2007 em relação aos de 2009, observa-se, para o caso 1, relativamente à indisponibilidade de um dos transformadores 500/230 kV da subestação Curitiba, que as expansões previstas para 2009, que são as terceiras unidades 500/230 kV das subestações Bateias e Curitiba são suficientes para praticamente eliminar a probabilidade de aumento dos índices.

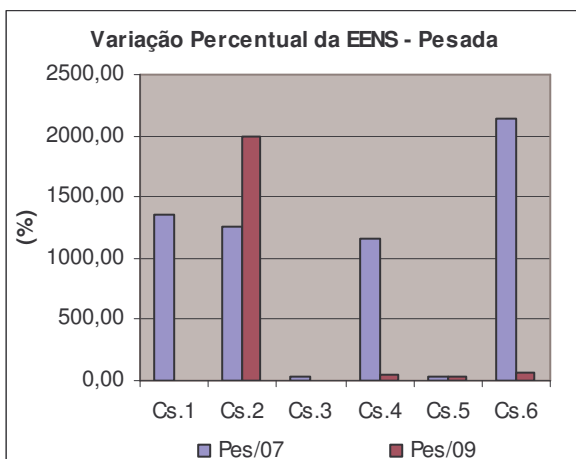


Figura 7.03 – Variação percentual EENS – Pesada – 2007 e 2009

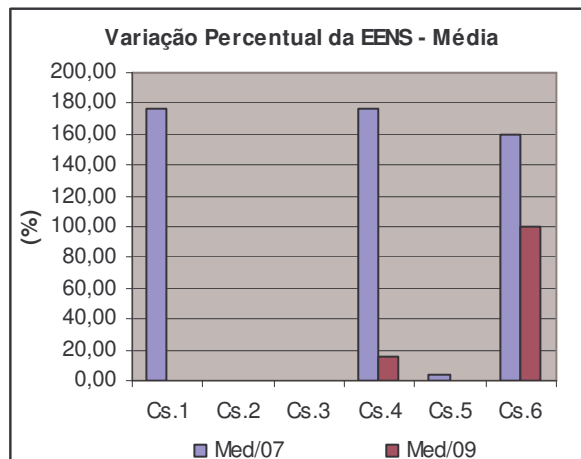


Figura 7.04 – Variação percentual EENS – Média – 2007 e 2009

Para o caso 2, relativamente às Figuras 7.03 e 7.05, cabe o registro do que já foi comentado anteriormente na avaliação da PPC, de que a EENS e a severidade na carga pesada de 2007 se deve à subtensão, que é devida à inexistência de transformação 500/230 kV da subestação Londrina. Isso se dá porque um transformador está indisponível e o outro em contingência, e na carga pesada de 2009, devido à sobrecarga do único remanescente, considerando limites nominais de carregamento. Por isso a variação percentual é maior desses índices, embora ocorra redução em termos absolutos quando são

comparados os índices EENS e severidade dos patamares de cargas pesada e média de 2007 com os respectivos valores de 2009, conforme Tabela 7.02.

O caso 3, que é a indisponibilidade da linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias, de acordo com as Figuras 7.03 e 7.06, foi a que apresentou as menores variações no sistema para a PPC, mesmo considerando a contingência da linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Ivaiporã.

Essas duas linhas em 500 kV é que atendem o oeste do Estado do Paraná, e mesmo assim, a indisponibilidade de uma das linhas combinada com a contingência da outra linha só teve um impacto maior no patamar de carga do ano de 2007, em que a variação nos índices de corte EENS e severidade foi da ordem de 26%, de acordo com a Tabela 7.03, e não se mostrou suficiente para produzir variações significativas nos índices de corte de carga, devido à malha de 230 kV instalada e prevista para 2009, que consegue sustentar o sistema, mesmo não havendo fonte do nível de tensão em 500 kV.

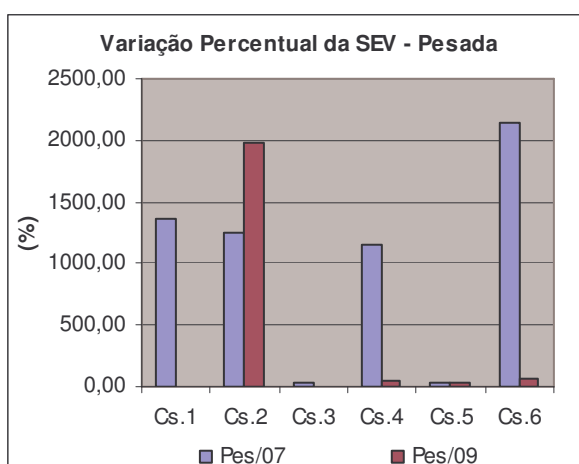


Figura 7.05 – Variação percentual – Severidade Pesada – 2007 e 2009

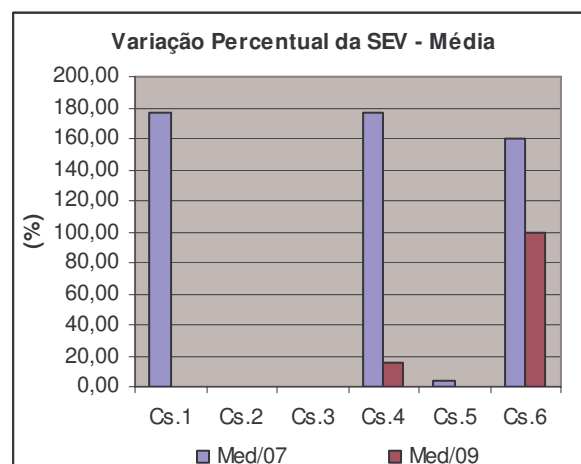


Figura 7.06 – Variação percentual – Severidade Média – 2007 e 2009

7.5.2 Considerando Limites de Carregamento de Emergência (Opção EMER)

Na Tabela 7.04 a seguir, são mostrados os resultados obtidos através das simulações indicadas nas Seções 7.3 e 7.4, agora considerando os limites de emergência dos equipamentos de transmissão, referente aos índices de corte de carga PPC, EENS e severidade.

Tabela 7.04 – Resultados de índices de corte de carga para as simulações propostas, considerando limites de carregamento de emergência

Caso	Patamar de Carga	PPC	EENS (MWh/ano)	SEV (sist.-min.)	Diferença SEV (sist.-min.)
Caso Referência	Pesada 2007	0,020283	54,53	0,8346	0
	Pesada 2009	0,020061	53,93	0,7642	0
	Média 2007	0,020283	143,55	2,1972	0
	Média 2009	0,020061	141,98	2,0120	0
Caso 1 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba (Eletrosul)	Pesada 2007	0,020320	54,64	0,8363	0,0017
	Pesada 2009	0,020102	54,04	0,7658	0,0016
	Média 2007	0,020324	143,84	2,2016	0,0044
	Média 2009	0,020102	142,27	2,0161	0,0041
Caso 2 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	0,209920	697,56	10,6769	9,8423
	Pesada 2009	0,020102	54,04	0,7658	0,0016
	Média 2007	0,020324	143,94	2,2032	0,0060
	Média 2009	0,020102	142,57	2,0204	0,0084
Caso 3 LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	Pesada 2007	0,020288	54,54	0,8348	0,0002
	Pesada 2009	0,020066	53,95	0,7645	0,0003
	Média 2007	0,020288	143,58	2,1977	0,0005
	Média 2009	0,020066	142,02	2,0126	0,0006
Caso 4 LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	Pesada 2007	0,251450	368,75	5,6441	4,8095
	Pesada 2009	0,020111	54,89	0,7778	0,0136
	Média 2007	0,087425	345,46	5,2877	3,0905
	Média 2009	0,033297	169,69	2,4047	0,3927
Caso 5 LT 230 kV Uberaba – Umbará	Pesada 2007	0,028775	74,13	1,1346	0,3000
	Pesada 2009	0,020065	53,94	0,7644	0,0001
	Média 2007	0,038510	151,06	2,3121	0,1149
	Média 2009	0,020065	142,01	2,0124	0,0004
Caso 6 LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	0,108770	173,58	2,6568	1,8222
	Pesada 2009	0,074800	74,87	1,0610	0,2967
	Média 2007	0,090303	299,85	4,5895	2,3923
	Média 2009	0,073480	283,48	4,0172	2,0052

O caso referência, conforme Tabela 7.04, se refere aos casos-bases originais de cargas pesada e média dos anos de 2007 e 2009, conforme Tabela 3.01, em que foram processadas as análises de confiabilidade através do método de enumeração de estados até a primeira ordem, ou seja, todas as contingências simples do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná.

Permanecem válidos os mesmos comentários acerca da diferença da severidade para a Tabela 7.04, da mesma forma como foi observado para a Tabela 7.02.

Os casos de 1 a 6 são resultado do processamento dos casos base de referência originais, em que foi retirado um de seus elementos, conforme descrito na Seção 7.3, gerando outros 24 casos-bases, e na seqüência, processada a análise de confiabilidade, também de contingência simples através do método de enumeração de estados, para os demais equipamentos, exceto o que já foi retirado do caso. A diferença entre o caso referência e os casos 1 a 6 dão a exata medida da influência da indisponibilidade considerada.

Ao se avaliar o índice PPC para o caso referência, de acordo com a Tabela 7.04, observa-se que praticamente não há diferenças entre os patamares de carga pesada e média, de 2007 e 2009, confirmando que a utilização dos limites de emergência eliminam violações operativas.

Quando os resultados do índice PPC para o caso referência da Tabela 7.04 são comparados aos resultados do caso referência da Tabela 7.02, observa-se que essa variação é mais significativa para os patamares de carga pesada e média de 2007, identificando que a utilização dos limites de emergência eliminam violações operativas, observadas nas condições estabelecidas para a análise da Seção 7.5.1.

Ao se avaliar os resultados da Tabela 7.04 para o caso referência, patamares de carga pesada de 2007 com os resultados do patamar de carga pesada de 2009, e a mesma comparação entre os patamares de carga média de 2007 e 2009, observa-se que o índice PPC converge para os mesmos valores, da ordem de 0,02, indicando que são as mesmas contingências para os quatro patamares de carga que provocam as violações no sistema para as condições indicadas. As variações para os índices EENS e severidade, também para o caso referência, são superiores também na carga média, repetindo-se a questão da interrupção do atendimento aos consumidores horosazonais.

De acordo com a Tabela 7.04, o caso mais crítico entre os casos 1 a 6, já não é mais o caso 6 isoladamente, a exemplo do que ocorreu na análise dos resultados da Tabela 7.02. Ocorre uma redistribuição, dependendo do índice que se compara. Por exemplo, se é avaliado apenas o índice PPC, o caso mais crítico é caso 4, indisponibilidade da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, que registra uma PPC de 0,25. Mas em relação aos índices EENS e severidade, patamar de carga pesada de 2007, o caso mais crítico é o caso 2, referente à indisponibilidade de um transformador 500/230 kV da

subestação Curitiba, que atingem, para o patamar de carga indicado, 697 MWh/ano e 10,6755 sistema-minutos.

Ainda assim, é possível observar que, de forma generalizada para todos os casos de 1 a 6, ocorreu uma redução dos índices de corte de carga, quando são comparadas as Tabelas 7.04 e 7.02, mostrando como a premissa de se considerar ou não os limites de emergência são cruciais para a análise de desempenho do sistema de transmissão.

As variações percentuais dos resultados dos casos 1 a 6 da Tabela 7.04 em relação ao caso referência são apresentados Tabela 7.05 a seguir.

Através dos resultados apresentados pela Tabela 7.05 é possível comprovar o que foi descrito em relação ao desempenho dos casos 2 e 4, indisponibilidade de um transformador 500/230 kV da subestação Curitiba e da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, em serem os casos mais críticos, para o patamar de carga pesada de 2007. As variações percentuais indicadas nessa Tabela podem se melhor visualizado nas Figuras 7.01 a 7.06.

De acordo com a Figura 7.07, em relação às variações percentuais da PPC para os patamares de carga pesada de 2007 e 2009, observa-se que em 2007, os casos mais críticos são os casos, em ordem decrescente, 4, 2, 6 e 5, para o patamar de carga pesada de 2007, e para o patamar de carga pesada de 2009, apenas o caso 6. Os casos 1 e 3 apresentam variações praticamente nulas.

Analisando a Figura 7.08, para as variações percentuais da PPC, observa-se que os casos mais críticos em ordem decrescente são os casos 6, 4 e 5, para o patamar de carga média de 2007 e os casos 6 e 4, para o patamar de carga média de 2009. Os casos 1, 2 e 3 tem variações muito pequenas.

Tabela 7.05 – Variação percentual dos índices de corte de carga dos casos 1 a 6 em relação ao caso de referência da Tabela 7.02, considerando limites de emergência

Caso	Patamar de Carga	PPC (var. %)	EENS (var. %)	SEV (var. %)
Caso 1 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba	Pesada 2007	0,18	0,20	0,20
	Pesada 2009	0,20	0,20	0,20
	Média 2007	0,20	0,20	0,20
	Média 2009	0,20	0,20	0,20
Caso 2 Um TF 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina	Pesada 2007	934,96	1179,22	1179,22
	Pesada 2009	0,20	0,20	0,20
	Média 2007	0,20	0,27	0,27
	Média 2009	0,20	0,42	0,42
Caso 3 LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	Pesada 2007	0,02	0,02	0,02
	Pesada 2009	0,02	0,04	0,04
	Média 2007	0,02	0,02	0,02
	Média 2009	0,02	0,03	0,03
Caso 4 LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	Pesada 2007	1.139,71	576,23	576,23
	Pesada 2009	0,25	1,78	1,78
	Média 2007	331,03	140,65	140,65
	Média 2009	65,98	19,52	19,52
Caso 5 LT 230 kV Uberaba – Umbará	Pesada 2007	41,87	35,94	35,94
	Pesada 2009	0,02	0,02	0,02
	Média 2007	89,86	5,23	5,23
	Média 2009	0,02	0,02	0,02
Caso 6 LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul)	Pesada 2007	436,26	218,32	218,32
	Pesada 2009	272,86	38,83	38,83
	Média 2007	345,22	108,88	108,88
	Média 2009	266,28	99,66	99,66

Em relação às variações do índice EENS, de acordo com a Figura 7.09, o patamar de carga mais crítico é o de carga pesada de 2007 em relação ao de 2009, para os casos 2, 4, 6 e 5, em ordem decrescente da variação percentual. Para o ano de 2009, ainda de acordo com a Figura 7.09, somente o caso 6 apresenta resultado expressivo. No caso da Figura 7.10, a carga média de 2007 apresenta variações percentuais mais críticas para os casos 4, 6 e, mais distante, o caso 5, também em ordem decrescente das variações percentuais. Para a carga média de 2009, ainda de acordo com a Figura 7.10, somente os casos 6 e 4, apresentam resultados expressivos.

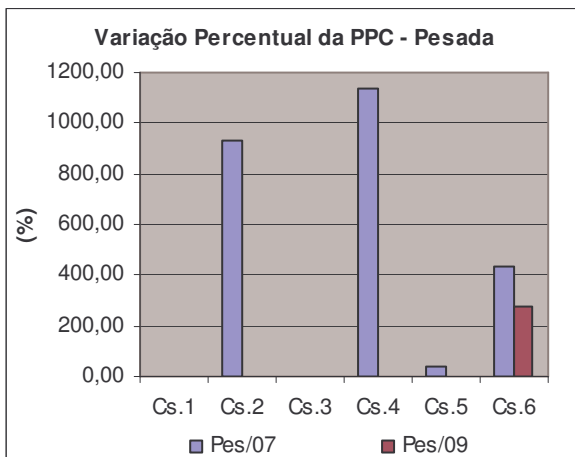


Figura 7.07 – Variação percentual PPC – Pesada – 2007 e 2009

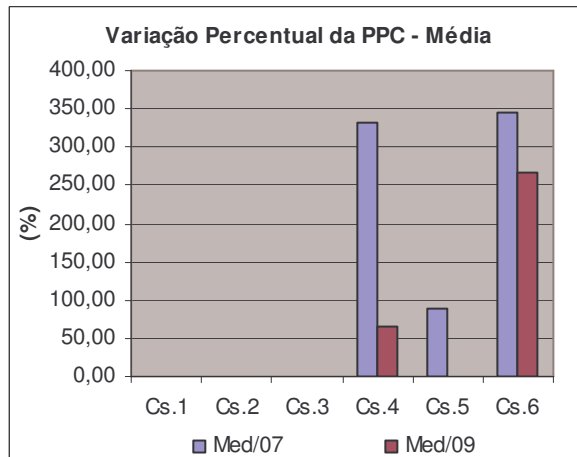


Figura 7.08 – Variação percentual PPC – Média 2007 e 2009

Em relação às variações do índice severidade, de acordo com a Figura 7.11, o patamar de carga mais crítico é o de carga pesada de 2007 em relação ao de 2009, para os casos 2, 4 e 6 e, no caso da carga média, Figura 7.12, os casos mais críticos são os casos 4, 6 e 5, em ordem decrescente da variação percentual.

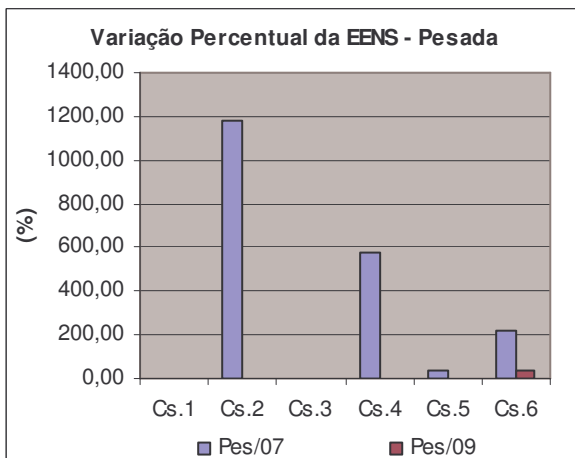


Figura 7.09 – Variação percentual EENS – Pesada – 2007 e 2009

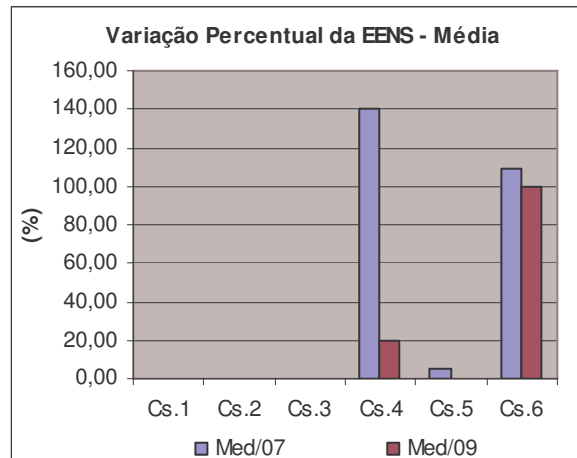


Figura 7.10 – Variação percentual EENS – Média – 2007 e 2009

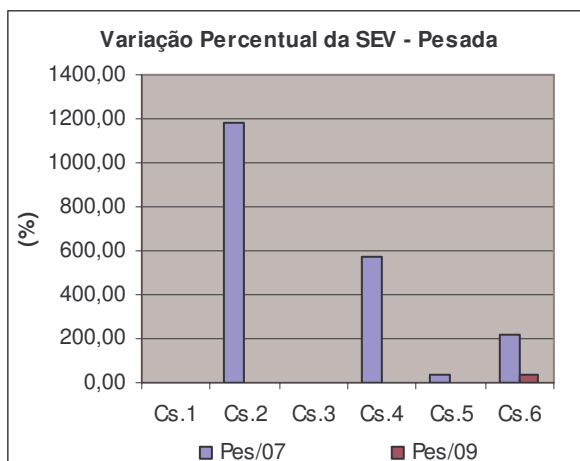


Figura 7.11 – Variação percentual – Severidade Pesada – 2007 e 2009

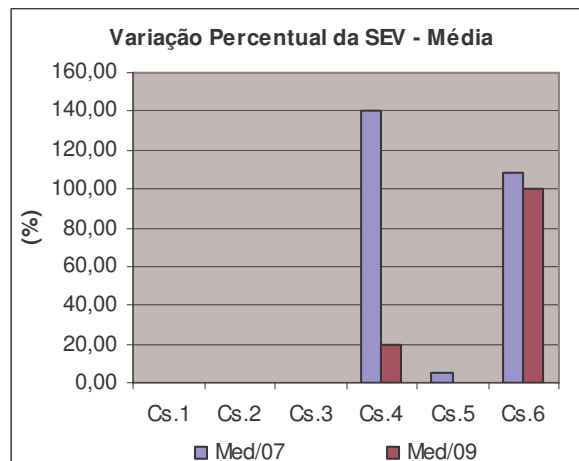


Figura 7.12 – Variação percentual – Severidade Média – 2007 e 2009

7.6 Proposta de Metodologia para a Utilização de Critério de Nível de Risco Probabilístico para Análises de Desempenho do Sistema de Transmissão

De acordo com as avaliações realizadas na Seção 7.5 e com os valores absolutos e percentuais da severidade, informados nas Tabelas 7.02 a 7.05, são definidos algoritmos e critérios para o planejamento da operação e para o planejamento da expansão. Os algoritmos e critérios mencionados que podem ser úteis para a discussão da adoção do critério de nível de risco probabilístico como critério de decisão para as análises de desempenho do sistema de transmissão.

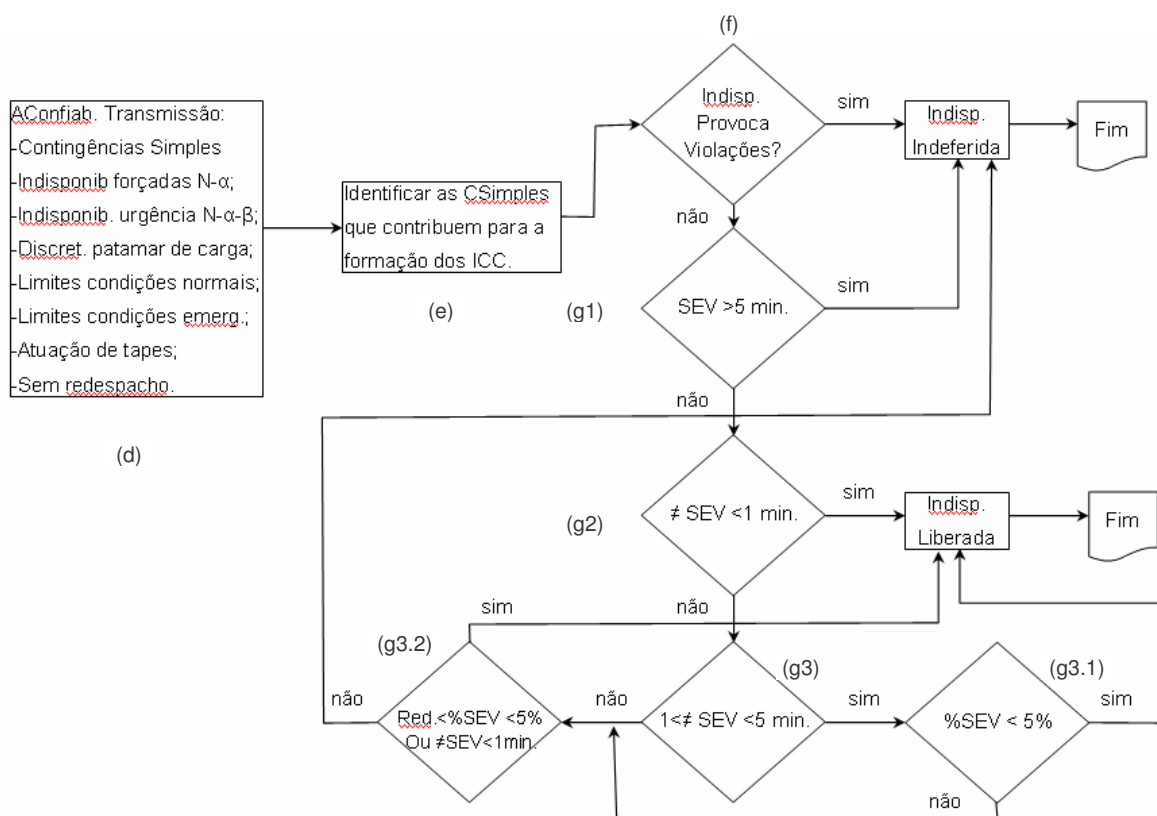
Os demais índices analisados nas Seções prévias, a PPC e a EENS, não foram considerados na definição do critério de nível de risco probabilístico, pois, embora muito importantes, para o índice PPC foi identificado que o mesmo pode acusar variações elevadas, sem, contudo, significar que o sistema tem um desempenho pior e a EENS é um índice anualizado (MWh/ano). Por exemplo, ao se tratar de desligamentos programados, teria que ser convertido para o período de duração da indisponibilidade, dificultando a análise. Esses índices são mais apropriados para o planejamento da expansão de longo prazo.

7.6.1 Metodologia de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Operação da Transmissão

A seguir é descrita uma metodologia que poderia ser adotada pelo planejamento da operação que analisa e define medidas operativas para o sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná, para o caso de indisponibilidades programadas caracterizadas como de urgência ou não. As indisponibilidades forçadas levam o sistema para um outro estado operativo, passando esse novo estado ser considerado como o de referência.

- a) As análises de indisponibilidade de planejamento da operação deverão considerar os limites de condições normais de operação para as análises que se refiram a solicitações de desligamentos e os limites de carregamento e de tensão para situações de emergência no sistema.
- b) Para as análises de confiabilidade do sistema de transmissão, tanto para indisponibilidades programadas, quanto as de urgência, não deverão considerar falhas de circuitos radiais de transmissão que atendam consumidores e subestações da rede básica, e também falhas de transformadores fronteira únicos de 230/69 ou 230/138 kV.
- c) Os casos-bases de referência, que serão utilizados para as análises de confiabilidade definidas no passo anterior deverão refletir o cenário de intercâmbio praticado ou previsto.

Uma vez adotadas as considerações “a” a “c”, a metodologia proposta do nível de risco probabilístico para o planejamento da operação é representada pela Figura 7.13. Os passos “d” a “g” descritos a seguir estão identificados no diagrama da Figura 7.13



Nota: AConfiab.: análise de confiabilidade; CS: contingência simples; Red.: redespacho; ≠: diferença; Indisp.: indisponibilidade; ICC: índices de corte de carga.

Figura 7.13 – Fluxograma da metodologia do nível de risco probabilístico para o planejamento da operação

- d) A partir das considerações anteriores, deverá ser realizada a análise de confiabilidade do sistema de transmissão, já contemplando as possíveis indisponibilidades forçadas (α) ou programações de urgência (β), considerando análises de contingências simples, diferenciados por patamar de carga pesada, média e leve, utilizando limites de carregamento e tensão para as condições normais de operação e de emergência, permitindo a atuação dos controles de tapes de transformadores e impedindo o redespacho de potência (bloco (d) da Figura 7.13).
- e) As contingências simples que porventura impliquem na formação de índices de corte de carga deverão ser identificadas, de acordo com os limites de carregamento e tensão utilizados (bloco (e) da Figura 7.13)..
- f) Se para o passo anterior, a indisponibilidade solicitada para um determinado patamar de carga se referir a uma programação de desligamento não caracterizada de urgência e a mesma já foi identificada como uma das que provoque violações de tensão ou carregamento dos limites de condições

normais de operação para o patamar informado, a mesma deverá ser indeferida (bloco (f) da Figura 7.13).

- g) Considerando que a indisponibilidade programada não seja caracterizada como de urgência, sugere-se que sejam adotados os seguintes critérios de níveis de risco probabilístico (blocos (g.1) a (g.3) da Figura 7.13):
- g1: Se a diferença do índice severidade considerando a indisponibilidade e o caso referência em valor absoluto se situar acima de 5 sistema-minutos, qualquer solicitação de indisponibilidade programada, não caracterizada como de urgência, deverá ser indeferida.
 - g2: Independente da variação percentual dos índices de corte carga da indisponibilidade avaliada em relação ao caso de referência, considerando-se limites de carregamento em condições normais de operação, caso a diferença do índice severidade considerando a indisponibilidade e o caso referência em valor absoluto seja inferior a 1 sistema.-minuto, a indisponibilidade é considerada de baixíssimo risco e deverá ser liberada.
 - g3: Se a diferença do índice severidade considerando a indisponibilidade e o caso referência em valor absoluto se situar entre 1 e 5 sistema-minutos, considerando os limites em condições normais de operação, deverá ser avaliada a variação percentual do índice severidade em relação ao caso referência, considerando os limites de emergência, de acordo com a seguinte classificação:
 - g3.1: Se a variação percentual da severidade da indisponibilidade em relação ao caso referência, considerando limites de emergência: for inferior a 5%, a indisponibilidade considerada de baixo risco, podendo ser liberada.
 - g3.2: Se a variação percentual da severidade da indisponibilidade em relação ao caso referência.: considerando limites de emergência for superior a 5%, verificar se o redespacho de potência permite levar ao passo anterior, considerando-se até alterações em níveis de intercâmbio. Caso contrário a solicitação deverá ser indeferida.
- h) Caso a indisponibilidade solicitada seja caracterizada como de urgência e provoque violações dos limites de tensão e carregamento para condições normais de operação, deverá se avaliar se a mesma pode ser deslocada para

um patamar de carga mais adequado em que não ocorram as violações dos limites em condições normais de operação, e ser liberada para esse novo patamar, independente dos níveis de risco.

- i) Caso a indisponibilidade solicitada seja caracterizada como de urgência e não possa ser deslocada para outro patamar de carga, considerando que provoque violações até dos limites de tensão e carregamento para condições normais de emergência, deverá ser liberada, sendo caracterizada como uma indisponibilidade forçada.

Atualmente, todas as solicitações de desligamento dos equipamentos definidos na Seção 7.3 são indeferidas para o patamar de carga média, por exemplo, devido ao critério determinístico N-1-1 adotado pelo ONS, pois existem contingências simples, que aliadas a cada uma das indisponibilidades, provocam violações sistêmicas. Entretanto, se fosse adotado o critério de risco probabilístico sugerido, de acordo com as diferenças do índice severidade apontadas na Tabela 7.02, os seguintes desligamentos seriam liberados para o patamar de carga média para o ano de 2007: um transformador 500/230 kV da SE Londrina, linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias e linha de transmissão 230 kV Uberaba – Umbará.

Ainda, se fosse adotado o critério para o planejamento da operação definido nesta Seção, seria possível atender os anseios das transmissoras, que é o de viabilizar mais desligamentos durante a carga média, e não seriam impostos níveis de risco elevados ao sistema.

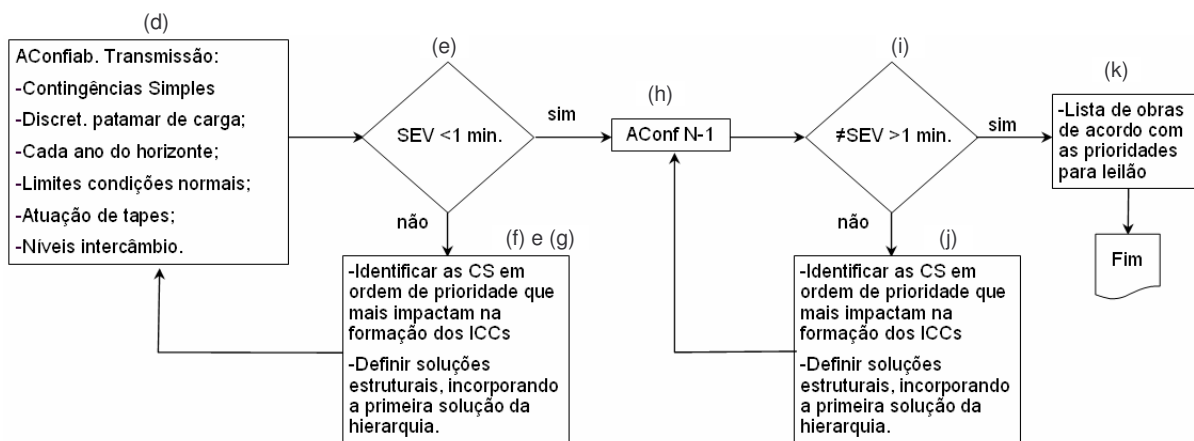
7.6.2 Metodologia de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Expansão da Transmissão

A seguir é descrita uma metodologia que poderia ser adotada pelo planejamento da expansão, utilizando um critério de nível de risco probabilístico, para o sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná.

- a) As análises de indisponibilidade de planejamento da expansão deverão considerar apenas os limites de condições normais de operação para as de nível de risco probabilístico. O objetivo é ser mais conservativo, dando uma folga ao planejamento da operação, sobretudo se ocorrerem atraso de obras.

- b) Para as análises de confiabilidade do sistema de transmissão não deverão ser consideradas falhas de circuitos radiais de transmissão que atendam consumidores.
- c) Os casos-bases de referência, que serão utilizados para as análises de confiabilidade definidas no passo anterior, deverão incorporar níveis de intercâmbios máximos, para os diferentes anos da análise.

Uma vez adotadas as considerações “a” a “c”, a metodologia proposta do nível de risco probabilístico para o planejamento da expansão é representada pela Figura 7.14. Os passos “d” a “j” descritos a seguir estão identificados no diagrama da Figura 7.14.



Nota: AConfiab.: análise de confiabilidade; ICC: índices de corte de carga; CS: contingência simples; #: diferença.

Figura 7.14 – Fluxograma da metodologia do nível de risco probabilístico para o planejamento da expansão

- d) A partir das considerações anteriores, deverá ser realizada a análise de confiabilidade do sistema de transmissão, considerando análises de contingências simples, diferenciadas por patamar de carga pesada, média e leve, utilizando limites de carregamento e tensão para as condições normais de operação (bloco (d) da Figura 7.14).
- e) O grau de severidade que deverá ser adotado como meta pelo planejamento da expansão é grau zero, ou seja, severidade inferior a 1 sistema-minuto (bloco (e) da Figura 7.14).
- f) Caso o sistema de transmissão não esteja nesse grau de severidade, deverão ser identificadas e classificadas as contingências simples em ordem

decrecente na contribuição absoluta do índice de severidade, e serem realizados estudos que avaliem alternativas, também do ponto de vista probabilístico, e ser adotada a alternativa que contribua para o menor nível de risco probabilístico. De acordo com essa metodologia, esse elenco de novas obras já incorporaria um índice de mérito de cada nova obra, pois já estará classificado em ordem de prioridade (bloco (f) da Figura 7.14).

- g) Cada uma das novas obras definidas no passo anterior, iniciando com a mais prioritária, deverá ser inserida nos casos referência (bloco (g) da Figura 7.14).
- h) Processar novamente a confiabilidade de contingências simples, verificando se a severidade do sistema fica abaixo de 1 sistema-minuto, gerando novos casos referência. Assim, é possível que nem todas as obras definidas no passo “e” sejam incluídas nesse passo (bloco (h) da Figura 7.14).
- i) Na seqüência, a partir dos novos casos referência, deverão ser gerados novos casos para as indisponibilidades N-1 para cada elemento de transmissão, para os diferentes patamares de carga e limites de intercâmbio.
- j) Com os resultados do passo anterior, deverão ser identificadas as contingências que apresentam diferenças de índice de severidade dos novos casos referência para os casos da indisponibilidade superiores a 1 sistema-minuto, criando-se novamente uma lista de indisponibilidades classificada pelas maiores diferenças do índice de severidade e repetir o mesmo processo do passo “e”, até que a indisponibilidade analisada fique com uma diferença de severidade para os casos referência inferior a 1 sistema-minuto.
- k) As novas obras identificadas no passo “h” deverão ser colocadas na seqüência das obras já priorizadas e incluídas no passo “f” (bloco (k) da Figura 7.14)

Se esse critério descrito para o planejamento da expansão fosse adotado para o ano de 2009, de acordo com as diferenças do índice severidade da Tabela 7.02, a única indisponibilidade que estaria necessitando de reforço estrutural seria a de um transformador 500/230 kV da subestação Londrina, pois a diferença do índice severidade da Tabela 7.02 para o patamar de carga pesada de 2009 é 15,2 sistema-minutos.

Acredita-se dessa forma que a sugestão de critério de risco probabilístico para o planejamento da expansão do sistema de transmissão se constitua em um equilíbrio entre o critério determinístico atual N-1 do planejamento da expansão e o critério também

determinístico N-1-1 solicitado pelo ONS, para viabilização de desligamentos programados, que engessam o sistema, que não foi planejado para atender tal critério, e imporia menos custos à sociedade se fosse adotado simplesmente o critério N-1-1 para o planejamento da expansão.

7.7 Sumário

O Capítulo 7 propôs a utilização do critério de nível de risco probabilístico para o planejamento da operação e da expansão da transmissão do sistema para o sistema que atende o Estado do Paraná.

A definição desse critério foi baseada na análise das principais indisponibilidades atuais de elementos de transmissão que afetam esse sistema, sempre comparando o desempenho em relação ao índice severidade da indisponibilidade com a do sistema sem a indisponibilidade.

Acredita-se que, utilizando o critério sugerido, seja possível encontrar um equilíbrio entre as diferentes necessidades dos agentes do sistema e, principalmente, do consumidor.

Cabe ressaltar que o critério de nível de risco probabilístico sugerido, tanto para o planejamento da operação como da expansão, é apenas um esboço de como pode se iniciar essa discussão e está circunscrito às premissas do presente estudo.

7.8 Referências Bibliográficas

- [7-01] ONS *Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Quadrimestre Janeiro – Abril 2007 – Revisão I*. Relatório Técnico ONS RE-3/365/2006, Dezembro, 2006.
- [7-02] MO, R. *Deterministic/Probabilistic Contingency Evaluation in Composite System Planning* A Thesis Submitted to the College of Graduate Students and Research in Partial Fulfillment of the Requirement for the Degree of Master of Science in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan, October, 2003.
- [7-03] BILLINTON, R.; MO, R. *Deterministic/Probabilistic Contingency Evaluation in Composite Generation and Transmission Systems* 0-7803-8465-2/04 IEEE, 2004..
- [7-04] BILLINTON, R. et al, *A Reliability Test System for Educational Purpose – Basic Data* IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp. 1238-1244.
- [7-05] IEEE-RTS Task Force of APM Subcommittee *IEEE Reliability Test System* IEEE PAS, Vol-98, No. 6, Nov/Dec. 1979, pp. 2047-2054.

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÃO

8.1 Introdução

A motivação inicial deste estudo foi a realização da análise de confiabilidade do sistema de distribuição que atende o Estado do Paraná, nos níveis de tensão de 69 e 138 kV, utilizando os casos bases do PAR ciclo 2007-2009. A proposta visava avaliar diferentes cenários de carga, intercâmbio e ações de controle, buscando fornecer subsídios e conclusões relevantes para as distribuidoras de energia.

Complementando o estudo foram propostas para este trabalho de dissertação as análises da geração e transmissão, considerando também as análises de confiabilidade composta de geração, transmissão e distribuição.

Durante o desenvolvimento do trabalho, questões importantes no atual cenário regulatório, como os critérios para intervenções programadas em equipamentos da rede básica, foram incorporadas na análise, gerando os capítulos referentes ao fluxo de potência probabilístico e nível de risco probabilístico.

As principais conclusões e contribuições deste estudo estão relatadas nas próximas seções.

8.2 Principais Conclusões e Contribuições

A seguir, são descritas, em linhas gerais, as principais conclusões e contribuições deste trabalho, organizadas de acordo com a estruturação dos capítulos.

8.2.1 Capítulo 2 – Confiabilidade de Sistemas Elétricos

O Capítulo 2 apresentou um breve histórico da evolução dos estudos e metodologias de confiabilidade aplicadas a sistemas de potência e como esses estudos são estruturados. Foram definidos os principais índices de confiabilidade e apresentadas as respectivas formulações, com especial interesse na severidade, que permite a comparação do desempenho entre sistemas elétricos. Foram apresentados também os modelos referentes à reserva de geração, da confiabilidade composta de geração e transmissão, as

razões para a extensão desses estudos aos sistemas de distribuição e a modelagem da carga.

Adicionalmente, foram também descritos os métodos de seleção de estados, a enumeração e a simulação Monte Carlo, apresentando a formulação básica e principais vantagens e desvantagens de cada método. Também foram mencionados os modos de falha tradicionais abordados na análise convencional de confiabilidade estática, quais sejam, a continuidade e a adequação.

Na seqüência, incluiu-se um breve relato sobre a metodologia para a realização de estudos de confiabilidade, finalizando-se com um breve relato das principais características do programa NH2, que foi utilizado para o desenvolvimento desta dissertação..

O Apêndice A1 complementa o Capítulo 2, definindo as noções básicas de estatística e confiabilidade de componentes.

Assim, o Capítulo 2 e o Apêndice A1 apresentam informações básicas e essenciais que fundamentam a análise de confiabilidade probabilística.

Um resultado importante oriundo da discussão do Capítulo 2 foi a interpretação dada ao valor não nulo da freqüência cumulativa f^*_i do estado ou nível 1, que existe e é diferente dos valores encontrados nos exemplos das referências [2.01] e [2.02], em que esse valor é considerando nulo ou inexistente. No exemplo desenvolvido pela Seção 2.4.7, verificou-se que esse valor não é nulo, e nem tampouco desprezível. A interpretação apresentada neste trabalho é que a freqüência cumulativa do estado 1, f^*_1 , representa a freqüência de se encontrar o sistema apenas no nível 1, uma vez que não existem estados superiores.

8.2.2 Capítulo 3 – Confiabilidade da Geração Considerando Variações dos Cenários de Intercâmbio

O Capítulo 3 apresentou em detalhes os modelos de fontes primárias, de geração e carga que foram considerados nas análises de confiabilidade dos Capítulos seguintes. Também apresentou os critérios adotados para os limites de carregamento em linhas de transmissão e transformadores em diferentes níveis de tensão, tanto para a rede básica como as redes de 69 e 138 kV.

Os resultados obtidos com as simulações propostas permitem concluir que falhas em unidades geradoras das usinas hidrelétricas que se localizam no Estado do Paraná, nos diversos cenários de carga, intercâmbios e topologia da rede, até o nível de terceira ordem,

não provocam violações sistêmicas de qualquer natureza que impliquem em corte de carga, evidenciando a robustez do parque gerador.

Os resultados das simulações mostraram ainda que, para as condições informadas, é mais adequado que estas sejam executadas através do método de enumeração de estados do que pela simulação Monte Carlo, que não convergiu em nenhum dos casos analisados.

Como não ocorreu formação dos índices de confiabilidade para as premissas iniciais deste Capítulo, estendeu-se a análise a uma situação mais crítica de atendimento ao subsistema Sul, utilizando-se um cenário de recebimento pelo Sul de 6000 MW, referente à carga média do ano de 2006, usando o artifício de se concentrar toda a geração do Rio Iguaçu do tronco de 500 kV em duas unidades fictícias da usina Gov. Bento Munhoz, no total de 1.850 MW.

Este procedimento permitiu identificar violações de tensão nessa área, que, para serem corrigidas, implicaram em corte de carga, mesmo ativando controles como o redespacho de potência ativa e reativa, comutação automática de transformadores e utilização de limites de carregamento de curta duração de linhas e transformadores. Os cortes de carga ocorreram para contingências duplas e triplas que envolviam uma ou as duas unidades fictícias da usina Gov. Bento Munhoz. Mesmo nessas condições extremas, o desempenho do sistema elétrico que atende o Paraná, considerando falhas em unidades geradoras até a terceira ordem (contingências triplas) foi bastante satisfatório.

Como se esperava o registro do índice de déficit de geração para o caso descrito anteriormente, questionou-se a possibilidade do programa NH2 não estar modelando corretamente esse problema. Com intuito de se validar o modelo, desenvolveu-se o Apêndice A2, que, através de um exemplo bastante simples, mostra que o programa NH2, em princípio, consegue identificar a questão do déficit de geração em um sistema devido à carência de geração e à impossibilidade do redespacho de potência.

8.2.3 Capítulo 4 – Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão

O Capítulo 4 apresentou uma análise detalhada da confiabilidade da transmissão e composta de geração e transmissão do sistema que atende o Estado do Paraná. Foi considerado o horizonte de 2007 a 2009, três patamares de carga, pesada média e leve, variações de intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste, utilização de limites de

carregamentos nominais e de curta duração de equipamentos de transmissão, ação de controles e duas bases de dados distintas de taxas de falha e tempos médios de reparo.

Os resultados de tais análises foram cuidadosamente analisados, permitindo importantes conclusões, entre as quais se destacam:

- a) O aumento do risco do sistema para cenários de RSUL e FSUL (intercâmbios) elevados ocorre mais acentuadamente no primeiro ano do ciclo, 2007, em que importantes expansões ainda não foram concretizadas, e antes da comutação dos tapes dos transformadores, tanto de malha como de fronteira. Após a comutação e considerando, sobretudo, o último ano do período, 2009, o desempenho do sistema de transmissão praticamente independe dos cenários de intercâmbio considerados.
- b) Os índices de corte de carga das falhas de transmissão devem-se basicamente à interrupção do atendimento de consumidores em 230 kV, conectados à rede básica através de uma única linha. Falhas de segunda ordem de elementos de transmissão pouco acrescentaram a esses índices, pois a probabilidade é muito inferior à probabilidade de contingências de primeira ordem (simples).
- c) Os índices de corte de carga da carga pesada foram inferiores aos índices da carga média e leve devido à carga dos consumidores horosazonais, que normalmente reduzem a demanda na ponta de carga do sistema. Como as contingências que provocaram corte de carga se devem, basicamente, à interrupção do atendimento a consumidores de 230 kV, os patamares de carga média e leve registraram os índices mais elevados. Deve porém ser enfatizado que o programa NH2, contempla amplo leque de medidas corretivas efetivas apenas para a carga pesada. Entretanto, para os regimes de carga média e leve, os programa não dispõe de recursos de controle automático eficazes, tais como o chaveamento de elementos em derivação ou abertura de linhas.
- d) A desagregação dos índices de corte de carga por tipo de equipamento de transmissão – linhas de 500 kV, transformadores de malha de 500 kV, linhas de transmissão de 230 kV e transformadores de fronteira de 230 kV – mostrou que a formação dos índices de corte de carga deve-se quase que exclusivamente a falhas de linhas de 230 kV.

- e) A adoção dos limites de curta duração de equipamentos de transmissão para a análise de contingência reduz significativamente os índices de corte de carga.
- f) A atuação de controles, sobretudo comutação de tapetes de transformadores de malha e de fronteira, é determinante para eliminação das violações de carregamento e de tensão.
- g) O grau de aderência ao critério N-1 para o sistema de 500 kV (linhas e transformadores de malha) é igual a 1 ou 100%. O grau de aderência das linhas de 230 kV é da ordem de 0,9 ou 90% e o dos transformadores de fronteira, 0,995 ou 99,5%.
- h) A severidade do sistema de transmissão considerando índices anualizados, ação dos controles e limites de curta duração, é da ordem de 2 sistema.minutos, ou seja, grau 1, que indica uma situação de baixo risco operativo (vide Tabela 2.04).
- i) Assim, o desempenho do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná sob a ótica da confiabilidade mostrou-se muito robusto para as condições e horizonte estudados, sujeito a um baixo risco operativo.

8.2.4 Capítulo 5 – Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição

O Capítulo 5 apresentou uma análise detalhada da confiabilidade do sistema de distribuição e composta dos sistemas de geração, e distribuição que atende o Estado do Paraná. Novamente foram considerados o horizonte de 2007 a 2009, três patamares de carga, pesada média e leve, variações de intercâmbios entre os subsistemas Sul e Sudeste, utilização de limites de carregamentos nominais e de curta duração de equipamentos de transmissão e distribuição, ação de controles e utilização de duas bases de dados distintas de taxas de falha e tempos médios de reparo.

Os resultados de tais análises foram analisados, permitindo importantes conclusões, entre as quais se destacam:

- j) Não se observou variação significativa do desempenho do sistema considerando cenários de elevados RSUL e FSUL (intercâmbios).
- k) Os índices de corte de carga das falhas de equipamentos de distribuição devem-se basicamente à interrupção do atendimento de consumidores e

subestações de 69 e 138 kV, conectados ao sistema através de uma única linha ou em derivação simples. Falhas de segunda ordem de elementos de distribuição pouco acrescentaram aos índices de corte, pois a probabilidade é muito inferior à probabilidade de contingências de primeira ordem (simples).

- l) Os índices de confiabilidade do regime de carga pesada foram superiores aos índices da carga média e leve nos anos de 2007 e 2008 e inferior no ano de 2009. Esse fato é explicado pelos reforços previstos para o último ano do ciclo, em que são eliminados alguns atendimentos radiais a subestações de carga. Assim, o peso dos consumidores horosazonais é mais intenso nos patamares de carga média e leve, patamares nos quais a interrupção de subestações de carga tende a ter um impacto mais reduzido nos índices de corte de carga.
- m) A adoção dos limites de curta duração de equipamentos de distribuição registrou um impacto pequeno na formação dos índices de corte de carga, devido ao ilhamento de consumidores e subestações de carga.
- n) A atuação de controles não foi efetiva para eliminação das violações, pois o ilhamento, de forma geral, é responsável por 70 a 100% de todas as violações.
- o) A severidade do sistema de distribuição considerando índices anualizados, ação dos controles e limites de curta duração, é da ordem de 36 minutos.sistema, ou seja, grau 2, que indica uma situação de médio risco operativo.

Assim, o desempenho do sistema que atende o Estado do Paraná sob a ótica da confiabilidade, para alçar um grau menor de risco, deverá concentrar investimentos no nível de tensão de 138 kV e na redução de atendimentos radiais de subestações e consumidores.

8.2.5 Capítulo 6 – Fluxo de Potência Probabilístico

O Capítulo 6 apresentou os resultados de fluxo de potência probabilístico para três grandezas monitoradas, quais sejam, fluxo aparente em MVA da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, fluxo aparente em MVA do transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Uberaba e tensão em p.u. da barra de 230 kV da subestação Ponta Grossa Sul. Foram analisados os patamares de carga média dos anos de 2007 e 2009,

considerando contingências simples de todos os equipamentos do sistema de transmissão e distribuição que atende o Paraná.

Os resultados apresentados mostraram, além dos valores dessas grandezas, as funções de distribuição discreta de probabilidade (d.d.p) e as funções de distribuição acumulada (f.d.a.) para os dois casos de carga média, antes e depois da adoção das medidas corretivas, com a característica de se concentrarem em poucos valores, embora as faixas de variação sejam amplas.

Dessa forma, concluí-se que a análise do fluxo de potência probabilístico constitui-se uma ferramenta muito útil aos especialistas, pois consegue informar de uma maneira rápida, clara e sucinta o comportamento das grandezas elétricas desejadas. Constatou-se também que este deve ser um assunto de especial interesse dos profissionais das distribuidoras responsáveis pela definição dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST – a serem contratados junto ao ONS nas subestações de fronteira, pois, tendo-se uma idéia mais precisa do comportamento dos fluxos ativos nos transformadores de fronteira, será possível contratar valores mais realistas.

8.2.6 Capítulo 7 – Proposta de Adoção de Critérios de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Operação e Expansão do Sistema de Transmissão

O Capítulo 7 pode ser visto como um embrião da utilização de um critério inédito de nível de risco probabilístico que poderá ser testado para o planejamento da operação e da expansão do sistema de transmissão do SIN. Além do critério, foi também proposta uma metodologia, que se for investigada com mais rigor e implementada no SIN, permitirá atender às diferentes necessidades dos agentes e do consumidor, reduzindo os custos de operação e expansão do sistema.

A adoção do critério de nível de risco probabilístico representa a quebra de paradigma em relação a utilização dos critérios determinísticos atuais pelo planejamento da operação e da expansão.

8.3 Experiência Acumulada na Execução do Programa NH2 e Sugestões para o Aperfeiçoamento desta Ferramenta

O programa NH2 mostrou-se uma ferramenta robusta e com excelentes recursos para a análise de confiabilidade. Foi possível testar boa parte desses recursos, encontrando, inclusive, alguns erros no código que impediram o avanço de certas análises, como a do Capítulo 6. Entre estes, cabe listar os seguintes:

- Configuração do modelo de risco de cenários de carga (código DCEN): este modelo de risco, ou seja, probabilidade de ocorrência dos cenários de carga e as taxas de transição entre os mesmos, é obtido através de um programa auxiliar do NH2, o MODCAR. Ao processar esse programa, configurando-se mais de dez cenários de carga, descobriu-se que o programa NH2 apresentava um erro quando um dado cenário transitava para mais de cinco outros cenários. Isso foi corrigido ainda para a versão utilizada.

- Configuração do arquivo de cenários de carga: para se obter a análise global de confiabilidade dos cenários de carga configurados pelo código DCEN, é necessária a gravação de um arquivo de cenários de carga. Entretanto, ao se tentar restaurar os cenários de carga gravados nesse arquivo, o programa NH2 aborta na versão utilizada.

Um dos objetivos iniciais deste estudo era realizar as análises de confiabilidade detalhadas nos Capítulos 4 e 5 em bases anuais, através do código DCEN e do arquivo de cenários configurados. Registra-se, entretanto, que a impossibilidade de se realizar as análises de confiabilidade em bases anuais, devido ao problema descrito não trouxe prejuízo para a qualidade deste estudo, apenas aumentou o esforço necessário para se montar os arquivos de simulação e a forma de apresentação dos resultados obtidos, e contornou-se esse problema através da metodologia mostrada nas Seções 4.4.11 e 5.4.10.

Por outro lado, a análise individualizada por patamar de carga permitiu capturar nuances que não teriam sido percebidas se a análise fosse estritamente realizada em bases anuais, como, por exemplo, verificar que a EENS da carga média e leve tendem a ser superiores à da carga pesada para a análise da confiabilidade da transmissão devido à influência dos consumidores horosazonais.

Essa análise individualizada por patamar de carga é também importante é para a análise do fluxo de potência probabilístico para linhas de transmissão, que normalmente têm limites de carregamento menores para o patamar de carga média diurna, pois operam com temperaturas ambientes mais elevadas. Assim, dependendo da natureza da análise que se

pretende realizar, a análise individualizada por patamar de carga é mais recomendada que a análise em bases anuais, que utiliza o modelo de risco de cenários de carga.

- Fluxo de potência probabilístico: o programa NH2 permite registrar a análise de diversas grandezas, como fluxo ativo, reativo e aparente em circuitos, geração de potência ativa e reativa em barras, perdas ativas em áreas, fluxo ativo de intercâmbio entre áreas e módulo de tensão em barras. Entretanto, na versão utilizada só foi possível registrar o fluxo de potência aparente e tensão em barras. Para as demais variáveis, o programa apresenta erros e aborta o processamento.

Todas as limitações encontradas durante o processo foram encaminhadas ao Cepel, para serem corrigidas para as versões futuras. No momento de conclusão deste estudo, foi lançada a versão 8.0, a qual ainda não foi testada para os casos aqui simulados.

Em relação à saída do programa NH2, seria muito importante se o programa gerasse uma única tabela para cada simulação, de acordo com as tabelas de resultados dos casos dos Capítulos 4 e 5, permitindo a leitura direta de editores de texto e de planilhas, evitando uma coleta laboriosa de dados ao longo do relatório de saída.

Muito embora o programa NH2 permita uma série de opções para o relatório de saída para o caso em estudo (tal como o resumo das contingências mais críticas), seria interessante que fosse associado um índice de mérito a cada uma das contingências que contribuem para o corte de carga. Isto forneceria, ao final da análise, um elenco das contingências mais críticas de acordo com esse índice de mérito.

Sugere-se que as *alterações vinculadas*, que são medidas operativas que podem ser associadas às contingências, permitam associar um certo tempo de atraso na implementação da medida operativa. Exemplificando, às vezes o chaveamento de equipamentos não são automáticos e dependem da ação do operador e esta ação pode demorar alguns minutos. Desta forma, representa-se mais fielmente o desempenho do sistema.

A saída da análise do fluxo de potência probabilístico também poderia ser melhorada. O programa NH2 permite traçar as curvas antes e depois das medidas corretivas adotadas na análise de confiabilidade e isso é extremamente útil. Se fosse possível gerar a saída com valores lado a lado antes e depois das medidas operativas, facilitaria a manipulação dos resultados em planilhas eletrônicas.

Adiciona-se que o editor gráfico PlotCepel para a visualização gráfica das grandezas monitoradas pelo fluxo de potência probabilístico pode ser melhorado e

apresenta um erro conceitual ao traçar a curva da distribuição discreta de probabilidade, pois esses valores são discretos e de leitura imediata e devem ser informados através de valores pontuais e não através de uma curva contínua. Também, deveria ser permitido ao usuário informar no gráfico os valores dos limites de carregamento ou tensão, por exemplo, permitindo a comparação imediata entre os valores prováveis da grandeza monitorada e os limites informados.

8.4 Sugestões de Temas de Pesquisa

8.4.1 Utilização de Modelo de Risco para Cenários de Intercâmbio

Os Capítulos 3 e 4 abordaram a influência dos cenários de intercâmbio nas análises de confiabilidade propostas, através de casos bases montados com os níveis de intercâmbios desejados. Entretanto, essas análises não consideraram um modelo de risco associado a esses intercâmbios. Ou seja, não se tem a probabilidade de ocorrência de cada cenário de intercâmbio utilizado e nem as taxas de transição entre esses cenários. Como o NH2 permite a composição de até 36 cenários de carga e intercâmbio, ter-se-ia um modelo bastante completo para a análise de confiabilidade, semelhante ao exemplificado pela Seção 2.4.2.

Isso seria muito útil, por exemplo, para as distribuidoras, que contratam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST – com o ONS nas transformações de fronteira. Atualmente, contrata-se o máximo verificado considerando os cenários de intercâmbio. Se a distribuidora desprezar o intercâmbio e contratar menos, corre o risco de pagar multas por ultrapassagem do valor contratado, que tem tolerância de 5%. E se contratar a mais, poderá pagar por um montante que não será utilizado.

Ao se traçar as curvas dos fluxos ativos nos transformadores de fronteira, utilizando-se também o modelo de risco dos cenários de intercâmbio, seria possível identificar quais fluxos têm a maior chance de ocorrer, permitindo contratos mais razoáveis e precisos.

8.4.2 Aprofundar a Investigação da Confiabilidade da Geração e Déficit de Energia

O presente trabalho considerou falhas de geração em diferentes cenários de intercâmbio, verificando-se o impacto no desempenho do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná. Entretanto, a abrangência das questões energéticas é muito mais ampla do que a aqui abordada e abre espaço para investigações que considerem, pelo menos, os submercados, não somente do ponto de vista de falhas de geração, mas também de risco de déficit de energia.

8.4.3 Aprofundar a Investigação do Critério de Nível de Risco Probabilístico

Uma das principais contribuições deste trabalho foi abordar a questão do critério de nível de risco probabilístico, que tanto poderia ser utilizado pelo planejamento da operação como da expansão, conforme descrito no Capítulo 7. Entretanto, os critérios sugeridos são circunscritos às premissas consideradas e a realidade do atendimento ao Estado do Paraná não é, com certeza, a realidade de atendimento das outras áreas. Assim, para que esse critério possa ser adotado, necessita-se de uma investigação muito mais detalhada no nível do SIN.

8.4.4 Ferramenta para a Utilização do Critério de Nível de Risco Probabilístico

A tarefa de avaliar indisponibilidades para a definição do nível de risco probabilístico é muito árdua da forma como foi proposta, ou seja, utilizando as ferramentas atuais de análise de redes e de confiabilidade. A geração de casos bases para cada uma das indisponibilidades para cada elemento de transmissão é impraticável de ser realizada manualmente.

O que se propõe como sugestão para trabalhos futuros é o desenvolvimento de uma ferramenta que utilize os programas de análise de redes e de confiabilidade existentes, permitindo a geração automática dos casos bases de indisponibilidades. Essa ferramenta deveria também processar automaticamente a análise de confiabilidade pelo método de enumeração para contingências simples, adotando os critérios definidos pela metodologia descrita na Seção 7.6 ou pela investigação descrita na Seção 8.4.2, emitindo ao final do relatório, a lista das contingências mais severas de acordo com os critérios adotados.

Essa ferramenta poderia também permitir que usuário definisse os critérios de níveis de risco para a posterior comparação dos resultados.

8.5 Sumário

Este Capítulo repassou as principais conclusões e contribuições identificadas nos Capítulos 2 ao Capítulo 7.

Descreveu, também, a experiência adquirida na execução do programa NH2 e propôs algumas implementações neste programa, que, certamente, facilitarão o trabalho do usuário.

Sugeriu, ainda, a continuidade de pesquisas importantes, descritas na Seção 8.4.

Finalmente, considera-se que o estudo como um todo atingiu as metas propostas, e principalmente, buscou disseminar a importância da utilização de ferramentas, técnicas e resultados probabilísticos, e mostrou como estes podem ser úteis tanto para o planejamento da operação quanto da expansão.

APÊNDICE A1 – CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS

A1.1 Introdução

Um *sistema* consiste em uma série de *componentes* interconectados para um determinado objetivo. A confiabilidade de um sistema depende da confiabilidade de seus componentes e de sua configuração. Nos estudos de confiabilidades de sistemas, o objetivo é prever índices adequados de confiabilidade, com base nas taxas de falha dos componentes e no projeto do sistema. Os índices podem variar dependendo da aplicação, mas, em sua essência, são probabilidades, frequências e/ou durações média de um evento ou de eventos críticos, em que a falha do sistema ocorre.

Componente é uma entidade de um sistema que, na quantificação da confiabilidade do sistema, não pode ser subdividido. Isto não quer dizer que um componente não possa ser composto de várias partes, mas significa simplesmente que, em um estudo de confiabilidade, é considerado como uma entidade única e não é analisado em termos da confiabilidade de suas partes. Assim, enquanto a confiabilidade de um sistema pode ser influenciada através da alteração de sua estrutura, a confiabilidade daquilo que é considerado um componente não pode. Se forem desejadas características diferentes, o componente deve ser substituído por outro, com diferentes parâmetros de confiabilidade.

Os componentes podem ser classificados em dois grupos. O primeiro grupo se refere àqueles que são observados até que falhem, pois não podem ser reparados, ou o reparo é economicamente inviável, ou o interesse se encontra apenas no período de vida até a primeira falha. Esses componentes são chamados *não-reparáveis* e suas falhas são chamadas de *catastróficas*. O segundo grupo de componentes são aqueles que são reparáveis após a ocorrência de uma falha, e o histórico da vida consiste numa seqüência de períodos em operação e em falha. Esses componentes são chamados de *reparáveis* e são de grande interesse nos estudos de confiabilidade aplicados a sistemas de potência. Como muitos dos conceitos são mútuos, os dois tipos são discutidos nas seções seguintes, que estão baseadas na referência [A1-01].

A1.2 Componentes Não-Reparáveis

A vida útil de um componente não-reparável dura até que a falha ocorra. A vida útil é descrita por T , uma variável aleatória que é determinada pela distribuição de probabilidade. A função de distribuição cumulativa de probabilidade T , $F_T(t)$, é definida como:

$$F_T(t) = P[T < t] \quad (\text{A1.01})$$

E a função de densidade de probabilidade, $f_T(t)$, como

$$f_T(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[T < t + \Delta t] \quad (\text{A1.02})$$

A definição de confiabilidade de um componente é descrita como a probabilidade de um componente desempenhar adequadamente sua função por um determinado período de tempo, sob determinadas condições de operação. A confiabilidade R de um componente pode ser expressa como:

$$R = P[T > t_m] \quad (\text{A1.03})$$

Em que t_m é o tempo esperado para que o componente desempenhe sua função; esse tempo é freqüentemente chamado de tempo missão. Sendo R uma função de t_m , então:

$$R(t) = P[T > t] \quad (\text{A1.04})$$

De acordo com as equações anteriores, é possível concluir que:

$$R(t) = 1 - F_T(t) \quad (\text{A1.05})$$

Os valores de $R(t)$ estão compreendidos entre 0 e 1, em que $R(0)=1$ e $R(\infty)=0$.

Outra função importante de um componente é a função de risco, ou função de taxa de risco, $h(t)$. Para pequenos valores de Δt , $h(t) \cdot \Delta t$ é a probabilidade de um componente que tenha sobrevivido até um tempo t falhar no próximo intervalo Δt . Formalmente,

$$h(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T < t + \Delta t | T > t] \quad (\text{A1.06})$$

Uma típica função de risco de muitos componentes é a chamada “curva da banheira”, ilustrada na Figura A1.01, em traço vermelho, em que é possível identificar três distintas seções: a inicial, em que a taxa de risco se reduz; a central, em que $h(t)$ é aproximadamente constante e o período final, em que a taxa de risco é acentuadamente crescente.

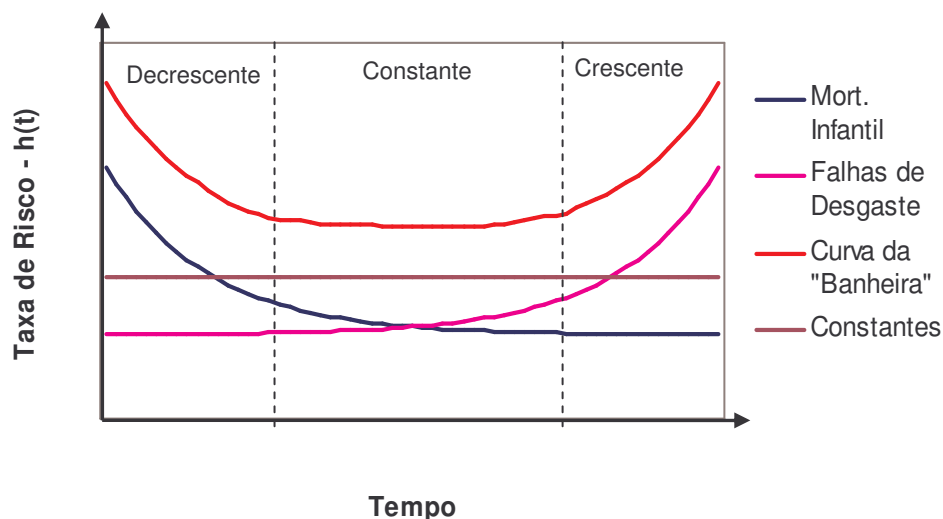


Figura A1.01 – Função de riscos de componentes – Curva da “Banheira” [A1-03]

Um componente com uma taxa de risco com a forma da curva da “banheira” pode ser imaginado como exposto a três tipos de falha, cada uma com sua própria distribuição e taxa de risco, conforme ilustrado na Figura A1.01. No período inicial, chamado de mortalidade infantil, o tipo dominante de falha é devido a erros de projeto e falhas de fabricação e, desde que é esperado que esses tipos de erros sejam rapidamente corrigidos no período inicial da operação, a taxa de risco associada decresce rapidamente. No tempo médio da vida, não são esperadas acumulações extraordinárias de falhas e, portanto, chamada de chances de falha constante. No final da vida, os desgastes aparecem e a taxa de risco cresce [2-01].

A1.3 Componentes Reparáveis

O primeiro modelo para um componente reparável é aquele que incorpora o reparo ideal, em que o tempo para cada reparo depois de uma falha é assumida como zero. O reparo ideal também é perfeito, ou seja, o componente está em perfeitas condições após

cada reparo. Uma aplicação prática do reparo ideal se refere à substituição do componente por outro após a falha, e o tempo dessa substituição é considerado desprezível.

A principal diferença entre o reparo ideal e a manutenção preventiva é que esta última ocorre em intervalos pré-determinados em que o componente ainda está em operação e desempenhando sua função satisfatoriamente, enquanto o reparo sempre é precedido pela falha.

Um efeito importante da manutenção preventiva é o incremento no tempo médio para a falha (*mean time to failure*, MTTF). No caso do reparo ideal, isso se traduz em encontrar um desempenho de manutenção que resulte na redução da frequência dos reparos, para componentes com uma taxa de risco crescente.

O modelo de reparo normal considera que as durações dos reparos são não-desprezíveis. Na realidade, o tempo de reparo é considerado como uma outra variável aleatória que, juntamente com a variável que representa o tempo de operação, descreve o processo de um componente reparável. Esse processo, então, consiste em alternar períodos “em operação” e “em falha”, T_O e T_F , como mostra a Figura A1.02.a. A Figura A1.02.b mostra o processo dos ciclos “em operação (O)” e “falha (F)”, definidos como *estados*¹ de operação, e as transições entre eles. No modelo de reparo normal apresentado também é assumido o reparo perfeito e o processo se repete infinitamente.

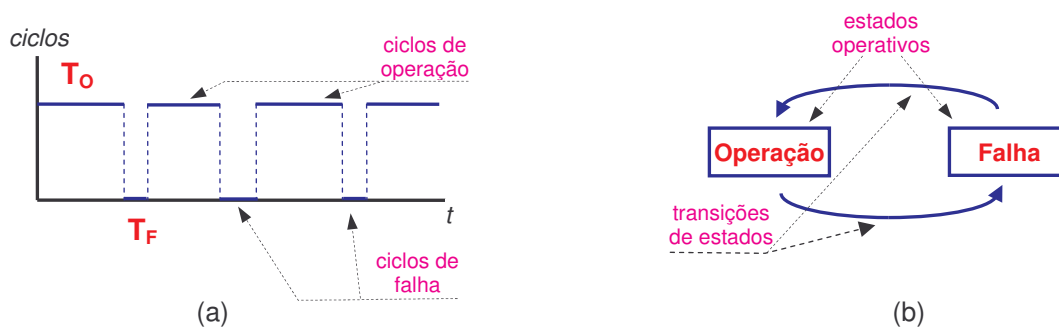


Figura A1.02 – Componentes reparáveis: a) histórico da vida; b) diagrama de estados

A1.4 Processos Estocásticos

Uma função aleatória $PX(t)$ é uma aplicação que atribui a cada valor do índice $t \in T$ uma variável aleatória $X(t)$. Um processo estocástico (PE) é uma função aleatória do tempo. O processo pode ser de tempo discreto ou contínuo dependendo da natureza do conjunto T . Atribuindo-se um valor particular $x(t)$ à variável aleatória $X(t)$, para cada t , existe a realização

do processo, uma função ordinária do tempo. Um PE $PX(t)$ também pode ser visto como o conjunto de todas as suas realizações $\{x(t), t \in T\}$.

Um exemplo de PE é a seqüência de resultados ao se lançar muitas vezes um dado. Neste caso particular trata-se de um PE de tempo discreto em que as $X(t)$ são variáveis aleatórias identicamente distribuídas e independentes.

As características que permitem distinguir entre PEs são a natureza do espaço de estados (espaço amostral de cada $X(t)$, com $t \in T$), a natureza do conjunto de índices T e as relações de dependência entre as variáveis aleatórias $X(t)$, que se derivam das distribuições conjuntas.

Conhecendo a hierarquia infinita de funções de densidade de probabilidades (FDPs) conjuntas correspondentes a n valores arbitrários da variável temporal $fn(x1, t1; x2, t2; \dots; xn, tn) \equiv fn(X(t1) = x1, \dots; X(tn) = xn)$, com $n = 1, 2, \dots$, o PE (seja discreto ou contínuo) fica completamente definido [A1-07].

A1.5 Cadeias e Processos de Markov

O processo de Markov é caracterizado pela falta de memória, em que os estados futuros do processo são dependentes apenas da história recente. O resultado de uma tentativa depende exclusivamente da saída imediatamente precedente. O processo de Markov é disto estacionário se a probabilidade de transição condicional é constante e, nessa situação, é chamado de homogêneo. Se esta probabilidade é função do tempo, então o processo é considerado não-estacionário e designado como não-Markoviano [A1-07]. Os processos de Markov podem ser discretos ou contínuos. Quando são discretos, são chamados de *cadeias de Markov*.

Estas duas características, falta de memória e estacionaridade, indicam que as técnicas de Markov são aplicáveis em sistemas que possam ser descritos por uma probabilidade caracterizada por uma taxa de risco constante.

Os componentes de um sistema podem ser adequadamente representados por um modelo a dois estados, operativo (disponível) ou falho (indisponível), como representado na Figura A1.03. A inclusão de estados intermediários de operação pode ser facilmente considerada através desta técnica.

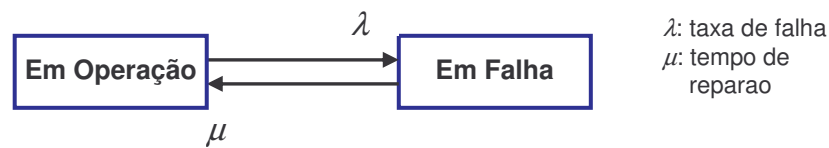


Figura A1.03 – Modelo de um componente reparável a dois estados

Considerando então as seguintes definições:

- *HD* (Horas Disponíveis): Total de horas no período considerado em que o equipamento permaneceu em condição de ser operado, estando ou não em serviço.
- *HI* (Horas Indisponíveis): Total de horas no período considerado em que o equipamento permaneceu em qualquer outra condição operativa, no caso do modelo a dois estados o equipamento está em estado de falha, estando sem condição de ser operado.
- *HP* (Horas do Período): Total de horas do período de observação considerado.
- P_{disp} : Probabilidade do estado disponível (adimensional).
- P_{indisp} : Probabilidade do estado indisponível (adimensional).
- f (Frequência de falha): É o número de transições entre os estados de falha (indisponível) e o sucesso (disponível) no período considerado.

A partir destas definições e considerando que durante o período de observação foram registradas um número de transições do estado (*Nte*) disponível para o estado indisponível, é possível calcular os parâmetros necessários ao modelo markoviano de dois estados: taxa de falha (λ) e taxa de reparo (μ). É importante notar que para o caso particular de um modelo a dois estados, e considerando um período longo de observação, o número de transições do estado disponível para o indisponível é idêntico ao número de transições no sentido inverso.

A taxa de transição entre os estados i e j de um modelo de Markov é dada pela expressão:

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{número de transições do estado } i \text{ para o estado } j}{\text{tempo de permanência no estado } i} \quad (\text{A1.07})$$

Assim, para o modelo a dois estados tem-se que as taxas de falha (λ) e de reparo (μ) são dadas, respectivamente, por:

$$\lambda = \frac{Nte}{HD} \cdot 8760 \quad (A1.08)$$

onde a unidade de λ é falhas/ano.

$$\mu = \frac{Nte}{HI} \cdot 8760 \quad (A1.09)$$

onde a unidade de μ é reparos/ano.

É comum a referência ao parâmetro tempo médio de reparo (TMR ou r), em lugar da taxa de reparo, calculado como o inverso desta, ou seja,

$$TMR = \frac{HI}{Nte} = \frac{1}{\mu} \quad (A1.10)$$

onde a unidade de TMR é horas.

Outros importantes índices mencionados na literatura são os seguintes, tempo médio para a falha, MTF ou m , e tempo médio entre falhas, MTBF:

$$MTF = \frac{1}{\lambda} \quad (A1.11)$$

onde a unidade de MTF é horas.

$$MTBF = m + r \quad (A1.12)$$

onde a unidade de MTBF é horas.

Com base nas informações do histórico operativo e nas definições apresentadas, é possível calcular outros indicadores associados ao equipamento em questão.

$$P_{disp} = \frac{HD}{HP} \times 100 \quad (A1.13)$$

$$P_{ind} = \frac{HI}{HP} \times 100 \quad (A1.14)$$

$$f = \frac{Nte}{HP} \times 8.760 \quad (A1.15)$$

onde a unidade de f é falhas/ano.

Considere o seguinte processo markoviano discreto de dois estados, representado pelo diagrama da Figura A1.04, em que a probabilidade de permanecer ou deixar um estado entre os estados em particular num finito período de tempo e as taxas de transições estão identificados.

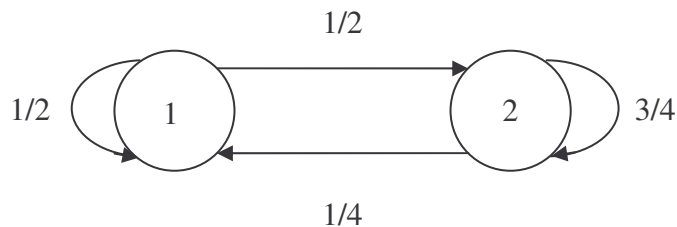


Figura A1.04 – Processo de Markov a dois estados

Este sistema é conhecido como um processo discreto à medida que o movimento entre os dois estados ocorre em passos discretos. No primeiro intervalo discreto, em que o processo pode permanecer no estado 1 com a probabilidade de $\frac{1}{2}$ e ou mover-se para o estado 2, com a probabilidade de $\frac{1}{2}$. Uma vez no estado 2, o sistema pode permanecer neste estado com a probabilidade de $\frac{3}{4}$ ou mover-se para o estado 1, com a probabilidade de $\frac{1}{4}$, durante no próximo tempo de intervalo discreto. O comportamento do processo é melhor compreendido através do diagrama seguir:

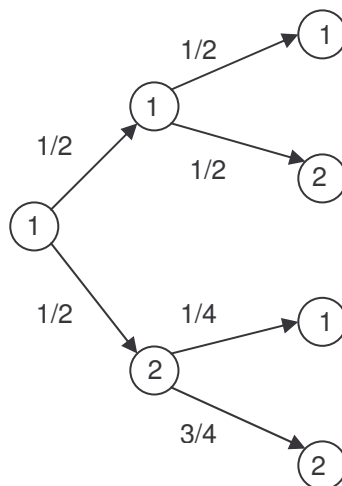


Figura A1.05 – Processo de Markov da Figura A1.04 após dois intervalos discretos

A probabilidade dos estados, isto é, a probabilidade de se ocupar um determinado estado depois de número finito de passos, são mostrados na Tabela a seguir:

Tabela A1.01 – Probabilidades de estado do Processo de Markov da Figura A1.04 após cinco intervalos discretos

Número do Passo	Probabilidades de Estado	
	Estado 1	Estado 2
1	0,500	0,500
2	0,375	0,625
3	0,344	0,656
4	0,336	0,664
5	0,334	0,666

O comportamento transiente do estado de probabilidade do sistema pode ser visto na Figura A1.06 a seguir:

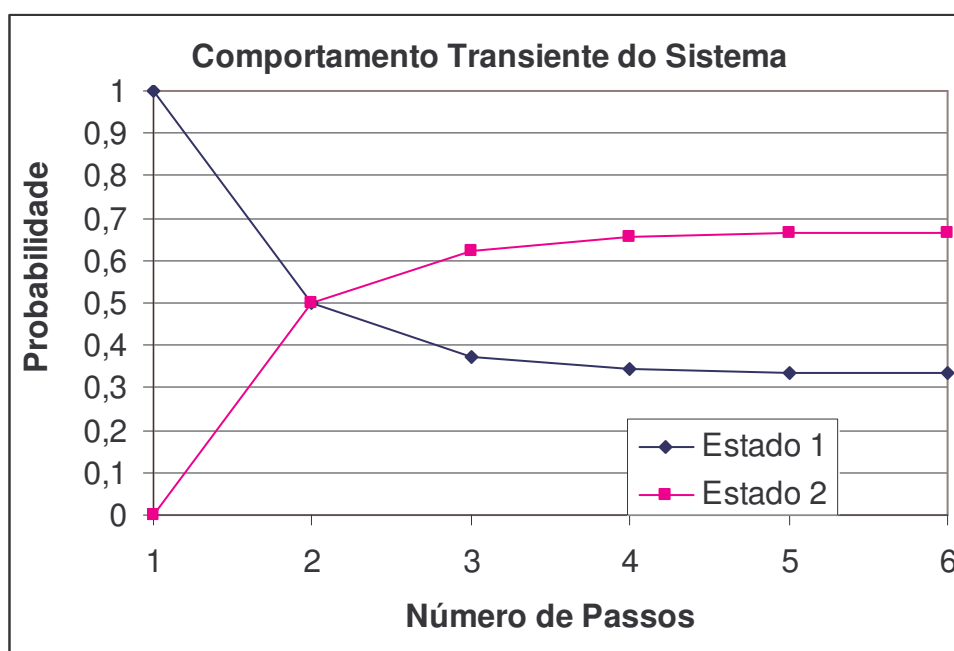


Figura A1.06 – Comportamento transiente do processo de Markov da Figura A1.04 após cinco intervalos discretos

No passo 0, a probabilidade do sistema se encontrar em um determinado estado é dado pelas condições iniciais e, à medida que os passos vão se sucedendo, o sistema converge para os mesmos valores. A taxa de convergência é dependente das probabilidades de transição de estado. Os valores limites são totalmente independentes das condições iniciais.

À medida que o número de passos cresce, o diagrama de árvore torna-se impraticável. A transição de um estado para outro em um simples passo é descrito pela matriz:

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/4 & 3/4 \end{bmatrix} \quad (\text{A1.16})$$

Na matriz, P_{11} é igual a $1/2$, isto é, a probabilidade de um determinado processo estar no estado 1 no início do intervalo n e permanecer nesse estado durante o intervalo. A mesma lógica pode ser aplicada a cada elemento da matriz P , que é conhecida como matriz de probabilidade de transição estocástica do sistema.

A matriz P^n é definida como a matriz em que o ij -ésima entrada é a probabilidade de um processo se encontrar no estado E_j após n passos após ter se iniciado no estado E_i .

$$P^2 = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_{11}P_{11} + P_{12}P_{21}) & (P_{11}P_{12} + P_{12}P_{22}) \\ (P_{21}P_{11} + P_{22}P_{21}) & (P_{21}P_{12} + P_{22}P_{22}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3/8 & 5/8 \\ 5/16 & 11/16 \end{bmatrix} \quad (\text{A1.17})$$

A probabilidade do sistema ocupar o estado 1 depois de 2 passos, dado que o sistema se iniciou no estado 1 é $3/8$ ou $0,375$ como mostrado na tabela anterior. Se o processo tivesse se iniciado no estado 2, a probabilidade de se estar no estado 1, depois de 2 passos, é $5/16$.

A matriz P é quadrada com elementos não negativos e a soma dos elementos de cada linha é sempre 1 e é chamada de *matriz estocástica*.

Um outro conceito importante é a matriz A , a matriz de intensidade de transição, formada pelas taxas de transição entre os estados do sistema, é definida como:

$$A = \begin{bmatrix} -q_1 & q_{12} & q_{13} & \dots \\ q_{21} & -q_2 & q_{23} & \dots \\ q_{31} & q_{32} & -q_3 & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix} \quad (\text{A1.18})$$

A soma dos elementos de cada linha da matriz é igual a zero. Para processos homogêneos de Markov, em que as taxas de transições são constantes ao longo do tempo, os elementos da diagonal principal são calculados da seguinte forma:

$$q_i = \sum_{i \neq j} q_{ij} \quad (\text{A1.19})$$

Para o exemplo da Figura A1.04, a matriz A é a seguinte:

$$A = \begin{bmatrix} -q_1 & q_{12} \\ q_{21} & -q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/2 & 1/2 \\ 1/4 & -1/4 \end{bmatrix} \quad (\text{A1.20})$$

Para processo de Markov homogêneos, também pode-se escrever:

$$0 = p^t \cdot A \quad (\text{A1.21})$$

Para a equação (A1.12), p é o vetor probabilidades. Como a soma dos elementos de cada linha de A é igual a 0, o determinante de A é zero e as equações do produto $p.A$ não são linearmente dependentes. Uma outra equação independente adicional é a que representa o somatório das probabilidades de vetor p , que deve ser igual a 1:

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (\text{A1.22})$$

As soluções conjuntas de (A1.12) e (A1.13) fornecem as probabilidades de longo prazo de p_i [A1-01].

A1.6 Componentes Reparáveis e Manutenção Preventiva

Os componentes que são reparados devido a falhas freqüentemente são submetidos à manutenção preventiva periódica. A expectativa após a manutenção é o aumento do tempo médio entre falhas. O modelo markoviano de três estados apresentado na Figura A1.07, representa o comportamento no longo prazo de um componente reparável que sofre manutenção preventiva.

Os três estados são os seguintes: normal, manutenção e reparo e as possíveis transições entre os mesmos são indicados no diagrama da Figura A1.07. Nenhuma falha pode ocorrer durante a manutenção, e a manutenção não se inicia durante um reparo. Assume-se que as transições entre os estados são constantes ($\lambda, \mu, \lambda_M, \mu_M$) [2-01]:



Figura A1.07 – Modelo de Markov para um componente a três estados: em operação normal, em manutenção e em reparo

Nesse modelo anterior, λ é a taxa de falha, μ é o tempo de reparo, λ_M é a taxa de manutenção e μ_M é o tempo de manutenção.

A1.7 Estruturas Monotônicas

Considere um sistema com as seguintes propriedades [2-01]:

1. Cada componente do sistema tem dois estados, em operação ou em falha.
2. O sistema também só pode assumir dois estados, em operação ou em falha.
3. A operação do sistema ocorre somente quando todos os componentes estão em operação.
4. O sistema está no estado de falha quando todos os componentes falharam.
5. O reparo de um componente em operação não pode causar a falha do sistema.

Os sistemas que atendem as condições 1 e 2 são chamados de *estruturas*. Se as condições 3, 4 e 5 são também satisfeitas, a estrutura é chamada de *monotônica*. Os sistemas que têm estrutura monotônica podem ser representados por diagramas lógicos e, portanto, ter sua confiabilidade calculada através de uma metodologia relativamente simples.

Considerando um sistema com estrutura monotônica, x_i denota o evento em que o componente i está operando e \bar{x}_i que não está operando. Da mesma forma, s denota que o sistema está operando e \bar{s} , que não está operando. Se s (ou \bar{s}) pode ser derivado de x_i (ou \bar{x}_i), através de repetidas operações “e” e “ou” (intersecções e uniões de sucesso ou falha de eventos), a estrutura é chamada, por razões descritas a seguir, *série-paralelo*. Estruturas monotônicas, que não são estruturas série-paralelo, são modeladas através de outras técnicas, como a de mínimo corte.

A1.7.1 Estruturas Série-Paralelo

Estruturas série ocorrem quando a falha de qualquer componente do sistema leva à falha do sistema. Assim, para o sistema de dois componentes da Figura A1.08.a, pode-se se escrever as equações (A1.24). Na primeira das expressões, para que s ocorra (sucesso do sistema, ou seja, o sistema em operação), é necessária a intersecção dos eventos x_1 e x_2 . A expressão seguinte envolve a união dos eventos, ou seja, para \bar{s} (falha do sistema, isto é, a falha de um dos componentes), um dos eventos \bar{x}_1 ou \bar{x}_2 deve ocorrer.

$$s \equiv x_1 \cap x_2, \quad \bar{s} \equiv \bar{x}_1 \cup \bar{x}_2 \quad (\text{A1.23})$$

Um sistema está em paralelo quando é necessária a falha de todos os componentes para que ocorra a falha do sistema, ou seja, o sistema está operando enquanto um dos componentes estiver em operação. Para dois componentes, 1 e 2, em paralelo, conforme Figura A1.08.b,

$$s \equiv x_1 \cup x_2, \quad \bar{s} \equiv \bar{x}_1 \cap \bar{x}_2 \quad (\text{A1.24})$$

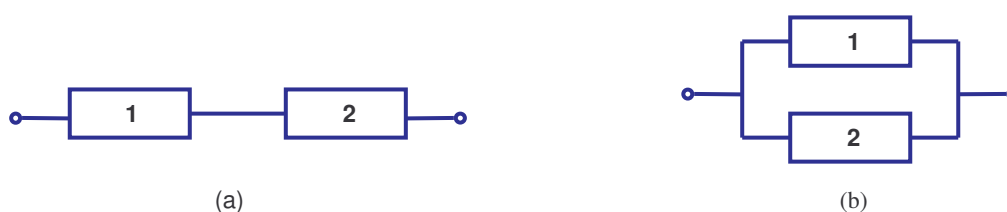


Figura A1.08 – Diagramas lógicos básicos: a) conexão série; b) conexão paralelo

Estruturas mais complexas podem ser formadas a partir de composição de estruturas série-paralelo, com blocos em série e outros em paralelo. Expressões para s e \bar{s} podem ser repetidamente desenvolvidas aplicando as operações adequadas. Por exemplo, para o sistema ilustrado na Figura A1.09, as expressões para s e \bar{s} podem ser escritas por:

$$s \equiv x_1 \cap (x_2 \cup x_3), \quad \bar{s} \equiv \bar{x}_1 \cup (\bar{x}_2 \cap \bar{x}_3) \quad (\text{A1.25})$$

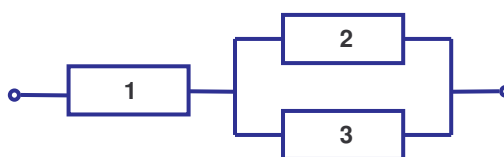


Figura A1.09 – Diagrama série-paralelo

A1.7.2 A Confiabilidade de Estruturas Série-Paralelo

As estruturas série-paralelo podem ser descritas através dos eventos s (sistema em operação) ou \bar{s} (sistema em falha), em termos dos estados de x_i ou \bar{x}_i dos vários componentes. A medida da confiabilidade do sistema é dada pela probabilidade do sistema estar em operação, P_w . Claramente, $P_w = P[s]$.

As probabilidades $P[s]$ ou $P[\bar{s}]$ são computadas através da quantificação das funções de probabilidades de s e \bar{s} , em termos de x_i ou \bar{x}_i . Nesta quantificação, algumas regras simples devem ser lembradas:

$$P[\bar{x}] = 1 - P[x] \quad (\text{A1.26})$$

$$P[x_1 \cap x_2] = P[x_1].P[x_2 | x_1] \quad (\text{A1.27})$$

$$P[x_1 \cup x_2] = P[x_1] + P[x_2] - P[x_1 \cap x_2] \quad (\text{A1.28})$$

Se x_1 e x_2 são independentes, as expressões A1.20 e A2.21 ficam mais simples:

$$P[x_1 \cap x_2] = P[x_1].P[x_2] \quad (\text{A1.29})$$

$$P[x_1 \cup x_2] = P[x_1] + P[x_2] - P[x_1].P[x_2] \quad (\text{A1.30})$$

A probabilidade de sucesso P_w para n componentes independentes em série é dada por:

$$P_w = P[x_1 \cap x_2 \cap \dots \cap x_n] = P[x_1].P[x_2] \dots P[x_n] \quad (\text{A1.31})$$

Se os componentes são não-reparáveis:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (\text{A1.32})$$

R_s é o índice de confiabilidade do sistema.

No caso de um sistema composto de n componentes associados em paralelo, a confiabilidade é expressa por:

$$P_F = P[\bar{x}_1 \cap \bar{x}_2 \cap \dots \cap \bar{x}_n] = \prod_{i=1}^n P_i \quad (\text{A1.33})$$

Se os componentes são não-reparáveis:

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (\text{A1.34})$$

Através das equações A1.32 e A1.34 é possível verificar que a confiabilidade do sistema piora quanto mais componentes em série existem e melhora no caso de mais componentes em paralelo.

Alguns sistemas podem possuir uma modelagem mista, conforme ilustrado na Figura A1.10, a seguir. Nesses casos, é possível utilizar os princípios básicos de sistemas série e paralelo aplicando-se reduções sucessivas no sistema original.

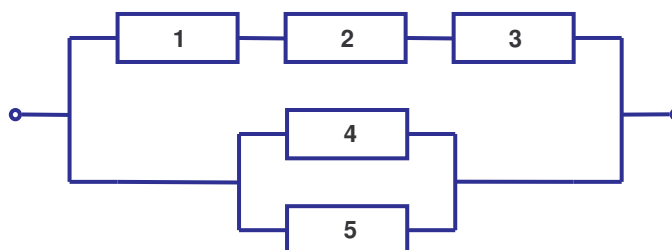


Figura A1.10 – Sistema misto série-paralelo

A1.7.3 Sistemas Complexos

Nem todos os sistemas podem ser representados, ou reduzidos, por simples modelos série e/ou paralelo, porque possuem configurações mais complexas, exigindo, assim, técnicas diferenciadas para avaliação de confiabilidade..

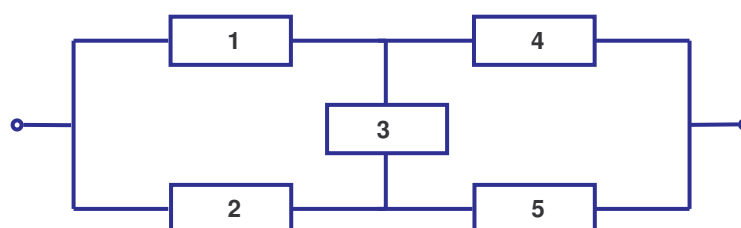


Figura A1.11 – Sistemas complexos

Existe um conjunto de técnicas disponíveis para avaliação de sistemas deste tipo, entre os quais podem-se citar: Técnica da Probabilidade Condicional (teoria Bayseana), Conjunto de Corte Mínimo, Método dos Passos Mínimos e a Árvore de Eventos.

A1.8 Sumário

Este Apêndice apresentou inicialmente os conceitos básicos e definições de confiabilidade de sistemas em que os componentes podem ser reparáveis ou não-reparáveis. A confiabilidade de um equipamento reparável pode ser descrita por um índice simples, como a confiabilidade R , indicando a probabilidade do componente desempenhar sua função por um determinado período de tempo. A confiabilidade de um componente

também pode ser descrita através de uma função, a taxa de risco $h(t)$, ou pela função confiabilidade $R(t)$.

Normalmente, o histórico da vida de um componente pode ser modelado através de cadeias de Markov, uma vez que as transições entre os estados são consideradas constantes e os estados futuros são independentes de todos os estados passados, exceto aquele imediatamente precedente. Adicionalmente, foram mostradas como são calculados as taxas de transição para o cálculo de índices de confiabilidade, a taxa de falha (λ) e a taxa de reparo (μ).

As associações dos componentes em um sistema podem ser em série, em paralelo, combinações série-paralelo e complexas, em que é possível se determinar os índices de “sucesso” ou “falha” do sistema, ou seja, a confiabilidade, através de ponderações adequadas das probabilidades individuais dos estados dos componentes.

A1.9 Referências Bibliográficas

- [A1-01] ENDRENYI, J. *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons - 1978
- [A1-02] BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Books, 1984.
- [A1-03] http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Bathtub_curve.jpg
- [A1-04] LEAL, H. N. *Riscos do Sistema Interligado Nacional*. Florianópolis, 2004.
- [A1-05] http://en.wikipedia.org/wiki/Markov_chain
- [A1-06] http://en.wikipedia.org/wiki/Finite_state_machine
- [A1-07] Soares, José Francisco *Introdução à Estatística*. Editora LTC, 1991.

APÊNDICE A2 – AVALIAÇÃO DE DÉFICIT DE GERAÇÃO CONSIDERANDO FALHAS EM UNIDADES DE GERAÇÃO

A2.1 Introdução

Foi demonstrado no Capítulo 3 que falhas de unidades geradoras não levam o sistema sob análise a cortes de carga devido ao déficit de geração, mesmo considerando condições energéticas críticas.

Assim, para se dirimir dúvidas sobre como essa questão é abordada pelo modelo NH2, é proposto este Apêndice, que analisa um sistema simples composto por três barras e que considera apenas falhas em unidades geradoras, de modo a forçar o aparecimento do modo de falha déficit de geração.

A2.2 Sistema Elétrico Composto Por Três Barras

Para a análise do déficit de geração, é proposto o seguinte sistema:

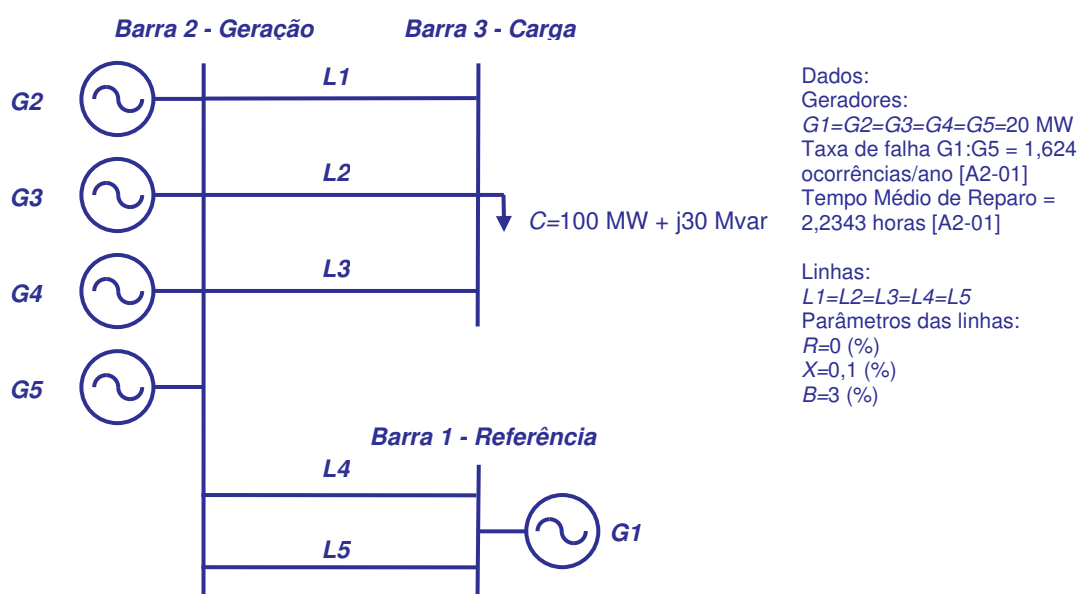


Figura A2.01 – Sistema elétrico composto por três barras

Para o sistema elétrico mostrado na Figura A2.1, a barra 1 é a de referência, a barra 2 exclusivamente de geração e barra 3 exclusivamente de carga. Considerou-se que

as linhas L1 a L5 têm capacidade de transmissão ilimitada. A carga é constante e igual a 100 MW + j30 Mvar. Uma rápida análise sobre esse sistema permite concluir que a falha de apenas uma unidade de geração provocará o aparecimento do modo de falha déficit de geração.

A2.3 Resultados da Análise de Confiabilidade

Para o sistema elétrico mostrado na Figura A2.1, considerando-se apenas falhas em unidades geradoras até a terceira ordem, ou seja, permitem-se falhas de até três unidades geradoras simultaneamente, os resultados obtidos através do método de enumeração de estados do modelo NH2, foram os seguintes:

Tabela A2.1 – Índices de Confiabilidade para o sistema elétrico da Figura A2.1

ÍNDICE	VALOR
PPC (%)	0,2068
EENS (MWh/ano)	362,82
FPC (oc/ano)	8,1032
EPC (h/ano)	18,12
EPNS (MW)	0,0414
DPC (h/ano)	2,2362
SEV (min x sistema)	217,6938
Eficiência Medidas Corretivas (%)	0
% ESPAÇO ESTADOS	100
TEMPO PROCESSAMENTO (segundos)	0,11
Nº CONT. AVALIADAS	4
Nº CONT. C/ Problemas	4
Nº CONT. C/ CORTE	4
Violações: Déficit – Probabilidade (%)	0,2068492
Déficit - % Total das violações	100

A2.4 Análise dos Resultados

Foram identificados quatro tipos de contingências que apresentaram déficit: 1) contingência simples de G1; 2) contingência simples de cada uma das unidades G2 a G4; 3) combinação de contingência dupla de G1 com um outro gerador G2 a G4; 3) combinação de contingência dupla dos geradores G2 a G4. Contingências de 3ª ordem foram inferiores à precisão da probabilidade solicitada (1.10^{-9})

Em nenhuma das contingências descritas ocorreu violação de tensão e/ou carregamento. Assim, todas as violações foram devidas ao déficit de geração.

As medidas corretivas foram ineficazes, uma vez que somente a possibilidade de redespacho de potência seria capaz eliminar o déficit. Como até mesmo a barra de referência foi limitada em 20 MW, não havia de onde extrair a energia necessária para se eliminar a violação.

Assim, através dos resultados apresentados pela Tabela A2.1 é possível supor que o modelo NH2 permite, em princípio, uma avaliação correta quanto à questão do déficit de geração causado pela insuficiência de capacidade geradora no sistema.

A2.5 Conclusão

O exemplo simplificado apresentado por este Apêndice permitiu, em princípio, concluir que o modelo NH2 consegue identificar a questão do déficit de geração em um sistema devido à carência de geração e à impossibilidade do resdespacho de potência.

Adicionalmente, é possível concluir que os resultados apresentados pelo Capítulo 3 também são coerentes ao não identificar o déficit de geração do sistema sob análise, mesmo quando se considera a perda de grandes blocos de geração, uma vez que o SIN é suficientemente robusto para suportar contingências dessa natureza.

A2.6 Referências Bibliográficas

- [A2-01] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão, Volume I, Julho, 2006.

ANEXO AX1 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS ANÁLISES DE CONFIABILIDADE PROPOSTAS NOS CAPÍTULOS 4, 5 E 6

AX1.1 Introdução

Este Anexo contém os resultados obtidos através das simulações das análises de confiabilidade propostas nos Capítulos 4 e 5 e 6.

AX1.2 Resultados do Capítulo 4

As Tabelas AX1.01 a AX1.06 mostram os resultados obtidos para as simulações propostas pela Tabela 4.06, Seção 4.3.

As Tabelas AX1.01 a AX1.03 apresentam os resultados dos casos 1 a 11 para os patamares de carga pesada, média e leve, referentes a 2007. A Tabela AX1.04 apresenta os resultados dos casos 2, 5, 6, 7 e 11, patamares de carga pesada, média e leve, referentes a 2008 e a Tabela AX1.05 tem a mesma estrutura da Tabela AX1.04, mas para 2009. A Tabela AX1.06 apresenta os resultados referentes à desagregação por tipo de elemento de transmissão, que considera:

- Tipo 1: somente linhas de transmissão de 500 kV.
- Tipo 2: somente transformadores de malha 500/230 kV.
- Tipo 3: somente linhas de transmissão de 230 kV
- Tipo 4: somente transformadores de fronteira 230/138 e 230/69 kV.

Os resultados obtidos mostrados nas Tabelas AX1.01 a AX1.06 são os seguintes:

- Índices de corte de carga para cada caso proposto (PPC, EENS, EPNS, SEV, etc.);
- Percentual do espaço de estados analisado;
- Eficiência das medidas corretivas;
- Tempo de processamento;
- Número de contingências processadas, com violações, com corte de carga e as retiradas da estatística devido ao problema de convergência numérica;

- As probabilidades e percentuais dos tipos de violações: fluxo, tensão, ilhamento, ou ainda, composição desses.

AX1.3 Resultados do Capítulo 5

As Tabelas AX1.07 a AX1.12 mostram os resultados obtidos para as simulações propostas pela Tabela 5.03, Seção 5.3.

As Tabelas AX1.07 a AX1.09 apresentam os resultados dos casos 1 a 10 para os patamares de carga pesada, média e leve, referentes a 2007. A Tabela AX1.10 apresenta os resultados dos casos 4, 6, 7 e 8, patamares de carga pesada, média e leve, referentes a 2008 e a Tabela AX1.11 tem a mesma estrutura da Tabela 5.07, mas para 2009. A Tabela AX1.12 apresenta os resultados referentes à desagregação por tipo de elemento de transmissão, que considera:

- Tipo 1: somente linhas de 138 kV.
- Tipo 2: somente transformadores 138/69 kV.
- Tipo 3: somente linhas de 69 kV.

Os resultados obtidos mostrados nas Tabelas AX1.07 a AX1.12 são os seguintes:

- Índices de corte de carga para cada caso proposto (PPC, EENS, EPNS, SEV, etc.);
- Percentual do espaço de estados analisado;
- Eficiência das medidas corretivas;
- Tempo de processamento;
- Número de contingências processadas, com violações, com corte de carga e as retiradas da estatística devido ao problema de convergência numérica;

As probabilidades e percentuais dos tipos de violações: fluxo, tensão, ilhamento, ou ainda, composição desses.

AX1.4 Resultados do Capítulo 6

A seguir são apresentados os resultados obtidos para as grandezas monitoradas, indicadas na Tabela 6.01, para as simulações propostas na Tabela 6.03, Seção 6.5, referente à de tensão, carregamento, e funções d.d.p. e f.d.a. das variáveis monitoradas.

Todos esses resultados, informados através das Tabelas AX 1.13 a AX1.15, levam em consideração contingências simples de todas as linhas de 69, 138 e 230 kV e transformadores de malha e de fronteira do sistema elétrico que atendem o Estado do Paraná, para o patamar de carga média dos anos de 2007 e 2009.

Tabela AX1.01 – Carga Pesada 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão

Índices	S I M U L A Ç Õ E S											
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11	
PPC (%)	1,3481	0,132	1,4426	0,15117	0,02212	1,4516	0,4015	0,0232	0,0216	0,0210	0,01611	
EENS (MWh/ano)	8272,9	62,75	8920,3	90,69	61,15	759,4	1147,8	62,06	59,68	60,74	45,77	
FPC (oc/ano)	9,9075	2,851	10,7788	3,404	0,8464	23,204	10,8914	0,8785	0,8290	0,8438	1,0486	
EPC (h/ano)	118,0970	11,628	126,3755	13,242	1,9376	127,16	35,171	2,0323	1,8973	1,936	1,41119	
EPNS (MW)	0,9444	0,0072	1,0183	0,0104	0,007	0,0867	0,1310	0,0072	0,0068	0,0069	0,0052	
DPC (h/ano)	11,9199	4,0784	11,7245	3,8899	2,2891	5,4802	3,229	2,3134	2,2887	2,2943	1,3465	
SEV (min x sistema)	126,61	0,9604	136,5181	1,3879	0,9358	11,4531	17,527	0,9498	0,9133	0,9296	0,7005	
Eficiência Medidas Corret. (%)	6,59	51,61	6,44	50,35	92,74	41,35	3,16	98,49	93,97	94,28	95,21	
% ESPAÇO ESTADOS	99,73	99,73	99,99	99,99	99,99	99,60	99,73	-	9,84	-	99,98	
TEMPO PROCESSAMENTO	20,39s	10,34s	31m55s	11m53s	4m9s	36,88s	19,59	3h11m56s	5m17s	5h11m4s	4m13s	
Nº CONT. AVALIADAS	124	124	7328	7333	7338	122	122	2.000.000	8755	2.000.000	7289	
Nº CONT. C/ Problemas	22	10	2330	1174	1179	43	12	30.690	1287	7722	1156	
Nº CONT. C/ CORTE	18	6	2029	716	315	25	10	464	342	442	303	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	0	0	10	5	0	2	2	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0	0	0,00094	0,000118	0	0,1277	0,1278	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,02277	0,02277	0,0243	0,02463	0,02463	0,02277	0,02277	0,0259	0,02414	0,024	0,017866
	Fluxo (%)	1,0965	0,000048	1,162	0,00229	0,00232	0,00848	0,1546	1,1541	0,063	0,087	0,00242
	Tensão (%)	0,13544	0,25148	0,1460	0,275267	0,27527	2,4188	0,2286	0,147	0,269	0,2712	0,1328
	Ten +Fluxo (%)	0,18850	0	0,2090	0,002159	0,002193	0,025	0,00848	0,206	0,000102	0,000150	0,000147
	Ten+Ilha (%)	0	0	0,000089	0,0001181	0,0001182	0	0	0	0,000102	0,000150	0,000147
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0	0,000450	0	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	1,58	8,30	1,58	8,09	8,09	0,92	5,49	1,69	6,73	6,37	5,31
	Fluxo (% Tot)	75,98	0,02	75,36	0,75	0,76	0,34	37,30	75,21	17,76	22,55	0,72
	Tensão (% Tot.)	9,38	91,68	9,47	90,40	90,37	97,73	55,15	9,64	74,94	70,23	93,02
	Ten+Fluxo (% Tot.)	13,06	0	13,56	0,71	0,72	1,01	2,05	13,43	0,52	0,80	0,88
	Ten+Ilha (% Tot.)	0	0	0,01	0,04	0,04	0	0	0	0,03	0,04	0,04
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0	0	0

Tabela AX1.02 – Carga Média 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão

Índices	S I M U L A Ç Õ E S											
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11	
PPC (%)	0,699	0,13767	0,7491	0,15031	0,02242	-	0,5161	0,02375	0,02192	0,02245	0,01635	
EENS (MWh/ano)	4297,65	215,30	4614,5	237,84	157,54	-	2080	162,58	154,15	156,75	115,08	
FPC (oc/ano)	9,6471	5,6045	10,3772	6,0287	0,8665	-	15,6139	0,9408	0,8462	0,8705	1,0711	
EPC (h/ano)	61,236	12,0595	65,6237	13,1667	1,9647	-	45,2146	2,0805	1,9206	1,9666	1,433	
EPNS (MW)	0,496	0,0246	0,5268	0,0272	0,0180	-	0,2375	0,0186	0,0176	0,0179	0,0131	
DPC (h/ano)	6,3477	2,1517	6,3239	2,1840	2,2675	-	2,8958	2,2115	2,2697	2,2591	1,3378	
SEV (min x sistema)	76,0781	3,8112	81,687	4,210	2,7887	-	36,8019	2,8780	2,7288	2,7747	2,0371	
Eficiência Medidas Corret. (%)	0,36	7,39	0,43	7,61	86,27	-	2,08	96,86	88,45	89,22	86,63	
% ESPAÇO ESTADOS	99,73	99,73	99,98	99,98	99,99	-	99,72	-	99,84	-	99,98	
TEMPO PROCESSAMENTO	15,85s	11,17s	21m50s	11m0s	4m27s	-	22s	3h12m31s	5m44s	5h10m14s	4m41s	
Nº CONT. AVALIADAS	123	123	7305	7315	7338	-	122	2.000.000	8755	2.000.000	7289	
Nº CONT. C/ Problemas	13	8	1462	901	918	-	14	15116	1009	4164	894	
Nº CONT. C/ CORTE	12	6	1327	667	324	-	12	475	351	449	312	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	1	1	33	23	0	-	2	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0,000191	0,000191	0,002588	0,004486	0	-	0,14095	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,000191	0,000191	0,002588	0,004486	0	-	0,14095	0	0	0	
	Fluxo (%)	0,022584	0,02258	0,0243	0,02444	0,02463	-	0,02277	0,0262	0,02414	0,02465	0,01788
	Tensão (%)	0,56478	0,01188	0,6044	0,01502	0,01505	-	0,21205	0,60615	0,01449	0,01675	0,01522
	Ten+Fluxo (%)	0,10569	0,11417	0,11323	0,12269	0,12274	-	0,29230	0,11130	0,1503	0,16565	0,088377
	Ten+Ilha (%)	0,00848	0	0,00115	0,000449	0,000449	-	0	0,01135	0,000386	0,000650	0,000434
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0,000111	-	0	0	0,00096	0,02	0,000125
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	
	Fluxo (% Tot)	3,22	15,19	3,23	15,02	15,08	-	4,32	3,47	12,72	11,84	14,62
	Tensão (% Tot.)	80,51	7,99	80,34	9,24	9,22	-	40,23	80,20	7,64	8,05	12,45
	Ten+Fluxo (% Tot.)	15,07	76,81	15,05	75,42	75,13	-	55,45	14,73	79,21	79,56	72,24
	Ten+Ilha (% Tot.)	1,21	0	1,35	0,28	0,27	-	0	1,50	0,20	0,31	0,36
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0,07	-	0	0	0,05	0,05	0,10
	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	

Tabela AX1.03 – Carga Leve 2007 – Índices de Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão

Índices		S I M U L A Ç Õ E S										
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11
PPC (%)		0,3034	0,08602	0,32565	0,0927	0,02119	-	-	0,0232	0,02192	0,0221	0,01611
EENS (MWh/ano)		385,79	169,18	416,81	183,90	156,36	-	-	160,99	155,03	155,50	113,82
FPC (oc/ano)		4,9206	3,2966	5,2812	3,5513	0,8464	-	-	0,8785	0,8392	0,8448	1,0486
EPC (h/ano)		26,579	7,536	28,5266	8,1225	1,9376	-	-	2,0323	1,9209	1,9360	1,4119
EPNS (MW)		0,0440	0,0193	0,0476	0,0210	0,0178	-	-	0,0184	0,0177	0,0178	0,013
DPC (h/ano)		5,4016	2,2860	5,4015	2,2872	2,2891	-	-	2,3134	2,2889	2,2916	1,3465
SEV (min x sistema)		10,783	4,7288	11,6503	5,1401	4,3705	-	-	4,4999	4,3334	4,3464	3,1815
Eficiência Medidas Corret. (%)		12,27	33,03	12,21	32,84	83,99	-	-	93,79	98,11	98,14	83,82
% ESPAÇO ESTADOS		99,73	99,73	99,98	99,99	99,99	-	-	-	99,95	-	99,98
TEMPO PROCESSAMENTO		10s	10s	13m33s	7m57s	3m46s	-	-	3h5m58s	4m33s	4h19m	3m46s
Nº CONT. AVALIADAS		124	124	7332	7334	7338	-	-	2.000.000	8767	2.000.000	7289
Nº CONT. C/ Problemas		9	6	1005	661	665	-	-	7473	966	23737	642
Nº CONT. C/ CORTE		7	4	783	433	315	-	-	464	346	442	303
CONT. RETIRADAS ESTAT.		0	0	6	4	0	-	-	0	0	0	0
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.		0	0	0,000212	0,000311	0	-	-	0	0	0	0
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,02277	0,02277	0,0247	0,0247	0,0247	-	-	0,0263	0,02431	0,0246	0,01801
	Fluxo (%)	0,144927	0	0,15538	0,0	0	-	-	0,15795	0	0	0,0
	Tensão (%)	0,178153	0,10569	0,19047	0,11329	0,11333	-	-	0,18895	1,1385	1162	0,08153
	Ten+Fluxo (%)	0	0	0,000329	0	0	-	-	0,00030	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0	0	0	0	0	-	-	0	0,000241	0,0002	0,0000110
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	-	-	0,00010		0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	6,59	17,73	6,66	17,92	17,91	-	-	7,04	2,09	2,07	18,09
	Fluxo (% Tot)	41,90	0	41,89	0,0	0	-	-	42,27	0	0,0	0,0
	Tensão (% Tot.)	51,51	82,27	51,35	82,06	82,03	-	-	50,57	97,88	97,91	81,86
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0,09	0	0	-	-	0,08	0	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	-	-	0	0,02	0,02	0,01
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	-	-	0,03	0	0	0

Tabela AX1.04 – Ano: 2008 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Carga do Sistema: Pesada: 4.083 MW; Média: 3.523 MW; Leve: 2.235 MW

Índices	S I M U L A Ç Õ E S													
	CARGA PESADA					CARGA MÉDIA					CARGA LEVE			
	Caso 2	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 11	Caso 2	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 11	Caso 2	Caso 5	Caso 11	
PPC (%)	1,1922	0,02205	0,5915	0,6659	0,01601	0,13744	0,02142	0,11357	0,61331	0,016069	0,12563	0,02123	0,01605	
EENS (MWh/ano)	451,77	60,46	344,77	3750,7	44,58	197,24	156,24	230,94	2247,76	113,26	209,55	155,80	112,56	
FPC (oc/ano)	24,581	0,8453	15,378	5,3748	1,0470	5,5949	0,853	5,1242	11,2531	1,0541	4,8143	0,8505	1,0515	
EPC (h/ano)	104,4358	1,9321	51,8173	58,3408	1,4029	12,0395	1,9397	9,9484	53,7257	1,4076	11,0055	1,938	1,4059	
EPNS (MW)	0,0516	0,0069	0,0394	0,4282	0,0051	0,0225	0,0178	0,0264	0,2566	0,0129	0,0239	0,0178	0,0128	
DPC (h/ano)	4,2486	2,2856	3,3695	10,8546	1,340	2,1519	2,2738	1,9414	4,7743	1,3354	2,2860	2,2787	1,3371	
SEV (min x sistema)	6,6388	0,8884	5,0157	54,947	0,6551	3,358	2,6602	3,8674	38,1991	1,9285	5,6235	4,1810	3,0207	
Eficiência Medidas Corret. (%)	29,59	98,79	67,77	0,37	99,16	1,78	85,58	27,15	1,13	86,03	1,94	84,0	83,89	
% ESPAÇO ESTADOS	99,72	99,98	99,50	99,71	99,98	99,69	99,98	99,60	99,67	99,98	99,71	99,98	99,98	
TEMPO PROCESSAMENTO	26,61s	4m48s	57s	20s	4m39s	16s	6m59s	18s	30s	6m57s	6s	4m6s	4m3s	
Nº CONT. AVALIADAS	129	8076	123	128	8028	128	8076	128	126	8028	130	8076	8028	
Nº CONT. C/ Problemas	32	3670	33	11	3645	7	842	8	12	819	6	695	672	
Nº CONT. C/ CORTE	19	327	14	10	315	6	330	6	10	318	5	329	317	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	1	0	7	2	0	2	0	2	4	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0,000048	0	0,2337	0,345638	0	0,026495	0	0,345541	0,381772	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,022714	0,02428	0,02271	0,02271	0,017606	0,02271	0,02465	0,022714	0,02271	0,01789	0,022714	0,0246	0,01789
	Fluxo (%)	0	0,002437	0	0,60592	0,002497	0,011803	0,01524	0,027769	0,48767	0,015403	0	0,05645	0,000096
	Tensão (%)	1,5259	1,6352	1,652	0,03983	1,6907	0,105406	0,11339	0,10540	0,109901	0,08158	0,105406	0,11334	0,08155
	Ten+Fluxo (%)	0,144537	0,00005	0,16050	0	0,20482	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	1,34	1,34	1,24	3,40	0,92	16,23	16,06	14,57	3,66	15,56	17,73	17,83	17,96
	Fluxo (% Tot)	0	0,13	0	90,64	0,13	8,44	9,93	17,81	78,62	13,39	0	0,04	0,10
	Tensão (% Tot.)	90,12	89,93	90,02	5,96	88,24	75,33	73,87	67,62	17,72	70,93	82,27	82,0	81,84
	Ten+Fluxo (% Tot.)	8,54	8,58	8,75	0	10,69	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela AX1.05 – Ano: 2009 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Carga do Sistema: Pesada: 4.234 MW; Média: 3.657 MW; Leve: 2.303 MW

Índices		S I M U L A Ç Õ E S												
		CARGA PESADA					CARGA MÉDIA					CARGA LEVE		
		Caso 2	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 11	Caso 2	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 11	Caso 2	Caso 5	Caso 11
PPC (%)		0,020138	0,02009	0,02007	0,031789	0,01430	0,26647	0,02058	0,03181	-	0,016018	0,05965	0,02204	0,016001
EENS (MWh/ano)		54,07	54,01	53,97	57,86	38,46	223,70	155,72	146,45	-	113,0	147,42	155,37	112,33
FPC (oc/ano)		0,7717	0,7699	0,7693	1,5439	0,9460	3,8945	0,847	1,5452	-	1,0483	2,2861	0,8448	1,0461
EPC (h/ano)		1,7641	1,7599	1,7585	2,7847	1,2531	23,343	1,932	2,7869	-	1,4032	5,2260	1,9310	1,4017
EPNS (MW)		0,0062	0,0062	0,0062	0,0066	0,0044	0,0255	0,0178	0,0167	-	0,0129	0,0168	0,0177	0,0128
DPC (h/ano)		2,2860	2,2860	2,2860	1,8036	1,3246	5,9938	2,2812	1,8036	-	1,3385	2,2860	2,2856	1,3399
SEV (min x sistema)		0,7662	0,7654	0,7561	0,8174	0,5450	3,670	2,5547	2,3646	-	1,8539	3,8397	4,067	2,9257
Eficiência Medidas Corret. (%)		10,92	92,28	10,95	7,20	96,20	0,92	92,43	7,20	-	95,44	3,98	67,50	67,40
% ESPAÇO ESTADOS		99,42	99,66	99,35	99,30	99,57	99,66	99,98	99,55	-	99,98	99,66	99,98	99,98
TEMPO PROCESSAMENTO		26s	6,0 s	23s	29s	6s	21s	5m19s	26s	-	5m32s	6s	4m31s	4m45s
Nº CONT. AVALIADAS		133	136	133	132	136	136	8856	133	-	9207	136	8856	9207
Nº CONT. C/ Problemas		5	10	4	5	12	11	1195	5	-	1211	5	604	598
Nº CONT. C/ CORTE		4	3	3	4	3	10	342	4	-	337	4	342	337
CONT. RETIRADAS ESTAT.		3	0	3	4	0	0	0	3	-	0	0	0	0
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.		0,1111	0	0,22212	0,33319	0	0	0	0,2222	-	0	0	0	0
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,00256	0,02256	0,02254	0,02254	0,01606	0,02256	0,02458	0,00265	-	0,01786	0,02256	0,02464	0,01793
	Fluxo (%)	0	0,000096	0	0,01171	0,000068	0,24638	0,26650	0,01172	-	0,33335	0,0	0,000056	0,000095
	Tensão (%)	0,000048	0,23745	0	0	0,36058	0	0,0	0	-	0	0,03956	0,04303	0,031003
	Ten+Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0	0,	0	-	0	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0,	0,01990	-	0	0	0	0
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0,000075	0	-	0	0	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	99,79	8,67	100	65,8	4,26	8,39	8,44	7,76	-	5,08	36,31	36,34	36,53
	Fluxo (% Tot)	0	0,04	0	34,2	0,02	91,61	91,49	34,20	-	94,86	0	0,08	0,20
	Tensão (% Tot.)	0,21	91,29	0	0	95,72	0	0	0	-	0	63,69	63,44	63,16
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	58,05	-	0	0	0	0
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0,03	0	-	0	0	0	0

Tabela AX1.06 – Carga Média – Ano: 2007, 2008 e 2009 – Índices de Confiabilidade da Transmissão – Desagregação por tipo de elemento da transmissão

Índices	S I M U L A Ç Õ E S												
	CARGA MÉDIA – 2007				CARGA MÉDIA – 2008				CARGA MÉDIA – 2009				
	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 4	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 4	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 4	
PPC (%)	0	0	0,02794	0,000226	0	0	0,02068	0,000169	0	0	0,02048	0,000168	
EENS (MWh/ano)	0	0	146,56	1,89	0	0	146,07	1,06	0	0	144,68	1,11	
FPC (oc/ano)	0	0	0,8079	0,0034	0	0	0,8012	0,0025	0	0	0,7907	0,0025	
EPC (h/ano)	0	0	1,8216	0,0198	0	0	1,8122	0,0148	0	0	1,7946	0,0147	
EPNS (MW)	0	0	0,0167	0,0002	0	0	0,0167	0,0001	0	0	0,0165	0,0001	
DPC (h/ano)	0	0	2,2546	5,8630	0	0	2,2618	5,8630	0	0	2,2695	5,863	
SEV (min x sistema)	0	0	2,2433	0,02896	0	0	2,1460	0,01553	0	0	2,0501	0,01563	
Eficiência Medidas Corret. (%)	0	0	86,21	60,0	0	0	85,42	62,50	0	0	62,39	99,92	
% ESPAÇO ESTADOS	93,7	94,475	94,05	95,84	93,4	94,22	93,83	95,81	92,827	94,15	93,25	95,16	
TEMPO PROCESSAMENTO	8s	6s	53s	28s	11s	3s	1m41s	35s	10s	4s	56s	34s	
Nº CONT. AVALIADAS	189	45	1283	903	189	45	1439	1035	207	78	1548	1035	
Nº CONT. C/ Problemas	5	6	346	10	3	5	324	8	17	0	318	128	
Nº CONT. C/ CORTE	0	0	121	4	0	0	123	3	0	0	124	3	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0	0	0,02306	0,000169	0	0	0,02304	0,000169	0	0	0,022891	0,000168
	Fluxo (%)	0	0	0,012303	0,000283	0	0	0,012042	0,000282	0	0	0,031433	0,222173
	Tensão (%)	0	0	0,115392	0,000056	0	0	0,10661	0	0	0	0,000028	0
	Ten+Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0	0	0,000055	0,000056	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	0	0	15,30	30,0	0	0	16,24	37,50	0	0	42,03	0,08
	Fluxo (% Tot)	0	0	7,98	50,0	0	0	8,49	62,50	0	0	57,71	99,92
	Tensão (% Tot.)	0	0	76,53	10,0	0	0	75,13	0	0	0	0,05	0
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	0	0	0,04	10,0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0

Tabela AX1.07 – Carga Pesada 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição

Índices		S I M U L A Ç Õ E S									
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
PPC (%)		2,509	2,460	2,4588	2,8156	1,9340	2,1381	-	2,3076	2,7110	2,8156
EENS (MWh/ano)		2954,4	2895,668	2894,8	3361,27	2253,02	2085,96	-	2410,25	3262,85	3429,19
FPC (oc/ano)		58,687	57,520	57,5027	65,2737	39,158	53,9346	-	52,0743	63,2508	65,0105
EPC (h/ano)		219,830	215,457	215,3927	246,6432	169,4218	187,2965	-	202,1445	237,4839	246,6509
EPNS (MW)		0,337	0,331	0,3305	0,3837	0,2572	0,2381	-	0,2751	0,3725	0,3915
DPC (h/ano)		3,746	3,746	3,745	3,7786	4,3266	3,4727	-	3,8818	3,7546	3,7885
SEV (min x sistema)		45,214	44,315	44,3018	51,4415	34,4806	31,9238	-	36,8025	49,9352	52,481
Eficiência Medidas Corret. (%)		7,82	7,98	22,30	22,33	25,61	20,74	-	27,81	28,62	29,71
% ESPAÇO ESTADOS		98,66	98,66	98,89	99,94	98,32	99,96	-	98,89	99,30	-
TEMPO PROCESSAMENTO		33s	33s	8s	15m21s	7s	15m16s	-	8s	40m19s	38m31s
Nº CONT. AVALIADAS		220	220	226	25470	196	25074	-	226	63487	168771
Nº CONT. C/ Problemas		72	73	78	14561	48	14186	-	76	27116	6761
Nº CONT. C/ CORTE		66	67	61	11888	32	11575	-	59	20398	4752
CONT. RETIRADAS ESTAT.		6	6	0	0	0	0	-	0	0	0
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.		0,209755	0,419509	0	0	0	0	-	0	0	0
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	2,2515	2,2515	2,2515	2,5627	1,7652	2,0765	-	2,2593	2,6642	2,7736
	Fluxo (%)	0,068675	0,011998	0,001199	0,013658	0,011998	0,013695	-	0,011998	0,068548	0,096580
	Tensão (%)	0,373268	0,373268	0,383593	0,444451	0,383593	0,232153	-	0,501545	0,715330	0,750721
	Ten+Fluxo (%)	0	0	0,033669	0,045356	0,033669	0,018485	-	0,085404	0,035876	0,040883
	Ten+Ilha (%)	0,081134	0,081134	0,106610	0,133080	0,069135	0,073629	-	0,106610	0,136020	0,149314
	Fluxo+Ilha (%)	0,007855	0,007855	0,0077857	0,000472	0,00785	0,007067	-	0	0,014693	0,0189606
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	80,92	82,6	76,70	76,21	73,19	82,98	-	76,20	70,15	69,24
	Fluxo (% Tot)	2,47	0,44	0,41	0,41	0,50	0,55	-	0,40	1,80	2,41
	Tensão (% Tot.)	13,42	13,69	13,07	13,22	15,91	9,28	-	16,92	18,83	18,74
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	1,15	1,35	1,40	0,74	-	2,88	0,94	1,02
	Ten+Ilha (% Tot.)	2,92	2,98	3,63	3,96	2,87	2,94	-	3,60	3,58	3,73
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0,28	0,29	0,27	0,01	0,33	0,26	-	0	0,39	0,48

Tabela AX1.08 – Carga Média 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição

Índices		S I M U L A Ç Õ E S									
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
PPC (%)		2,380	2,227	2,2265	2,5527	1,7089	2,0039	-	2,2265	2,4592	2,5134
EENS (MWh/ano)		2445,201	2288,258	2287,80	2654,10	1512,79	1752,94	-	2287,80	2678,81	2758,26
FPC (oc/ano)		52,547	49,175	49,1647	55,974	30,9499	46,7354	-	49,1647	54,324	54,3218
EPC (h/ano)		208,463	195,083	195,0436	223,6133	149,7011	175,5425	-	195,0436	215,424	220,178
EPNS (MW)		0,279	0,261	0,2612	0,3030	0,1727	0,2001	-	0,2612	0,3058	0,3149
DPC (h/ano)		3,967	3,968	3,9672	3,9950	4,8369	3,7561	-	3,9672	3,9655	4,0532
SEV (min x sistema)		37,426	35,024	35,017	40,624	23,155	26,831	-	35,017	41,002	42,218
Eficiência Medidas Corret. (%)		11,87	11,38	19,56	19,42	22,76	18,24	-	27,08	23,18	24,62
% ESPAÇO ESTADOS		98,81	98,72	98,89	99,94	98,74	99,96	-	98,89	99,29	-
TEMPO PROCESSAMENTO		38s	43s	8s	14m56s	7s	14m36s	-	8,28	40m21s	48m6s
Nº CONT. AVALIADAS		220	222	226	25452	196	25074	-	226	63487	209712
Nº CONT. C/ Problemas		69	68	71	13474	41	13117	-	73	24613	6993
Nº CONT. C/ CORTE		61	60	58	11361	29	11064	-	58	19491	5271
CONT. RETIRADAS ESTAT.		6	4	0	0	0	0	-	0	0	0
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.		0,15633	0,228271	0	0	0	0	-	0	0	0
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	2,285700	2,2857	2,2857	2,6113	1,8147	2,1005	-	2,2408	2,7108	2,7938
	Fluxo (%)	0,219116	0,036136	0,03136	0,0412872	0,036288	0,021025	-	0,119521	0,055494	0,051022
	Tensão (%)	0,082038	0,155098	0,165423	0,186484	0,166120	0,095258	-	0,346782	0,330471	0,371461
	Ten +Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0,001430
	Ten+Ilha (%)	0,054769	0,547696	0,080245	0,097664	0,035277	0,056111	-	0,125137	0,102235	0,115873
	Fluxo+Ilha (%)	0	0		0,000908	0	0,000389	-	0	0,001051	0,000953
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	86,53	90,28	89,02	88,87	88,42	92,39	-	79,12	84,68	83,78
	Fluxo (% Tot)	8,29	1,43	1,41	1,41	1,77	0,92	-	4,22	1,73	1,53
	Tensão (% Tot.)	3,11	6,13	6,44	6,35	8,09	4,19	-	12,24	10,32	11,14
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	-	0	0,02	0,04
	Ten+Ilha (% Tot.)	2,07	2,16	3,13	3,33	1,72	2,47	-	4,42	3,19	3,47
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0,03	0	0,02	-	0	0,03	0,03

Tabela AX1.09 – Carga Leve 2007 – Índices de Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição

Índices		S I M U L A Ç Õ E S									
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
PPC (%)		2,1715	2,1715	2,1715	2,4899	1,6467	1,9720	-	-	2,4435	2,4659
EENS (MWh/ano)		1745,11	1740,30	1740,30	2016,10	991,0	1384,48	-	-	2109,3	2115,15
FPC (oc/ano)		47,1887	47,1887	47,1887	53,7349	28,8440	45,0153	-	-	53,1149	52,4763
EPC (h/ano)		190,2213	190,2213	190,2213	218,112	144,2505	172,7457	-	-	214,0479	216,0123
EPNS (MW)		0,1992	0,1987	0,1987	0,2311	0,1131	0,1580	-	-	0,2408	0,2415
DPC (h/ano)		4,0311	4,0311	4,0311	4,0590	5,0011	3,8375	-	-	4,0299	4,1164
SEV (min x sistema)		26,711	26,637	26,637	30,859	15,168	21,191	-	-	32,285	32,375
Eficiência Medidas Corret. (%)		14,87	14,87	14,87	15,06	17,09	15,56	-	-	38,24	39,05
% ESPAÇO ESTADOS		98,89	98,89	98,89	99,94	98,32	99,96	-	-	99,61	-
TEMPO PROCESSAMENTO		8s	8s	7s	12m2s	6s	11m49s	-	-	31m5s	44m31s
Nº CONT. AVALIADAS		226	226	226	25452	196	25032	-	-	63571	247537
Nº CONT. C/ Problemas		66	66	66	12667	36	12272	-	-	23246	10014
Nº CONT. C/ CORTE		57	57	57	11182	28	10851	-	-	19210	6104
CONT. RETIRADAS ESTAT.		0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.		0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	2,3646	2,3646	2,3646	2,7084	1,8422	2,1562	-	-	2,8389	2,8856
	Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
	Tensão (%)	0	0	0	0,009031	0	0,009130	-	-	1,0901	1,1251
	Ten +Fluxo (%)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
	Ten+Ilha (%)	0,00134	0,00134	0,00134	0,001598	0	0,000799	-	-	0,027360	0,034742
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	99,94	99,94	99,94	99,61	100	99,54	-	-	71,76	71,33
	Fluxo (% Tot)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
	Tensão (% Tot.)	0	0	0	0,33	0	0,42	-	-	27,55	27,81
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	0,06	0,06	0,06	0,06	0	0,04	-	-	0,69	0,86
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0

Tabela AX1.10 – Ano: 2008 – Índices de Confiabilidade da Distribuição – Carga do Sistema: Pesada: 4.083 MW; Média: 3.523 MW; Leve: 2.235 MW

Índice	S I M U L A Ç Õ E S										
	C A R G A P E S A D A				C A R G A M É D I A				C A R G A L E V E		
	Caso 4	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 4	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso4	Caso 6	
PPC (%)	2,8117	2,1364	-	2,4073	2,5080	1,9813	2,1764	2,1764	2,5078	1,9812	
EENS (MWh/ano)	3441,5	2096,86	-	2752,42	2599,5	1703,84	2230,0	2230,0	2050,82	1396,22	
FPC (oc/ano)	65,15	53,8662	-	55,83	54,41	45,5474	47,5418	47,5418	54,396	45,5405	
EPC (h/ano)	246,3082	187,1456	-	210,88	219,70	173,562	190,6488	190,6488	219,682	173,556	
EPNS (MW)	0,3929	0,2394	-	0,3142	0,2967	0,1945	0,2546	0,2546	0,2341	0,1594	
DPC (h/ano)	3,7803	3,4743	-	3,7771	4,037	3,8106	4,0101	4,0101	4,0386	3,8110	
SEV (min x sistema)	50,5735	30,8135	-	40,3216	38,200	25,038	32,770	32,770	30,137	20,518	
Eficiência Medidas Corret. (%)	32,71	30,74	-	24,15	19,05	17,98	16,29	24,33	14,99	15,51	
% ESPAÇO ESTADOS	99,93	99,96	-	98,81	99,93	99,96	98,81	98,81	99,93	99,96	
TEMPO PROCESSAMENTO	18m49s	18m34s	-	9s	21m24s	20m56s	8,0s	11s	14m27s	14m12s	
Nº CONT. AVALIADAS	30425	29966	-	247	30425	29966	247	247	30425	29966	
Nº CONT. C/ Problemas	17473	17043	-	78	14975	14545	69	73	14241	13812	
Nº CONT. C/ CORTE	12975	12614	-	59	12215	11855	56	56	12209	11849	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	2,89994	2,3153	-	2,5531	2,9042	2,3172	2,3678	2,4791	2,90646	2,3190
	Fluxo (%)	0,0823622	0,049516	-	0,012860	0,044557	0,022716	0,045469	0,026583	0	0
	Tensão (%)	0,943607	0,591360	-	0,456134	0,113052	0,057615	0	0,294950	0,009563	0,009770
	Ten+Fluxo (%)	0,120133	0,060645	-	0,091538	0	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0,023255	0,011472	-	0,001443	0,035074	0	0,186690	0,075421	0,031800	0,016150
Violações (% da Probabilidade)	Fluxo+Ilha (%)	0,002898	0,001077	-		0,001153	0,000477	0	0	0	0
	Ilhamento (%Tot)	69,39	75,07	-	80,44	93,74	95,93	91,07	86,20	98,59	98,89
	Fluxo (% Tot)	1,97	1,61	-	0,41	1,44	0,94	1,75	0,92	0,0	0,0
	Tensão (% Tot.)	22,58	19,17	-	14,37	3,65	2,39	0	10,26	0,32	0,42
	Ten+Fluxo (% Tot.)	2,87	1,96	-	2,88	0	0	0	0	0	0
Ten+Ilha (% Tot.)	0,56	0,37	-	0,05	1,13	0,72	7,18	2,62	1,08	0,69	
Fluxo+Ilha (% Tot.)	0,05	0,03	-	0	0,04	0,02	0	0	0	0	

Tabela AX1.11 – Ano: 2009 – Índices de Confiabilidade da Distribuição – Carga do Sistema: 4.234 MW; Média: 3.657 MW; Leve: 2.303 MW

Índice	S I M U L A Ç Õ E S										
	CARGA P E S A D A				CARGA M É D I A				CARGA L E V E		
	Caso 4	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 4	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso4	Caso 6	
PPC (%)	2,4664	2,0139	2,4664	2,4664	2,7564	2,2160	2,3862	2,3862	2,7562	2,2159	
EENS (MWh/ano)	2580,68	1732,78	2580,68	2580,68	2817,70	1886,94	2408,76	2408,76	2177,51	1516,58	
FPC (oc/ano)	57,8310	50,058	57,831	57,831	62,8855	53,3185	54,9532	54,953	62,8727	53,3134	
EPC (h/ano)	216,054	176,41	216,054	216,054	241,4609	194,1208	209,0307	209,03	241,4453	194,1167	
EPNS (MW)	0,2940	0,1978	0,2946	0,2946	0,3217	0,2154	0,275	0,275	0,2486	0,1731	
DPC (h/ano)	3,7360	3,5242	3,7360	3,7360	3,8397	3,6408	3,8038	3,8038	3,8402	3,6410	
SEV (min x sistema)	36,5699	24,5547	36,1558	36,406	39,930	26,740	34,135	34,135	30,857	21,491	
Eficiência Medidas Corret. (%)	19,88	18,09	20,46	23,33	21,69	19,10	14,44	17,45	13,57	13,78	
% ESPAÇO ESTADOS	98,739	99,18	98,73	98,739	99,92	99,95	98,73	98,74	99,92	99,95	
TEMPO PROCESSAMENTO	9s	9s	8,0s	9s	18m32s	18m20s	1,0s	8s	15m48s	15m51s	
Nº CONT. AVALIADAS	258	258	258	258	33190	32786	258	258	33190	32786	
Nº CONT. C/ Problemas	78	78	78	80	17120	16732	71	73	15522	15160	
Nº CONT. C/ CORTE	60	60	60	60	13416	13126	59	59	13410	13121	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	2,4169	2,0997	2,4169	2,3414	3,1461	2,5487	2,4942	2,493	3,8174	2,5689
	Fluxo (%)	0,073255	0,044841	0,173624	0,022894	0,220616	0,112867	0,026445	0,026433	0	0
	Tensão (%)	0,242676	0,126942	0,164775	0,431391	0,111523	0,057146	0	0	0,001277	0,001162
	Ten+Fluxo (%)	0	0	0	0	0,000311	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (%)	0,345476	0,187252	0,345476	0,420984	0,035067	0,017512	0,268172	0,268171	0	0
	Fluxo+Ilha (%)	0	0	0	0	0,006248	0,002634	0	0	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	78,51	85,40	77,95	72,79	89,38	93,05	89,44	89,43	99,96	99,95
	Fluxo (% Tot)	2,38	1,82	5,60	0,71	6,27	4,12	0,95	0,96	0	0
	Tensão (% Tot.)	7,88	5,16	5,31	13,41	3,17	2,09	0	0	0,04	0,05
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0	0	0	0,0	0,01	0	0	0	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	11,22	7,62	11,14	13,09	1,00	0,64	9,62	9,62	0	0
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0	0	0	0	0,18	0,10	0	0	0	0

Tabela AX1.12 – Carga Média – Ano: 2007, 2008 e 2009 – Desagregação por tipo de elemento da distribuição

Índices	S I M U L A Ç Õ E S									
	CARGA MÉDIA – 2007			CARGA MÉDIA – 2008			CARGA MÉDIA – 2009			
	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	
PPC (%)	0,9704	0,81256	0,38593	1,0076	0,87091	0,41462	1,0919	0,86640	0,55566	
EENS (MWh/ano)	1566,89	270,48	411,36	1676,91	289,91	402,78	1804,90	288,41	467,93	
FPC (oc/ano)	34,8382	0,0383	13,0624	36,0412	0,0410	14,0347	39,0243	0,0408	18,7714	
EPC (h/ano)	85,3259	71,1799	33,8073	88,2699	76,2921	36,3210	95,6529	75,8964	48,6756	
EPNS (MW)	0,1789	0,0309	0,0470	0,1914	0,0331	0,0460	0,2060	0,0329	0,0534	
DPC (h/ano)	2,4492	1859,9	2,5881	2,4491	1860,0	2,5879	2,4511	1859,9	2,5931	
SEV (min x sistema)	23,983	4,140	6,296	24,642	4,260	5,919	25,577	4,087	6,631	
Eficiência Medidas Corret. (%)	23,60	0	36,66	23,00	0	36,66	29,73	0,0	30,09	
% ESPAÇO ESTADOS	84,56	83,90	81,87	90,94	89,26	87,96	90,57	89,460	87,86	
TEMPO PROCESSAMENTO	5m25s	2s	1m48s	8m53s	2s	2m25s	6m55s	2s	2m31s	
Nº CONT. AVALIADAS	9491	21	3396	11365	21	4088	12281	21	4553	
Nº CONT. C/ Problemas	4916	6	1939	5456	6	2171	6400	6	2374	
Nº CONT. C/ CORTE	4112	6	1644	4324	6	1832	4853	6	2019	
CONT. RETIRADAS ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PROB. CONT. RETIR. ESTAT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Violações Probabilidade (%)	Ilhamento (%)	0,986946	0,81256	0,596728	1,1303	0,870913	0,654409	1,2119	0,866397	0,79477
	Fluxo (%)	0,038458	0	0,000001	0,041380	0	0,000161	0,204957	0	0
	Tensão (%)	0,173970	0	0	0,105324	0	0	0,103573	0	0
	Ten+Fluxo (%)	0,000205	0	0	0,000820	0	0,000053	0,000303	0	0
	Ten+Ilha (%)	0,074680	0	0,0124053	0,030750	0	0	0,030508	0	0
	Fluxo+Ilha (%)	0,000305	0	0	0,000485	0	0	0,002573	0	0
Violações (% da Probabilidade)	Ilhamento (%Tot)	77,41	100,0	97,94	86,38	100	99,97	77,98	100	100
	Fluxo (% Tot)	3,02	0	0,02	3,16	0	0,02	13,19	0	0
	Tensão (% Tot.)	13,65	0	0	8,05	0	0	6,67	0	0
	Ten+Fluxo (% Tot.)	0,03	0	2,04	0,01	0	0,01	0,02	0	0
	Ten+Ilha (% Tot.)	5,86	0	0	2,35	0	0	1,96	0	0
	Fluxo+Ilha (% Tot.)	0,03	0	0	0,04	0	0	0,17	0	0

Tabela AX1.13 – Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para a LT 230 kV Campo Comprido – Carga Média – Anos 2007 e 2009

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.
135	7,41E-05	7,41E-05	134	7,41E-05	7,41E-05	127	7,28E-05	7,28E-05	127	7,28E-05	7,28E-05
140	5,23E-11	7,41E-05	139	5,86E-11	7,41E-05	131	7,22E-11	7,28E-05	131	7,89E-11	7,28E-05
145	0,00E+00	7,41E-05	144	0,00E+00	7,41E-05	135	0	7,28E-05	135	0	7,28E-05
151	0,00E+00	7,41E-05	148	0,00E+00	7,41E-05	140	0	7,28E-05	139	0	7,28E-05
156	0,00E+00	7,41E-05	153	0,00E+00	7,41E-05	144	0	7,28E-05	143	0	7,28E-05
161	0,00E+00	7,41E-05	158	0,00E+00	7,41E-05	149	0	7,28E-05	147	0	7,28E-05
167	0,00E+00	7,41E-05	163	0,00E+00	7,41E-05	153	0	7,28E-05	151	0	7,28E-05
172	0,00E+00	7,41E-05	167	0,00E+00	7,41E-05	157	0	7,28E-05	155	0	7,28E-05
177	0,00E+00	7,41E-05	172	0,00E+00	7,41E-05	162	0	7,28E-05	159	0	7,28E-05
183	0,00E+00	7,41E-05	177	0,00E+00	7,41E-05	166	0	7,28E-05	163	0	7,28E-05
188	0,00E+00	7,41E-05	182	0,00E+00	7,41E-05	170	0	7,28E-05	167	0	7,28E-05
193	0,00E+00	7,41E-05	186	0,00E+00	7,41E-05	175	0	7,28E-05	171	0	7,28E-05
199	0,00E+00	7,41E-05	191	0,00E+00	7,41E-05	179	0	7,28E-05	175	0	7,28E-05
204	1,86E-05	9,27E-05	196	0,00E+00	7,41E-05	184	0	7,28E-05	179	0	7,28E-05
209	7,14E-05	1,64E-04	201	2,88E-05	1,03E-04	188	0	7,28E-05	183	0	7,28E-05
215	0,00E+00	1,64E-04	206	6,12E-05	1,64E-04	192	0	7,28E-05	187	0	7,28E-05
220	0,00E+00	1,64E-04	210	0,00E+00	1,64E-04	197	5E-05	0,000123	191	0	7,28E-05
225	0,00E+00	1,64E-04	215	0,00E+00	1,64E-04	201	3,85E-05	0,000161	195	3,46E-06	7,63E-05
231	8,16E-04	9,80E-04	220	0,00E+00	1,64E-04	205	0	0,000161	199	8,23E-05	0,000159
236	5,67E-04	1,55E-03	225	0,00E+00	1,64E-04	210	0	0,000161	203	2,74E-06	0,000161
241	1,60E-04	1,71E-03	229	5,88E-05	2,23E-04	214	0	0,000161	207	0	0,000161
247	1,10E-03	2,81E-03	234	1,66E-04	3,89E-04	219	0	0,000161	211	0	0,000161
252	1,06E-04	2,91E-03	239	1,21E-03	1,60E-03	223	0,00012	0,000282	215	0	0,000161
257	1,41E-03	4,32E-03	244	5,86E-04	2,18E-03	227	0,001116	0,001397	219	0	0,000161
263	8,29E-03	1,26E-02	248	1,21E-04	2,30E-03	232	6,61E-05	0,001463	223	5,58E-05	0,000217
268	9,24E-01	9,36E-01	253	9,86E-04	3,29E-03	236	0,000108	0,001572	227	0,001082	0,001299
273	5,55E-02	9,92E-01	258	1,67E-03	4,96E-03	240	0,00021	0,001781	231	0,000169	0,001467
279	4,55E-03	9,96E-01	263	8,18E-03	1,31E-02	245	0,0021	0,003881	235	0,000692	0,002159
284	1,44E-03	9,98E-01	267	8,96E-01	9,09E-01	249	0,183435	0,187316	239	0,000211	0,00237

Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que Atende o Estado do Paraná

Tabela AX1.13 – Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para a LT 230 kV Campo Comprido – Carga Média – Anos 2007 e 2009 - continuação

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.
289	1,71E-03	9,99E-01	272	8,00E-02	9,89E-01	254	0,798037	0,985353	243	0,000653	0,003023
295	2,97E-04	1,00E+00	277	4,93E-03	9,94E-01	258	0,008169	0,993522	247	0,005685	0,008708
300	0,00E+00	1,00E+00	282	3,26E-03	9,97E-01	262	0,004383	0,997905	251	0,488831	0,497539
305	0,00E+00	1,00E+00	286	6,40E-04	9,98E-01	267	0,00016	0,998065	255	0,48964	0,987179
311	0,00E+00	1,00E+00	291	1,12E-03	9,99E-01	271	0,000144	0,99821	259	0,007839	0,995018
316	0,00E+00	1,00E+00	296	2,97E-04	9,99E-01	276	0,001301	0,99951	263	0,002873	0,997891
321	0,00E+00	1,00E+00	301	1,07E-09	9,99E-01	280	0,000295	0,999805	267	7,23E-05	0,997964
327	0,00E+00	1,00E+00	305	3,50E-04	1,00E+00	284	9,2E-05	0,999897	271	5,56E-05	0,998019
332	0,00E+00	1,00E+00	310	4,13E-05	1,00E+00	289	0	0,999897	275	0,001218	0,999237
337	0,00E+00	1,00E+00	315	0,00E+00	1,00E+00	293	0	0,999897	279	0,000398	0,999635
343	8,14E-06	1,00E+00	320	0,00E+00	1,00E+00	297	0	0,999897	283	0,000243	0,999878
348	2,23E-04	1,00E+00	324	0,00E+00	1,00E+00	302	0	0,999897	287	1,95E-05	0,999897
			329	0,00E+00	1,00E+00	306	0	0,999897	291	0	0,999897
			334	0,00E+00	1,00E+00	311	5,72E-06	0,999903	295	0	0,999897
			339	0,00E+00	1,00E+00	315	9,72E-05	1	299	0	0,999897
			343	0,00E+00	1,00E+00				303	0	0,999897
			348	0,00E+00	1,00E+00				307	0	0,999897
			353	0,00E+00	1,00E+00				311	6,25E-06	0,999903
			358	4,65E-05	1,00E+00				315	9,66E-05	1
			363	1,85E-04	1,00E+00						

Tabela AX1.14 – Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para o TR 230/69 kV SE Uberaba – Carga Média – Anos 2007 e 2009

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.
38	6,33E-04	6,33E-04	38	6,33E-04	6,33E-04	40	6,22E-04	6,22E-04	40	6,22E-04	6,22E-04
40	2,11E-10	6,33E-04	39	1,98E-10	6,33E-04	42	3,89E-10	6,22E-04	42	3,99E-10	6,22E-04
41	0,00E+00	6,33E-04	41	0,00E+00	6,33E-04	43	0,00E+00	6,22E-04	43	0,00E+00	6,22E-04
42	0,00E+00	6,33E-04	42	0,00E+00	6,33E-04	45	0,00E+00	6,22E-04	45	0,00E+00	6,22E-04
44	0,00E+00	6,33E-04	44	0,00E+00	6,33E-04	46	0,00E+00	6,22E-04	46	0,00E+00	6,22E-04
45	0,00E+00	6,33E-04	45	0,00E+00	6,33E-04	48	0,00E+00	6,22E-04	48	0,00E+00	6,22E-04
47	0,00E+00	6,33E-04	47	0,00E+00	6,33E-04	49	0,00E+00	6,22E-04	49	0,00E+00	6,22E-04
48	0,00E+00	6,33E-04	48	0,00E+00	6,33E-04	51	0,00E+00	6,22E-04	51	0,00E+00	6,22E-04
49	0,00E+00	6,33E-04	49	0,00E+00	6,33E-04	52	0,00E+00	6,22E-04	52	0,00E+00	6,22E-04
51	0,00E+00	6,33E-04	51	0,00E+00	6,33E-04	54	0,00E+00	6,22E-04	54	0,00E+00	6,22E-04
52	0,00E+00	6,33E-04	52	0,00E+00	6,33E-04	56	0,00E+00	6,22E-04	55	0,00E+00	6,22E-04
53	0,00E+00	6,33E-04	54	0,00E+00	6,33E-04	57	0,00E+00	6,22E-04	57	0,00E+00	6,22E-04
55	0,00E+00	6,33E-04	55	0,00E+00	6,33E-04	59	0,00E+00	6,22E-04	58	0,00E+00	6,22E-04
56	0,00E+00	6,33E-04	57	0,00E+00	6,33E-04	60	0,00E+00	6,22E-04	60	0,00E+00	6,22E-04
57	0,00E+00	6,33E-04	58	0,00E+00	6,33E-04	62	0,00E+00	6,22E-04	61	0,00E+00	6,22E-04
59	0,00E+00	6,33E-04	60	0,00E+00	6,33E-04	63	0,00E+00	6,22E-04	63	0,00E+00	6,22E-04
60	0,00E+00	6,33E-04	61	0,00E+00	6,33E-04	65	0,00E+00	6,22E-04	64	0,00E+00	6,22E-04
62	0,00E+00	6,33E-04	63	0,00E+00	6,33E-04	66	0,00E+00	6,22E-04	66	0,00E+00	6,22E-04
63	0,00E+00	6,33E-04	64	7,78E-05	7,11E-04	68	0,00E+00	6,22E-04	67	0,00E+00	6,22E-04
64	1,07E-04	7,40E-04	66	1,05E-04	8,16E-04	70	0,00E+00	6,22E-04	69	0,00E+00	6,22E-04
66	8,67E-05	8,27E-04	67	5,48E-05	8,71E-04	71	0,00E+00	6,22E-04	70	0,00E+00	6,22E-04
67	4,41E-05	8,71E-04	68	0,00E+00	8,71E-04	73	5,16E-05	6,73E-04	72	0,00E+00	6,22E-04
68	0,00E+00	8,71E-04	70	2,95E-05	9,00E-04	74	9,86E-05	7,72E-04	73	1,21E-04	7,42E-04
70	7,54E-06	8,78E-04	71	1,03E-04	1,00E-03	76	1,55E-04	9,27E-04	75	4,16E-05	7,84E-04
71	6,71E-05	9,45E-04	73	4,59E-04	1,46E-03	77	2,94E-04	1,22E-03	76	3,23E-04	1,11E-03
72	3,90E-05	9,84E-04	74	6,68E-03	8,14E-03	79	3,52E-02	3,64E-02	78	6,62E-04	1,77E-03
74	2,41E-03	3,40E-03	76	8,41E-01	8,49E-01	80	9,47E-01	9,84E-01	79	3,76E-01	3,77E-01
75	1,50E-01	1,53E-01	77	1,42E-01	9,91E-01	82	8,15E-03	9,92E-01	81	6,13E-01	9,90E-01
77	8,31E-01	9,84E-01	79	1,09E-03	9,92E-01	83	6,48E-04	9,93E-01	82	2,05E-03	9,92E-01

Tabela AX1.14 – Resultados dos fluxos, f.d.a. e d.d.p. esperados para o TR 230/69 kV SE Uberaba – Carga Média – Anos 2007 e 2009
- continuação

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.	Fluxo MVA	d.d.p.	f.d.a.
78	7,91E-03	9,92E-01	80	2,89E-03	9,95E-01	85	3,05E-03	9,96E-01	84	8,05E-04	9,93E-01
79	5,30E-04	9,92E-01	82	3,39E-03	9,99E-01	87	2,45E-03	9,98E-01	85	3,85E-03	9,97E-01
81	3,32E-03	9,96E-01	83	5,16E-04	9,99E-01	88	9,76E-04	9,99E-01	87	1,35E-03	9,98E-01
82	2,98E-03	9,99E-01	84	1,54E-04	9,99E-01	90	3,06E-04	9,99E-01	88	1,18E-03	9,99E-01
83	2,81E-04	9,99E-01	86	7,73E-05	9,99E-01	91	0,00E+00	9,99E-01	90	4,94E-05	9,99E-01
85	1,09E-04	9,99E-01	87	0,00E+00	9,99E-01	93	0,00E+00	9,99E-01	91	0,00E+00	9,99E-01
86	1,23E-04	9,99E-01	89	0,00E+00	9,99E-01	94	0,00E+00	9,99E-01	93	0,00E+00	9,99E-01
88	0,00E+00	9,99E-01	90	0,00E+00	9,99E-01	96	0,00E+00	9,99E-01	95	0,00E+00	9,99E-01
89	0,00E+00	9,99E-01	92	0,00E+00	9,99E-01	97	0,00E+00	9,99E-01	96	0,00E+00	9,99E-01
90	0,00E+00	9,99E-01	93	0,00E+00	9,99E-01	99	0,00E+00	9,99E-01	98	0,00E+00	9,99E-01
92	0,00E+00	9,99E-01	95	0,00E+00	9,99E-01	101	1,66E-05	9,99E-01	99	0,00E+00	9,99E-01
93	0,00E+00	9,99E-01	96	0,00E+00	9,99E-01	102	6,05E-04	1,00E+00	101	1,70E-05	9,99E-01
94	4,89E-04	1,00E+00	98	1,31E-04	9,99E-01				102	6,05E-04	1,00E+00
96	2,18E-04	1,00E+00	99	5,02E-04	1,00E+00						
			100	0,00E+00	1,00E+00						
			102	0,00E+00	1,00E+00						
			103	0,00E+00	1,00E+00						
			105	1,23E-06	1,00E+00						
			106	7,29E-05	1,00E+00						

Tabela AX1.15 – Resultados de tensões, f.d.a. e d.d.p. esperados para a barra de 230 kV da SE Ponta Grossa Sul – Carga Média – Anos 2007 e 2009

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.
0,8552	3,49E-04	3,49E-04	0,8612	3,08E-04	3,08E-04	0,9564	3,05E-04	3,05E-04	0,9544	4,04E-04	4,04E-04
0,8593	5,07E-10	3,49E-04	0,8647	4,08E-05	3,49E-04	0,9599	3,76E-05	3,43E-04	0,9568	2,89E-04	6,94E-04
0,8633	0,00E+00	3,49E-04	0,8682	0,00E+00	3,49E-04	0,9635	0,00E+00	3,43E-04	0,9592	3,33E-05	7,27E-04
0,8674	0,00E+00	3,49E-04	0,8717	0,00E+00	3,49E-04	0,967	0,00E+00	3,43E-04	0,9616	0,00E+00	7,27E-04
0,8715	0,00E+00	3,49E-04	0,8752	0,00E+00	3,49E-04	0,9706	0,00E+00	3,43E-04	0,964	0,00E+00	7,27E-04
0,8756	0,00E+00	3,49E-04	0,8787	0,00E+00	3,49E-04	0,9741	0,00E+00	3,43E-04	0,9664	0,00E+00	7,27E-04
0,8797	0,00E+00	3,49E-04	0,8822	0,00E+00	3,49E-04	0,9776	0,00E+00	3,43E-04	0,9688	0,00E+00	7,27E-04
0,8838	0,00E+00	3,49E-04	0,8857	0,00E+00	3,49E-04	0,9812	0,00E+00	3,43E-04	0,9712	0,00E+00	7,27E-04
0,8879	0,00E+00	3,49E-04	0,8892	0,00E+00	3,49E-04	0,9847	0,00E+00	3,43E-04	0,9736	0,00E+00	7,27E-04
0,8920	0,00E+00	3,49E-04	0,8927	0,00E+00	3,49E-04	0,9883	0,00E+00	3,43E-04	0,976	0,00E+00	7,27E-04
0,8960	0,00E+00	3,49E-04	0,8962	0,00E+00	3,49E-04	0,9918	0,00E+00	3,43E-04	0,9784	0,00E+00	7,27E-04
0,9001	0,00E+00	3,49E-04	0,8997	0,00E+00	3,49E-04	0,9954	2,45E-04	5,88E-04	0,9808	4,66E-05	7,74E-04
0,9042	0,00E+00	3,49E-04	0,9032	0,00E+00	3,49E-04	0,9989	2,93E-04	8,80E-04	0,9832	6,74E-05	8,41E-04
0,9083	0,00E+00	3,49E-04	0,9067	0,00E+00	3,49E-04	1,0025	0,00E+00	8,80E-04	0,9856	0,00E+00	8,41E-04
0,9124	0,00E+00	3,49E-04	0,9102	0,00E+00	3,49E-04	1,006	2,22E-03	3,10E-03	0,988	1,77E-04	1,02E-03
0,9165	0,00E+00	3,49E-04	0,9137	0,00E+00	3,49E-04	1,0096	1,11E-03	4,20E-03	0,9904	1,63E-04	1,18E-03
0,9206	0,00E+00	3,49E-04	0,9172	0,00E+00	3,49E-04	1,0131	9,29E-02	9,71E-02	0,9928	0,00E+00	1,18E-03
0,9247	0,00E+00	3,49E-04	0,9207	0,00E+00	3,49E-04	1,0166	8,99E-01	9,96E-01	0,9952	6,15E-04	1,80E-03
0,9288	0,00E+00	3,49E-04	0,9242	0,00E+00	3,49E-04	1,0202	2,78E-03	9,99E-01	0,9976	5,46E-04	2,34E-03
0,9328	0,00E+00	3,49E-04	0,9277	0,00E+00	3,49E-04	1,0237	6,99E-04	1,00E+00	1	0,00E+00	2,34E-03
0,9369	0,00E+00	3,49E-04	0,9312	0,00E+00	3,49E-04	1,0273	2,69E-04	1,00E+00	1,0024	0,00E+00	2,34E-03
0,9410	0,00E+00	3,49E-04	0,9347	0,00E+00	3,49E-04	1,0308	1,22E-05	1,00E+00	1,0048	1,75E-04	2,52E-03
0,9451	0,00E+00	3,49E-04	0,9382	0,00E+00	3,49E-04	1,0344	7,87E-05	1,00E+00	1,0072	2,27E-03	4,79E-03
0,9492	3,69E-04	7,18E-04	0,9417	5,72E-05	4,06E-04				1,0096	1,45E-03	6,23E-03
0,9533	1,78E-04	8,96E-04	0,9452	3,67E-04	7,74E-04				1,012	1,31E-03	7,54E-03
0,9574	0,00E+00	8,96E-04	0,9487	5,82E-04	1,36E-03				1,0144	1,82E-01	1,89E-01
0,9615	4,57E-04	1,35E-03	0,9522	2,91E-04	1,65E-03				1,0168	8,06E-01	9,95E-01
0,9655	1,32E-03	2,68E-03	0,9557	1,47E-09	1,65E-03				1,0192	2,64E-03	9,97E-01
0,9696	1,84E-03	4,52E-03	0,9592	9,87E-04	2,63E-03				1,0216	1,14E-03	9,99E-01

Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que Atende o Estado do Paraná

Tabela AX1.15 – Resultados de tensões, f.d.a. e d.d.p. esperados para a barra de 230 kV da SE Ponta Grossa Sul – Carga Média – Anos 2007 e 2009 - continuação

Carga Média - 2007						Carga Média - 2009					
Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas			Antes das Medidas Operativas			Após as Medidas Operativas		
Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.	Tensão p.u	d.d.p.	f.d.a.
0,9737	2,67E-03	7,19E-03	0,9627	7,20E-04	3,35E-03				1,024	5,25E-04	9,99E-01
0,9778	4,31E-01	4,38E-01	0,9662	5,54E-04	3,91E-03				1,0264	5,85E-04	1,00E+00
0,9819	5,59E-01	9,97E-01	0,9697	2,06E-03	5,96E-03				1,0288	2,11E-04	1,00E+00
0,9860	1,34E-03	9,99E-01	0,9732	2,74E-03	8,70E-03				1,0312	3,61E-06	1,00E+00
0,9901	1,07E-03	1,00E+00	0,9767	1,29E-02	2,16E-02				1,0336	7,15E-05	1,00E+00
0,9942	1,30E-04	1,00E+00	0,9802	9,71E-01	9,93E-01				1,036	1,59E-05	1,00E+00
			0,9837	4,84E-03	9,98E-01				1,0384	3,52E-07	1,00E+00
			0,9872	8,56E-04	9,98E-01						
			0,9907	1,20E-03	1,00E+00						
			0,9942	3,04E-04	1,00E+00						

ANEXO AX2 – SIMULAÇÃO DO PROGRAMA NH2

Este Anexo reproduz a base de dados dos casos 5 e 8, carga pesada de 2007, do Capítulo 4, utilizado para a simulação do programa NH2, e os principais resultados dos relatórios de saída para cada um dos casos. Visando melhor compreensão da informação, alguns comentários foram incorporados ao texto.

AX2.1 Referências Bibliográficas

[AX2-01] CEPEL. *Manual do Programa NH2*, Versão 7.3, Fevereiro, 2005.

```

(-----)
( SISTEMA ELTRICO BRASILEIRO - PESADA 2007 )
( Programa N H 2 (NH2FPO) V E R S A O 7.5 )
(-----)
(
( Dados para Fluxo de Potencia: )
( )
( - TITU (Titulo do Caso) )
( - DBAR (Dados de Barras) )
( - DLIN (Dados de Circuitos) )
( - DARE (Dados de Areas) )
( - DUSI (Dados de Usinas) )
( - DGLT ou DTEN (Dados de Grupos de Limites de Tensao) )
( - DRMI (Dados da Regiao de Monitoracao & Indices) )
( - DRCC (Dados da Regiao de Controle & Contingencias) )
( - DCLT (Dados da Regiao de Controle & Contingencias) )
( - DCTG (Dados de uma Contingencia) )
( - FIM (Fim do Fornecimento dos Dados) )
( )
( Dados Adicionais para Analise de Confiabilidade: )
( )
( - DLCT (Dados de Lista de Contingencias) )
( - DCTS (Dados Estocasticos de Circuitos e Alteracoes Vinculadas) )
( )
(-----)
(
( ULOG )
( 2 )
( 2007.SAV )
( ARQV REST ANAR CONT )
( 3 )
( SERV EMOD )
( ULOG )
( 6 )
( T07R_P01.SAI )
( EXLF NEWT RCVG )
( RELA RILH IMPR FILE )
( )
( )
( SERV EILH )
( 4 )
( )
( SERV EILH )
( 3 )
( )
( SERV EILH )
( 2 )
( EXLF NEWT )
( )
( DECG )
( 1 HIDRAULICAS: 1 A 29 MW )
( 2 HIDRAULICAS: 30 A 59 MW )
( 3 HIDRAULICAS: 60 A 199 MW )
( 4 HIDRAULICAS: 200 A 499 MW )
( 5 TERMOEL: 10 A 59 MW )
( 6 TERMOEL: 60 A 89 MW )
( 7 TERMOEL: 90 A 129 MW )
( 8 TERMOEL: 130 A 199 MW )
( 9 TERMOEL: 200 A 389 MW )
( 99 )
( )
( DUSI )
( )
( )
( USINAS DA AREA : * TRACTEBEL * )
( )
( 187 902 CogLages-1GR 1 1 28. 28. -14. 21. )
( 188 904 Ita-----5GR 5 4 170. 290. -95. 90. )
( 189 907 JLaA1e2-1GR 1 5 25. 50. -13. 24. )
( 190 909 JLaA3e4-1GR 1 6 33. 66. -9. 36. )
( 191 911 JLaB5e6-1GR 1 8 80. 131. -16. 94. )
( 192 913 JLaC7-1GR 1 9 180. 363. -80. 195. )
( 193 915 Machadin-3GR 3 4 260. 380. -184. 163. )
( 194 917 PFundo---2GR 2 3 70. 113. -50. 38. )
( 195 919 SOsor1a4-4GR 4 3 120. 182. -37. 55. )

```

Restauração do caso base de carga pesada do ano 2007, gerado pelo programa Anarede

Eliminação dos sistemas de corrente contínua, que não são modelados pelo programa NH2

Execução do fluxo de potência, através do método Newton-Raphson

Dados estocásticos de unidades geradoras

Taxa de Falha (oc/ano)

Tempo médio de reparo (h)

Limites de geração de unidades geradoras

```

196  921  SOsor5E6-2GR  2  3  120.  175.  -84.  84.
197  925  SSantiago-4GR  4  4  220.  355. -110. 105.
(
( USINAS DA AREA : *                COPEL-T                *
(
200  800  GBMunhoz-4GR  4  4  248.  419. -200. 200.
201  804  GPSouza--4GR  4  3  15.   65.  -30.  30.
202  808  SCaxias--4GR  4  4  235.  310. -150. 150.
203  810  GNBraga--4GR  4  4  180.  315. -100. 133.
(
( USINAS DA AREA : *                COPEL-T2                *
(
204  806  StaClara-2GR  2  3  24.   60.  -28.  30.
205  2475 Fundao---2GR  2  3  24.   60.  -28.  30.
206  2350 Chamine--4GR  4  1  1.    4.5  -3.   3.
207  2352 Guaricana4GR  4  1  1.    9.5  -7.   7.
( BARRAS DE REFERENCIA
220  501  I.SOLTEI20GR  20 3  50.  171. -50.  50.
9999
(
DLCT ←
( LINHAS 230 kV COPEL
TRAN  0878  0872  1
TRAN  0814  0816  1
TRAN  0814  0816  2
TRAN  0814  0816  3
TRAN  0814  0827  1
TRAN  0814  0831  1
TRAN  0816  0815  1
TRAN  0816  0819  1
TRAN  0816  0821  1
TRAN  0816  0822  1
TRAN  2353  0818  1
TRAN  2353  0822  1
TRAN  0839  2458  2
TRAN  0839  0898  1
TRAN  0839  1047  1
TRAN  0615  0884  1
TRAN  0815  0813  1
TRAN  0960  0822  1
TRAN  0960  0821  1
TRAN  0818  0820  1
TRAN  0884  0827  1
TRAN  0884  0878  1
TRAN  0884  0829  1
TRAN  0898  1047  1
TRAN  0817  2459  1
TRAN  0817  2477  1
TRAN  0813  2496  1
TRAN  0813  0822  1
TRAN  0886  1028  1
TRAN  0886  1028  2
TRAN  0868  0872  1
TRAN  0819  2377  1
TRAN  0819  2477  1
TRAN  0829  0831  1
TRAN  2459  0820  1
TRAN  0834  2424  1
TRAN  0820  0822  1
TRAN  0821  2399  1
(
( Linhas 230 kV Eletrosul
TRAN  0878  0954  1
TRAN  0878  1028  1
TRAN  0934  0829  1
TRAN  0934  1047  1
TRAN  0934  1047  2
TRAN  0934  0834  1
TRAN  0551  1029  1
TRAN  0553  1028  1
TRAN  0954  1031  1
TRAN  0954  1047  1
TRAN  0954  1047  2
TRAN  0839  2458  1

```

Lista das contingências de transmissão a serem processadas

```

TRAN      2458      0978      1
TRAN      0960      0834      1
TRAN      1028      1029      1
TRAN      1028      1031      1
TRAN      0852      1047      1
TRAN      1047      1069      1
(
( Linhas 500 kV Copel
TRAN      0896      0897      1
TRAN      0897      1060      1
(
( Linhas 500 kV Eletrosul
TRAN      0933      0895      1
TRAN      0933      0959      1
TRAN      0933      0824      1
TRAN      0933      0824      2
TRAN      0933      0999      1
TRAN      0933      0856      1
TRAN      0556      1027      1
TRAN      0895      0959      1
TRAN      0896      0999      1
TRAN      0999      1027      1
TRAN      0999      1027      2
TRAN      0999      1060      1
TRAN      0999      1060      2
TRAN      0999      0066      1
TRAN      0999      0066      2
TRAN      0999      0066      3
TRAN      1060      0856      1
(
( Linhas 500 kV Furnas
TRAN      0895      0125      1
TRAN      0895      0130      1
(
( Transformadores de malha Copel
TRAN      0895      0814      1
TRAN      0895      0814      2
TRAN      0896      2458      1
TRAN      0896      2458      2
(
( Transformadores de malha Eletrosul
TRAN      0933      0934      1
TRAN      0959      0960      1
TRAN      0959      0960      2
TRAN      1027      1028      1
TRAN      1027      1028      2
(
( Transformadores de Fronteira Copel
TRAN      0878      0879      1
TRAN      0878      0879      2
TRAN      0934      0823      1
TRAN      0934      9335      1
TRAN      0814      2359      1
TRAN      0814      2359      2
TRAN      0816      2363      1
TRAN      0816      2363      2
TRAN      2353      2354      1
TRAN      2353      2354      2
TRAN      0954      0860      1
TRAN      0839      0840      1
TRAN      0839      0840      2
TRAN      0839      0840      3
TRAN      0815      2368      1
TRAN      0815      2368      2
TRAN      0884      2485      2
TRAN      0884      9333      1
TRAN      0898      0848      1
TRAN      0817      9337      1
TRAN      0817      2373      2
TRAN      0846      0847      1
TRAN      0886      0887      1
TRAN      0886      0887      2
TRAN      0827      2423      1
TRAN      0827      2423      2

```



```

TRAN 0868 0869 1
TRAN 0868 0869 2
TRAN 0829 0830 1
TRAN 0829 0830 2
TRAN 0831 2437 1
TRAN 0831 2437 2
TRAN 0819 2387 1
TRAN 0819 2387 2
TRAN 2459 2383 1
TRAN 2477 2478 1
TRAN 2477 2478 2
TRAN 0872 2472 1
TRAN 0820 2401 1
TRAN 0820 2401 2
TRAN 0821 2402 1
TRAN 0822 2406 1

```

Dados estocásticos dos equipamentos de transmissão

```
9999
```

```
(
```

```
DCTS
```

```
(
```

```
(
```

```
(LINHAS 230 kV Copel
```

```
(
```

```
(
```

```
0878 0872 1 0.80432.2860
```

```
0814 0816 1 0.34872.2860
```

```
0814 0816 2 0.34872.2860
```

```
0814 0816 3 0.34872.2860
```

```
0814 0827 1 2.71602.2860
```

```
0814 0831 1 1.65022.2860
```

```
0816 0815 1 0.26942.2860
```

```
0816 0819 1 0.35062.2860
```

```
0816 0821 1 0.52302.2860
```

```
0816 0822 1 0.39822.2860
```

```
2353 0818 1 0.35862.2860
```

```
2353 0822 1 0.40212.2860
```

```
0839 2458 2 0.22392.2860
```

```
0839 0898 1 1.44812.2860
```

```
0839 1047 1 1.59072.2860
```

```
0615 0884 1 2.08402.2860
```

```
0815 0813 1 0.24372.2860
```

```
0960 0822 1 0.00202.2860
```

```
0960 0821 1 0.00202.2860
```

```
0818 0820 1 0.23572.2860
```

```
0884 0827 1 1.63832.2860
```

```
0884 0878 1 2.28212.2860
```

```
0884 0829 1 2.70412.2860
```

```
0898 1047 1 0.18622.2860
```

```
0817 2459 1 1.38672.2860
```

```
0817 2477 1 1.09352.2860
```

```
0813 2496 1 0.10302.2860
```

```
0813 0822 1 0.08322.2860
```

```
0886 1028 1 0.40212.2860
```

```
0886 1028 2 0.40212.2860
```

```
0868 0872 1 0.37242.2860
```

```
0819 2377 1 0.42592.2860
```

```
0819 2477 1 0.55272.2860
```

```
0829 0831 1 0.43782.2860
```

```
2459 0820 1 1.34312.2860
```

```
0834 2424 1 0.00792.2860
```

```
0820 0822 1 0.72312.2860
```

```
0821 2399 1 0.40412.2860
```

```
(
```

```
( Linhas 230 kV Eletrosul
```

```
0878 0954 1 2.81671.3246
```

```
0878 1028 1 1.14141.3246
```

```
0934 0829 1 4.46741.3246
```

```
0934 1047 1 3.94831.3246
```

```
0934 1047 2 3.94341.3246
```

```
0934 0834 1 3.17341.3246
```

```
0551 1029 1 3.84991.3246
```

```
0553 1028 1 2.81181.3246
```

```
0954 1031 1 1.96551.3246
```

Taxa de Falha

Tempo Médio de Reparo

```

0954 1047 1 4.45751.3246
0954 1047 2 4.46001.3246
0839 2458 1 0.25461.3246
2458 0978 1 3.10701.3246
0960 0834 1 2.87821.3246
1028 1029 1 0.84381.3246
1028 1031 1 2.36431.3246
0852 1047 1 2.11311.3246
1047 1069 1 3.98521.3246
(
( Linhas 500 kV Copel
0896 0897 1 0.94832.2938
0897 1060 1 1.51342.2938
(
( Linhas 500 kV Furnas
0895 0125 1 5.34522.2938
0895 0130 1 5.34522.2938
(
( Linhas 500 kV Eletrosul
0933 0895 1 3.54682.2938
0933 0959 1 3.78672.2938
0933 0824 1 0.17232.2938
0933 0824 2 0.17552.2938
0933 0999 1 2.78852.2938
0933 0856 1 0.91292.2938
0556 1027 1 1.95452.2938
0895 0959 1 0.53942.2938
0896 0999 1 3.27642.2938
0999 1027 1 1.93202.2938
0999 1027 2 1.93202.2938
0999 1060 1 2.68872.2938
0999 1060 2 2.71452.2938
0999 0066 1 0.01292.2938
0999 0066 2 0.01292.2938
0999 0066 3 0.01292.2938
1060 0856 1 0.97322.2938
(
( Transformadores de malha Copel
0895 0814 1 0.363649.132
0895 0814 2 0.363649.132
0896 2458 1 0.363649.132
0896 2458 2 0.363649.132
(
( Transformadores de malha Eletrosul
0933 0934 1 0.363649.132
0959 0960 1 0.363649.132
0959 0960 2 0.363649.132
1027 1028 1 0.363649.132
1027 1028 2 0.363649.132
(
( Transformadores de Fronteira Copel
0878 0879 1 0.583611.726
0878 0879 2 0.583611.726
0934 0823 1 0.583611.726
0934 9335 1 0.583611.726
0814 2359 1 0.583611.726
0814 2359 2 0.583611.726
0816 2363 1 0.583611.726
0816 2363 2 0.583611.726
2353 2354 1 0.583611.726
2353 2354 2 0.583611.726
0954 0860 1 0.583611.726
0839 0840 1 0.583611.726
0839 0840 2 0.583611.726
0839 0840 3 0.583611.726
0815 2368 1 0.583611.726
0815 2368 2 0.583611.726
0884 2485 2 0.583611.726
0884 9333 1 0.583611.726
0898 0848 1 0.583611.726
0817 9337 1 0.583611.726
0817 2373 2 0.583611.726
0846 0847 1 0.583611.726
0886 0887 1 0.583611.726

```

```

0886 0887 2 0.583611.726
0827 2423 1 0.583611.726
0827 2423 2 0.583611.726
0868 0869 1 0.583611.726
0868 0869 2 0.583611.726
0829 0830 1 0.583611.726
0829 0830 2 0.583611.726
0831 2437 1 0.583611.726
0831 2437 2 0.583611.726
0819 2387 1 0.583611.726
0819 2387 2 0.583611.726
2459 2383 1 0.583611.726
2477 2478 1 0.583611.726
2477 2478 2 0.583611.726
0872 2472 1 0.583611.726
0820 2401 1 0.583611.726
0820 2401 2 0.583611.726
0821 2402 1 0.583611.726
0822 2406 1 0.583611.726

```

Áreas Monitoradas para a formação dos índices 21 e 22: Copel

```
9999
```

```
(
(
( DADOS DA REGIAO DE MONITORACAO E INDICES
(
```

```
DRMI MONS MONF MONT MONR IMPR FILE
```

```
21 22
```

```
99
```

```
(
```

```
( DADOS DA REGIAO DE CONTROLE E CONTINGENCIAS
```

```
(
```

```
DRCC
```

```
21 22
```

```
99
```

```
(
```

```
( DADOS DOS GRUPOS DE LIMITE DE TENSAO
```

```
(
```

```
(
```

```
DTEN
```

```
1 0.950 1.050 0.900 1.050
```

```
2 0.950 1.050 0.900 1.050
```

```
99
```

```
(
```

```
(
```

```
EXLF RCVG QLIM RVIO NEWT CTAP
```

```
(
```

```
ULOG
```

```
6
```

```
T7RP_C05.ENU
```

```
TITU
```

```
CASO 05 * DUPLAS * ENUMERACAO JP07 * TRAN * EMER * C/ RDSQ CTAP *
```

```
EXEN TRAN FMVA MONT NEWT DUPL EMER CTAP RDSQ
```

```
1.E-9
```

```
(
```

```
(
```

```
ULOG
```

```
6
```

```
T7RP_C08.SMC
```

```
TITU
```

```
CASO 08 * MONTE CARLO * JP07 * TRAN * NORM *
```

```
EXMC TRAN FMVA MONT NEWT NORM CTAP RDSQ
```

```
2000000
```

```
2
```

```
2
```

```
1513
```

```
FIM
```

Execução do fluxo de potência, através do método Newton-Raphson

Análise de confiabilidade pelo método de enumeração de estados, considerando contingências até segunda ordem, com redespacho de potência, e comutação de tapes, e limites de curta duração

Análise de confiabilidade pelo método de simulação Monte Carlo, com redespacho de potência e comutação de tapes e limites nominais

Tolerância para a probabilidade mínima para consideração da ocorrência na análise

Número de contingências processadas

Tolerância (%) para a convergência dos índices PPC e EPNS

Semente inicial para a simulação Monte Carlo

Principais resultados da análise de confiabilidade do caso 5 – Carga Pesada – 2007

```

*****
*
*          RELATÓRIO DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA          *
*          -----
*
*          MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS                *
*
*****

```

PROBABILIDADE DO CASO BASE..... 92.759445 %
 PERCENTAGEM ANALISADA DO ESPAÇO DE ESTADOS.... 99.990135 %

NO. DE EVENTOS SIMULADOS E SOLUCIONADOS..... 7338
 NO. DE EVENTOS CRÍTICOS:
 - COM PROBLEMAS NO SISTEMA..... 1179
 - COM CORTE DE CARGA..... 315

***** ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC	Prob. Perda de Carga	2.2119E-02	0.0000E+00	2.2119E-02
LOLP	(%)			
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (MWh/ano)	61.15	0.00	61.15
FPC	Freq. Perda de Carga	0.8464	0.0000	
LOLF	(oc./ano)			
EPC	Expec. Perda de Carga	1.9376	0.0000	1.9376
LOLE	(h/ano)			
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0070	0.0000	0.0070
DPC	Dur. Perda de Carga	2.2891	0.0000	
LOLD	(hrs/occ.)			

* Carga na Região de Monitoração e Índices 3920.50 MW
 * Índice de Severidade (IS) 0.9358 minutos sistema
 * Índice de Confiabilidade de Energia (ICE) 1.7805E-06 MW/MW
 * Eficacia das medidas corretivas 92.74 %

***** ÍNDICES DE PROBLEMAS NO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

MODOS DE FALHA D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)	Part. (%)	No. Casos
ILHAMENTO	24.6301E-03	8.09	410
FLUXO	2.3252E-03	0.76	32
TENSÃO	275.2679E-03	90.37	673
FLUXO + ILHA	14.9705E-06	0.00	3
TENSÃO + ILHA	118.1373E-06	0.04	18
TENSÃO + FLUXO	2.1913E-03	0.72	40
FLUXO+TENSÃO+ILHA	0.0000E+00	0.00	0
OUTROS ,	26.7258E-06	0.01	1
S I S T E M A	304.6071E-03	100.00	1179

MODOS DE FALHA N A O - D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)	No. Casos
ILHAMENTO	24.7632E-03	431
FLUXO	4.5315E-03	75
TENSAO	277.6043E-03	732
DEFICIT GERACAO	0.0000E+00	0

ANALISE DE CONFIABILIDADE - METODO ENUMERACAO

Tempo Total de Processamento : 4 MIN 9.20 SEG (31/ 1/2007)
 Inicio do Processamento : 16 H 30 MIN 26.15 SEG (31/ 1/2007)
 Terminado do Processamento : 16 H 34 MIN 35.35 SEG (31/ 1/2007)

Principais resultados da análise de confiabilidade do caso 8 – Carga Pesada – 2007

```
*****
*
*          RELATORIO DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA
*          -----
*
*          METODO DE SIMULACAO MONTE CARLO
*
*****
```

A T E N C A O ==> A Simulação Monte Carlo N Ã O Convergiu

```
NO. DE EVENTOS SIMULADOS E SOLUCIONADOS..... 2000000
NO. DE EVENTOS CRÍTICOS:
  - COM PROBLEMAS NO SISTEMA..... 30690
  - COM CORTE DE CARGA..... 464
```

***** INDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - ESTIMATIVA *****

		SISTEMA	GERACAO	COMPOSTA E TRANSMISSAO	Coef. Var. (%)
PPC	Prob. Perda de Carga (%)	2.3200E-02	0.0000E+00	2.3200E-02	4.64
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (MWh/ano)	62.06	0.00	62.06	4.72
FPC	Freq. Perda de Carga (oc./ano)	0.8785	(*)		4.72
EPC	Expec. Perda de Carga (h/ano)	2.0323	0.0000	2.0323	4.64
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0071	0.0000	0.0071	4.72
DPC	Dur. Perda de Carga (hrs/occ.)	2.3134			0.73

(*) Nao foi possível estimar a FPC com a amostra disponível

```
* Carga na Região de Monitoração e Índices ..... 3920.50 MW
* Índice de Severidade (IS) ..... 0.9498 minutos sistema
* Índice de Confiabilidade de Energia (ICE) ..... 1.8071E-06 MW/MW
* Eficacia das medidas corretivas ..... 98.49 %
```

***** INDICES DE PROBLEMAS NO SISTEMA - ESTIMATIVA*****

MODOS DE FALHA D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)	Part. (%)
ILHAMENTO	25.9000E-03	1.69
FLUXO	1.1541E+00	75.21
TENSÃO	147.9000E-03	9.64
FLUXO + ILHA	450.0000E-06	0.03
TENSÃO + ILHA	50.0000E-06	0.00
TENSÃO + FLUXO	206.0500E-03	13.43
FLUXO+TENSÃO+ILHA	50.0000E-06	0.00
OUTROS	0.0000E+00	0.00
S I S T E M A	1.5345E+00	100.00

MODOS DE FALHA N A O - D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)
ILHAMENTO	26.4500E-03
FLUXO	1.3607E+00
TENSAO	354.0500E-03
DEFICIT GERACAO	0.0000E+00

ANALISE DE CONFIABILIDADE - SIMULACAO MONTE CARLO

Tempo Total de Processamento : 3 H 11 MIN 56.18 SEG (29/ 1/2007)
 Início do Processamento : 15 H 5 MIN 3.60 SEG (29/ 1/2007)
 Término do Processamento : 18 H 16 MIN 59.78 SEG (29/ 1/2007)

ANEXO AX3 – DIAGRAMAS GEOELÉTRICOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DO ESTADO DO PARANÁ

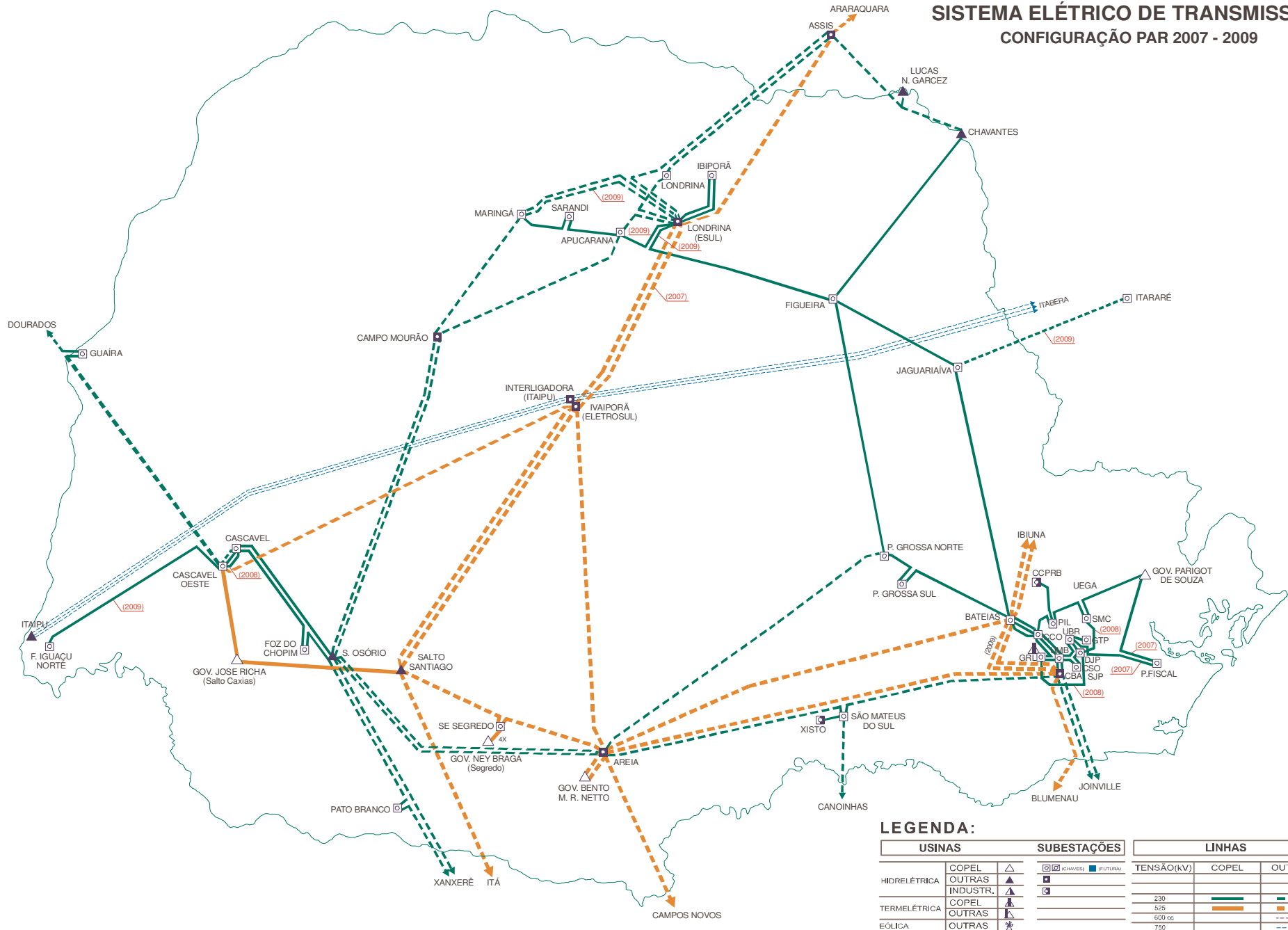
Os diagramas geoelétricos mostrados pelas Figuras AX2.01 a AX2.07, a seguir, consideram a topologia de rede considerada no PAR, ciclo 2007-2009 [AX3-.01], tanto para a transmissão quanto para a distribuição.

No caso do sistema de transmissão, as previsões das novas expansões estão informadas no próprio diagrama, em que aparece o ano previsto para a entrada em operação do empreendimento. As linhas tracejadas se referem às instalações não pertencentes à Copel Transmissão. Para a distribuição, foram gerados diagramas para cada ano do ciclo, com detalhamento de algumas regiões.

AX3.1 Referências Bibliográficas

[AX3-01] ONS *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período de 2007-2009 – Volumes 1 a 5*
http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/plano_ampliacao.aspx

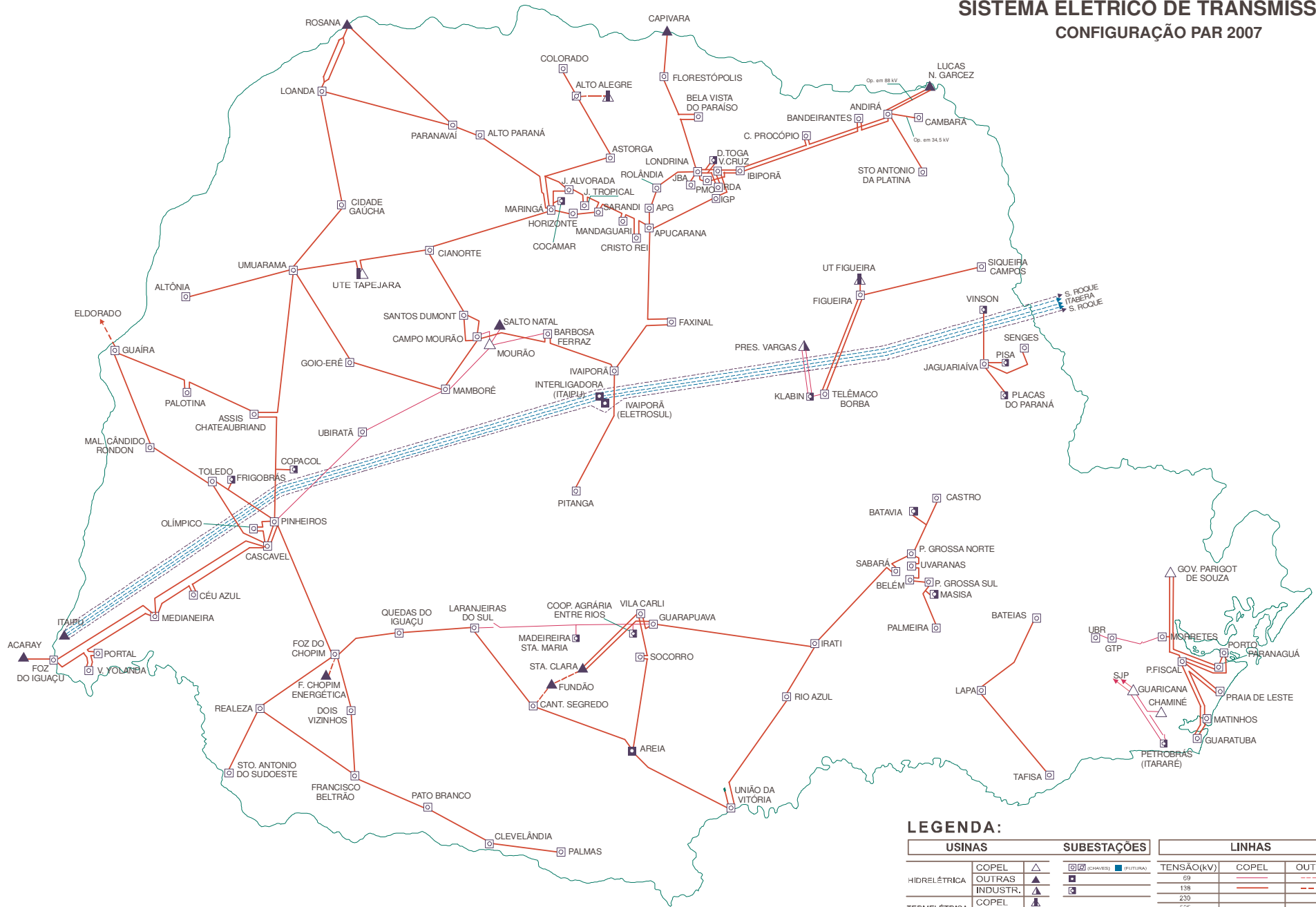
**SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO
CONFIGURAÇÃO PAR 2007 - 2009**



LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
				TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	▲	□ (CHAVES) □ (FUTURAS)	230	—	—
	OUTRAS	▲	□	525	—	—
	INDUSTR.	▲	□	600 cc	—	—
TERMELÉTRICA	COPEL	▲		750	—	—
	OUTRAS	▲			—	—
EÓLICA	OUTRAS	★			—	—

**SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO
CONFIGURAÇÃO PAR 2007**



LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
				TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	▲	□ (CHAVES) ■ (FUTURAS)	69	—	---
	OUTRAS	▲		138	—	---
TERMELETRICA	COPEL	▲		230	—	---
	OUTRAS	▲		525	—	---
EÓLICA	COPEL	▲		600 cc	—	---
	OUTRAS	▲		750	—	---

Figura AX2.03 – Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes – 2007

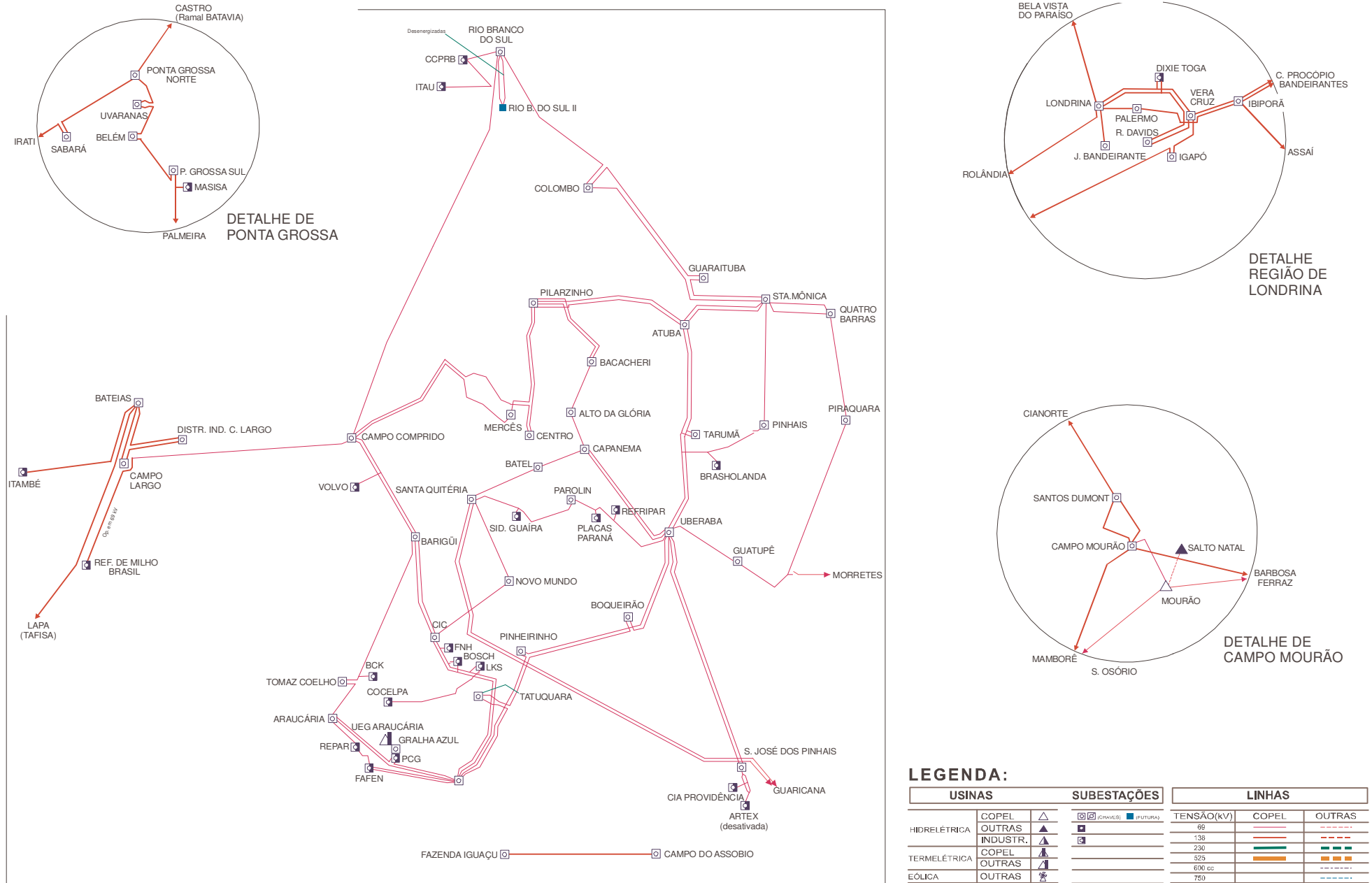
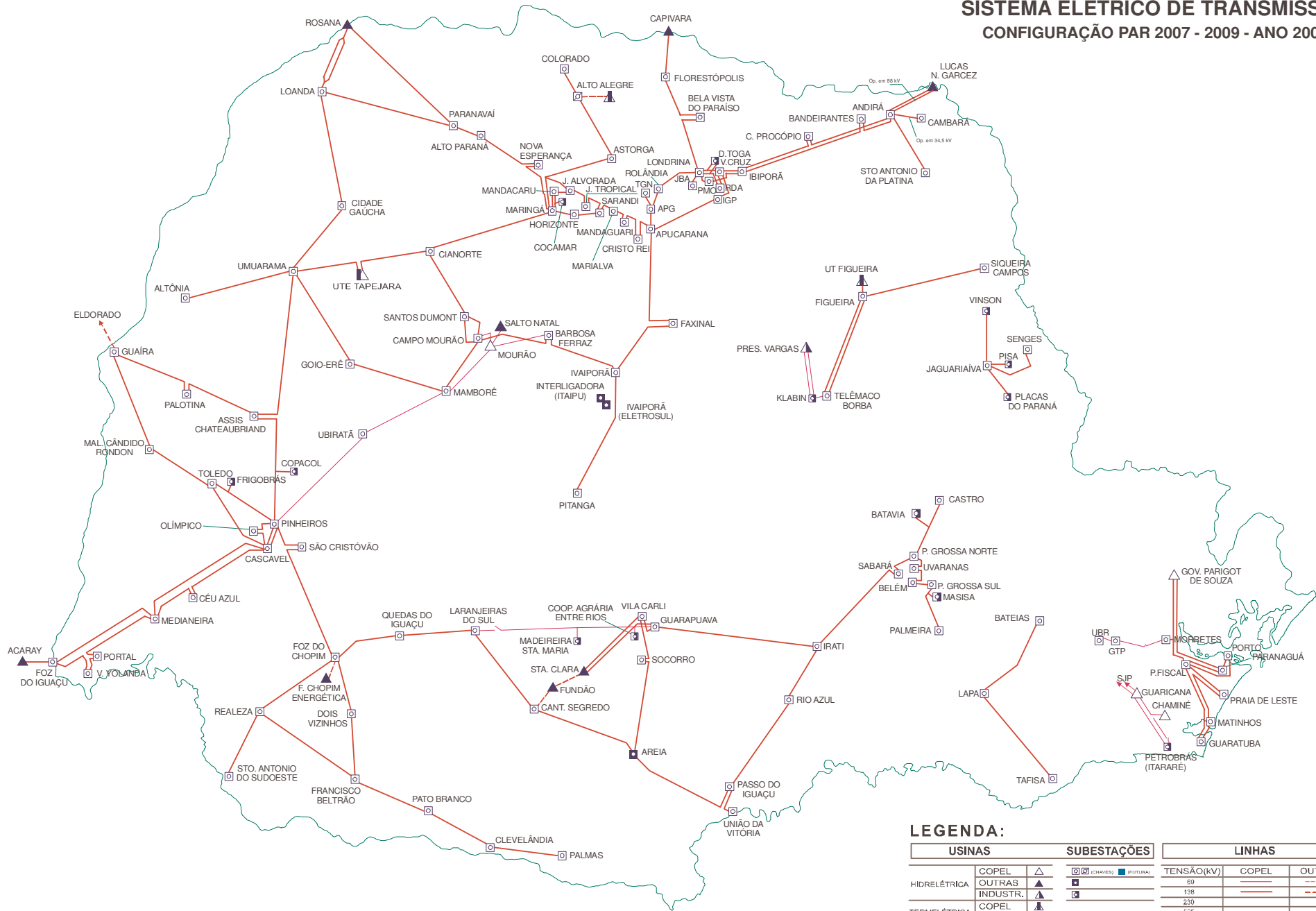


Figura AX2.04 – Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – 2008

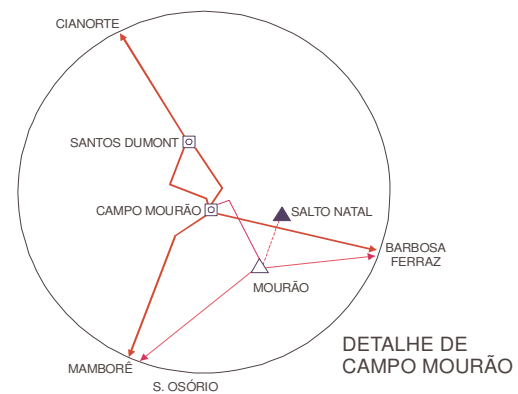
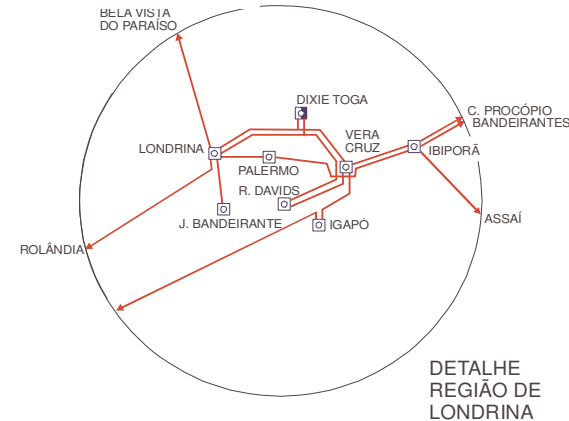
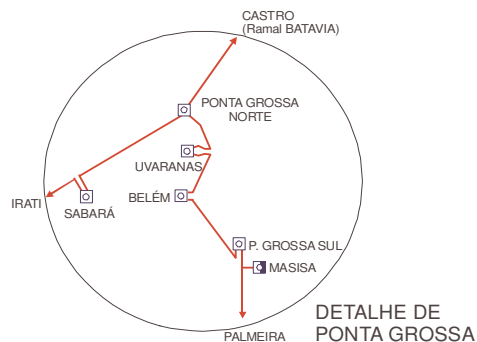
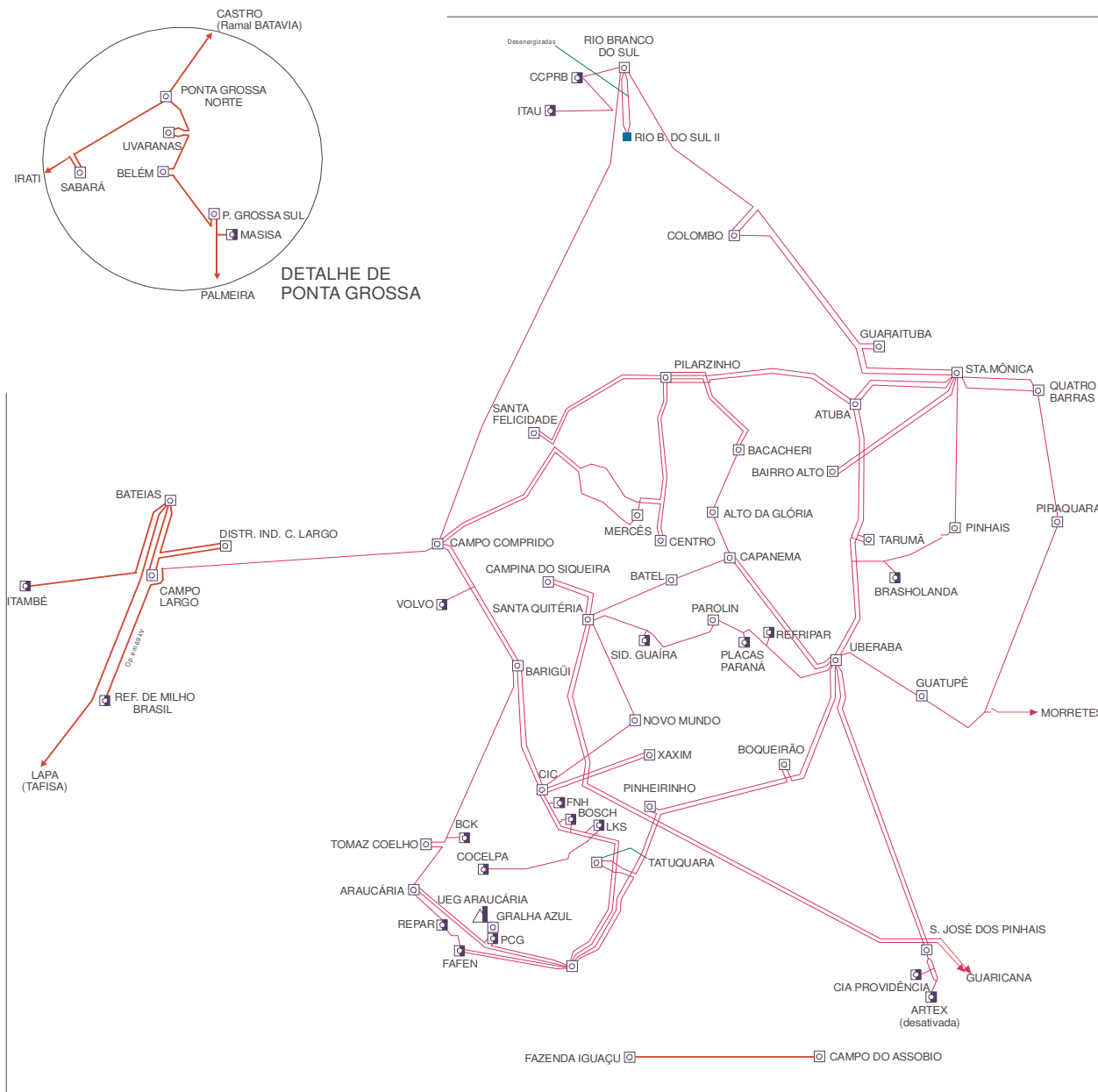
**SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO
CONFIGURAÇÃO PAR 2007 - 2009 - ANO 2008**



LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
HIDRELÉTRICA	COPEL	△	□ (CHAVE) □ (MULTIUSUA)	TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
	OUTRAS	▲	■	69	---	---
	INDUSTR.	▲	□	138	---	---
TERMELETRICA	COPEL	▲	□	230	---	---
	OUTRAS	▲	□	525	---	---
	OUTRAS	▲	□	600 cc	---	---
EÓLICA	OUTRAS	★	□	750	---	---

Figura AX2.05 – Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes - 2008



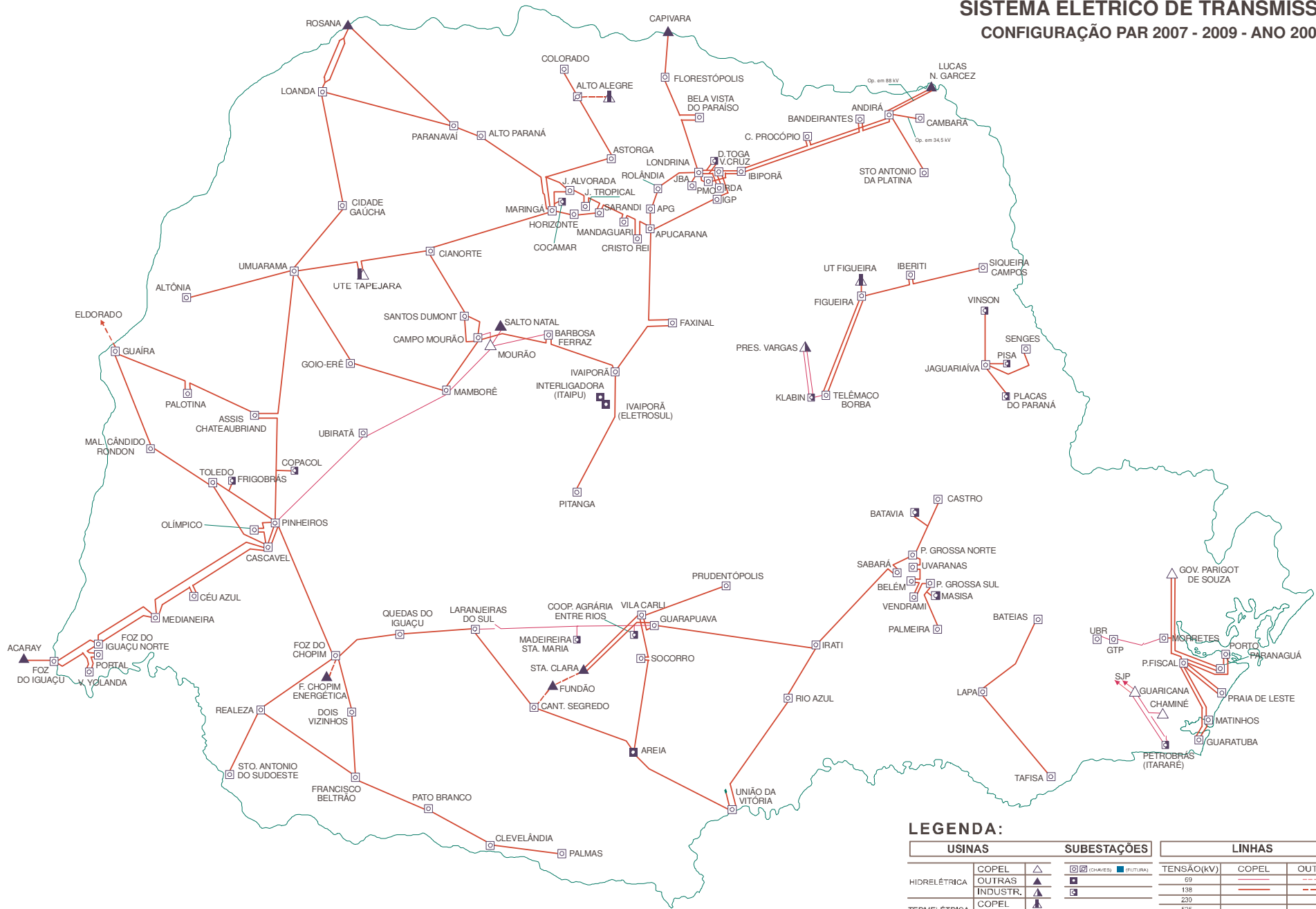
DETALHE DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA

LEGENDA:

	USINAS		SUBESTAÇÕES	LINHAS		
				TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	▲	☐ (OPERATIVA) ■ (FUTURA)	66	—	---
	OUTRAS	▲		138	—	---
	INDUSTR.	▲		230	—	---
TERMELÉTRICA	COPEL	▲		525	—	---
	OUTRAS	▲		600 CC	—	---
EÓLICA	OUTRAS	★		750	—	---

Figura AX2.06 – Sistema de Distribuição do Paraná – 2009

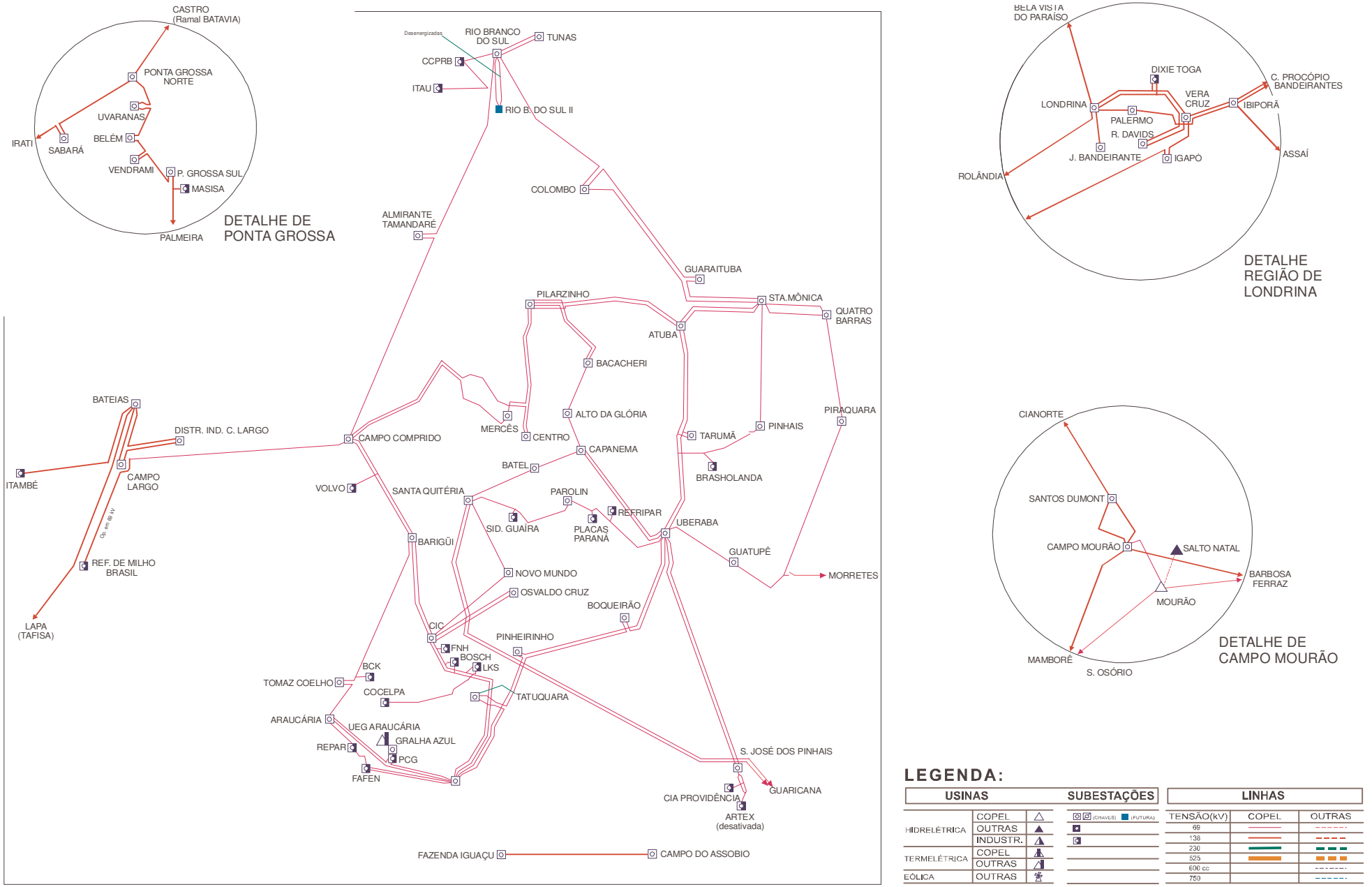
**SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO
CONFIGURAÇÃO PAR 2007 - 2009 - ANO 2009**



LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
		CHAVE	FUTURA	TENSÃO(KV)	COPEL	OUTRAS
HIDRELÉTRICA	COPEL	□	□	69	—	---
	OUTRAS	▲	▲	138	—	---
	INDUSTR.	▲	▲	230	—	---
TERMELÉTRICA	COPEL	▲	▲	525	—	---
	OUTRAS	▲	▲	600 cc	—	---
EÓLICA	OUTRAS	▲	▲	750	—	---

Figura AX2.07 – Sistema de Distribuição do Estado do Paraná – Detalhes - 2009



DETALHE DA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA

LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS		
HIDRELÉTRICA	COPEL			TENSÃO(kV)	COPEL	OUTRAS
	OUTRAS			69		
	INDUSTR.			138		
TERMELÉTRICA	COPEL			230		
	OUTRAS			525		
EÓLICA	OUTRAS			690 CC		
				750		

