



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

AIRTON VIOLIN

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES BASEADA
NOS DESEMPENHOS ESTÁTICO E DINÂMICO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Cláudio Ferreira

Janeiro 2014
Itajubá – MG – Brasil

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

V795a

Violin, Airton

Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos desempenhos estático e dinâmico de sistemas elétricos de potência / Airton Violin. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2014.
235 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva.

Coorientador: Prof. Dr. Cláudio Ferreira .

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Confiabilidade de subestações. 2. Adequação e segurança em subestações. 3. Ranking de subestações. 4. Métodos probabilísticos em subestações. I. Silva, Armando Martins Leite da, orient. II. Ferreira, Cláudio, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

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

AIRTON VIOLIN

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES BASEADA
NOS DESEMPENHOS ESTÁTICO E DINÂMICO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Tese aprovada por banca examinadora em 17 de Janeiro de 2014, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva (Orientador)

Prof. Dr. Cláudio Ferreira (Coorientador)

Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior

Itajubá – MG
2014



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da Tese: **“Avaliação da Confiabilidade de Subestações baseada nos Desempenhos Estático e Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência”**

Autor: **Airton Violin**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

- A** - APROVADO: Se a Tese obtiver aprovação unânime da Comissão Examinadora.
AC - APROVADO CONDICIONAL: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese deva sofrer alterações de conteúdo ou conter resultados novos ou adicionais.
RE - REEXAME: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese, embora contendo contribuições relevantes, não tenha sido defendida adequadamente, ou deve sofrer modificações mais profundas. Caso em que o candidato terá mais uma única e última oportunidade para reestruturar a Tese se for o caso, e defendê-la novamente em um prazo não superior a 6 (seis) meses contados a partir da data da primeira defesa.
R - REPROVAÇÃO: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese não contém contribuições relevantes para a área do tema da Tese.

(*) Este documento terá a validade de 90 (noventa) dias a contar da data da defesa da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 17 de Janeiro de 2014.

Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim
1º Examinador – HPPA Consultoria

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
2º Examinador – UFSJ

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Claudio Ferreira
5º Examinador (Co-Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes
Presidente da Banca – UNIFEI

“For every complex problem, there is an answer that is clear, simple, and wrong”

H. L. Mencken

AGRADECIMENTOS

Ao professor Armando Martins Leite da Silva pelo incentivo e disposição em discutir o tema e também pelo auxílio na elaboração dos artigos técnicos.

Ao professor Cláudio Ferreira pela colaboração no uso de programas de análises de sistemas e discussões sobre o tema da Tese.

Ao professor Zulmar Soares Machado Júnior pelo auxílio no uso de programa de fluxo de potência ótimo.

Ao doutor Jorge Luiz Jardim pela cessão da versão acadêmica do programa ORGANON para utilização nesta Tese.

Ao amigo de longa data Ary D'Ajuz pelo incentivo e pelas discussões sobre o planejamento e operação do setor elétrico brasileiro.

Aos colegas do GESis por proporcionarem um ambiente de companheirismo e pela colaboração no uso de recursos de informática e programas de análises de sistemas.

À minha esposa Elizabeth pela compreensão...

À CAPES pelo apoio financeiro.

RESUMO

Os estudos elétricos que são realizados em nível de planejamento para a definição da expansão de sistemas de transmissão, em geral, não representam em detalhes as configurações de barra das subestações envolvidas. Sabe-se também que saídas múltiplas e simultâneas provocadas por falhas em pátios de manobras de subestações, em parte das vezes, têm consequências severas para o sistema, desde desligamentos localizados com cortes de cargas até instabilidades eletromecânicas e blackouts¹.

Portanto, avaliar os reflexos que as falhas com origem em subestações provocam no sistema deve merecer um esforço contínuo no sentido do aprimoramento de metodologias de análises. Devido à complexidade e ao porte dos atuais sistemas interligados e de suas subestações, não é possível realizar uma avaliação de confiabilidade de subestações de forma realista com o critério e a metodologia clássica.

O objetivo desta Tese é apresentar uma nova metodologia mais abrangente, contemplando indicadores de adequação e de segurança, que expressem a confiabilidade que a subestações oferecem ao sistema elétrico, segundo a definição utilizada pelo NERC – North American Electric Reliability Corporation.

Esta nova abordagem permitirá, entre outras tarefas, subsidiar análises comparativas na fase de planejamento, organizar um ranking¹ das subestações de um dado sistema ou região para orientar investimentos em reforços e subsidiar a flexibilização de eventuais padrões para novas instalações definidos por operadores independentes dos sistemas atuais, com isto, minimizando investimentos e riscos para o sistema. Exemplos de aplicação foram desenvolvidos para demonstrar a utilização da metodologia apresentada.

¹ Os termos blackout e ranking serão utilizados de forma normal, sem a grafia itálica, por ser de uso corrente no setor elétrico.

ABSTRACT

In general, the electrical studies that are performed at the planning stage, for the definition of the expansion of transmission systems, do not accurately represent the bus configurations of network substations. It is also known that multiple simultaneous outages, caused by failures in substation equipment, may have severe consequences in the power system network such as, load curtailments, transient instability, and even blackouts.

The impact assessment of faults, originating in substations, on the system network needs a continuous effort in order to improve equipment models and corresponding analysis methods. Due to the complexity and size of today's interconnected systems and substations, it is not possible to realistically evaluate the reliability assessment of substations using classical criteria and methodologies.

The objective of this Thesis is, therefore, to present a new and more comprehensive approach, covering static adequacy and dynamic security aspects, in order to measure the reliability that the existing substations provide to the electrical power system, according to the definitions used by NERC - North American Electric Reliability Corporation.

The new approach will, among other assignments, support comparative analyses during the planning phase, rank substations for a given system or subsystem, guide investments in reinforcements, and allow the establishment of standards for any new installations defined by the independent system operator of the power systems. Moreover, the new method will assist system planners in balancing investment costs and operating risks. Application examples demonstrate the practical value of the proposed methodology.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xvi
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xix
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2. EVOLUÇÃO DA METODOLOGIA	6
1.3. CONTRIBUIÇÃO DA TESE	13
1.4. ESTRUTURA DA TESE	16
CAPÍTULO 2: CONFIGURAÇÕES DE BARRA	17
2.1. INTRODUÇÃO	17
2.2. PRINCIPAIS TIPOS DE CONFIGURAÇÃO DE BARRA	17
2.2.1. Barra principal e transferência	17
2.2.2. Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	19
2.2.3. Barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves	20
2.2.4. Anel simples	21
2.2.5. Anel múltiplo	22
2.2.6. Barra dupla com disjuntor e meio	23
2.2.7. Barra dupla com disjuntor duplo	25
2.3. COMENTÁRIOS FINAIS	25
CAPÍTULO 3: SEGURANÇA E ADEQUAÇÃO.....	26
3.1. INTRODUÇÃO	26
3.2. MODELOS DE MARKOV E ESPAÇO DE ESTADOS	27
3.3. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E SEGURANÇA	48
3.4. FLUXOS DE POTÊNCIA E CORTES DE CARGAS	57

3.5. CRITÉRIOS E INDICADORES	60
3.5.1. Simulações de falhas na subestação	60
3.5.2. Simulações da estabilidade transitória do sistema	61
3.5.3. Simulações de fluxos e cortes de cargas no sistema	62
3.6. COMENTÁRIOS FINAIS	67
CAPÍTULO 4: EXEMPLOS DE APLICAÇÃO	68
4.1. OBTENÇÃO DOS INDICADORES PARA UMA SUBESTAÇÃO	68
4.1.1. Sistema Teste	68
4.1.2. Simulações	72
4.1.3. Indicadores de Confiabilidade	80
4.2. RANKING DE DESEMPENHO DE SUBESTAÇÕES	82
4.3. SENSIBILIDADE DOS INDICADORES	87
4.3.1. Eventos Internos e Externos à Subestação	87
4.3.2. Reforço em Subestação	90
4.3.3. Alteração no Despacho do Sistema	92
4.4. COMENTÁRIOS FINAIS	94
CAPÍTULO 5: CRITÉRIO DE SEGURANÇA AMPLIADO	95
5.1. INTRODUÇÃO	95
5.2. NOVAS MÉTRICAS E SIMULAÇÕES	96
5.3. COMENTÁRIOS FINAIS	112
CAPÍTULO 6: SIMULAÇÕES EM SISTEMA REAL	113
6.1. ESTUDO DE UM CASO REAL	113
6.1.1. Objetivo	113
6.1.2. Premissas, procedimentos e dados	114
6.1.3. Resultados e conclusões	119

6.2. VERIFICAÇÃO DO CRITÉRIO DE SEGURANÇA ADOTADO	129
6.3. COMENTÁRIOS FINAIS	143
CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES	144
APÊNDICES	148
A.1. DADOS DO SISTEMA TESTE	149
A.2. RANKING DE PÁTIOS DE MANOBRAS	159
A.3. EVENTOS INTERNOS E EXTERNOS	197
A.4. REFORÇO EM PÁTIO DE MANOBRAS	200
A.5. ALTERAÇÃO NO DESPACHO DO SISTEMA	204
REFERÊNCIAS	211

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	3
Figura 1.2	Configuração em barra dupla com disjuntor e meio	3
Figura 1.3	Barra de SE com 6 terminais	8
Figura 1.4	Configuração em barra principal e transferência com 4 terminais	9
Figura 2.1	Configuração em barra principal e transferência	18
Figura 2.2	Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.	19
Figura 2.3	Configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves..	20
Figura 2.4	Configuração em anel simples	21
Figura 2.5	Configuração em anel múltiplo	22
Figura 2.6	Configuração em barra dupla com disjuntor e meio	24
Figura 2.7	Configuração em barra dupla com disjuntor e duplo	25
Figura 3.1	Modelo para componentes a três estados	27
Figura 3.2	Modelo para componentes a quatro estados	29
Figura 3.3	Modelo para disjuntor (cinco estados)	30
Figura 3.4	Modelo de três estados para geradores	33
Figura 3.5	Configuração em barra simples	34
Figura 3.6	Configuração em barra dupla com disjuntor e meio	43
Figura 3.7	Potência acelerante de uma dada máquina tendendo a zero	50
Figura 3.8	Ângulo delta entre uma dada máquina e o centro de inércia do sistema CIS se acomodando em um novo valor	50
Figura 3.9	Frequência de uma dada máquina tendendo ao valor nominal	50

Figura 3.10	Afundamento súbito e posterior recuperação da tensão na barra próxima à ocorrência do curto-circuito monofásico	51
Figura 3.11	Ângulo delta entre as máquinas desconectadas do sistema (G_1 e G_2) e o centro de inércia do sistema – CIS (perda de referência)	54
Figura 3.12	Frequência das máquinas desconectadas do sistema (G_1 e G_2)	55
Figura 3.13	Ângulo delta entre a máquina que permanece conectada ao sistema (G_3) e o centro de inércia do sistema – CIS	55
Figura 3.14	Frequência da máquina conectada ao sistema (G_3)	56
Figura 3.15	Principais etapas da metodologia	64
Figura 3.16	Etapas de simulação de falhas na subestação	66
Figura 4.1	Sistema teste de 30 barras denominado <i>Brazilian Birds</i>	69
Figura 4.2	Configuração de barra da SE Pelicano 230 kV	70
Figura 4.3	Configuração de operação normal 1 adotada	71
Figura 4.4	Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 1	75
Figura 4.5	Frequência para as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 1	75
Figura 4.6	Ângulo delta entre as máquinas de Tucano e o CIS para o Caso 2	76
Figura 4.7	Frequência para as máquinas de Sabiá e o CIS para o Caso 2	76
Figura 4.8	Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 3	77
Figura 4.9	Frequência para as máquinas de Gavião e o CIS para o Caso 3	77
Figura 4.10	SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	88
Figura 4.11	SE Tiziu 230 kV em barra principal e barra de transferência com inclusão de chave seccionamento na barra principal	90
Figura 5.1	SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	98
Figura 5.2	SE/UHE Canário 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a 3 e 4 chaves	104
Figura 5.3	Excursão do ângulo delta das máquinas de Canário (azul), de Sabiá (vermelho) e da PCH-1 (verde) em relação ao CIS para a simulação B1B2 (Caso 3)	107
Figura 5.4	Excursão do ângulo delta das máquinas de Tucano (azul), de Gavião (vermelho) e da PCH-2 (verde) em relação ao CIS para a simulação B1B2 (Caso 3)	108

Figura 5.5	SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	108
Figura 6.1	Diagrama eletrogeográfico da região de São Luís	113
Figura 6.2	Pátio de 230 kV da SE São Luís II em Julho/2014	115
Figura 6.3	Pátio de 230 kV da SE São Luís II em 2020	116
Figura 6.4	Frequências dos geradores de Tucurí para o Caso 1 em 2014	122
Figura 6.5	Frequências dos geradores de Tucurí para o Caso 1 em 2020	125
Figura 6.6	Pátio de 230 kV da SE São Luís II em 2020 na configuração de barra: 2020-R	127
Figura 6.7	Diagrama eletrogeográfico da região de Bauru	129
Figura 6.8	Configuração operacional da SE Bauru 440 kV	130
Figura 6.9	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S3	131
Figura 6.10	Tensão na barra da SE Bauru 440 kV para o Caso S3	132
Figura 6.11	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S3/S4	132
Figura 6.12	Tensão na barra da SE Bauru 440 kV para o Caso S3/S4	133
Figura 6.13	Elevação de fluxo de potência em linha de 440 kV para o Caso S3/S4	133
Figura 6.14	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S1/S2/S3/S4	134
Figura 6.15	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ibitinga, em relação ao CIS, para o Caso S1/S2/S3/S4	134
Figura 6.16	Diagrama eletrogeográfico da região de Itumbiara	135
Figura 6.17	Configuração de barra da SE/UHE Itumbiara 500 kV	136
Figura 6.18	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Itumbiara, em relação ao CIS, para o Caso 1	137
Figura 6.19	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Cachoeira Dourada, em relação ao CIS, para o Caso 2	138
Figura 6.20	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Marimbondo, em relação ao CIS, para o Caso 2	138
Figura 6.21	Elevação de fluxo de potência na LT Itumbiara – São Simão para o Caso 2	139
Figura 6.22	Elevação e inversão de fluxo de potência na LT Itumbiara – Rio Verde do Norte para o Caso 2	139

Figura 6.23	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Cachoeira Dourada, em relação ao CIS, para o Caso 3	140
Figura 6.24	Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Marimbondo, em relação ao CIS, para o Caso 3	140
Figura 6.25	Elevação de fluxo de potência na LT São Simão - Jaguará para o Caso 3	141
Figura 6.26	Elevação de fluxo de potência na LT São Simão - Marimbondo para o Caso 3	141

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Pátios em operação em 2012	2
Tabela 1.2	Custos de implantação de SE's convencionais	3
Tabela 1.3	Principais blackouts ocorridos no Brasil envolvendo subestações	4
Tabela 3.1	Espaço de estados total da subestação apresentada	35
Tabela 3.2	Resumo do espaço de estados total	36
Tabela 3.3	Espaço de estados truncado da subestação apresentada	36
Tabela 3.4	Resumo do espaço de estados truncado	37
Tabela 3.5	Evolução dos estados com disjuntor com falha na abertura	39
Tabela 3.6	Base de dados de confiabilidade: valores médios típicos	42
Tabela 3.7	Estados da subestação	44
Tabela 3.8	Estados de interesse quando é atendido o critério N-1 e são analisados os principais evento internos e externos em contingências duplas	45
Tabela 3.9	Estados de interesse quando é atendido o critério N-1 e são analisados somente os principais evento internos em contingências duplas	46
Tabela 4.1	Estados dos componentes da SE e de elementos da transmissão	72
Tabela 4.2	Estados de falhas na SE com saídas múltiplas no sistema	72
Tabela 4.3	Cortes de cargas no sistema para o Caso 1	79
Tabela 4.4	Resultados das simulações para a SE Pelicano 230 kV	80
Tabela 4.5	Indicadores para a SE Pelicano 230 kV	81
Tabela 4.6	Indicadores de confiabilidade para os pátios analisados	82
Tabela 4.7	Ranking segundo a expectativa de perda de carga	83
Tabela 4.8	Ranking segundo a expectativa de energia não suprida	84

Tabela 4.9	Ranking segundo a expectativa de energia não suprida priorizando a segurança do sistema	85
Tabela 4.10	Número de simulações realizadas nas subestações avaliadas	87
Tabela 4.11	Indicadores para a SE Pelicano 230 kV	89
Tabela 4.12	Indicadores para a SE Tiziu 230 kV	91
Tabela 4.13	Indicadores para a SE Pelicano 230 kV	92
Tabela 4.14	Indicadores para a SE Cardeal 230 kV	93
Tabela 5.1	Definições de parâmetros para a simulação	96
Tabela 5.2	Critérios e opções de índices para o diagnóstico do sistema	97
Tabela 5.3	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ANATEM	99
Tabela 5.4	Síntese de resultados (<i>Time Domain Summary</i>)	100
Tabela 5.5	Amortecimentos (<i>Damping</i>)	100
Tabela 5.6	Indicadores de margem de estabilidade (<i>Margin</i>)	101
Tabela 5.7	Sobrecargas (<i>Thermal Viol - TDS</i>)	101
Tabela 5.8	Elevação instantânea de tensão (<i>VswllInst</i>)	102
Tabela 5.9	Elevação temporária de tensão (<i>VswllTemp</i>)	102
Tabela 5.10	Subfrequência (<i>Underfreq</i>)	102
Tabela 5.11	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ORGANON	103
Tabela 5.12	Indicador LOSP para a SE Pelicano 230 kV	104
Tabela 5.13	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ANATEM	105
Tabela 5.14	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ORGANON	106
Tabela 5.15	Síntese de resultados (<i>Time Domain Summary</i>)	106

Tabela 5.16	Indicadores de margem de estabilidade (<i>Margin</i>)	106
Tabela 5.17	Indicador LOSP para a SE/UHE Canário 230 kV	107
Tabela 5.18	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ANATEM	109
Tabela 5.19	Síntese de resultados (<i>Time Domain Summary</i>)	110
Tabela 5.20	Elevação temporária de tensão (<i>VswllTemp</i>)	110
Tabela 5.21	Sobrecargas (<i>Thermal Viol - TDS</i>)	110
Tabela 5.22	Indicadores de margem de estabilidade (<i>Margin</i>)	111
Tabela 5.23	Classificação dos estados de falhas com relação à segurança do sistema com o programa ORGANON	111
Tabela 5.24	Indicador LOSP para a SE Arara 230 kV	112
Tabela 6.1	Base de dados de confiabilidade – valores médios	117
Tabela 6.2	Estados de falhas de interesse na subestação em 2014	120
Tabela 6.3	Resultados das simulações dinâmicas e estáticas em 2014	121
Tabela 6.4	Frequência de máquinas da região para o Caso 1 em 2014	122
Tabela 6.5	Estados de falhas de interesse na subestação em 2020	123
Tabela 6.6	Resultados das simulações dinâmicas e estáticas em 2020	124
Tabela 6.7	Frequência de máquinas da região para o Caso 1 em 2020	125
Tabela 6.8	Maiores variações de frequência de máquinas em 2020	126
Tabela 6.9	Indicadores para a SE São Luís II 230 kV	127
Tabela 6.10	Fluxos em Bauru para Julho/2014 em carga pesada	131
Tabela 6.11	Resultados das simulações na SE Bauru 440 kV	131
Tabela 6.12	Fluxos em Itumbiara para Julho/2014 em carga pesada	136
Tabela 6.13	Resultados das simulações na SE/UHE Itumbiara 500 kV	137

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANAFAS	Programa de Análise de Falhas
ANAREDE	Programa de Análise de Redes
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas Elétricas da ELETROBRÁS
CD	Contingência dupla na subestação
CIS	Centro de Inércia do Sistema
CS	Contingência simples na subestação
CST	Programa de Confiabilidade de Sistemas de Transmissão
CT	Contingência tripla na subestação
EAT	Extra Alta Tensão
ECS	Esquema de Controle de Segurança
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i> (Expectativa de energia não suprida)
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FLUPOT	Programa de Fluxo de Potência Ótimo
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i> (Expectativa de perda de carga)
LOSP	<i>Loss of Stability Probability</i> (Probabilidade de perda da estabilidade)
LTC	Comutador de tap sob carga de transformadores
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORGANON	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos

PF	Subestação na configuração pós-falha
PM	Subestação na configuração pós-manobra
PV	Barra do sistema com potência ativa e módulo da tensão conhecidos
SE ou SE's	Subestação ou subestações
SIN	Sistema Interligado Nacional
λ_a	Taxa de falha ativa do componente, em falhas por ano
λ_p	Taxa de falha passiva do componente, em falhas por ano
λ_m	Taxa de manutenção programada do componente, em vezes por ano
λ_e	Taxa de falha de polo preso de disjuntor, em falhas por ano
t_s	Tempo de manobra, em horas. Inverso da taxa de manobras (μ_s)
t_r	Tempo de reparo, em horas. Inverso da taxa de reparos (μ_r)
t_m	Tempo de manutenção, em horas. Inverso da taxa de restabelecimento de manutenção (μ_s)
t_e	Tempo de manobra (polo preso), em horas. Inverso da taxa de manobras (μ_e)
p_{pp}	Probabilidade de disjuntor se encontrar com polo preso

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A palavra confiabilidade é utilizada no cotidiano como sinônimo de confiança e tem, na maioria das vezes, uma conotação qualitativa. Ou seja, uma medida que é subjetiva e depende do observador.

No âmbito da engenharia a palavra confiabilidade requer uma conotação quantitativa, pois é preciso se obter indicadores para expressar uma dada confiança. No setor elétrico, no que tange à confiabilidade de subestações, em passado muito recente, não era raro o tema ser tratado de forma qualitativa em reuniões técnicas com base na experiência da empresa ou de seus técnicos.

É verdade que isto decorria, e ainda decorre, tanto pela inexistência de metodologias aprimoradas quanto pela capacidade limitada de metodologias existentes em avaliar situações mais complexas. Também é preciso levar em conta a cultura arraigada de utilização de critérios determinísticos que existe no setor da energia elétrica em geral, notadamente no setor elétrico brasileiro, e que, em determinados casos, pode levar a superdimensionamentos sem justificativas econômicas.

Nos últimos trinta anos o setor elétrico brasileiro sofreu evolução considerável por qualquer ângulo que se queira observar: pela sua capacidade instalada, pela extensão de sua rede de extra-alta tensão, pela complexidade de sua operação, pela adição de novas tecnologias, pela superespecialização de sua mão de obra etc.

As subestações, como áreas de conexão, controle, proteção e monitoramento do sistema, têm um papel fundamental no sistema elétrico. No período mencionado, a evolução se deu tanto em número de pátios quanto no crescimento de seus portes. A rede básica conta hoje com mais de quatrocentos pátios de manobras, tanto de pequeno porte, quanto de médio e grande porte, em tensões a partir de 230 kV, como apontado na Tabela 1.1.

TABELA 1.1 – PÁTIOS EM OPERAÇÃO EM 2012

Tensão [kV]	Número [†]
230	262
345	47
440	18
500	107
750	4
Total	438

[†] Fonte: ONS, www.ons.org.br

O Brasil, nas últimas décadas, sofreu modificações na sua estrutura de produção, ganhando maior produtividade. Também os consumidores passaram a usufruir de produtos mais sofisticados, principalmente nas áreas de entretenimento e de informação digital. A evolução das sociedades industrial e pós-industrial as torna cada vez mais dependentes de energia elétrica. Além de restrições ambientais para a expansão do sistema elétrico, há também o fato de o setor ser altamente intensivo em termos de alocação de investimentos, incluindo a área de subestações.

O resultado, em um ambiente regulado pela legislação, é o aumento da pressão por mais qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica, preferencialmente com contenção nas tarifas.

A Tabela 1.2 apresenta os custos de implantação de dois pátios de manobras, um em 230 kV com configuração em barra dupla com disjuntor simples a 4 Chaves (BD-Ds-4ch), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 1.1 e outro em 500 kV com configuração em barra dupla com disjuntor e meio (BD D1/2), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 1.2.

Ressalta-se que as duas configurações de barras são padrões do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Brasil) para as referidas tensões. Portanto, a implantação de uma subestação 500 / 230 kV de porte médio requer investimentos da ordem de 100 milhões de reais, segundo custos modulares da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Considerando-se as necessidades futuras da expansão do sistema, vislumbram-se perspectivas para otimizações nestes investimentos.

TABELA 1.2 – CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE SE'S CONVENCIONAIS

Tensão [kV]	Porte [terminais]	Configuração	Custo [R\$×10 ⁶] [†]
230	6	BD-Ds-4ch	24,5
500	6	BD D1/2	68,0

[†]Fonte: ANEEL, www.aneel.gov.br, custo somente dos pátios de manobras

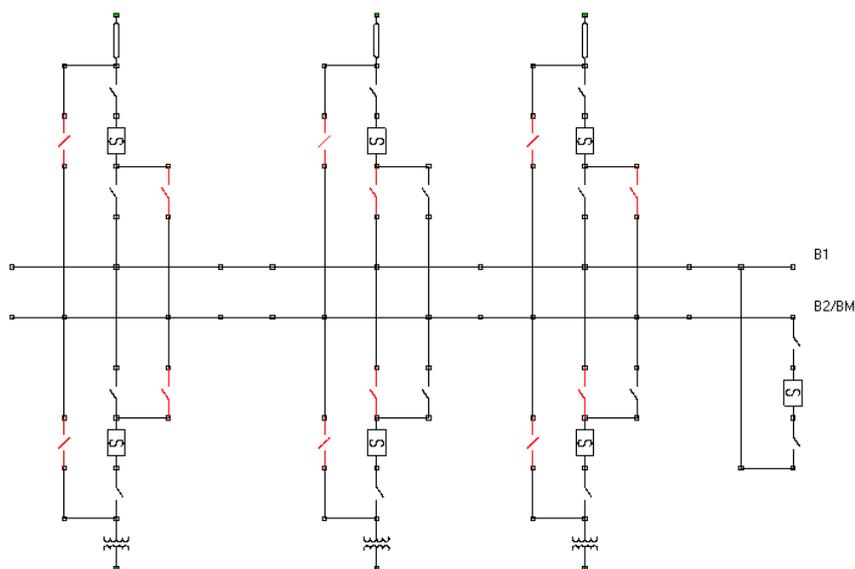


Figura 1.1 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves em 230 kV.

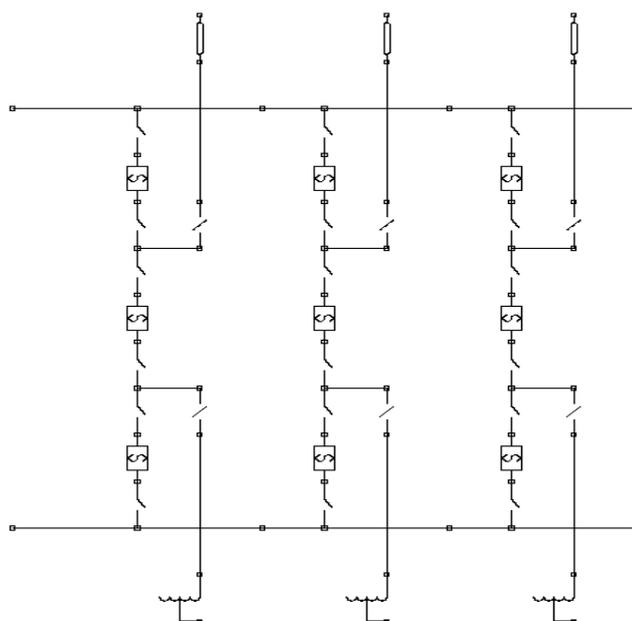


Figura 1.2 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio em 500 kV.

A questão da confiabilidade de subestações, como outras de um sistema elétrico de potência, envolve um equilíbrio entre atender os requisitos mínimos do sistema e de seus consumidores e os investimentos a serem realizados para tal. Nesta equação, a segurança operativa do sistema não deve ser negociável. Isto é, na relação custo / benefício deve haver restrições para que a segurança do sistema seja preservada dentro de determinado limite.

O Brasil, por exemplo, já sofreu blackouts de ordem variada: regionais, locais e alguns em escala nacional. Os transtornos e prejuízos econômicos decorrentes são conhecidos. De modo geral, a cada grande blackout lições são aprendidas e novas providências e procedimentos são adotados, tornando o sistema mais robusto. Dentre outros, a Tabela 1.3 lista os principais blackouts ocorridos, tendo como origem a ocorrência de falhas em subestações. Informações complementares podem ser obtidas em [GSL01] e na página do ONS na internet.

TABELA 1.3 – PRINCIPAIS BLACKOUTS OCORRIDOS NO BRASIL ENVOLVENDO SUBESTAÇÕES

Subestação	Data	Corte de Carga [MW]	Duração [†] [min]
Jaguara 500/345 kV	18.04.84	15762	160
Marimbondo 500 kV	18.08.85	7793	74
Furnas 345 kV	26.03.96	5746	100
Bauru 440 kV	11.03.99	24900	260
Ivaiporã 750/500 kV	14.12.00	3091	10-30
Cachoeira Paulista 500 kV	01.01.05	4468	30-120
Colinas 500 kV	10.02.10	3608	36
Luis Gonzaga 500 kV	04.02.11	8070	120-300
Imperatriz 500 kV	22.09.12	3918	32
Foz do Iguaçu 765/500 kV	03.10.12	3816	25-95
Brasília Sul 345 kV	04.10.12	856	70-240
Colinas 500 kV	26.10.12	-	240
Itumbiara 500 kV	15.12.12	9007	38

[†] A duração em minutos se refere ao valor médio para a recomposição das cargas ou a uma faixa em que a maioria das cargas foram restabelecidas.

Devido à existência de milhares de equipamentos instalados em subestações da rede básica é natural que ocorram falhas, com equipamentos sendo reparados ou sofrendo manutenções programadas e, como consequência, é muito provável que pátios de manobras sejam encontrados operando em configurações de emergência ao longo do tempo. Em resumo, o sistema está exposto continuamente a riscos.

Um exame nos boletins semanais de ocorrências do Sistema Interligado Nacional – SIN (Brasil), publicados regularmente pelo ONS ao longo do ano de 2011, revelou que ocorreram cerca de cinquenta eventos envolvendo desligamentos múltiplos em subestações com cortes de cargas de alguma monta (da ordem de 100 MW ou mais) no sistema. As causas prováveis mais comuns são falhas em equipamentos e atuação indevida do sistema de proteção.

O ONS define padrões de configurações de barra para as novas instalações [O11]. É desejável que este critério seja flexível de modo a possibilitar reduções (ou postergações) de investimentos de um lado e evitar configurações indesejáveis de outro, minimizando investimentos e riscos para o sistema.

Embora possam haver oportunidades para otimizações, o aumento da produtividade de um setor elétrico não deve ser às custas da corrosão de suas margens de segurança. Para isto é preciso conhecer melhor as suas fragilidades e, dentro das possibilidades, quantificar os seus riscos. A metodologia desenvolvida nesta Tese se insere neste contexto.

1.2. EVOLUÇÃO DA METODOLOGIA

A seguir será desenvolvido um breve relato sobre a evolução da avaliação de confiabilidade em subestações, tecendo comentários sobre os principais artigos analisados.

A obtenção de indicadores de confiabilidade de subestações tomou impulso na década de 70, quando Endrenyi [E71] apresenta um modelo de três estados para componentes reparáveis. Antes o modelo de dois estados já era utilizado na confiabilidade de geração e de transmissão, mas era incompatível na confiabilidade de subestação. Os três estados representavam a condição de o componente ser encontrado operando, em falha e isolado para reparos, o que permitiu melhor caracterizar os estados de falhas da subestação.

Em 1974, Billinton e Grover [GB74] descrevem um algoritmo que utiliza os modelos de Endrenyi, porém implementam algumas inovações, tais como o efeito de falhas no sistema de proteção e a modelagem de chaves que operam normalmente abertas.

Logo em seguida, Guertin e Lamarre [GL75] apresentam conceitos de componentes estáticos e dinâmicos em subestações para separar dos demais os componentes que possuíam capacidade de manobras, e alteravam a topologia da subestação. O algoritmo proposto computava os desligamentos temporários devido às falhas ativas e as ações de chaveamentos na subestação.

Ao longo da década de 70, diversos autores desenvolveram programas computacionais que iam sendo aprimorados com o tempo, à medida que os modelos dos componentes se tornavam melhores. Em 1979, com base nos conceitos e artigos acima mencionados, C. L. Corssen desenvolveu a sua dissertação de mestrado: ‘Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações’ na Universidade Federal de Santa Catarina [C79]. Este trabalho foi a base do programa CST ‘Confiabilidade de Sistemas de Transmissão’ desenvolvido pela ELETROSUL em 1980, e utilizado por várias empresas do setor por um bom tempo, para análises de confiabilidade em subestações, em sistema de transmissão, em sistemas de distribuição, em serviços auxiliares de usinas etc.

Em 1983, Billinton e Allan publicam o livro, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, com segunda edição em 1992 [BA92]. Em 1984, publicam o segundo livro *Reliability Evaluation of Power Systems*, com segunda edição em 1996 [BA96]. Os dois livros consolidaram as metodologias aplicadas a avaliações de confiabilidade em sistemas elétricos de potência até aquele momento. Apesar do tempo, ainda são livros de referência para cursos de engenharia elétrica não somente no Brasil mas em outros países, principalmente devido à sua cobertura ao tema e ao seu embasamento teórico.

Basicamente, os programas desenvolvidos até aquele momento, incluindo o CST, utilizavam o conceito de conjuntos mínimos de cortes (“minimal cut sets”), no qual a falha em um dado conjunto provoca a perda total de continuidade entre nós definidos como fontes e nós definidos como carga para uma dada subestação ou sistema. Para facilitar o algoritmo, as rotinas utilizam-se dos caminhos formados pelos componentes entre os nós fontes e cargas. As contingências simples são representadas por caminhos compostos por componentes conectados em série e se ao menos um destes componentes falhar provoca a perda total de continuidade. As contingências duplas são representadas por uma ligação em série de componentes conectados dois a dois em paralelo. Neste caso, a perda total de continuidade se dá quando dois componentes independentes, conectados em paralelo estão falhados. Assim, são considerados todos os caminhos entre nós fontes e cargas da subestação representados como um sistema série/paralelo de componentes. Utilizando-se a técnica de redução de sistema série/paralelo, obtêm-se os indicadores de frequência e duração das falhas e com isto a indisponibilidade para cada ponto de carga da subestação.

A metodologia é altamente aplicável em sistemas radiais ou em sistemas onde a redundância real é compatível com o critério de perda total de continuidade. Por exemplo: (i) em sistemas de transmissão com até dois circuitos em paralelo onde o critério N-1 é obedecido; (ii) em sistemas de distribuição onde a característica radial é evidente; (iii) também, em sistemas de serviços auxiliares de usinas onde a redundância real é elevada devido a natureza das cargas.

Em subestações de pequeno porte onde o critério N-1 é atendido, a metodologia pode ser empregada com alguns cuidados, obtendo-se resultados com algumas limitações. Na Figura 1.3 está representada a barra de uma subestação conectando duas linhas fontes (entradas de fluxo), duas linhas cargas (saídas de fluxo) e dois transformadores. A limitação nos resultados, independentemente da configuração de barras da subestação, decorre da avaliação

de corte de carga apenas local, sem avaliar o impacto das falhas no sistema elétrico como um todo. Também a redundância não é contabilizada de forma correta. Se houvesse uma terceira linha fonte conectada na barra os resultados obtidos se afastariam da realidade, pois na hipótese de apenas ela estar operando (com as fontes 1 e 2 fora) a conectividade entre fonte e cargas poderia ser atendida e a luz do critério, o sistema não falharia. Na realidade o sistema falharia por que haveria restrição na transferência de fluxo pela subestação que, nesta situação, denomina-se de perda parcial de continuidade.

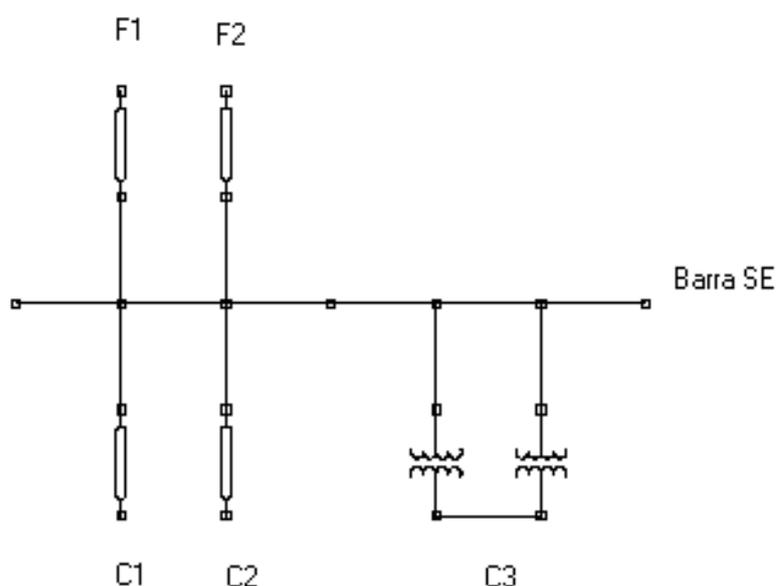


Figura 1.3 – Barra de SE com 6 terminais.

A utilização de caminhos (que são formados entre nós fontes e cargas) impõe uma dificuldade adicional para se utilizar a metodologia em subestações reais de maior porte. Isto é, há a necessidade de se bloquear caminhos entre fontes e cargas que não são reais. A Figura 1.4 apresenta, a título de exemplo, uma configuração em barra principal e transferência - BPT com quatro terminais, duas linhas alimentando dois transformadores que atendem uma carga. Nesta configuração há caminhos entre fontes e carga que são reais e outros irreais. Embora haja conectividade, as premissas de operação e o sistema de controle e proteção impedem determinadas manobras.

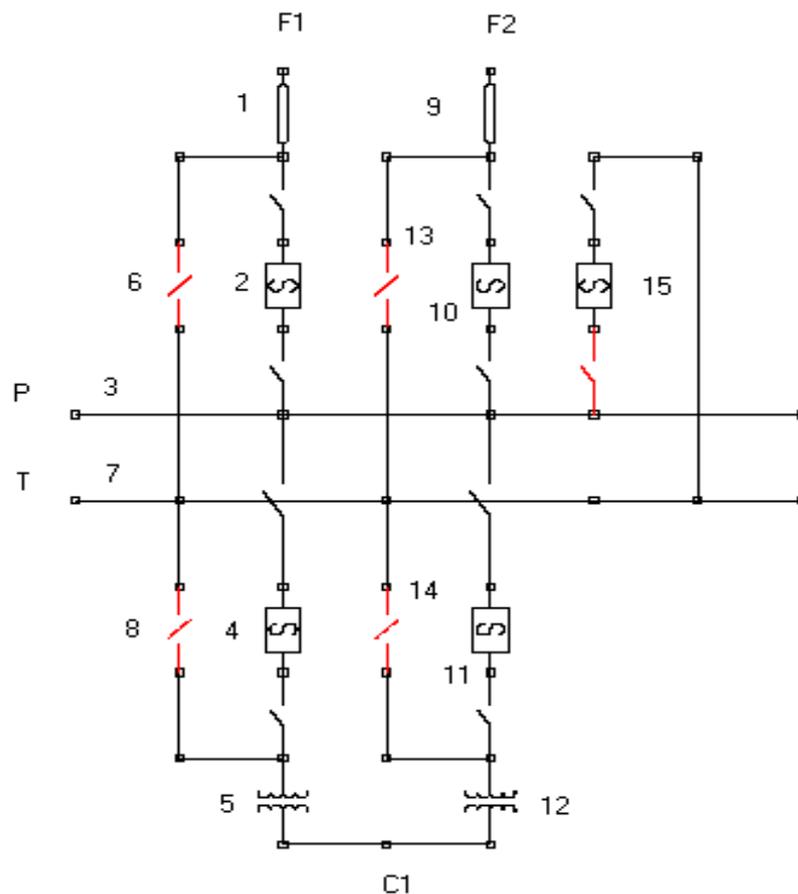


Figura 1.4 – Configuração em barra principal e transferência com 4 terminais.

Por exemplo, as chaves de bypass² dos disjuntores só podem ser utilizadas uma de cada vez e, neste caso, necessariamente o disjuntor de transferência deve substituir o disjuntor bypassado². Assim, por exemplo, os caminhos 1-2-3-4-5 e 1-6-7-15-3-4-5 são reais e os caminhos 1-6-7-8-5 e 1-6-7-14-12 são irrealis e devem ser bloqueados na modelagem da subestação.

Contabilizando-se os quatro terminais chega-se a doze caminhos reais e provavelmente uma quantidade semelhante de caminhos irrealis. Em uma grande subestação, em configurações do tipo anel múltiplo, barra dupla com disjuntor e meio, barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves e outras, torna-se impraticável a modelagem correta da subestação.

² Chave instalada em paralelo ao disjuntor, utilizada para permitir a sua manutenção. Palavra com grafo normal, sem itálico, por ser de uso corrente entre técnicos da área de subestação. Bypassado é um termo utilizado para se referir ao disjuntor que foi isolado pela ação inicial da chave de bypass.

Esta observação é importante para aproveitar a oportunidade e discutir sobre as limitações do método e do critério utilizado no passado para avaliação de confiabilidade em subestações.

Nos anos 80, com a evolução da discussão sobre a confiabilidade composta, alguns autores propuseram representar o efeito das subestações na confiabilidade do sistema, superpondo os seus efeitos [BM81] ou introduzindo equivalentes da subestação na topologia da rede [AO88]. Ressalta-se que, neste caso, o enfoque era a obtenção de indicadores do sistema considerando o efeito de falhas originadas em subestações.

Em 1991, é publicado um artigo [PCS91] em que se procura avaliar o impacto das falhas na subestação sobre o sistema utilizando-se análises com fluxo de potência DC. Embora a metodologia empregada não seja probabilística, i.e., os estados de falhas da subestação não são quantificados, eles são classificados com base nas sobrecargas que provocam no sistema elétrico como um todo. Também, a escolha dos estados de falhas a serem analisados se deu com base na experiência da equipe de trabalho. Um critério é adotado para se reduzir as sobrecargas baseando-se no redespacho no sistema. Observa-se aqui a tendência de uma abordagem mais abrangente de avaliação de subestações, procurando-se medir os reflexos das falhas no sistema e não somente na subestação como era na metodologia tradicional.

Em 1995, um artigo publicado [BS95] admite a dificuldade de se analisar a confiabilidade de subestações com base no critério de perda total de continuidade. Propõe a utilização de modelos de Markov, e/ou equações aproximadas, para modelar as falhas originadas em subestações e, através de equivalentes, incluir os efeitos no sistema de transmissão. Com base em um fluxo de potência DC, obtêm-se os cortes de cargas no sistema. As simulações são realizadas com vários patamares de carga com o objetivo de se obter os custos mínimos englobando confiabilidade e investimentos nas subestações. Neste caso, os indicadores são os do sistema (confiabilidade composta) e não os das subestações. O principal mérito aqui é reconhecer a necessidade de uma metodologia mais apurada do que a clássica de modo a não tratar a subestação isolada do sistema. É importante comentar que a adoção de equivalentes para representar o efeito das subestações no sistema pode ter impacto limitado, uma vez que a atuação do sistema de proteção pode ser severamente subrepresentada.

Em 1999, um artigo [BCZ99] propõe uma metodologia específica para a análise de confiabilidade de subestações de usinas. Neste caso, a análise é feita de forma isolada do

sistema, computando-se a perda de geração devido às falhas na subestação e aos limites de capacidade de geradores e linhas de transmissão que conectam se à usina. O mérito deste artigo foi reconhecer que as subestações associadas às grandes usinas necessitam de uma avaliação mais acurada e, para tal, adotam um indicador de adequação (perda de geração) e outro para segurança implícita da operação. Esta nova indicação de segurança foi definida como a probabilidade de perda de um determinado número de geradores ou de linhas de transmissão. Embora o conceito de confiabilidade tenha sido ampliado, o indicador adicional é limitado, uma vez que não “enxerga” o sistema. É importante destacar que aqui há uma ênfase no sentido de que a análise com foco na subestação torna mais evidente os seus efeitos quando comparados com a confiabilidade composta do sistema, incluindo as subestações, uma vez que, neste caso, suas falhas ficam acobertadas pelo cômputo das demais falhas do sistema elétrico.

Em 2001, é proposta uma metodologia para avaliação de confiabilidade de subestações [A01] que utiliza a técnica de espaços de estados para obter os indicadores tradicionais de probabilidades, frequências e durações da perda de elementos da transmissão. O mérito foi a substituição da metodologia anterior (conjuntos mínimos de cortes) por esta mais abrangente em relação aos estados de falhas da subestação. Porém, a análise da subestação continuou sendo realizada sem a verificação dos reflexos que os estados de falhas provocam no sistema.

Em 2002, um artigo publicado [XLA02] reconhece a necessidade de aprimoramentos nas metodologias para avaliação da confiabilidade de subestações e aponta a interação entre subestação e transmissão como a tendência a ser seguida. Utiliza um programa para cálculo de indicadores de frequência e duração das saídas múltiplas no sistema devido às falhas na subestação. Em seguida, simula o sistema com um programa de fluxo de potência para avaliar os resultados de sobrecargas e quedas de tensão no sistema em termos de frequência e duração das mesmas. A conclusão em um caso real, em que duas subestações são incorporadas ao sistema, foi que praticamente não houve impacto nos resultados. Utiliza equivalentes para representar as subestações e este fato pode ter levado a uma subrepresentação delas no sistema quando se obtém indicadores de confiabilidade para o sistema como um todo. Os detalhes da metodologia não são suficientemente claros, pois não apresenta os modelos dos componentes, nem se utilizou a técnica de espaço de estados ou alguma outra. Não está claro se foi utilizado um programa de fluxo de potência ótimo.

Em 2005, um artigo [LL05] propõe incorporar as subestações no sistema mediante a adição de artifícios, como a inclusão de pequenos ramos com impedâncias desprezíveis para representar os componentes da subestação. Para representar a falha em um ramo da transmissão, é aplicado um limite nulo de fluxo para este ramo e uma reatância elevada para elementos da matriz Jacobiana. Para representar a falha em um ramo da subestação aplica-se somente um limite nulo de fluxo para este ramo. A conectividade da subestação e do sistema é “controlada”, pois não há remoção de ramos. Nesta situação surgem dúvidas relativas à realização de manobras da condição pós-falha para a condição pós-manobra. Não está claro como são realizadas, assim como de que maneira se representa a formação de ilhas elétricas no sistema. A metodologia verifica os cortes de cargas através de um fluxo de potência ótimo DC e obtém indicadores para o sistema. A subestação do exemplo ocupa posição periférica na rede de subtransmissão que foi reduzida, além de sua configuração de barra ser muito simples.

Em 2011 é apresentado um artigo [B11] que comenta os vários métodos de avaliação de confiabilidade de subestações propostos em anos recentes. Por considerar que ainda há pouca literatura disponível preferiu-se utilizar um método em que a análise é realizada de forma isolada do sistema. Utilizou-se um programa existente (SUBREL) que, com base em fluxo de potência DC, avalia a capacidade de transferência de potência na subestação para os estados de falhas e a partir daí são obtidos os indicadores: probabilidade, frequência, duração e expectativa de energia não servida.

Em 2012, um artigo [DWD12] cujo foco principal é a proposta de modelos de componentes cuja taxa de falha não é constante no tempo, ainda propõe a utilização da técnica de conjuntos mínimos de cortes para a avaliação de confiabilidade em subestações. Neste caso, o esforço para melhorar os modelos pode ser anulado pela visão restrita do problema.

Como se observou ao longo do tempo, a metodologia para avaliação de confiabilidade de subestações foi evoluindo e tendendo a interagir de forma mais efetiva com o sistema de transmissão. O preço desta tendência é a adoção de formulações mais complexas que demandam proposições mais elaboradas por parte da mão de obra especializada. É importante também comentar que até aqui o termo confiabilidade significou essencialmente adequação, i.e., a avaliação quantitativa se dá por parâmetros tradicionais, tais como probabilidade de perda de carga, frequência de falha, expectativa de energia não suprida etc.

1.3. CONTRIBUIÇÃO DA TESE

A ideia de propor uma nova abordagem para avaliação de confiabilidade em subestações é antiga e decorre de vários fatores. Ao se discutir o tema em ambiente multidisciplinar, onde o objetivo é definir uma nova subestação para o sistema, as discussões extrapolam a questão da adequação.

Alguns aspectos, tais como simplicidade do sistema de proteção e controle, facilidades de expansão, padronização do projeto etc., são comumente discutidos sem grandes dificuldades. Porém, os questionamentos sobre a segurança operativa que a subestação oferece ao sistema não têm sido respondidos de forma quantitativa de maneira a se avaliar o risco para o sistema.

Esta preocupação ficou evidenciada em 1999 no Brasil, logo após a ocorrência do blackout de 11 de Março, originado na subestação de Bauru 440 kV. Em seguida ao evento foi criada uma força tarefa, Comissão Mista formada pela ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S/A), CEPEL (Centro de Pesquisas Elétricas da Eletrobrás) e ONS, com o objetivo de avaliar a segurança das principais subestações da rede básica. Foram produzidos dois relatórios [GOE99] e [ECO99]. O primeiro, com simulações de estabilidade transitória no sistema procurando identificar situações críticas e, o segundo, propondo soluções de reforços. As simulações foram realizadas sem modelagens das subestações, dado que o objetivo naquele momento era emergencial. Ocorrências de blackouts estão entre as principais preocupações do setor de energia elétrica mundial e as empresas envolvidas estão continuamente aprimorando os seus processos no sentido de minimizá-los [RSO04].

Outra evidência da importância do tema está indicada em [O07] no qual é recomendado, ao se realizar estudos de transitório eletromecânico do sistema envolvendo a entrada em operação de novas instalações, que se aplique curtos circuitos monofásicos na nova barra e se removam os circuitos de forma a avaliar o impacto da perda da barra no sistema.

Em 2004, um artigo publicado [IC04] apresenta os resultados de uma força tarefa conjunta com IEEE e CIGRE cujo trabalho era sistematizar e classificar os estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência. Além disso, o artigo faz correlações entre estabilidade, segurança e confiabilidade de sistemas elétricos de potência. O texto enfatiza a definição

utilizada pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) para a confiabilidade sob dois aspectos complementares: segurança e adequação.

Há artigos, como [FB99], que procuram estabelecer indicadores de severidade para a segurança de sistemas elétricos com base nos parâmetros de estudos de estabilidade transitória. O que está em jogo, neste caso, são eventos no sistema, normalmente ocorrências de curtos-circuitos trifásicos em linhas e transformadores, e um indicador obtido com base em variações de ângulos entre os rotores das máquinas e o centro de inércia do sistema, desvios de frequências, tensões nas barras etc. Também se combinam indicadores individuais para a criação de indicadores compostos. Quando se associam estes indicadores às probabilidades dos eventos, propõem-se indicadores probabilísticos para avaliar os riscos do sistema [AMS07]. A força tarefa IEEE / CIGRÉ evidencia esta necessidade.

Há também proposições sofisticadas para a avaliação integrada de segurança e adequação, de formulação e modelagem mais complexa, para avaliação da confiabilidade de sistemas (geração mais transmissão) empregando-se metodologia de Monte Carlo [SEW93] e [HL02]. Estes dois artigos indicam que a avaliação integrada pode ser o ideal de modelagem do sistema, pois se aproxima mais da realidade, mas o grau de complexidade e ainda o pouco uso em sistema de transmissão não recomendam no momento a sua aplicação em avaliação de subestações.

Não foram encontrados relatos de avaliação de segurança de sistema envolvendo falhas na subestação. Os artigos acima, e outros, se referem a indicadores de segurança, com base em avaliações dinâmicas, para o sistema. O objetivo desta Tese é desenvolver uma metodologia para a avaliação da confiabilidade de subestações seguindo definição do NERC. Para isso são propostos dois indicadores: um para adequação e outro para a segurança.

Em linhas gerais, estes indicadores devem ser obtidos com base nas seguintes diretrizes:

- os estados de falhas das subestações devem ser mensurados pelas probabilidades de ocorrência;
- os indicadores devem ser obtidos de forma independente (desacoplados);
- o indicador de segurança deve ser obtido com base em avaliações de estabilidade transitória (estabilidade angular do rotor) do sistema elétrico;

- o indicador de adequação deve ser obtido com base em avaliações estáticas (cortes de cargas) no sistema elétrico;
- os estudos elétricos de sistemas devem utilizar, como ponto de partida, as ferramentas computacionais existentes e utilizadas pelo setor elétrico em questão;
- os critérios e procedimentos utilizados para os estudos elétricos de sistemas devem, como ponto de partida, ser empregados nestes estudos.

É importante destacar que o objetivo é avaliar a confiabilidade de subestações (uma a uma) com base nos reflexos de suas falhas no sistema elétrico. Os indicadores obtidos devem refletir o desempenho de uma dada subestação em uma dada posição na topologia da rede.

A obtenção de indicadores do sistema com enfoque de confiabilidade composta, incluindo-se as subestações, representadas como equivalentes ou nós fictícios, é sugerida por alguns autores, como por exemplo em [LL05], mas outros autores, como em [BCZ99], chamam a atenção para o fato de que as falhas no sistema de transmissão / geração podem acobertar as falhas que ocorrem nas subestações (menores probabilidades) e se torna difícil saber o efeito de uma dada subestação sobre o sistema. Como, em sistemas reais, há a necessidade de simulação de milhares de combinações na rede (método de Monte Carlo) os efeitos das subestações podem não ser totalmente capturados.

Na metodologia apresentada, o espaço de estado é composto por uma dada subestação e seu entorno (circuitos conectados diretamente a ela) e é obtido por enumeração, sendo que os reflexos das falhas neste espaço são avaliados sobre o sistema elétrico como um todo.

O trabalho pode ser considerado como sendo uma contribuição ao tema “confiabilidade em subestações”, uma vez que propõe também um novo indicador de segurança que procura refletir os riscos que as subestações oferecem à segurança operativa do sistema. Não foram encontrados artigos tratando especificamente deste tema. Para a força tarefa do IEEE/CIGRE [IC04], a principal limitação de avaliações de segurança de sistemas elétricos com base em critérios determinísticos é o fato de se tratar todos os cenários limites de segurança com o mesmo risco. O artigo comenta mais adiante a necessidade de se quantificar os riscos com base em critérios probabilísticos.

1.4. ESTRUTURA DA TESE

O presente Capítulo I apresentou um panorama geral sobre o tema, discorrendo sobre os principais aspectos envolvidos, a evolução da metodologia, as motivações e o caminho que se pretende seguir (contribuição da Tese).

No Capítulo II são apresentados os tipos de configurações de barra mais comuns utilizados nas subestações do Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como discutidos os modos de operações e detalhes particulares de cada configuração de maneira a introduzir o leitor ao tema.

No Capítulo III é detalhada a nova metodologia para a avaliação da confiabilidade de subestações, onde se define passo a passo as etapas para a obtenção dos indicadores de confiabilidade, comentando os critérios e procedimentos a serem adotados.

No Capítulo IV são apresentados exemplos de aplicação em subestações de um sistema teste de trinta barras, discutidos os resultados dos indicadores obtidos, bem como as várias utilizações da metodologia.

No Capítulo V o programa ORGANON é utilizado para simulações dinâmicas e obtenção do indicador de segurança de subestações do sistema teste para testar a versatilidade desta ferramenta computacional, com a adoção de novas métricas geradas de forma automática.

No Capítulo VI são realizadas simulações na rede básica e apresentado o resumo de um estudo desenvolvido para uma subestação (um pátio de manobras) da rede básica, bem como comentado os principais resultados com a aplicação da nova metodologia.

No Capítulo VII estão contidas as conclusões do trabalho, bem como são propostos temas relacionados a serem desenvolvidos.

O documento contém ainda cinco apêndices que apresentam os dados utilizados do sistema teste, os diagramas unifilares das configurações de barra das subestações simuladas, bem como análises de sensibilidade desenvolvidas.

CAPÍTULO 2

CONFIGURAÇÕES DE BARRA

2.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados e comentados os principais tipos de configurações de barra utilizados nas subestações do Sistema Interligado Nacional – SIN de forma a introduzir o leitor ao tema. A seleção criteriosa da configuração de barra da futura subestação é um fator essencial para o sistema elétrico. Ao longo da vida útil da subestação, o sistema no qual ela está inserida sofrerá as consequências desta escolha. Se a configuração de barra estiver aquém das necessidades do sistema pode-se fragilizá-lo, se estiver além haverá investimentos ociosos. Portanto, a decisão sobre qual configuração de barra utilizar em uma dada subestação e a sua evolução ao longo do tempo são tarefas das mais importantes para a inserção de uma nova subestação no sistema elétrico. Para mais detalhes consultar [F13] e [M07].

2.2. PRINCIPAIS TIPOS DE CONFIGURAÇÃO DE BARRA

A seguir são apresentados os principais tipos de configuração de barra utilizados em sistemas elétricos de alta e extra-alta tensão. De forma a simplificar os diagramas, somente os equipamentos necessários para diferenciar os tipos de configuração foram incluídos. No texto, bay³ se refere ao conjunto de equipamentos da subestação necessários à conexão de um elemento da transmissão. Chave de bypass³ se refere àquela chave instalada em paralelo ao disjuntor utilizada para permitir o reparo e manutenção programada em disjuntor sem que ocorra a perda de conexão na transmissão.

2.2.1. Barra principal e transferência

A Figura 2.1 apresenta a configuração em barra principal e transferência utilizada em subestações de média e alta tensão. Em algumas subestações de extra-alta tensão no Brasil é possível também encontrar este tipo de configuração de barra. Aqui, a liberação de um

³ Os termos bay e bypass são comumente utilizados nas áreas relacionadas com subestações e serão grafados no texto sem o formato itálico.

disjuntor é realizada com auxílio das chaves de bypass, da barra e do bay de transferência, mantendo-se a proteção individual de cada circuito. As manobras são realizadas sem que haja desligamentos e somente pode ser liberado um disjuntor de cada vez.

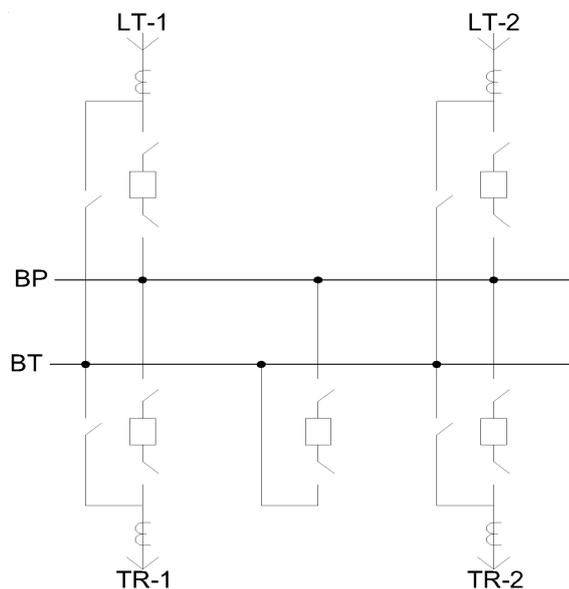


Figura 2.1 – Configuração em barra principal e transferência.

No processo (sequência de manobras para o bypass do disjuntor), ocorre a transferência da “linha de *trip*” do disjuntor do bay para o disjuntor de transferência de forma automática, realizada pelas unidades de controle que monitoram os estados de chaves e disjuntores e comutam automaticamente a proteção. Uma vez que o sistema está sincronizado nesta barra, a tensão e frequência é praticamente a mesma para todos os seguimentos da barra. Assim, fecham-se as chaves do bay de transferência, em seguida energiza-se a barra auxiliar, fechando-se o disjuntor. Após, fecha-se a chave de bypass do bay desejado, abre-se o disjuntor do bay e, depois, as suas chaves. O disjuntor estará então liberado para manutenção ou reparos e o circuito passou a ser protegido pelo disjuntor de transferência.

Embora esta configuração possua flexibilidade para a manutenção e reparos em disjuntores, a sua flexibilidade operativa é limitada, pois opera somente um barramento que limita a sua disponibilidade para ocorrências de falhas na barra e seccionadoras. Também, impõe desligamentos para a sua expansão. Outro aspecto que é importante mencionar: tanto a barra quanto o bay de transferência permanecem ociosos durante grande parte do tempo (mais de 95% do tempo) dado que só operam em emergências. Na realidade, em operação normal (sem falhas ou manutenções) a configuração é similar à barra simples e em emergências é similar

às configurações do tipo barra dupla com disjuntor simples. O ideal seria que no projeto fosse prevista a sua evolução para configuração do tipo barra dupla com disjuntor simples.

2.2.2. Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

A Figura 2.2 apresenta a configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. Nesta configuração, acrescenta-se uma chave de conexão à barra em cada bay de forma que todo disjuntor possa ser conectado, por opção, em uma das duas barras. São conhecidas por chaves seletoras de barras. Assim, aproveita-se a vantagem da operação normal em barra dupla. Em emergências para disjuntores, uma das barras, previamente definida, é utilizada como barra de transferência, permanecendo temporariamente dedicada a um bay, como na configuração anterior. Somente é possível transferir um disjuntor de cada vez.

A sequência de manobras é: remanejar os circuitos para a barra exclusiva de operação (B1), exceto o do bay a ser transferido que deve ser conectado à barra B2/BT; fechar a chave de bypass do referido bay, abrir o disjuntor a ser liberado e abrir as suas chaves de isolamento.

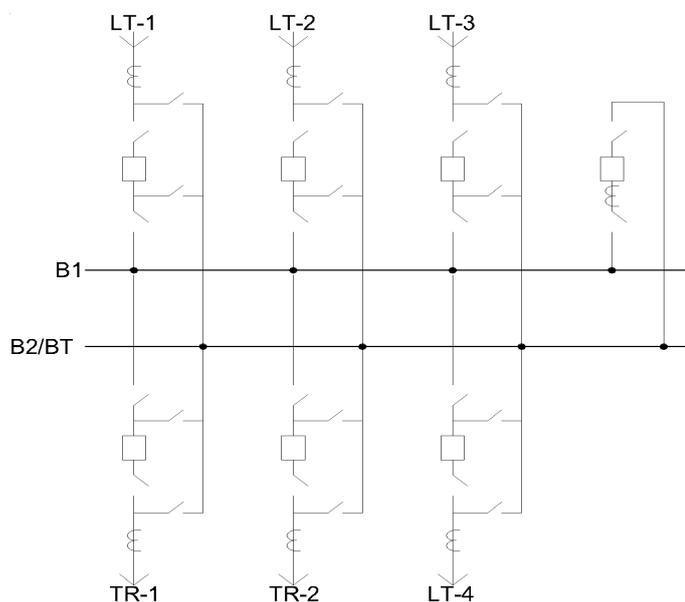


Figura 2.2 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Esta configuração, muito utilizada no Brasil, principalmente em 138 e 230 kV, otimiza os investimentos, de forma que apenas duas chaves por bay operam normalmente abertas, sendo que o disjuntor de interligação de barras também faz a função de transferência para liberação

de disjuntores. Para subestações de pequeno e médio porte, em grande parte do tempo (da ordem de 95% do tempo) a subestação operará na configuração de operação normal. Durante aproximadamente 5% do tempo a subestação poderá operar em configurações de emergência, onde somente uma barra poderá estar em operação, podendo com isto aumentar o risco para o sistema.

Esta configuração possui boa flexibilidade operativa, facilidades para a expansão, pois se pode liberar temporariamente uma barra sem que se provoquem desligamentos de circuitos do sistema. Também o seu arranjo físico é de fácil visualização, minimizando os riscos de acidentes.

2.2.3. Barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves

A configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, apresentada na Figura 2.3, é também muito utilizada no Brasil, principalmente nas tensões de 138 e 230 kV e em algumas subestações de 345 kV. Difere da solução anterior por possuir uma chave a mais por bay.

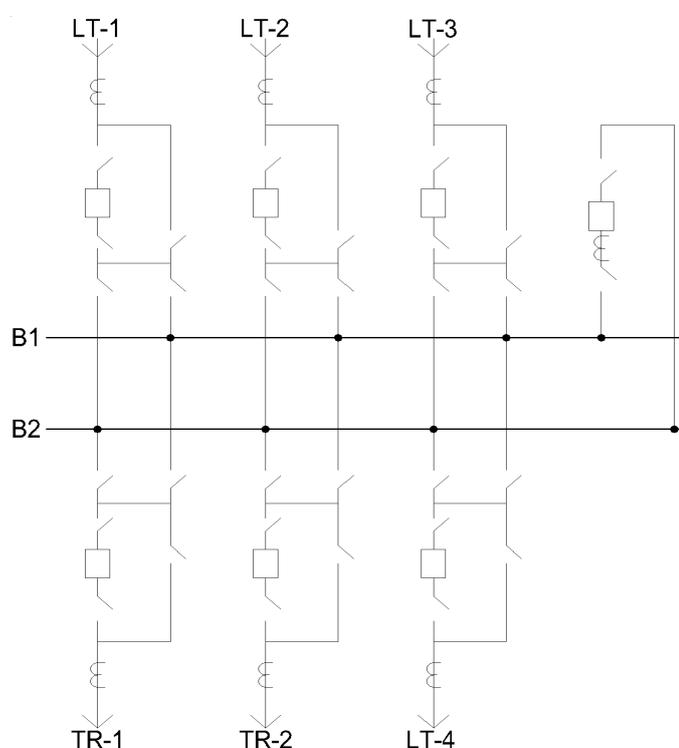


Figura 2.3 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves.

Aparentemente, o ligeiro aumento na flexibilidade operativa, já que não há uma barra previamente definida para operar como barra de transferência, não se traduz necessariamente em vantagens quando se faz uma análise global. Uma chave a menos por bay da configuração anterior significa um menor número de intertravamentos entre os equipamentos de manobras, uma menor probabilidade de falha na subestação (uma chave energizada a menos) e um custo final menor, já que o número de equipamentos e a área energizada são menores.

Em subestações que tiveram a sua implantação com configurações a cinco chaves é conveniente manter a sua evolução na mesma configuração para efeito de padronização do projeto, das normas operativas, minimizando-se com isto a ocorrência de manobras indevidas. A introdução de outro tipo de configuração de barra em um subsistema com várias subestações operadas por um mesmo grupo de técnicos deve ser objeto de discussão com a área de operação.

2.2.4. Anel simples

A Figura 2.4 apresenta a configuração em anel simples. Observa-se que os quatro circuitos são conectados por meio de um laço elétrico formado pelos equipamentos do pátio de manobras. Esta configuração, embora econômica e flexível, tem o inconveniente de expor o sistema elétrico devido a falhas externas ao pátio em segundas contingências.

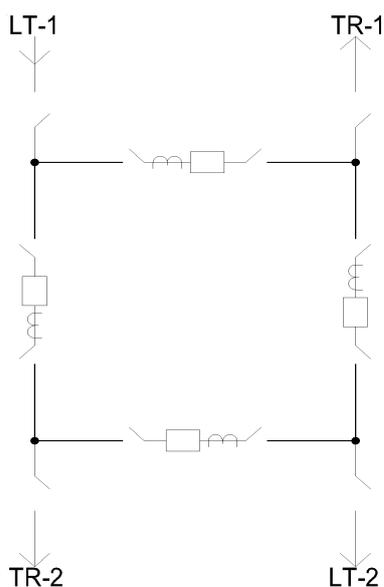


Figura 2.4 – Configuração em anel simples.

Por exemplo, se um dos disjuntores associados à linha LT-2 estiver isolado para reparos ou manutenção programada, e ocorrer uma falha na linha LT-1, haverá grande perda de configuração na subestação. O mesmo pode acontecer se a segunda contingência for falha em disjuntor e atuação da proteção de retaguarda. São eventos em contingência dupla, portanto de menores probabilidades. Assim, para esse tipo de configuração e, também, para a configuração em barra dupla com disjuntor e meio, que será apresentado mais adiante, sempre que um circuito for desligado por um período de tempo elevado, a configuração da subestação deverá ser recomposta, fechando-se os disjuntores dos circuitos que estão fora de serviço.

Há também certas dificuldades de projetos para a sua expansão e, dependendo das rotas das linhas, localização do pátio de transformadores, pode haver necessidades de cruzamentos entre circuitos para as conexões à subestação.

2.2.5. Anel múltiplo

Para barras do sistema elétrico em que é necessário maior segurança e disponibilidade, a configuração em anel múltiplo será mais adequada. A Figura 2.5 apresenta um tipo mais usual desta configuração. Destaca-se que há várias subestações em 230, 345 e 500 kV com configurações similares a esta em operação no sistema elétrico brasileiro.

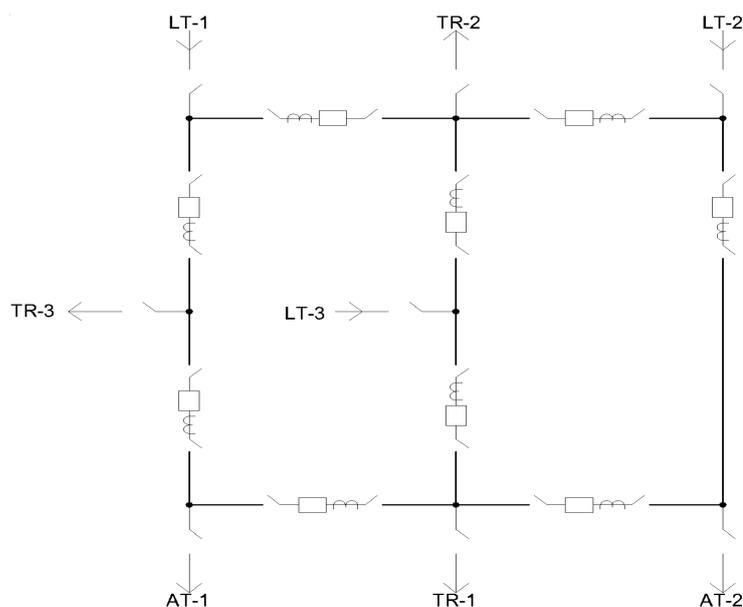


Figura 2.5 – Configuração em anel múltiplo.

A configuração continua a ser econômica, conectam-se oito circuitos com apenas nove disjuntores. Neste porte, a instalação de um segundo laço elétrico, contíguo ao primeiro, conduz à estabilidade da configuração para os eventos descritos anteriormente para anel simples. Sempre que um elemento da transmissão for desligado, a configuração normal da subestação deve ser recomposta, fechando-se os disjuntores destes circuitos que estão fora de serviço. As dificuldades relativas à expansão da subestação não é minorada em relação à configuração anterior.

Observa-se que para conectar as chegadas de linhas, pátio de transformadores e pátio de autotransformadores tirando-se o melhor proveito da configuração, como mostrado na figura anterior, haverá necessidade de se utilizar cruzamentos de circuitos. Este recurso pode introduzir certas dificuldades no projeto do arranjo físico e atrapalhar a visualização de equipamentos durante ações de manutenções no pátio.

É importante também mencionar que a configuração não é simétrica, i.e., há dois terminais na subestação (TR-1 e TR-2) que são protegidos por três disjuntores, enquanto os demais por dois disjuntores. Nestes terminais, o ideal seria evitar a conexão de linhas de transmissão, de unidades geradoras e de elementos de compensação de reativos que requeiram manobras freqüentes. Na hipótese de se ter contingências duplas envolvendo estes terminais haverá a separação de circuitos na subestação (formação de ilhas elétricas no sistema), com consequências que podem ser severas para o sistema elétrico.

2.2.6. Barra dupla com disjuntor e meio

Para determinadas barras do sistema, onde a segurança é um fator essencial, pode-se adotar configuração de desempenho superior, como a configuração em barra dupla com disjuntor e meio mostrada na Figura 2.6, onde a conexão de dois bays compartilham o disjuntor central.

Esta configuração se torna estável (menores perdas de configuração devido às ocorrências de falhas) com a existência do segundo laço elétrico, como mostrado. Mesmo com a saída das duas barras de operação, em situações envolvendo contingências duplas, a perda da configuração na subestação leva a separação dos circuitos, i.e., à formação de ilhas elétricas a partir desta barra do sistema, porém mantendo-se a continuidade nos circuitos. Este fato pode

ser um evento menos crítico do que a perda total de conectividade na subestação, dependendo das condições operativas do sistema no momento da falha. Não há restrições pré-estabelecidas, do ponto de vista da proteção da subestação, à operação nestas condições, a não ser eventuais sobrecargas nos próprios circuitos.

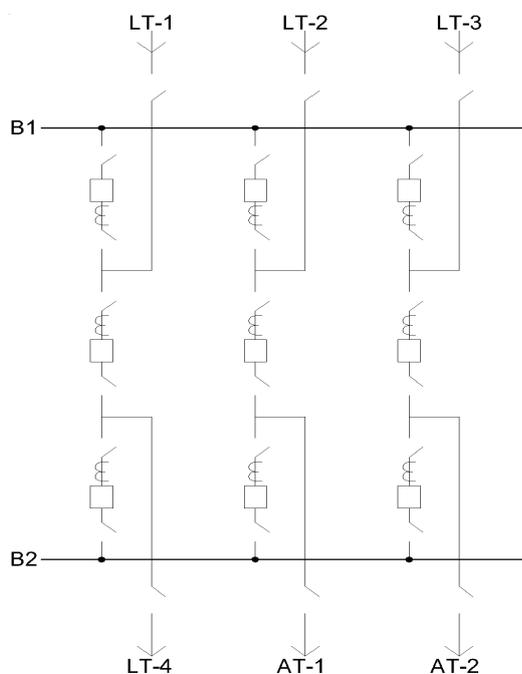


Figura 2.6 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio.

Esta configuração, usual nas subestações acima de 345 kV do sistema elétrico brasileiro, possui boa flexibilidade operativa, facilidades para a sua expansão e fácil visualização dos equipamentos no pátio de manobras devido ao arranjo físico adotado: equipamentos instalados entre as barras. No entanto, comparativamente com outras configurações de barra, esta configuração é de custo relativamente elevado. Para a conexão de seis circuitos, são necessários nove disjuntores (um e meio por bay), nove conjuntos de TC's e vinte e quatro chaves seccionadoras. Portanto, é necessário realizar um balanço entre a real necessidade para o sistema elétrico e os investimentos para a sua implantação e evolução.

Em estágios iniciais da subestação (fase de implantação) é possível iniciar a configuração como anel simples, em arranjo físico de configuração em disjuntor e meio, para reduzir o investimento inicial, nas situações em que um estudo de confiabilidade indicar vantagens econômicas e baixos riscos à segurança operativa do sistema elétrico.

2.2.7. Barra dupla com disjuntor duplo

Para subestações muito específicas, com reduzido número de bays e alta capacidade de potência por bay, como por exemplo em conexões de usinas nucleares, a configuração em barra dupla com disjuntor duplo pode ser uma solução apropriada. A Figura 2.7 ilustra a situação. É importante observar que nesta configuração não há disjuntor de interligação de barras. Embora esta configuração seja de alto desempenho, uma eventual perda das duas barras (baixa probabilidade) provoca a perda total de conectividade na subestação, ficando, sob este aspecto, em desvantagem em relação às configurações em barra dupla com disjuntor e meio. Um pátio com esta configuração de barra é de custo elevado e só deve ser adotado quando um estudo quantitativo criterioso embasar a decisão.

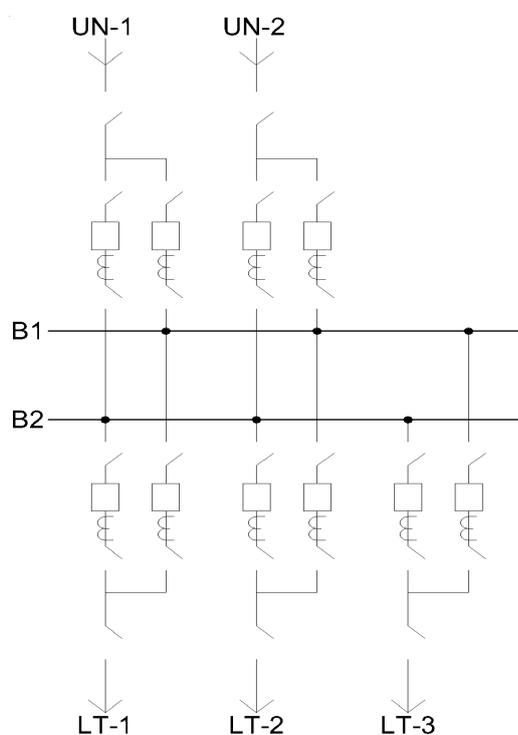


Figura 2.7 – Configuração em barra dupla com disjuntor duplo.

2.3. COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo apresentou as configurações de barra mais usuais de forma a familiarizar o leitor com o tema, pois este documento trata essencialmente de estudos para seleção e avaliação de configurações de barras de subestações e de suas implicações no sistema elétrico.

CAPÍTULO 3

SEGURANÇA E ADEQUAÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é detalhar as diversas fases que compõem o desenvolvimento de uma metodologia mais abrangente. As diretrizes gerais mencionadas no final do Capítulo 1 servem de base para o desenvolvimento de três fases distintas que são consolidadas na quarta fase, onde os indicadores de confiabilidade são obtidos.

O conceito de confiabilidade adotado é aquele utilizado pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) que considera dois aspectos complementares:

- a segurança, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em resistir aos distúrbios súbitos;
- a adequação, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em oferecer redundância razoável no atendimento às cargas.

Esta avaliação tem como base a obtenção dos estados de falhas da subestação e suas respectivas probabilidades e a quantificação das consequências destas falhas no comportamento dinâmico e estático do sistema. Assim, são obtidos dois indicadores, um relativo à segurança oferecida pela subestação ao sistema (robustez do nó frente às necessidades do sistema) e outro relativo à adequação na redundância da subestação (previsibilidade e racionalidade no atendimento às cargas conectadas).

Para atingir o objetivo são realizadas simulações dinâmicas e estáticas de forma independente (em separado) com a utilização de programas tradicionais do setor elétrico em questão.

3.2. MODELOS DE MARKOV E ESPAÇO DE ESTADOS

Para a obtenção das probabilidades dos estados de falhas da subestação é utilizada a metodologia analítica (enumeração), a técnica de espaço de estados e os componentes da subestação e do sistema representados por modelos de Markov para componentes reparáveis [BA92].

A Figura 3.1 apresenta o modelo de Markov para componentes reparáveis a três estados cujas taxas de transição são constantes no tempo e seus estados discretos no espaço e contínuos no tempo. Neste modelo, o componente está operando no estado 1 (com probabilidade de ser encontrado neste estado p_1). Em seguida sofre uma falha ativa (com taxa de falhas λ_a) e transita para o estado 2 (probabilidade p_2). Em seguida, após um breve período de tempo, é isolado para reparos (com taxa de manobras μ_s) e transita para o estado 3 (probabilidade p_3). Ao final, após um determinado tempo, retorna para o estado 1 com taxa de reparos μ .

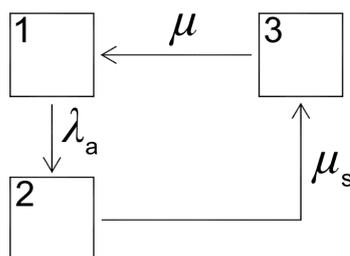


Figura 3.1 - Modelo para componentes a três estados.

Como descrito em [BA92], para taxas de transição constantes, como é usual para a modelagem de componentes elétricos, pode ser escrita a equação (3.1), que é a matriz de transição estocástica (omitindo-se o intervalo de transição Δt da matriz de probabilidades). Taxas de transição constantes (invariáveis no tempo) resultam em probabilidades estacionárias para os estados do modelo e, assim, pode ser escrita a equação (3.2).

$$P = \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda & 0 \\ 0 & 1-\mu_s & \mu_s \\ \mu & 0 & 1-\mu \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$[p_1 \ p_2 \ p_3] \times P = [p_1 \ p_2 \ p_3] \quad (3.2)$$

As equações resultantes são:

$$p_1(1-\lambda) + p_2 0 + p_3 \mu = p_1 \quad (3.3)$$

$$p_1 \lambda + p_2(1-\mu_s) + p_3 0 = p_2 \quad (3.4)$$

$$p_1 0 + p_2 \mu_s + p_3(1-\mu) = p_3 \quad (3.5)$$

Também se pode escrever que

$$p_1 + p_2 + p_3 = 1 \quad (3.6)$$

As equações (3.3), (3.4) e (3.5), que representam o modelo de três estados da Figura 3.1, formam um sistema de três equações com três incógnitas (com uma equação redundante), e que contando com o auxílio da equação (3.6) possibilita a sua solução. Substituindo a equação (3.3) pela equação (3.6) e rearranjando para a forma $Ax = b$ tem-se:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \lambda & -\mu_s & 0 \\ 0 & \mu_s & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

No sistema da equação (3.7) acima a matriz A e o vetor b possuem coeficientes conhecidos e no vetor x os coeficientes são as probabilidades procuradas.

Para o caso, por exemplo, de se ter $\lambda = 0,0516$ falhas/ano, $\mu_s = 8760$ manobras/ano, equivalente a um tempo médio de manobras de 1,0 hora e $\mu = 582,45$ reparos/ano, equivalente a um tempo médio de reparos de 15,04 horas (dados típicos de componentes de subestação), são obtidas as seguintes probabilidades estacionárias:

$$p_1 = 9,999055 \times 10^{-1}, \quad p_2 = 5,889854 \times 10^{-6} \quad \text{e} \quad p_3 = 8,858341 \times 10^{-5}$$

Observa-se que o componente em questão é de alta disponibilidade, i.e., a probabilidade de ser encontrado no estado normal de operação é de mais de 99%. Esta é a ordem de grandeza de valores para os equipamentos típicos de pátios de manobras de subestações de EAT (extra alta tensão).

A Figura 3.2 apresenta o modelo de componentes quando se leva em consideração a existência de manutenção programada, o quarto estado do modelo. Quando o componente é colocado em manutenção (transição do estado 1 para o estado 4 com taxa λ_m) o sistema de proteção não é acionado, minimizando o impacto desta manobra na subestação quando comparado com a ocorrência de uma falha ativa. A operação inversa (deixar o estado de manutenção com taxa μ_m) também é realizada de forma programada. Um sistema de equações semelhante ao do modelo de três estados também pode ser obtido para este caso.

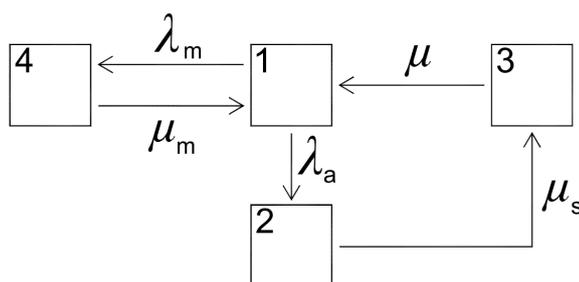


Figura 3.2 - Modelo para componentes a quatro estados.

Dentre os equipamentos do pátio de manobras de uma subestação o disjuntor é o mais importante. As mais relevantes tarefas são atribuídas a esse equipamento e, portanto, possui muitas horas dedicadas aos estudos para a sua especificação, projeto, montagem, manutenção etc. No caso de estudos de confiabilidade de subestações a sua modelagem é normalmente mais detalhada que os demais componentes com o objetivo de captar os impactos que seus principais estados provocam nos indicadores de confiabilidade.

A Figura 3.3 apresenta o modelo específico para o disjuntor, proposto inicialmente em [A01] e aqui modificado para melhor retratar a realidade. O modelo proposto procura ser coerente com a realidade. Ao ocorrer uma falha em um componente protegido pelo disjuntor e o mesmo não abrir, o disjuntor transitará do estado 1 para o estado 5, com taxa de falha na abertura λ_e . Após breve permanência no estado 5 transitará para o estado 3 para ser reparado, com taxa de manobras μ_e e em seguida retornará ao estado 1. Assim, inclui-se um quinto estado, que representa a possibilidade de falha na abertura, i.e., não abrir quando for chamado a operar.

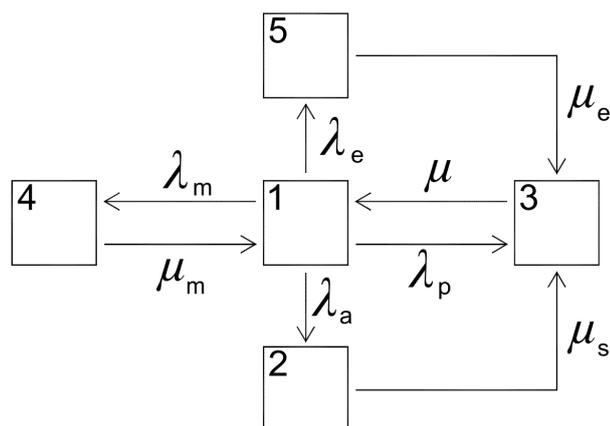


Figura 3.3 - Modelo para disjuntor a cinco estados.

É importante observar que do estado 1 (operando) o disjuntor pode transitar diretamente para os outros quatro estados e que a probabilidade de ser encontrado no estado 3 (reparos) depende de três eventos distintos de falha: ocorrência de falha ativa (com taxa λ_a) que aciona o sistema de proteção primário, ocorrência de falha passiva (com taxa λ_p) que não aciona a proteção e a ocorrência de falha na abertura do disjuntor quando este é “chamado” a operar na falha de um componente por ele protegido (com taxa λ_e). Neste caso é acionada a proteção de retaguarda com a abertura de outros disjuntores. Falha na abertura é, normalmente, um evento crítico na subestação que embora seja de baixa probabilidade é avaliado.

Esta falha, conhecida como *stuck break*, é detectada no momento em que o disjuntor é “chamado” a abrir e, por isto, é descrita na literatura como sendo “falha de causa não revelada” e pode ser considerada uma contingência particular de segunda ordem. A detecção prévia pode ser conseguida com testes e inspeções periódicas detalhadas no sistema de proteção (TC’s, TP’s, relés, transdutores, cabos de sinal etc.) e no mecanismo de acionamento do disjuntor.

A taxa de transição do estado 1 (operando) para o estado 5 (em falha na abertura) depende de subcomponentes do disjuntor relacionados com seu acionamento e dos equipamentos e componentes que compõe o sistema de proteção. A sua obtenção não é trivial e necessita de um banco de dados com informações detalhadas dos eventos de falhas, na maioria das vezes inexistentes ou deficientes no seu conteúdo para este propósito específico. Por isto, é usual a

obtenção direta da probabilidade do estado 5, como descrito na referência [BA83], da seguinte forma:

$$p_5 = \frac{N_{FA}}{N_{TA}} \quad (3.8)$$

onde:

- N_{FA} Número de vezes que o disjuntor falhou na abertura;
 N_{TA} Número total de vezes que o disjuntor foi “chamado” a operar.

Por exemplo, se em um determinado período de observação os disjuntores de um determinado sistema foram “chamados” a abrir, devido a ocorrências de falhas, um total de 10.000 vezes e falharam nesta missão em 5 vezes, a probabilidade p_5 é de 0,0005. Ou seja, ocorrência de uma falha a cada 2000 aberturas.

Como p_5 é conhecida e o valor de μ_e é de fácil estimativa e da mesma ordem de grandeza do valor de μ_s , pode-se obter o valor de λ_e com base no estabelecimento das equações dos estados do modelo. Manuseando de forma adequada estas equações (seis no total) pode-se explicitar a taxa de transição para o estado 5 em função dos outros parâmetros conhecidos do modelo, incluindo a probabilidade p_5 , como indicado na equação (3.9).

$$\lambda_e = (p_5 \mu_e) \frac{\left(1 + \frac{\lambda_a}{\mu_s} + \frac{\lambda_a + \lambda_p}{\mu} + \frac{\lambda_m}{\mu_m}\right)}{1 - p_5 - p_5 \left(\frac{\mu_e}{\mu}\right)} \quad (3.9)$$

Para disjuntores de EAT (i.e., de alta disponibilidade), na equação (3.9) o produto $(p_5 \times \mu_e)$ praticamente define a taxa λ_e . Embora seja desejável a sua obtenção por meio de um banco de dados detalhado, na falta deste, o procedimento acima descrito também permite o funcionamento do modelo. Uma vez determinada esta taxa λ_e , o procedimento é idêntico ao mostrado para o modelo de três estados para a obtenção das probabilidades estacionárias dos cinco estados do modelo.

De maneira análoga ao realizado para o componente de três estados pode-se obter a matriz de transição estocástica diretamente do modelo proposto para o disjuntor e escrever as equações que relacionam as probabilidades e taxas de transição entre os estados. Rearranjando as equações colocando-as na forma $Ax = b$ vem,

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \lambda_a & -\mu_s & 0 & 0 & 0 \\ \lambda_p & \mu_s & -\mu & 0 & \mu_e \\ \lambda_m & 0 & 0 & -\mu_m & 0 \\ \lambda_e & 0 & 0 & 0 & -\mu_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \\ p_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

No sistema da equação (3.10) acima a matriz A e o vetor b possuem coeficientes conhecidos e no vetor x os coeficientes são as probabilidades procuradas. Considerando-se os seguintes dados abaixo para o modelo do disjuntor (dados típicos):

$$\begin{aligned} \lambda_a &= 0,0516 \text{ falhas/ano;} \\ \lambda_p &= 0,0106 \text{ falhas/ano;} \\ \mu_s &= 8760 \text{ manobras/ano, equivalente ao tempo de manobras } t_s = 1,0 \text{ hora;} \\ \mu &= 582,45 \text{ reparos/ano, equivalente ao tempo de reparos } t_r = 15,04 \text{ horas;} \\ \lambda_m &= 0,20 \text{ vezes/ano;} \\ \mu_m &= 1095 \text{ manutenções/ano, equivalente ao tempo de manutenção } t_m = 8,0 \text{ horas;} \\ p_5 &= 0,0005; \\ \mu_e &= 8760 \text{ manobras/ano, equivalente ao tempo de manobras } t_e = 1,0 \text{ hora.} \end{aligned}$$

São obtidas as seguintes probabilidades estacionárias:

$$\begin{aligned} p_1 &= 9,916871 \times 10^{-1}, \quad p_2 = 5,841445 \times 10^{-6} \\ p_3 &= 7,625903 \times 10^{-3}, \quad p_4 = 1,811301 \times 10^{-4} \\ p_5 &= 5,0 \times 10^{-4} \end{aligned}$$

Observa-se também aqui que o componente em questão é de alta disponibilidade, i.e., a probabilidade de ser encontrado no estado normal de operação é de mais de 99%. É importante notar que a probabilidade p_5 obtida é a mesma utilizada como dado de entrada para a obtenção da taxa λ_e , fato que confere coerência ao modelo. Também, dentre os estados anormais do disjuntor o de maior probabilidade é o estado três, de reparos.

A subestação é usualmente representada por disjuntores, chaves seccionadoras e barramentos do pátio de manobras e os elementos do sistema de transmissão a ele conectados: linhas de transmissão, autotransformadores e equipamentos de compensação de reativos. Os componentes secundários do pátio de manobras tais como para-raios, transformadores de corrente e de potencial podem também ser representados, mas devido às baixas taxas de falhas e ao aumento do número de estados da subestação normalmente não são considerados.

Em subestações elevadoras / manobras de usinas, além dos transformadores elevadores, é usual se considerar o efeito dos geradores nos estados de falha da subestação. A Figura 3.4 mostra um modelo simples para geradores quando se admite que nem todas as falhas atuam o sistema de proteção diretamente, pois parte destas falhas vão acionar alarmes e os geradores vão ser retirados de operação pela ação dos operadores da usina. O modelo é equacionado de modo similar àquele já apresentado na Figura 3.1.

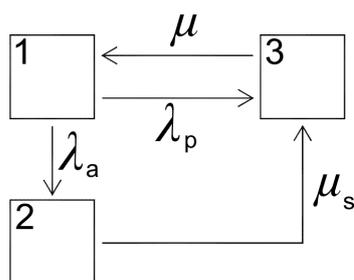


Figura 3.4 - Modelo de três estados para geradores.

Uma vez apresentado os modelos dos principais equipamentos de um pátio de manobras de subestação, o passo seguinte passa a ser a discussão sobre os estados possíveis que um nó (pátio de manobras) pode ser encontrado, a natureza combinatória dos eventos, os modos de falhas mais usuais considerados e as restrições impostas ao espaço de estados de forma a torná-lo viável para estudos de confiabilidade em subestações. Para aplicações em sistemas reais, há que se considerar também que ocorrem restrições usuais no espaço de estados, decorrentes de práticas operativas e de restrições de manutenções programadas, como por exemplo, a adoção do critério N-1, o bloqueio de manutenções programadas se já existir equipamento em reparo no pátio de manobras etc.

A seguir será discutido um exemplo simples de subestação para ilustrar a obtenção de seus estados e suas probabilidades. A Figura 3.5 mostra uma configuração de barras do tipo barra simples com três terminais de linhas (T_1 , T_2 e T_3), em que somente os disjuntores (D_1 , D_2 e D_3) estão sujeitos às falhas. Os demais componentes, por simplificação, não falham.

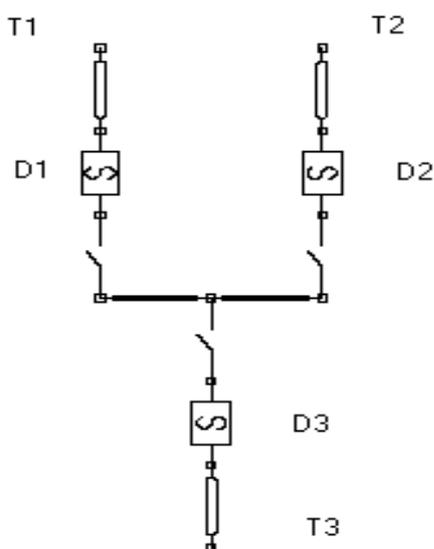


Figura 3.5 – Configuração em barra simples.

Considerando ainda o modelo de componente a três estados já apresentado e as suas probabilidades calculadas tem-se o número total de estados da configuração acima:

$$N_E^{N_C} = 3^3 = 27 \quad (3.11)$$

onde:

- N_E Número de estados do componente;
- N_C Número de componentes.

A Tabela 3.1 apresenta os vinte e sete estados possíveis da subestação, quando são combinados todos os eventos sem considerar as sequências de ocorrências.

TABELA 3.1 – ESPAÇO DE ESTADOS TOTAL DA SUBESTAÇÃO APRESENTADA

Estados da SE	Estados dos disjuntores			Configuração da SE	Tipo de evento	Terminais perdidos	Probabilidade
	D_1	D_2	D_3				
1	1	1	1	Normal	-	-	9,997165E-1
2	1	1	2	PF	CS	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,888741E-6
3	1	1	3	PM	CS	T ₃	8,856666E-5
4	1	2	1	PF	CS	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,888741E-6
5	1	2	2	PF/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,468708E-11
6	1	2	3	PF/PM	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
7	1	3	1	PM	CS	T ₂	8,856666E-5
8	1	3	2	PM/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
9	1	3	3	PM/PM	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	7,846279E-9
10	2	1	1	PF	CS	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,888741E-6
11	2	1	2	PF/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,468708E-11
12	2	1	3	PM/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
13	2	2	1	PF/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,468708E-11
14	2	2	2	PF/PF/PF	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	2,043213E-16
15	2	2	3	PF/PF/PM	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,072992E-15
16	2	3	1	PF/PM	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
17	2	3	2	PF/PM/PF	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,072992E-15
18	2	3	3	PF/PM/PM	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	4,621780E-14
19	3	1	1	PM	CS	T ₁	8,856666E-5
20	3	1	2	PM/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
21	3	1	3	PM/PM	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	7,846279E-9
22	3	2	1	PM/PF	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	5,216940E-10
23	3	2	2	PM/PF/PF	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	3,072992E-15
24	3	2	3	PM/PF/PM	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	4,621780E-14
25	3	3	1	PM/PM	CD	T ₁ /T ₂ /T ₃	7,846279E-9
26	3	3	2	PM/PM/PF	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	4,621780E-14
27	3	3	3	PM/PM/PM	CT	T ₁ /T ₂ /T ₃	6,951158E-13

Onde: PF é configuração pós-falha (ocorrência de falha ativa); PM é configuração pós-manobra (componente já isolado); CS é contingência simples; CD é a contingência dupla e CT é a contingência tripla.

A Tabela 3.2 apresenta um resumo do espaço de estados possíveis divididos em estado normal de operação (Normal) e estados anormais, com falhas, em contingências simples (CS),

contingências duplas (CD) e contingências triplas (CT). É importante observar que o sistema é de alta disponibilidade e que as contingências simples são dominantes nos estados anormais.

TABELA 3.2 – RESUMO DO ESPAÇO DE ESTADOS TOTAL

Tipo de evento	Nº estado	Probabilidade
Normal	1	9,997165E-1
CS	6	2,863662E-4
CD	12	2,677306E-8
CT	8	8,431925E-13
Total	27	1,00

Para que seja viável a utilização da técnica de espaço de estados, há necessidade de seu truncamento com base em determinados critérios. Por exemplo, se desconsiderarmos todas as contingências triplas e as contingências duplas envolvendo a ocorrência de duas falhas ativas, apenas os seguintes estados apresentados na Tabela 3.3 seriam considerados.

TABELA 3.3 – ESPAÇO DE ESTADOS TRUNCADO DA SUBESTAÇÃO APRESENTADA

Estados da SE	Estados dos disjuntores			Configuração da SE	Tipo de evento	Terminais perdidos	Probabilidade
	D_1	D_2	D_3				
1	1	1	1	Normal	-	-	9,997165E-1
2	1	1	2	PF	CS	$T_1/T_2/T_3$	5,888741E-6
3	1	1	3	PM	CS	T_3	8,856666E-5
4	1	2	1	PF	CS	$T_1/T_2/T_3$	5,888741E-6
6	1	2	3	PF/PM	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
7	1	3	1	PM	CS	T_2	8,856666E-5
8	1	3	2	PM/PF	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
9	1	3	3	PM/PM	CD	$T_1/T_2/T_3$	7,846279E-9
10	2	1	1	PF	CS	$T_1/T_2/T_3$	5,888741E-6
12	2	1	3	PM/PF	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
16	2	3	1	PF/PM	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
19	3	1	1	PM	CS	T_1	8,856666E-5
20	3	1	2	PM/PF	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
21	3	1	3	PM/PM	CD	$T_1/T_2/T_3$	7,846279E-9
22	3	2	1	PM/PF	CD	$T_1/T_2/T_3$	5,216940E-10
25	3	3	1	PM/PM	CD	$T_1/T_2/T_3$	7,846279E-9

Onde: PF é configuração pós-falha (ocorrência de falha ativa); PM é configuração pós-manobra (componente já isolado); CS é contingência simples; CD é a contingência dupla e CT é a contingência tripla.

Observa-se na Tabela 3.4 que o número de estados foi reduzido de 27 (Tabela 3.2) para 16 e que a probabilidade total (para efeitos práticos) não se alterou. É importante lembrar que eventos em contingências simples em subestações provocam saídas múltiplas no sistema elétrico, sendo que o número de elementos da transmissão desconectados depende, principalmente, do tipo de configuração de barra da subestação.

TABELA 3.4 – RESUMO DO ESPAÇO DE ESTADOS TRUNCADO

Tipo de evento	Nº estado	Probabilidade
Normal	1	9,997165E-1
CS	6	2,863662E-4
CD	9	2,562552E-8
CT	-	-
Total	16	~1,00

Na subestação apresentada existem dez componentes e somente três deles foram utilizados para a formação do espaço de estados apresentado. Se os dez fossem utilizados, o espaço de estado completo seria composto de 59.049 estados. Felizmente, além dos aspectos práticos, outros aspectos como os modos de operação da subestação, além de restrições operativas e de manutenções também concorrem para uma redução do número de estados do espaço de estados teórico.

Usualmente em estudos de confiabilidade de subestações, os seguintes modos de falhas são considerados e serão aqui adotados:

- ocorrências de falha de um componente;
- ocorrências de manutenção programada de um componente;
- ocorrências de disjuntor com polo preso (falha na abertura) quando ocorre falha em elementos da transmissão por ele protegido;
- ocorrências de falha em um componente quando um outro se encontra isolado para reparos ou para manutenção programada.

As seguintes restrições foram adotadas para a obtenção dos estados de falhas da subestação:

- estados limitados até contingências duplas;
- desconsiderado contingências duplas envolvendo duas falhas ativas;
- componentes operando normalmente abertos não estão sujeitos a falhas;
- nenhum componente é colocado em manutenção se houver outro componente em estado de falha na subestação;
- o estado de disjuntor com polo preso (falha na abertura) só ocorre se um componente por ele protegido sofrer falha ativa antes;
- falha na abertura de disjuntor só é considerada para a ocorrência de falhas ativas em componentes do sistema de transmissão.

Como será exemplificado mais adiante, o subconjunto das contingências duplas, mesmo contribuindo muito menos em relação às contingências simples em termos de probabilidades dos estados, é numeroso e estas contingências devem ser restringidas com base em um critério que mantenha a essência dos objetivos propostos.

De modo a complementar a aplicação da utilização da técnica de espaço de estados considere novamente o exemplo da subestação da Figura 3.5, admitindo agora que o terminal T_1 é uma linha LT_1 de 100 km e que o disjuntor D_1 falha na abertura quando ocorre uma falha em LT_1 . Os estados e as probabilidades do disjuntor são aquelas já apresentadas anteriormente e para a LT_1 com $\lambda = 0,3061$ (falhas/ano), $t_s = 0,5$ (horas) e $t_r = 10,91$ (horas) são obtidas as seguintes probabilidades:

$$p_1 = 9,996014 \times 10^{-1}$$

$$p_2 = 1,746498 \times 10^{-5}$$

$$p_3 = 3,810753 \times 10^{-4}$$

A Tabela 3.5 mostra a evolução dos estados da linha e do disjuntor e as respectivas probabilidades para o exemplo.

TABELA 3.5 – EVOLUÇÃO DOS ESTADOS COM DISJUNTOR COM FALHA NA ABERTURA

Eventos	Configuração da SE	Estados		Disjuntores que abrem	Terminais perdidos	Probabilidade
		LT ₁	D ₁			
1	Normal	p ₁	p ₁	-	-	-
2	Pós-falha	p ₂	p ₅	D ₂ /D ₃	T ₁ /T ₂ /T ₃	8,664773E-9
3	Pós-manobra	p ₃	p ₃	-	T ₁	2,883823E-6

No estágio 1, a subestação se encontra em estado de operação normal. No estágio 2 ocorre a falha na LT₁ e o disjuntor D₁ falha na abertura, requerendo a ação da proteção de retaguarda, ocorrendo a perda total da subestação. No estágio 3 ambos os componentes são isolados para reparos e somente o terminal T₁ permanece desligado. O estágio mais crítico para a subestação, e também para o sistema, é o estágio 2, onde ocorre uma grande perda na configuração da subestação. Embora a probabilidade não seja elevada (da ordem de 100 a 1000 vezes menor do que as contingências simples) este evento é importante para orientar ações de manutenção e gerenciamento de riscos, uma vez que ele é coberto pela proteção de retaguarda, i.e., o tempo de eliminação do defeito é maior.

De modo geral as equações para a obtenção das probabilidades dos estados de interesse da subestação, i.e., dos estados de falha, considerando a ocorrência de contingências simples e duplas na subestação são as equações (3.12) e (3.13) apresentadas abaixo:

$$p_{CS} = p_{AN}(j) \prod_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n p_N(i) \quad (3.12)$$

onde:

- p_{CS} probabilidade de um estado da subestação com contingência simples;
- $p_{AN}(j)$ probabilidade do componente j em estado anormal;
- $p_N(i)$ probabilidade do componente i em estado normal;
- n número de estados da subestação.

A equação (3.12) pode ser descrita como sendo o produto entre a probabilidade do componente j (em estado anormal) e a probabilidade resultante do produto dos componentes i , em estado normal. O estado anormal é caracterizado pela ocorrência de falha

ativa (configuração pós-falha) e quando o mesmo já se encontra isolado para reparo ou manutenção programada (configuração pós-manobra). O processo de simulação é analítico, por enumeração, varrendo todos os componentes da subestação (de *um* até *n* componentes). Também, é importante esclarecer que os componentes são considerados independentes, isto é falha em um dado componente não depende do estado de um outro componente.

Na equação (3.13) o processo é semelhante. Trata-se de probabilidades de estados com ocorrências de contingências duplas. Nesta condição o componente *j* é a primeira contingência e o seu estado é isolado para reparo ou manutenção programada (configurações pós-manobra). O componente *k* é a segunda contingência, caracterizado pela ocorrência de falha ativa (configuração pós-falha) ou quando o componente já se encontra isolado para reparo (configuração pós-manobra). É importante ressaltar que os eventos são considerados independentes, isto é: a falha em um componente não é afetado pela falha de outro componente (não há dependência entre os eventos). Também é conveniente esclarecer que entre a primeira e a segunda contingência, dependendo da configuração de barras da subestação, podem ocorrer ações de chaveamento alterando a configuração da subestação sujeita à segunda contingência, fato que é levado em conta.

$$P_{CD} = P_{AN}(j)P_{AN}(k) \prod_{\substack{i=1 \\ j \neq i \\ k \neq i}}^n P_N(i) \quad (3.13)$$

onde:

- P_{CD} probabilidade de um estado da subestação com contingência dupla;
- $P_{AN}(j)$ probabilidade do componente *j* em estado anormal (1ª falha);
- $P_{AN}(k)$ probabilidade do componente *k* em estado anormal (2ª falha);
- $P_N(i)$ probabilidade do componente *i* em estado normal;
- n* número de estados da subestação.

Os estados de falha em que o componente *j* é a falha ativa em um elemento do sistema de transmissão (primeira contingência) e o componente *k* é a falha na abertura do disjuntor (segunda contingência) caracteriza um modo de falha especial de segunda ordem e é contabilizada em separado (falha na abertura de disjuntor).

O processo de obtenção das probabilidades dos estados anormais tem como base os modos de falhas e as premissas restritivas já descritas anteriormente que resultam em um espaço de estados truncado, como já mencionado.

Como pôde ser observado, os modelos de Markov dos componentes do sistema e da subestação são alimentados por dados estatísticos obtidos de um histórico de um determinado período. São taxas de falhas, taxas de manutenções programadas, tempos médios de manobras, tempos médios de reparos etc.

A base de dados não é a ênfase deste trabalho, embora seja um aspecto importante em estudos de confiabilidade em geral. No que diz respeito à confiabilidade de subestações, no Brasil, por exemplo, não há um banco de dados organizado e sistematicamente atualizado e por isto utilizam-se valores típicos de sistemas internacionais [LZH08], [K96] e [L82] que se referem a equipamentos convencionais (isolados em ar). A Tabela 3.6 mostra a base de dados que será utilizada neste texto. Complementando os dados das referências, é prevista a manutenção programada (oito horas a cada cinco anos) em disjuntores e trafos e para barramentos um tempo médio de quatro horas. As chaves são inspecionadas durante a manutenção dos barramentos e as linhas sofrem manutenções em “linha viva”.

Ainda na Tabela 3.6 os dados dos geradores foram obtidos do sistema brasileiro em [S06]. Para os geradores hidráulicos a taxa de falhas total é de 1,8692 falhas/ano e para os geradores térmicos de 6,7605 falhas/ano. Como o conjunto gerador mais turbina é um dos elementos mais importantes do sistema e por isto mais monitorado com sensores e alarmes para temperatura, pressão etc., é de se supor que parte destas falhas não requer a atuação do sistema de proteção (falhas passivas). Na falta de maiores informações, foi considerada a razão de 50% do total para as duas parcelas (ativa e passiva).

Os geradores são representados por modelos de três estados: operando, em falha ativa e em reparo. Em um estudo de uma subestação real envolvendo subestação de usina a proporção entre as duas parcelas de falhas deve ser objeto de investigação.

TABELA 3.6 – BASE DE DADOS DE CONFIABILIDADE: VALORES MÉDIOS TÍPICOS

Componente	λ_a [f/a]	λ_p [f/a]	t_s [h]	t_r [h]	λ_m [v/a]	t_m [h]	p_{pp}	t_e [h]
Disjuntor	0,0516	0,0106	1,00	15,04	0,20	8,00	0,0005	1,00
Chave	0,0059	-	2,00	24,96	-	-	-	-
Barra	0,0054	-	2,00	19,99	0,20	4,00	-	-
Linha/100 km	0,3061	-	0,50	10,91	-	-	-	-
Trafo Sist.	0,0584	-	0,50	39,75	0,20	8,00	-	-
Trafo Elev.	0,0584	-	0,50	39,75	-	-	-	-
Capacitor	0,4015	-	0,50	52,30	-	-	-	-
Reator	0,0312	-	0,50	39,32	-	-	-	-
Gerador H [†]	0,9346	0,9346	0,50	35,53	-	-	-	-
Gerador T [‡]	3,3803	3,3803	0,50	20,19	-	-	-	-

[†]Gerador Hidráulico e [‡]Gerador Térmico

Onde: λ_a é a taxa de falha ativa do componente, em falhas por ano; λ_p é a taxa de falha passiva do disjuntor, em falhas por ano (20% da falha ativa); t_s é o tempo necessário para identificar a falha e isolar o componente, em horas; t_r é o tempo de reparo do componente, em horas; λ_m é a taxa de manutenção programada, em vezes por ano; t_m é o tempo de manutenção, em horas; p_{pp} é a probabilidade de ocorrência de disjuntor com polo preso (falha na abertura) e t_e é o tempo para identificar a condição de polo preso e isolar o disjuntor, em horas.

Voltando agora para uma análise mais detalhada dos eventos de segunda ordem (contingências duplas) visando à redução do número de estados. Mesmo considerando os modos de falhas e as restrições adotadas para a obtenção dos estados de falhas de uma subestação real, estes eventos são numerosos e dificultam uma análise mais prática e realista do problema.

A seguir é utilizada uma subestação com configuração de barra e porte típico daquelas existentes na rede básica para verificações quantitativas das probabilidades e definição de um critério a ser adotado. A Figura 3.6 apresenta a configuração em barra dupla com disjuntor e meio com nove terminais (cinco linhas de 100 km cada uma e quatro transformadores).

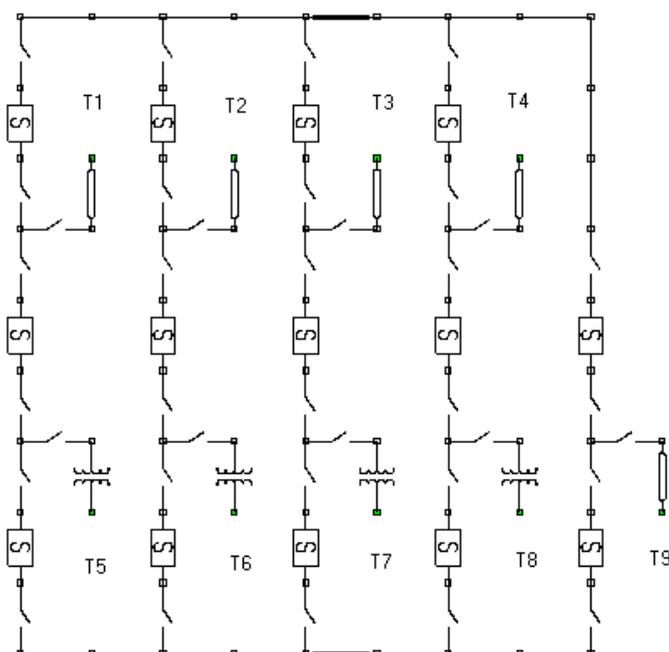


Figura 3.6 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio.

Esta configuração representa uma família de configurações de barra de característica de conectividade nodal distribuída, pois não há um componente que seja, hierarquicamente, muito mais importante do que os outros para a sua confiabilidade. A configuração possui 62 componentes, entre barramentos, chaves, disjuntores e elementos da transmissão.

Normalmente este tipo de configuração possui um elevado número de estados de falhas, principalmente em contingências de segunda ordem (ou superior).

Considerando a base de dados apresentada e com auxílio de um protótipo computacional desenvolvido foram simulados os eventos de falhas e obtidas as probabilidades dos estados, como indicado na Tabela 3.7. Observa-se que as contingências simples totalizam 10,18% da probabilidade do espaço de estado com 29 estados de falhas enquanto que as contingências de segunda ordem totalizam 0,55% do espaço de estado com 298 estados de falhas. Do ponto de vista prático o número de estados de falhas ainda é elevado, porém o próprio critério de planejamento da transmissão contribui para a sua redução, facilitando a análise da subestação.

TABELA 3.7 – ESTADOS DA SUBESTAÇÃO

Estado	Nº estados	Probabilidade
Operação Normal	1	0,885551
CS (PF)	14	2,085140E-4
CS (PM)	10	9,853563E-2
MP (PM)	5	3,073146E-3
Subtotal contingências simples		0,101817
CS + Dpp (PF)	13	8,991417E-8
CS + Dpp (PM)	9	4,039722E-5
Subtotal contingências simples + Disj. preso		0,000040
CD (R/F) (PF)	111	2,233636E-5
CD (R/R) (PM)	51	5,111771E-3
CD (M/F) (PF)	95	6,998544E-7
CD (M/R) (PM)	41	3,242630E-4
Subtotal contingências duplas		0,005459
Total do espaço de estados		0,992868

Onde: CS é contingência simples; MP é manutenção programada; CS + Dpp é contingência simples com disjuntor preso; CD é contingência dupla; PF é estado pós-falha; PM é estado pós-manobra; R/F é o estado em que o primeiro evento é reparo e o segundo evento é falha; R/R é o estado em que ambos os eventos são reparos; M/F é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é falha e M/R é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é reparo.

Se o critério N-1 é atendido pelo sistema (suporta a saída de um elemento da transmissão), o número de estados a serem analisados será menor, pois de antemão já se sabe que a perda de apenas um terminal da subestação não terá repercussão no sistema elétrico a ponto de merecer análise do estado de falha.

Desconsiderando também eventos de baixas probabilidades de ocorrências (por exemplo, menores do que $1,0 \times 10^{-8}$), em contingências duplas, tem-se a redução dos estados de falhas a serem analisados.

A Tabela 3.8 mostra os estados e as probabilidades de interesse, isto é, os estados mais relevantes que devem ser levados em conta quando se considera a ocorrência de eventos internos e externos à subestação. Eventos internos são caracterizados por ocorrências de falhas em equipamentos no interior do pátio de manobras que resultam em saídas múltiplas de elementos do sistema de transmissão, normalmente com grande perda de configuração da subestação. Por exemplo, saída de várias linhas de transmissão, saída de linhas e transformadores etc. Eventos externos são caracterizados pela saída combinada dois a dois de elementos do sistema de transmissão. Por exemplo, saída de duas determinadas linhas, saída de dois determinados transformadores, saída de uma linha e um transformador etc. Em boa parte das situações são eventos de menores probabilidades, elevado número de estados, e, de maneira geral, com consequências limitadas no sistema elétrico. Observa-se nesta Tabela 3.8 que o número de estados a serem analisados foi sensivelmente reduzido. Por exemplo, em contingências duplas, foi reduzido de 298 para 130 estados de falhas. Ainda é um número elevado de estados se considerarmos que a avaliação pode envolver várias subestações de um dado sistema elétrico.

TABELA 3.8 – ESTADOS DE INTERESSE QUANDO É ATENDIDO O CRITÉRIO N-1 E SÃO ANALISADOS OS PRINCIPAIS EVENTOS INTERNOS E EXTERNOS EM CONTINGÊNCIAS DUPLAS

Estado	Nº estados	Probabilidade de interesse
CS (PF)	4	2,086504E-5
CS (PM)	0	-
MP (PM)	0	-
CS + Dpp (PF)	4	3,715630E-8
CS + Dpp (PM)	0	-
CD (R/F) (PF)	55	6,541371E-6
CD (R/R) (PM)	40	2,220844E-4
CD (M/F) (PF)	4	1,105494E-7
CD (M/R) (PM)	31	1,717224E-5

Onde: CS é contingência simples; MP é manutenção programada; CS + Dpp é contingência simples com disjuntor preso; CD é contingência dupla; PF é estado pós-falha; PM é estado pós-manobra; R/F é o estado em que o primeiro evento é reparo e o segundo evento é falha;

R/R é o estado em que ambos os eventos são reparos; M/F é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é falha e M/R é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela 3.9 mostra os estados e as probabilidades de interesse quando só se considera os eventos internos à subestação. Considerando que estes eventos envolvem falhas críticas com grandes consequências para o sistema elétrico, as suas análises devem se constituir no centro das atenções, enquanto as análises dos eventos externos podem ser consideradas de forma complementar, quando for o caso. Nesta Tabela 3.9 observa-se que o número de estados de falhas, em contingências duplas, se reduz a 28 e permite uma avaliação mais rápida da subestação e de suas consequências no sistema elétrico.

TABELA 3.9 – ESTADOS DE INTERESSE QUANDO É ATENDIDO O CRITÉRIO N-1 E SÃO ANALISADOS SOMENTE OS PRINCIPAIS EVENTOS INTERNOS EM CONTINGÊNCIAS DUPLAS

Estado	Nº estados	Probabilidade de interesse
CS (PF)	4	2,086504E-5
CS (PM)	0	-
MP (PM)	0	-
CS + Dpp (PF)	4	3,715630E-8
CS + Dpp (PM)	0	-
CD (R/F) (PF)	19	1,196213E-6
CD (R/R) (PM)	4	2,147133E-4
CD (M/F) (PF)	0	-
CD (M/R) (PM)	5	1,506575E-5

Onde: CS é contingência simples; MP é manutenção programada; CS + Dpp é contingência simples com disjuntor preso; CD é contingência dupla; PF é estado pós-falha; PM é estado pós-manobra; R/F é o estado em que o primeiro evento é reparo e o segundo evento é falha; R/R é o estado em que ambos os eventos são reparos; M/F é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é falha e M/R é o estado em que o primeiro evento é manutenção programada e o segundo evento é reparo.

Os eventos externos à subestação não devem ser totalmente desconsideradas. O que se propõe é um procedimento seletivo no qual elas sejam consideradas somente se for necessária de modo a complementar a análise envolvendo os eventos internos à subestação. É importante

mencionar que o conhecimento prévio do comportamento do sistema (estudos de sistema sem se considerar as subestações) pode auxiliar este refinamento.

O critério proposto pode ser resumido da seguinte forma:

- realiza-se a análise para uma dada subestação considerando-se somente os eventos internos à subestação;
- se as consequências forem consideradas relevantes em termos de riscos para o sistema elétrico ou envolver estados com elevados cortes de cargas, realiza-se a análise com os eventos externos à subestação. Se não, desconsidera-se esta etapa.

Com o procedimento acima descrito, os indicadores de desempenho são refinados quando necessário fazendo com isto um balanço entre esforço computacional e a qualidade dos resultados obtidos.

Também, há que se considerar a natureza da análise. Por exemplo, se o estudo tem como objetivo avaliar alternativas de configuração de barra para uma nova subestação a ser inserida no sistema, os eventos internos são mais relevantes. Os eventos externos acontecerão independentemente da configuração de barra a ser adotada, sendo que as diferenças de probabilidades de ocorrências destes eventos são pequenas quando se alteram o tipo de configuração da subestação e na análise comparativa os eventos internos, de forma geral, tem maior influência.

Se o objetivo for avaliar subestações existentes com o propósito de se estabelecer um ranking de subestações pode ser conveniente incluir também os eventos externos na análise (ou parte deles), pois, neste caso, o que se pretende é uma varredura na subestação e circuitos a ela conectados para identificar estados de riscos para o sistema elétrico.

3.3. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E SEGURANÇA

O principal objetivo de um estudo de estabilidade transitória (estabilidade angular do rotor) em um sistema é avaliar a sua habilidade em manter o sincronismo entre as suas unidades geradoras quando da ocorrência de perturbações neste sistema.

A resposta do sistema a estas perturbações se dá pelo deslocamento angular dos rotores das unidades geradoras em relação a uma referência, pela alteração abrupta de tensões e fluxos no sistema, pela alteração da frequência do sistema em relação à frequência nominal, pelo surgimento de uma potência acelerante nas unidades geradoras etc. A análise destas grandezas permite a conclusão sobre o comportamento dinâmico do sistema na sua fase transitória.

Vários fatores podem influenciar o sucesso, ou insucesso, do sistema em se manter estável nesta fase, principalmente as condições operativas iniciais, o tipo e a localização do distúrbio, a rapidez na eliminação do distúrbio, as ações de elementos estabilizantes, tais como reguladores de tensão e de velocidade das máquinas, a presença de elementos de compensação no sistema etc.

Como exemplo ilustrativo, em (3.14) é mostrada a equação de oscilação de uma máquina síncrona de pólos lisos sincronizada em um barramento infinito através de um sistema de transmissão.

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} \left(P_m - \frac{EV}{\chi'_d + \chi} \text{sen}(\delta) \right) \quad (3.14)$$

onde:

- δ deslocamento angular do rotor da máquina;
- ω_s velocidade síncrona da máquina;
- H constante de tempo de inércia do conjunto turbina+gerador;
- E tensão interna da máquina;
- V tensão do barramento infinito;
- P_m potência mecânica fornecida pela turbina ao eixo do gerador;
- $\chi'_d + \chi$ impedância transitória da máquina e do equivalente da transmissão.

Para efeito didático, o comportamento dinâmico, na fase transitória, pode ser dividido em três períodos:

- pré-defeito, no qual o sistema se encontra em equilíbrio eletromecânico, cuja potência mecânica fornecida ao gerador é igual à potência elétrica consumida pelo sistema;
- durante o defeito, no qual o distúrbio já existe e exerce um desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica requerendo a ação de elementos do sistema no sentido de restabelecer um novo ponto de equilíbrio;
- pós-defeito, no qual o novo ponto de equilíbrio ainda está sendo perseguido, mas a proteção do sistema já atuou eliminando o defeito e alterando a topologia da rede, modificando a impedância do sistema.

Observa-se na equação (3.14) que o regulador de velocidade deverá agir sobre a potência mecânica, o regulador de tensão sobre a tensão da máquina e a atuação da proteção alterará a impedância do sistema. Se a resultante destas ações no tempo conduzir o conjunto máquina e sistema a um novo ponto de equilíbrio, no qual um novo valor de potência mecânica e um novo valor de potência elétrica se equilibrem, a potência acelerante resultante tenderá a zero, a frequência do conjunto tenderá ao seu valor nominal e um novo valor de ângulo delta será definido para este novo ponto de operação. Nestas condições o sistema permanecerá estável durante o período transitório.

As Figuras 3.7 a 3.10 mostram o comportamento estável de um sistema após a ocorrência de um distúrbio, ilustrando os comentários acima. A simulação foi realizada com o programa ANATEM [AT10] para a ocorrência de um curto-circuito monofásico em uma linha de transmissão, próximo a uma subestação de transmissão, e posterior remoção da falta e abertura da linha pelo sistema de proteção.

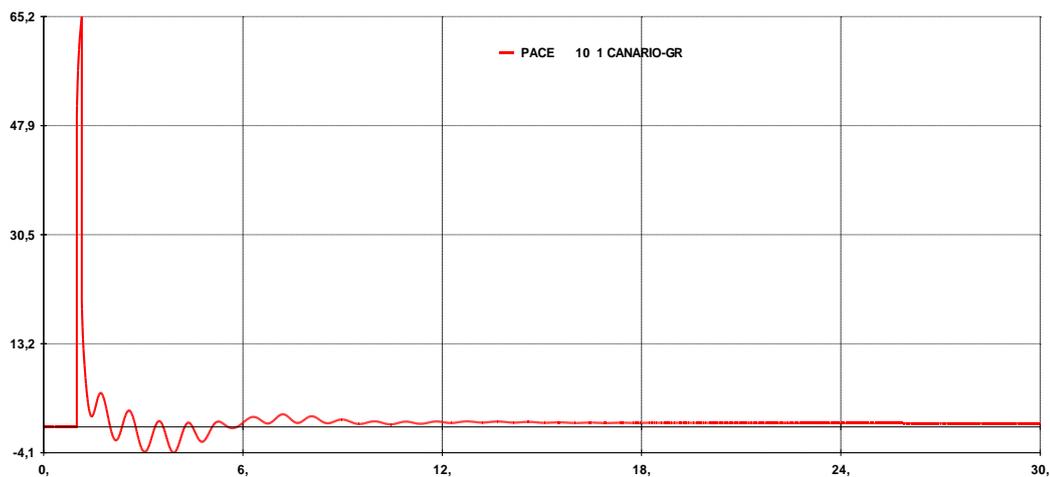


Figura 3.7 – Potência acelerante de uma dada máquina tendendo a zero.

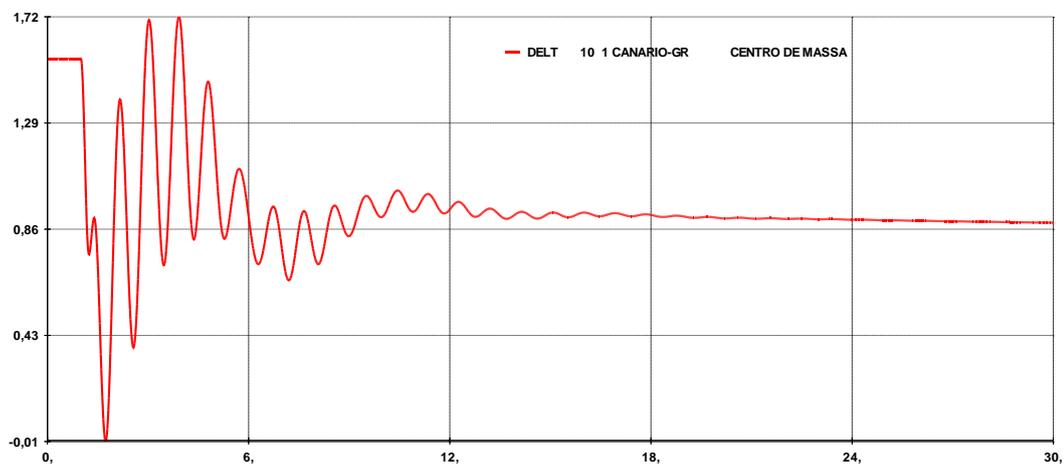


Figura 3.8 – Ângulo delta entre uma dada máquina e o centro de inércia do sistema (CIS) se acomodando em um novo valor.

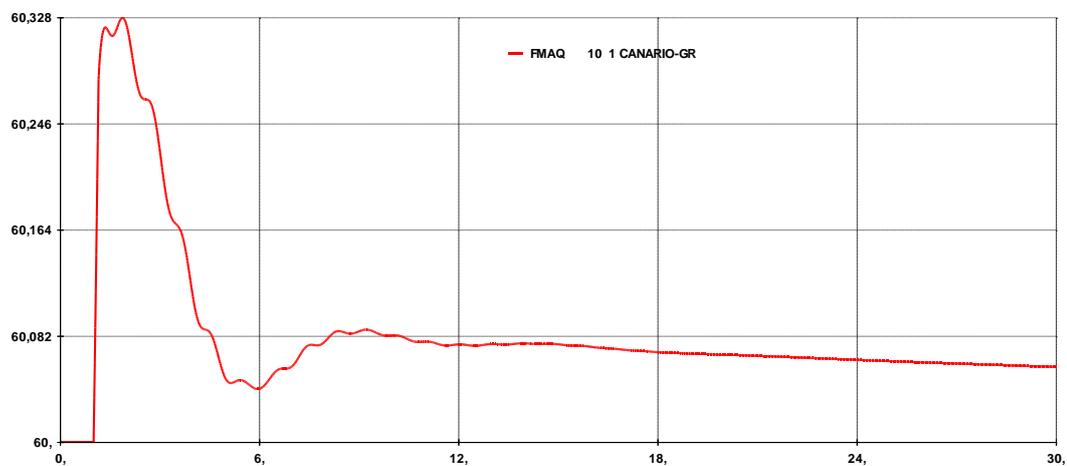


Figura 3.9 – Frequência de uma dada máquina tendendo ao valor nominal.

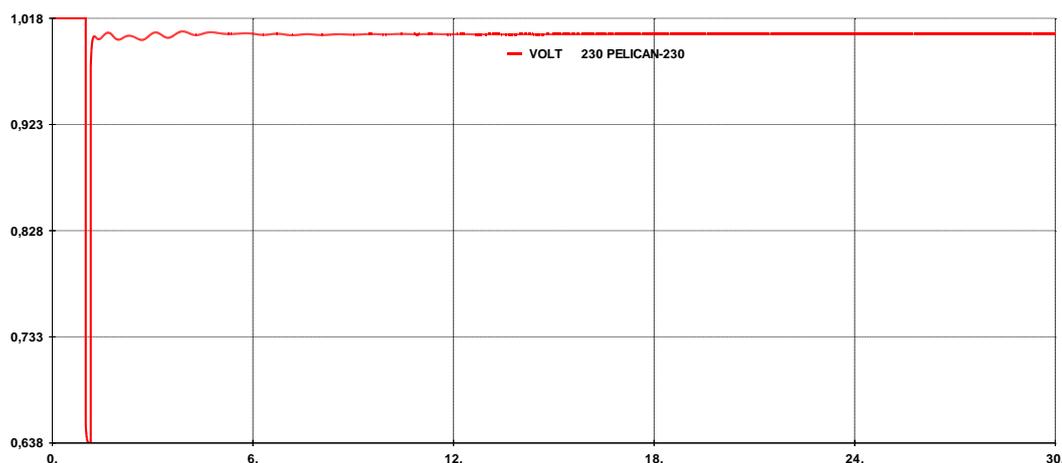


Figura 3.10 – Afundamento súbito e posterior recuperação da tensão na barra próxima à ocorrência do curto-circuito monofásico.

A referência [IC04], uma publicação de 2004, é o resultado de uma força tarefa conjunta IEEE / CIGRÉ que teve como objetivo uniformizar a “definição e a classificação dos estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência”. O texto recomenda que se tenha sempre em mente uma visão ampla dos fenômenos envolvidos na estabilidade dos sistemas elétricos. No entanto, devido à sua complexidade, classifica a estabilidade de sistemas em categorias em função basicamente dos fenômenos de interesse específicos, de aspectos relevantes da modelagem dos componentes, do distúrbio considerado e do período de observação/simulação. As categorias definidas nesta classificação são: “estabilidade angular do rotor”, “estabilidade de tensão” e “estabilidade de frequência”. O texto faz ainda comentários sobre as subdivisões entre pequenas e grandes perturbações relativas às consequências no sistema e modelagens apropriadas. Comenta também que, ao longo do tempo embora o foco em geral tenha sido a estabilidade angular do rotor (estabilidade transitória), os estudos de estabilidade de tensão e estabilidade de frequência vêm ganhando mais relevância em função da expansão e interligação de sistemas, sofisticações de controles e operação em limites mais estreitos.

O estudo de estabilidade em um sistema elétrico é uma tarefa complexa se o objetivo for observar e avaliar todos os fenômenos envolvidos que afetam a operação do sistema. A interação entre os diversos componentes do sistema ao longo do tempo, após um dado distúrbio, exige modelagens específicas e tempos de simulação da ordem de muitos minutos

para que os elementos de estabilização mais lentos possam atuar. Por isto, entre outras razões, é intensivo em termos de tempo de simulação.

Às vezes o que se quer obter é uma resposta mais específica do sistema, em uma dada fase do processo, após a ocorrência de um dado distúrbio. Por exemplo, se ocorre um curto-circuito em um dado local e a seguir, devido a atuação do sistema de proteção, ocorre uma grande alteração na topologia do sistema, é relevante saber se o sistema sobreviverá, isto é, se manterá o sincronismo entre as suas máquinas com o objetivo de alcançar um novo ponto de operação após a fase transitória do distúrbio. Na fase posterior, outros mecanismos podem agir para adequar possíveis desvios no sistema, tais como sobretensões e sobrecargas. Para isto, atravessar a fase transitória é essencial. O que se faz nestes casos é um estudo de estabilidade angular do rotor para grandes distúrbios, também conhecida como “estabilidade transitória”, com modelagem própria para o período de interesse, que se situa na faixa de 5 a 20 segundos.

Um dos objetivos desta Tese é propor um indicador de segurança tendo como base a estabilidade transitória do sistema. A pergunta a ser respondida é se o sistema sobreviverá às ocorrências de falhas na subestação, isto é, se manterá o sincronismo na fase transitória. Para isto, aplicam-se curtos-circuitos monofásicos em diversos locais da subestação, simulam-se a ocorrência de falhas em seus componentes com posterior atuação do sistema de proteção, tendo como consequência, na maior parte das vezes, desligamentos múltiplos no sistema. Nestas condições, o comportamento dinâmico na fase transitória é avaliado.

Para isto não se pretende realizar uma avaliação detalhada para cada simulação, mas sim adotar respostas do sistema que sejam eficazes como parâmetros de medida. O período de observação é da ordem de 20 segundos, e os recursos normalmente disponíveis no sistema na fase posterior à transitória não são representados, tais como comutação automática de tap's de transformadores, esquemas de alívio de cargas, instruções operativa para ações de operadores etc. Porém, parte-se da premissa de que normalmente o sistema é dotado destes recursos para corrigir eventuais desvios no sistema e, assim, alcançar um novo ponto de equilíbrio para a operação estável.

Dentre as respostas, como exemplificado em figuras anteriores, os deslocamentos angulares do rotor das máquinas e as frequências das máquinas do sistema são adotados para a observação do comportamento do sistema durante o período.

O ONS [O07], por exemplo, define os níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico das máquinas hidráulicas na faixa de 56,5 a 66 Hz e das máquinas térmicas na faixa de 57 a 63 Hz. Além da estabilidade eletromecânica do sistema estes limites visam preservar a integridade das máquinas do sistema.

Em [S01], com o propósito de monitorar a qualidade da energia elétrica são propostas faixas de frequências transitórias relacionando-as a níveis de severidade para o sistema, segundo o texto, com base em resultados extraídos do Sistema Interligado Nacional - SIN. Examinando estas faixas verificam-se os limites, em relação à frequência nominal, de 56 e 64 Hz caracterizados como crítico e abaixo de 56 ou acima de 64 Hz caracterizados como catastrófico para o sistema.

Em [AT10] o programa ANATEM tem como *default* o limite de 360 graus para o ângulo δ entre as máquinas e o centro de inércia do sistema (ou da ilha elétrica) para a indicação da possível perda de sincronismo.

Como o objetivo é verificar o risco potencial que as falhas em subestações provocam no comportamento dinâmico do sistema (no período transitório), adota-se o seguinte critério:

- limite de 360 graus para o ângulo δ entre as máquinas e o centro de inércia do sistema (ou da ilha elétrica);
- limite de 57 a 63 Hz (variação de 5% em torno do valor nominal) para todas as máquinas conectadas ao sistema, independentemente do seu porte ou tipo;
- ausência de conteúdo claramente oscilatório em suas respostas ao longo do período simulado.

Ou seja, se uma falha (representada por um curto-circuito monofásico) na subestação levar à violação do critério, será contabilizada como sendo potencialmente perigosa para a segurança

do sistema. As necessidades de se evitar conteúdo oscilatório em suas respostas se devem ao fato de que podem indicar oscilações em determinadas tensões de barras do sistema, ou oscilações de potência em determinadas linhas de transmissão, que podem provocar atuações de relés e conduzem o sistema de fato a uma condição de marginalmente estável para instável.

Este critério, valendo-se ainda das práticas usuais em estudos de estabilidade de sistema, permite a obtenção de um indicador de risco. A utilização deste procedimento de avaliação da segurança oferecida pelas subestações ao sistema, com base nestes limites pré-estabelecidos, procura obter o grau de robustez que uma dada subestação oferece ao sistema e assim complementar a avaliação de confiabilidade em subestações.

Como exemplo, as simulações mostradas nas figuras a seguir se referem a uma falha (aplicação de curto-circuito monofásico) em uma subestação elevadora de uma dada usina, em que foram desconectadas duas máquinas (G_1 e G_2) e uma linha, de um total de três máquinas e três linhas (perda de metade de seus terminais).

As Figuras 3.11 e 3.12 mostram a perda de referência angular das máquinas em relação ao sistema e a forte aceleração a que são submetidas (frequências elevadas), respectivamente. Obviamente, os mecanismos de frenagem entram em ação para preservar a integridade física das mesmas, retirando-as de operação. Uma vez que foram desconectadas juntamente com a eliminação da falha, elas não terão mais influência sobre o sistema.

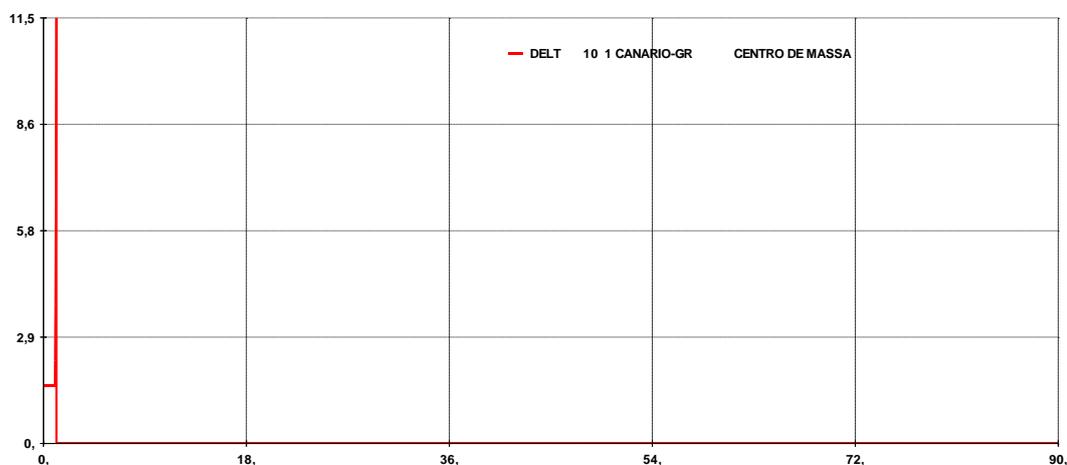


Figura 3.11 – Ângulo delta entre as máquinas desconectadas do sistema (G_1 e G_2 tem o mesmo comportamento) e o centro de inércia do sistema - CIS (perda de referência).

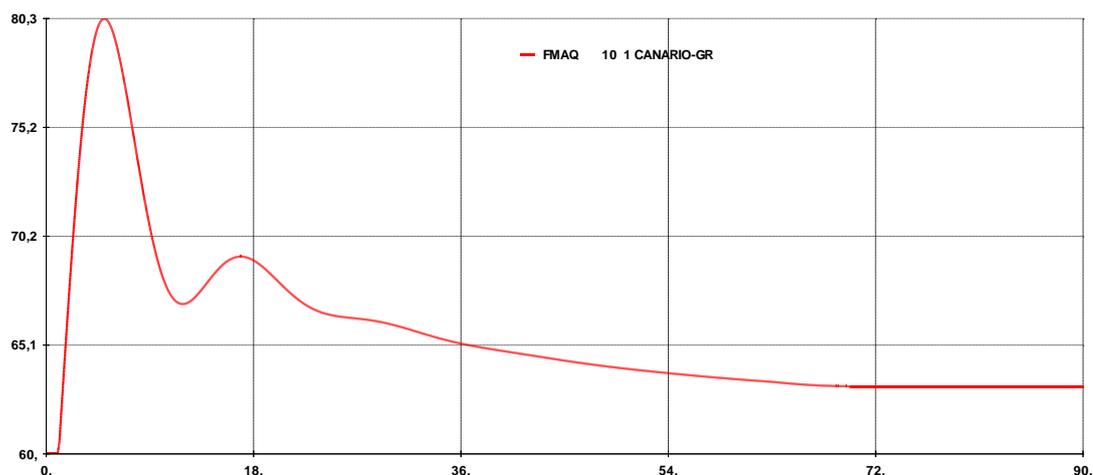


Figura 3.12 – Frequência das máquinas desconectadas do sistema, onde G_1 e G_2 tem o mesmo comportamento.

As Figuras 3.13 e 3.14 mostram o ângulo delta e a frequência da máquina localizada próxima do local da falha, por exemplo, conectada na outra barra da subestação - SE, que permaneceu conectada ao sistema. Observa-se uma grande variação no ângulo delta na fase transitória, para em seguida se acomodar em novo valor. A frequência da máquina permaneceu dentro dos limites do critério. Na fase posterior ao transitório os elementos estabilizantes mais lentos (não representados aqui) auxiliam o sistema a alcançar um novo ponto de operação dentro dos limites usuais.

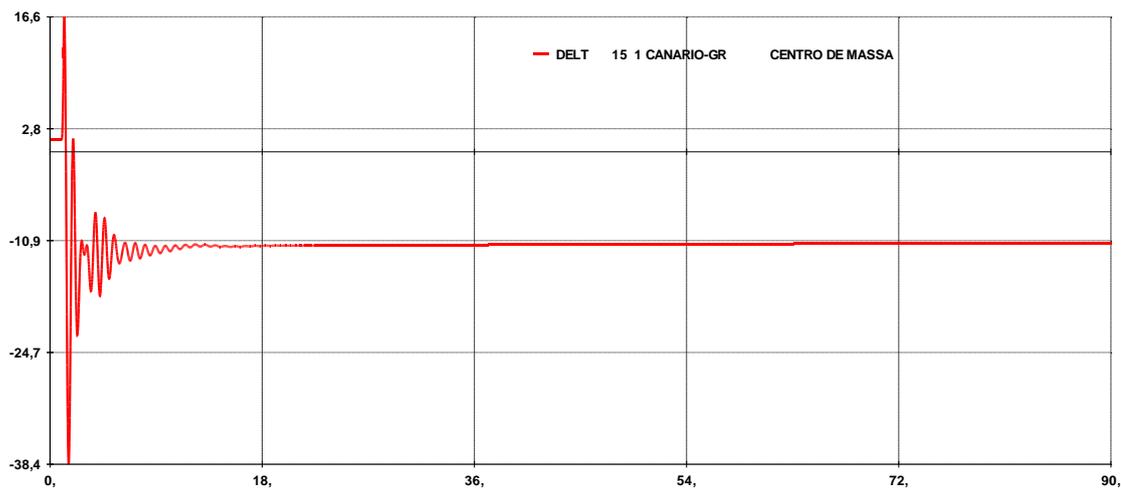


Figura 3.13 – Ângulo delta entre a máquina que permanece conectada ao sistema (G_3) e o CIS, se acomodando em novo valor.

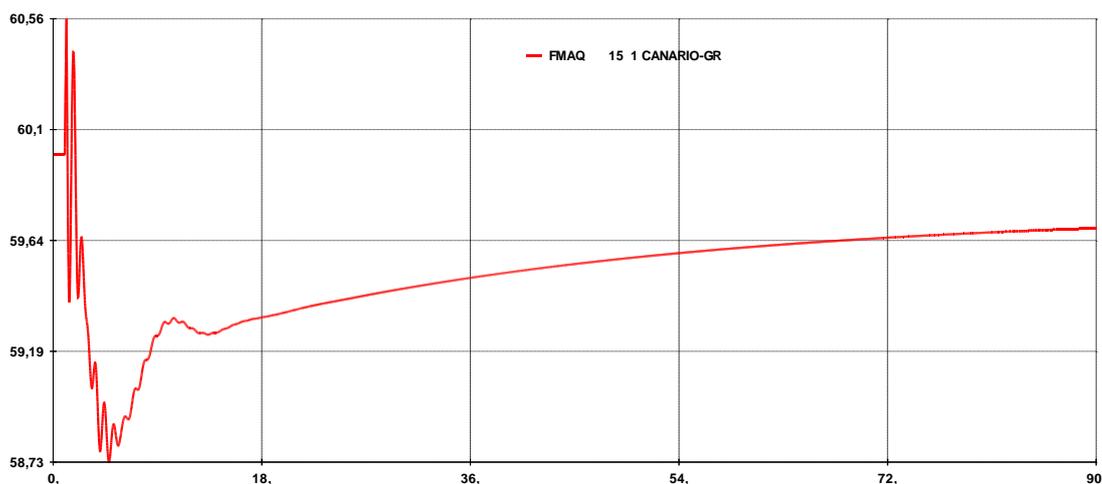


Figura 3.14 – Frequência da máquina conectada ao sistema (G_3).

Com base no critério estabelecido, a ocorrência desta falha na subestação elevadora da usina não coloca o sistema em risco e a condição seria considerada segura, uma vez que não há perda de sincronismo na fase transitória do processo (período da ordem de vinte segundos).

Uma vez que um ranking (classificação), com base neste indicador de risco, apontar um subgrupo de subestações de um dado sistema como possíveis elos frágeis para a sua segurança, um estudo mais detalhado pode ser conduzido. Analisando-se as demais respostas do sistema, podendo-se para isto incluir modelagem mais detalhada (representações de ERAC – esquema regional de alívio de carga, ECS – esquema de controle de segurança, comutação de tap's de transformadores etc.), pode-se confirmar ou não os indícios apontados e, a partir daí, iniciar estudos específicos de reforços nestas subestações.

O critério proposto pode ser considerado como sendo um “requisito mínimo” para que a subestação ofereça robustez razoável ao sistema elétrico. No Capítulo 5 comentar-se-á sobre a conveniência de adoção de critérios adicionais ao mínimo aqui estabelecido.

3.4. FLUXOS DE POTÊNCIA E CORTES DE CARGAS

A sistemática para a avaliação da adequação da subestação é realizar simulações de fluxos de potência, considerando as ocorrências de falhas na subestação e com isto a alteração na sua topologia. O resultado que se busca são os possíveis cortes de cargas que ocorrem no sistema elétrico para cada estado de falha que seja considerado relevante na subestação.

É importante lembrar que existem dois momentos bem definidos na subestação: estados pós-falhas e estados pós-manobras. Os estados de pós-falhas são caracterizados pela configuração imediatamente após as ocorrências das falhas em que a proteção atua, nos quais podem ocorrer grande perda simultânea de circuitos. Dependendo da configuração de barras da subestação, uma vez identificado o componente que falhou, o mesmo é isolado para reparos e os circuitos (ou parte deles) são chaveados e religados novamente, caracterizando os estados de pós-manobras. Em ambas as situações pode haver cortes de cargas, sendo que as simulações estáticas realizadas procuram caracterizar as situações que representam estes estados.

Para atingir o objetivo é necessária a utilização de um programa de fluxo de potência ótimo que possua a função de otimização de cortes de cargas. O processo pode ser com base em um fluxo com formulação completa não linear (AC) ou linearizada (DC) que inclua as perdas no sistema. No primeiro caso o resultado será mais acurado, uma vez que o perfil de tensão estará sendo considerado, bem como os fluxos de reativos e elementos de compensação. Embora seja desejável, processar um elevado número de casos com contingências severas poderá causar dificuldades de convergência para o processo de otimização e consumir tempos elevados de simulação, principalmente quando se estiver avaliando subestações de sistemas elétricos reais em um processo automático. No segundo caso, a resolução do processo de otimização será mais fácil e rápida. A utilização de fluxo de potência ótimo linearizado (DC) com perdas resultam em valores de fluxos de potência ativa nos ramos do sistema próximos aos obtidos com a metodologia AC e é suficiente para a maioria das aplicações práticas.

O programa de otimização, adotado neste trabalho, foi o FLUPOT [FP08] que utiliza a formulação AC e possui os recursos necessários para a obtenção dos cortes de cargas. O seu propósito é estabelecer um estado do sistema que otimiza uma função objetivo satisfazendo as

condições de controle e de restrições impostas para o caso proposto (arquivo base já contendo as contingências). Há várias funções de otimização disponíveis no programa, sendo que a função “mínimo corte de carga” é uma delas.

Os recursos de controles disponíveis são: variação de geração de potência reativa nas barras PV, variação de tensão em barras PV, limites de taps para transformadores com LTC, função que define banco de capacitor manobrável, modelagem de compensadores estáticos etc.

O recurso que define variação de geração de potência ativa (também disponível) não deve ser utilizado por não se considerar redespacho de potência ativa na obtenção dos montantes de cortes de cargas no sistema. O redespacho de potência ativa é um recurso utilizado em estudos de pré-operação ou mesmo em ações de tempo real, sendo que em estudos de dimensionamento do sistema deve-se adotar critérios mais conservativos. Também não é aconselhável a utilização de recursos de LTC de transformadores, uma vez que em um sistema real a sua resposta é lenta e não evita os cortes de cargas nas condições pós-falhas, onde, geralmente, há os maiores cortes de cargas.

As restrições são limites de fluxos nos ramos em condições normais ou em emergências. Embora exista o recurso de relaxamento de limites de fluxos nos ramos durante o processo iterativo para facilitar a sua convergência, ele não deve ser utilizado na função corte de carga por reduzir os montantes de cortes. Os cortes de cargas podem ser definidos por área de interesse ou específico em um conjunto de barras. Pode-se também definir prioridades nos cortes atribuindo pesos entre as barras selecionadas para cortes de cargas.

É importante destacar que o programa, ao obter os montantes de cortes de cargas, o faz considerando as restrições de fluxos nos ramos do sistema e os limites de tensão nas barras. Em determinados eventos de falhas podem ocorrer cortes de cargas por perdas de conexões na subestação e estas devem ser também contabilizadas no total de cortes.

Cumpramos ressaltar que não há limites de fluxos para os ramos internos da subestação. Esta premissa é válida uma vez que, no caso mais geral, os equipamentos do pátio de manobras possuem valores de correntes nominais elevados, e as conexões de elementos do sistema são distribuídas ao longo do pátio à medida da expansão do sistema, minimizando os riscos de sobrecargas localizadas.

O programa utiliza basicamente três arquivos de dados acondicionados em uma pasta: arquivo de rede – extensão PWF que é o arquivo do ANAREDE [AR09], arquivo de execução do FLUPOT – extensão FPO que contem as instruções para a execução e arquivo com extensão STP utilizado para fazer a associação entre os arquivos anteriores e também com os arquivos de relatórios de saídas.

Para as funções de otimização, o FLUPOT utiliza a metodologia de pontos interiores descrita no manual do usuário e em [G94].

3.5. CRITÉRIOS E INDICADORES

Os subitens abaixo apresentam a sistematização do processo para a obtenção dos indicadores de confiabilidade de subestação.

3.5.1. Simulações de falhas na subestação

- Com base nos dados históricos dos componentes do pátio de manobras da subestação e dos elementos do sistema a ela conectados são obtidas as probabilidades de seus estados, considerando os modelos de Markov adotados para os diversos componentes;
- a seguir são simuladas as falhas na subestação, considerando os modos de falhas e as premissas restritivas já mencionadas em 3.2;
- as probabilidades obtidas para os estados de falhas simuladas se referem a duas condições: configurações pós-falhas (imediatamente após a ocorrência de falhas ativas) e configurações pós-manobras (componentes isolados para reparos). Estas duas condições levam a subestação a diferentes configurações e são contabilizadas em separado;
- os estados de falhas são agrupados e as probabilidades totalizadas em função do *status* dos terminais (ligado/desligado). No caso mais geral, considerando que o sistema atende o critério N-1, os estados de falha da subestação que desconectam apenas um elemento do sistema podem ser desconsiderados e aqueles estados de segunda ordem com probabilidades muito baixas também podem ser descartados;
- obtém-se uma lista final de n estados de falhas agrupados com suas respectivas probabilidades e o *status* dos terminais correspondentes.

3.5.2. Simulações da estabilidade transitória do sistema

- Selecionar entre os n estados de falhas agrupados aqueles que contem falhas ativas e provocam a alteração abrupta do status de terminais da subestação (configurações de pós-falhas);
- ajustar com o programa ANAREDE [AR09] o caso base em patamar de carga pesada para o sistema a ser simulado;
- definir no programa ANATEM um arquivo de dados com os elementos de controle usualmente adotados tais como modelos de máquinas, modelos de reguladores de velocidade, reguladores de tensão etc.;
- obter, com o programa ANAFAS [AF09], o reator equivalente para a simulação de ocorrência de curto-circuito monofásico em estudos de estabilidade transitória no programa ANATEM e realizar as simulações de ocorrência de curto-circuito monofásico para aqueles estados de falhas selecionados anteriormente (em 3.5.1), considerando os tempos de atuação de proteção e um tempo total de simulação para o período transitório;
- com base nos resultados das excursões dos ângulos delta e dos comportamentos das frequências das máquinas, e também daqueles casos cujas respostas possuem conteúdos oscilatórios, classificá-los como potencialmente inseguros para o sistema se ao menos um dos parâmetros não for atendido;
- obtém-se uma lista final de estados de falha agrupados com as suas probabilidades de ocorrência e a respectiva classificação entre “estado seguro” ou “estado potencialmente inseguro” para o sistema;
- um novo indicador para quantificar o risco para a segurança do sistema elétrico – LOSP (Loss of Stability Probability) é obtido com o somatório das probabilidades dos estados classificados como potencialmente inseguros para o sistema, definido na equação (3.15). Ele reflete o risco potencial que uma dada subestação oferece à segurança do sistema elétrico (perda do equilíbrio eletromecânico).

$$LOSP = \sum_{i \in \psi} p(i) \quad (3.15)$$

onde:

- LOSP* Loss of Stability Probability;
p(i) Probabilidade do estado *i* potencialmente inseguro;
 ψ Subconjunto de todos os estados potencialmente inseguros.

3.5.3. Simulações de fluxos e cortes de cargas no sistema

- Ajustar, com o programa ANAREDE, o caso base em patamar de carga pesada (ou carga média, dependendo do tipo de estudo) para o sistema a ser simulado;
- definir um arquivo de dados para o programa FLUPOT contendo os parâmetros de controle, de restrições, as definições de áreas de interesse para o corte de carga etc.;
- simular com a função objetivo “mínimo corte de carga” todos os *n* estados de falha agrupados previamente, como definido em 3.5.1, sendo que cada simulação requer um arquivo base modificado;
- contabilizar os eventuais cortes de cargas ocorridos nos estados de falhas agrupados;
- obtém-se uma lista final com os estados, as probabilidades e os montantes de cortes de cargas correspondentes de cada estado;
- os indicadores típicos de adequação LOLE (Loss of Load Expectation) e EENS (Expected Energy Not Supplied) são obtidos de acordo com as equações (3.16) e (3.17).

$$LOLE = 8760 \sum_{i \in \phi} p(i) \quad (3.16)$$

$$EENS = 8760 \sum_{i \in \phi} p(i) cc(i) \quad (3.17)$$

onde:

<i>LOLE</i>	Loss of Load Expectation, em horas/ano;
<i>EENS</i>	Expected Energy Not Supplied, em MWh/ano;
$p(i)$	Probabilidade do estado i com corte de carga;
$cc(i)$	Corte de carga no estado i , em MW;
ϕ	Subconjunto de todos os estados com cortes de cargas.

Dentre os dois indicadores de adequação apresentados acima, o indicador EENS é preferível, pois leva em conta a profundidade dos cortes e por isto é mais preciso, enquanto o indicador LOLE capta apenas em quais estados ocorreram cortes de cargas. Em estudos de confiabilidade de subestações, em determinadas situações, se deseja analisar o efeito de pequenas alterações na sua configuração de barras, como por exemplo, a inclusão de uma chave seccionadora ou de um disjuntor e, portanto, um indicador com maior precisão contribui para uma melhor qualidade nos resultados.

Outros indicadores da criticidade da subestação para o sistema, sob o ponto de vista estático, poderiam ser propostos. Por exemplo, um indicador de “expectativa de sobrecargas no sistema” pode ser obtido com o emprego de simulações de fluxo de potência linearizado (considerando as perdas no sistema), sem que seja necessário a realização do processo de otimização. Porém, não seria um indicador com grandeza possível de ser valorado, como o indicador EENS, por exemplo. Também, podem ocorrer situações em que há cortes de cargas sem a presença de sobrecargas no sistema e, neste caso, o indicador perderia precisão ao avaliar a criticidade da subestação, sendo, portanto, de difícil uso de forma generalizada.

Como pôde ser observado, no processo metodológico computacional anteriormente descrito, mencionou-se o conjunto de programas existentes no setor elétrico brasileiro. Obviamente, para qualquer outro sistema, os programas computacionais utilizados seriam aqueles disponíveis pelas empresas concessionárias.

Na Figura 3.15 mostrada a seguir pode-se visualizar as etapas da metodologia anteriormente descrita. A numeração dos blocos indica a sequência das tarefas a serem executadas. Nesta

figura, as etapas 3, 4 e 5 se referem a um protótipo computacional desenvolvido que simula as falhas na subestação e está mais bem detalhado na Figura 3.16.

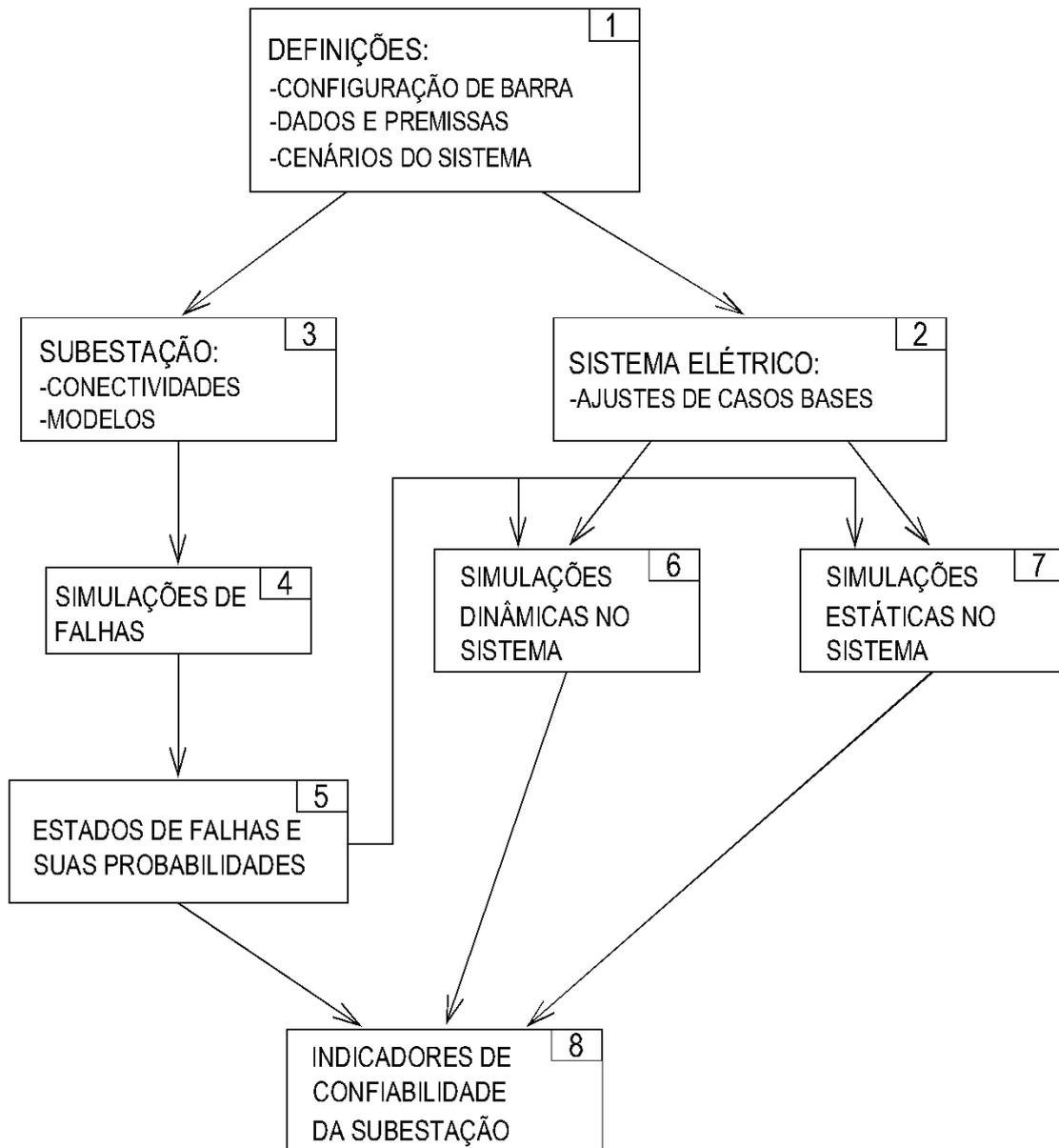


Figura 3.15 – Principais etapas da metodologia

Na Figura 3.16 o processo tem início com a definição de um arquivo de dados com os componentes do pátio de manobras e elementos de transmissão conectados (modelos de Markov) e os respectivos parâmetros (taxas de falhas, tempos de reparos etc), em 1. Deve ser definida também a topologia da subestação com base em um arquivo com lista de nós e ramos conectados, em 2. Em 3, 4, 5 e 6 são simuladas as contingências simples, sendo no final gerada uma lista de estados de falhas agrupados em termos de *status* de terminais desligados na subestação para a condição de pós-falhas (topologia da subestação imediatamente após a atuação da proteção) e outra lista para a condição de pós-manobra (topologia da subestação após a realização de manobras) com as respectivas probabilidades de ocorrências totalizadas.

Em 7, 8, 9 e 10 são simuladas as contingências simples nos elementos do sistema de transmissão com a ocorrência de disjuntor com polo preso e ao final são geradas listas de estados agrupados, como indicado anteriormente. Em 11, 12, 13 e 14 são simuladas as contingências duplas a partir dos estados de falhas da lista de pós-manobra em contingência simples (passo 5), definidos como o primeiro evento.

Por fim, em 15 são filtrados os estados que podem ser desconsiderados da análise, de acordo com um dado critério do usuário e/ou a partir do conhecimento do comportamento do sistema. Por exemplo, desconsiderar nas contingências simples a perda de apenas um terminal da subestação, admitindo que o critério N-1 é atendido, e/ou desconsiderar estados de falhas em contingências duplas com probabilidades de ocorrências menores do que 1000 vezes em relação às probabilidades em contingências simples.

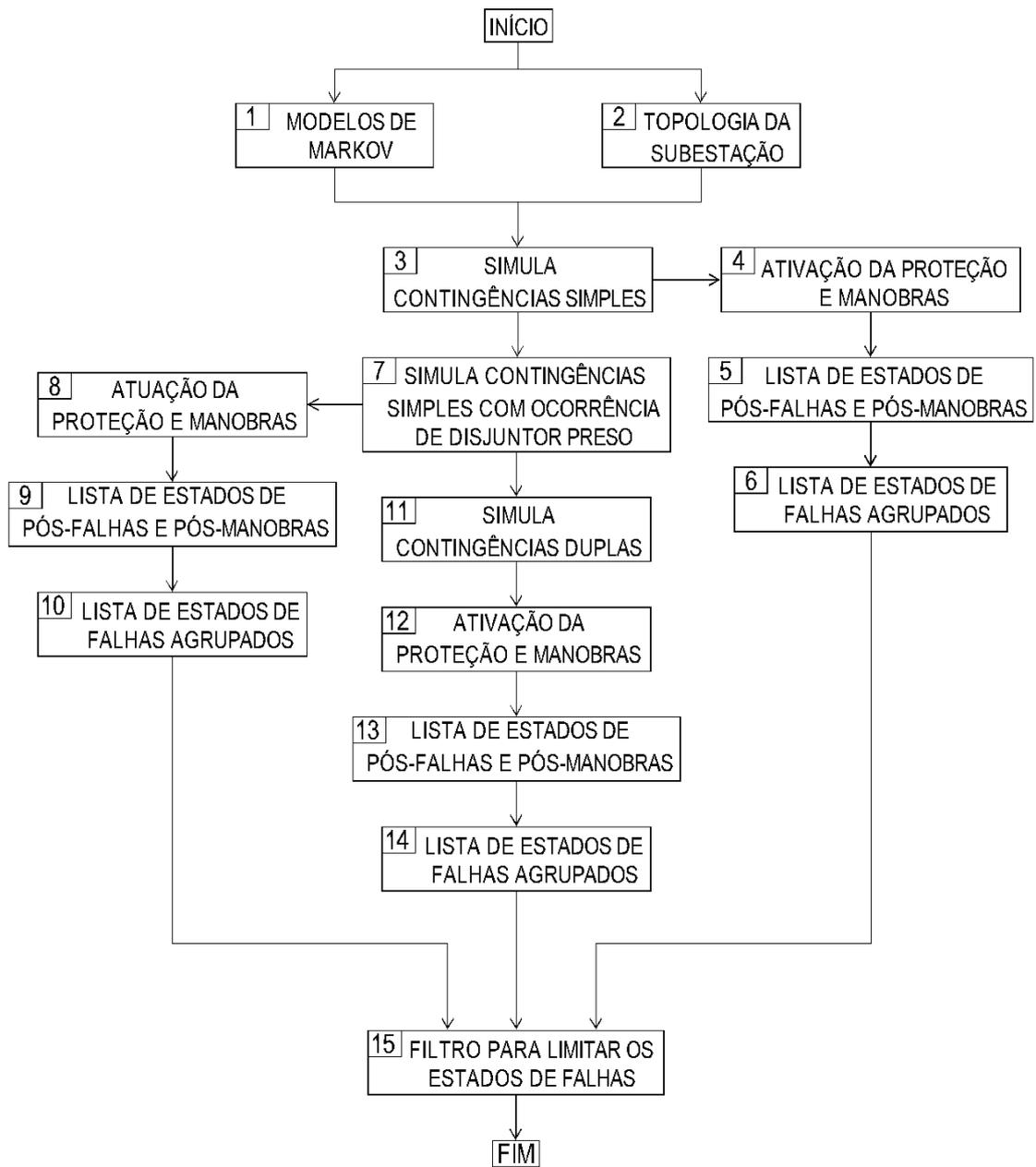


Figura 3.16– Etapas de simulação de falhas na subestação

3.6. COMENTÁRIOS FINAIS

No caso específico de confiabilidade de subestações, a proposição de se adotar apenas dois indicadores, um para refletir o risco potencial para a segurança do sistema e outro para refletir a sua adequação no atendimento às cargas, decorre da necessidade de se padronizar a análise das subestações para que no futuro o processo possa ser automatizado e, também, por que uma das utilidades da metodologia é a obtenção de um ranking de subestações em um dado sistema ou em uma dada região com o objetivo de priorização dos investimentos. A utilização de vários indicadores dificultaria estes objetivos, pois seria necessário criar indicadores compostos.

Estes dois indicadores procuram atender a necessidade de uma análise mais ampla da confiabilidade de subestações, principalmente daquelas de maior porte em extra-alta tensão (EAT). O público envolvido nas diversas áreas relacionadas às subestações é heterogêneo: planejamento, projeto, operação e manutenção, cada um com sua visão segmentada. Uma metodologia transparente, mais abrangente e com indicadores bem definidos facilita o diálogo e reduz resistências para a tomada de decisões mais racionais do ponto de vista técnico-econômico. A metodologia pode ser utilizada em várias situações, tais como:

1. Planejamento:

- nos estudos de alternativas de novas subestações;
- no controle do desempenho das subestações nas suas expansões.

2. Operação:

- na priorização de investimentos em obras de reforço com base em um ranking de desempenho das subestações do sistema;
- para o conhecimento das fragilidades e gerenciamento do risco.

3. Manutenção:

- para nortear as ações de manutenção nas subestações do sistema levando-se em conta os riscos envolvidos para a sua segurança.

CAPÍTULO 5

EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

4.1. OBTENÇÃO DOS INDICADORES PARA UMA SUBESTAÇÃO

A seguir a nova metodologia será aplicada para a obtenção dos indicadores de confiabilidade para um pátio de manobras de uma subestação de um sistema teste. No exemplo, seguem-se os passos definidos na Seção 3.5 do Capítulo 3.

4.1.1. Sistema Teste

O sistema teste em questão é composto de quatro usinas de geração de médio porte: UHE's Canário (500 MVA), Tucano (575 MVA), Gavião (632 MVA) e UTE Sabiá (300 MVA), além de duas PCH's (10 MVA) conectadas nas barras Pardal 138 kV e Coruja 230 kV. Dois subsistemas de 230 kV (áreas 1 e 2) são interligados por linhas de 440 kV.

Os ajustes no sistema foram realizados na condição de carga pesada, com a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1. Os valores de despachos das usinas para o ajuste de caso base, os limites dos circuitos e das tensões nas barras bem como os demais dados do sistema, tais como parâmetros de regime permanente e transitório das máquinas, dados dos reguladores de velocidade e de tensão das máquinas, parâmetros das linhas e dos transformadores, encontram-se no Apêndice 1.

A Figura 4.1 mostra o sistema teste de 30 barras denominado *Brazilian Birds*. O pátio escolhido para ser avaliado é o da subestação Pelicano 230 kV (barra 230) indicado por seta. No diagrama unifilar mostrado os transformadores e as máquinas são representados por equivalentes. A configuração de barras do pátio Pelicano 230 kV, mostrada na Figura 4.2 é do tipo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, típica na rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN para este nível de tensão.

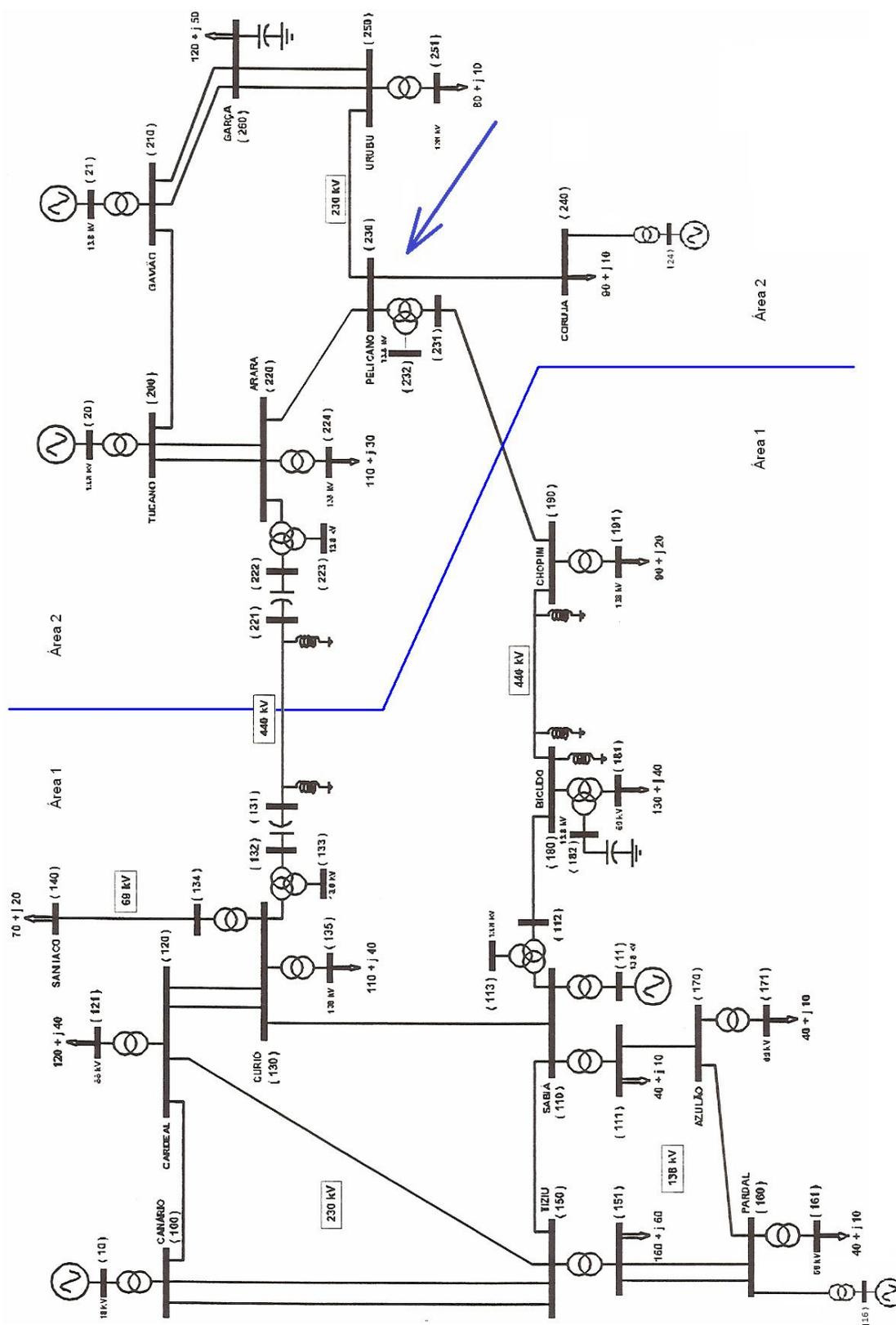
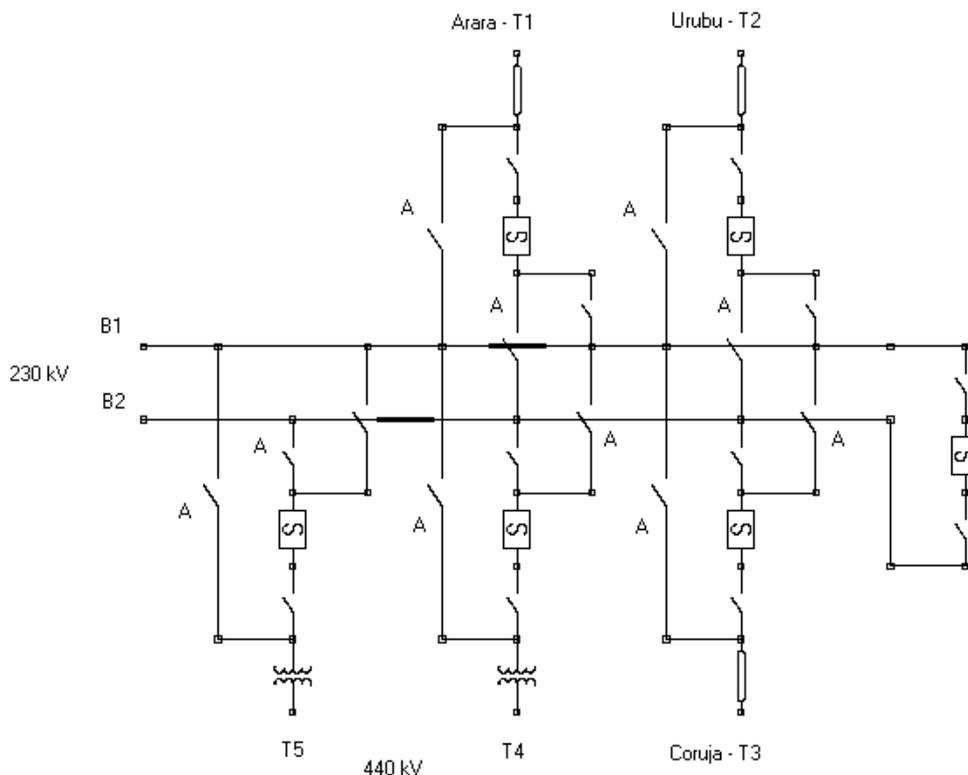


Figura 4.1 – Sistema teste de 30 barras denominado *Brazilian Birds*

Este tipo de configuração é flexível para a conexão de terminais (também denominados por bays ou vãos), podendo ter mais de uma configuração de operação normal, dependendo das chaves seletoras de barras que permanecem normalmente abertas e fechadas. Usualmente, procura-se distribuir os fluxos de potência entre os dois barramentos de maneira a se obter melhor confiabilidade. Os dois transformadores (terminais T4 e T5) estão conectados em um barramento de 440 kV (não modelado), que também conecta a LT 440 kV para a SE Chopim.

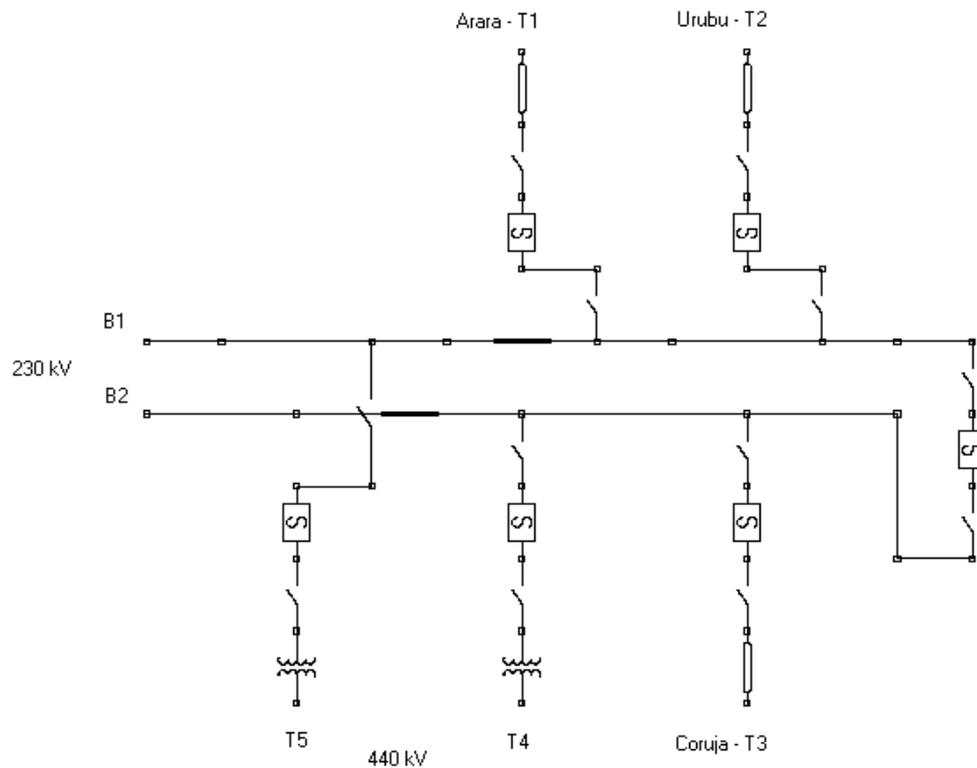


SE Pelicano 230 kV: Configuração em Barra Dupla - Disjuntor Simples a 4 Chaves

A: componentes que operam abertos

Figura 4.2 – Configuração de barra da SE Pelicano 230 kV

A Figura 4.3 a seguir apresenta a configuração de operação normal adotada neste exemplo. Nela as linhas de transmissão para Arara e Urubu, além de um dos transformadores 230 / 440 kV, estão conectadas na barra B1, e a linha para Coruja e o segundo transformador estão conectados na barra B2. É conveniente informar que o diagrama apresenta a configuração com os componentes que operam apenas normalmente fechados.



SE Pelicano 230 kV: Configuração de Operação Normal - 1

Figura 4.3 – Configuração de operação normal adotada

A confiabilidade é avaliada, para um dado cenário do sistema, segundo os seguintes passos básicos:

1. simulações de falhas na subestação, obtenção dos estados de interesse e as respectivas probabilidades;
2. simulações da estabilidade transitória do sistema devido à ocorrência de curtos-circuitos monofásicos na subestação e classificação dos estados considerados inseguros para o sistema;
3. simulações de fluxo de potência no sistema e obtenção dos eventuais estados da subestação que geram cortes de cargas no sistema;
4. obtenção dos indicadores de segurança e de adequação.

4.1.2. Simulações

No Capítulo 3 foram definidos os critérios, as premissas, os modelos dos componentes do sistema elétrico, bem como a sistemática de cálculo das probabilidades dos estados de falhas. Foi também apresentado dados típicos de falhas em equipamentos. Os estados definidos para os componentes são aqueles da Tabela 4.1. As simulações de falhas na subestação foram limitadas a eventos internos, admitido ainda que o sistema atende o critério N-1, isto é, a perda de um elemento do sistema não acarreta consequências. Eventos em contingências duplas, com baixas probabilidades (menores do que $1,0 \times 10^{-8}$) foram desconsiderados. Com o auxílio de um protótipo computacional, foram obtidas as probabilidades dos estados de falhas de interesse, apresentados na Tabela 4.2.

TABELA 4.1 – ESTADOS DOS COMPONENTES DA SE E DE ELEMENTOS DA TRANSMISSÃO

Componente	Estados possíveis definidos para os componentes				
	Operando	Em falha	Em reparo	Em manutenção	Com polo preso
Linhas	x	x	x		
Transformadores	x	x	x	x	
Chaves	x	x	x		
Barras	x	x	x	x	
Disjuntores	x	x	x	x	x

TABELA 4.2 – ESTADOS DE FALHAS DA SE COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o 2º evento é reparo.

Os casos 1, 2 e 3 referem-se às ocorrências de contingências simples que retiram de operação a barra B1, B2 ou as duas simultaneamente (perda da SE), como pode ser constatado no diagrama de operação normal da Figura 4.3, já apresentada. Os casos 4 e 5 se referem às ocorrências nas situações em que ocorre uma falha em algum elemento da transmissão (no caso, linha ou transformador) e o disjuntor não abre, obrigando a proteção de retaguarda a atuar. Nestes casos, a barra B1 (ou B2) é retirada de operação provocando a perda de terminais, como indicado na Tabela 4.2. Comparativamente com as contingências simples estes eventos são menos prováveis.

Os casos 6 e 7 são eventos em contingências duplas quando o primeiro evento é um componente que se encontra isolado para reparo ou manutenção programada e ocorre uma falha em outro componente, atuando o sistema de proteção. Normalmente, são eventos críticos com a perda de muitos terminais da subestação, gerando uma mudança abrupta na sua topologia e, conseqüentemente, no sistema elétrico. O caso 8 é a situação em que o primeiro evento é um componente que se encontra isolado para reparo ou manutenção programada, enquanto um segundo componente também se encontra isolado para reparo. Os eventos aqui considerados em contingências duplas foram os mais críticos e os mais prováveis, porém, dependendo da necessidade, pode-se ampliar a lista de eventos a serem analisados.

Após o primeiro passo, descrito anteriormente, o próximo passo é avaliar o impacto na estabilidade transitória do sistema nos estados de falhas em que ocorre alteração abrupta na topologia da subestação (Casos de 1 a 7), caracterizados como estados pós-falhas.

Com a utilização do programa ANATEM, realizam-se simulações de aplicação de curtos-circuitos monofásicos e posterior remoção do defeito juntamente com os ramos do sistema que são desconectados devido à ação do sistema de proteção para o isolamento do defeito. Para isto, antes é necessário obter com o programa ANAFAS o reator equivalente que representa um curto-circuito monofásico em simulações com o programa ANATEM.

Os tempos de atuação da proteção considerada foram de 150 milésimos de segundo para a proteção primária e de 500 milésimos de segundo para a proteção de retaguarda segundo a referência [O07].

As simulações têm como ponto de partida um caso base ajustado com o programa ANAREDE, onde um ponto de operação, em regime permanente, é definido em carga pesada, em um cenário em que a Área 2 exporta energia para a Área 1, com intercâmbio aproximado de 300 MW. No caso das contingências duplas, as simulações partem do mesmo caso base, sendo que as duas contingências ocorrem simultaneamente. Esta é uma premissa simplificadora que evita que a cada simulação de contingência dupla seja necessário ajustar um novo caso para cada uma das primeiras contingências. Na realidade, é uma aproximação conservativa do que ocorre na subestação. Quando a segunda falha ocorre, o primeiro componente que falhou já se encontra isolado para reparo. Admite-se que o ponto de operação ajustado para o caso base também atenda as primeiras contingências. Para o propósito desta metodologia pode-se considerar aceitável esta simplificação.

O período transitório foi simulado para um tempo de 20 segundos, observando os parâmetros definidos, no Capítulo 3, como critério para a classificação de sistema e estável na fase transitória: (i) abertura do ângulo delta entre as máquinas e o Centro de Inércia do Sistema (CIS) menor do que 360 graus; (ii) variação da frequência das máquinas menor do $\pm 5\%$ em relação à nominal e (iii) a resposta do sistema deve ser amortecida, sem a presença de oscilações. Caso ao menos um destes parâmetros de observação esteja fora destes limites o caso simulado será considerado como “sistema potencialmente instável”.

As figuras a seguir ilustram os resultados das simulações dos casos, estados de falhas de interesse, da Tabela 4.2, já apresentada.

As Figuras 4.4 e 4.5 se referem ao Caso 1, em que um curto-circuito monofásico é aplicado na barra da SE Pelicano e os ramos dos terminais T_1 , T_2 e T_5 são retirados juntamente com a eliminação do curto-circuito em 150 milésimos de segundo. Assim, é simulada uma falha na barra B1 da subestação e a atuação da proteção primária para a limpeza da falta.

A Figura 4.4 mostra que o ângulo delta entre as máquinas da UHE Canário e o centro de inércia do sistema – CIS realiza uma excursão irreversível, ultrapassando 360 graus, indicando a perda de sincronismo destas máquinas em relação ao resto do sistema. A Figura 4.5 mostra a frequência das máquinas da UHE Tucano, atingindo um valor máximo de 67 Hz, superior ao limite definido no critério. O comportamento do sistema, no período transitório, é instável e, portanto “potencialmente inseguro” para a sua segurança operativa. Em simulações de sistema reais, o programa interrompe o processamento quando o ângulo de qualquer máquina disparar. No caso do programa ANATEM, com valor de 1000 graus, de modo que na Figura 4.4 só se observaria a rampa inicial do crescimento (tempo da ordem de 6 segundos).

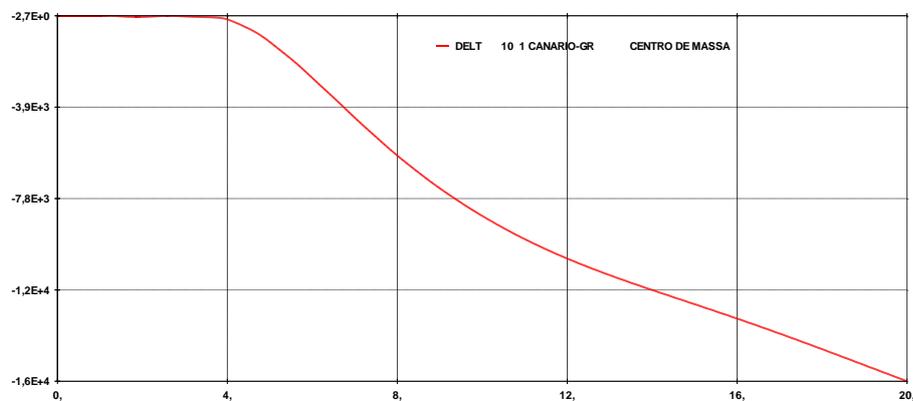


Figura 4.4 – Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso 1.

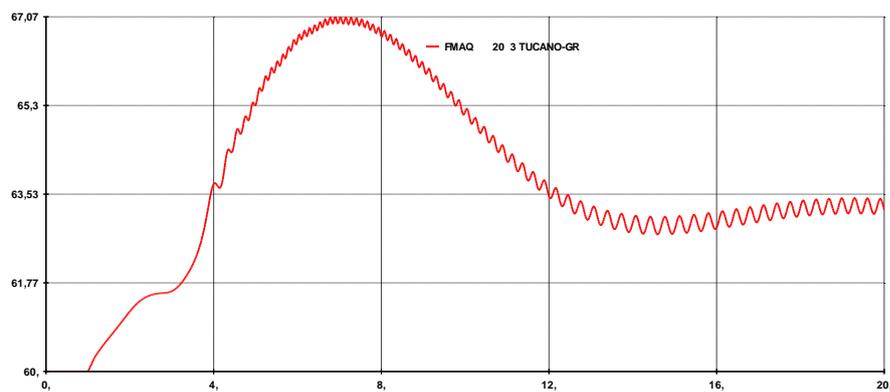


Figura 4.5 – Frequência das máquinas de Tucano para o Caso 1.

As Figuras 4.6 e 4.7 se referem ao Caso 2, em que um curto-circuito monofásico é aplicado na barra da SE Pelicano e os ramos dos terminais T_3 e T_4 são retirados juntamente com a eliminação do curto-circuito em 150 milésimos de segundo. Assim, é simulada uma falha na barra B2 da subestação e a atuação da proteção primária para a limpeza da falta.

A Figura 4.6 mostra que o ângulo delta entre as máquinas da UHE Tucano e o centro de inércia do sistema – CIS realiza uma pequena excursão que é rapidamente amortecida, definindo um novo ponto de operação para elas. A Figura 4.7 mostra a frequência das máquinas da UTE Sabiá, atingindo um valor máximo de 60,5 Hz. As demais máquinas do sistema seguem comportamento similar, indicando que o sistema é estável e sobrevive à falha ocorrida na subestação.

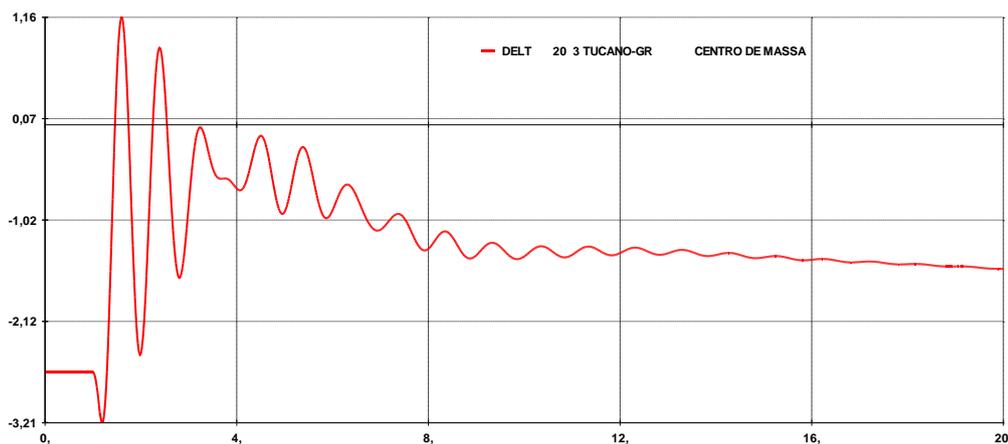


Figura 4.6 – Ângulo delta entre as máquinas de Tucano e o CIS para o Caso2.

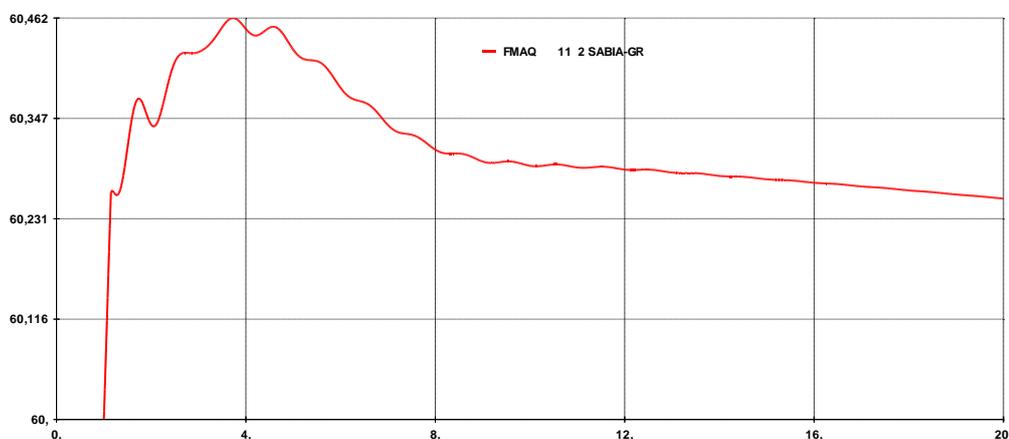


Figura 4.7 – Frequência das máquinas de Sabiá para o Caso2.

As Figuras 4.8 e 4.9 se referem ao Caso 3, em que um curto-circuito monofásico é aplicado na barra da SE Pelicano e todos os ramos da subestação são retirados juntamente com a eliminação do curto-circuito em 150 milésimos de segundo. Assim, é simulada uma falha no disjuntor de interligação de barras, a atuação da proteção primária para a limpeza da falta e a perda total da subestação.

A Figura 4.8 mostra que o ângulo delta entre as máquinas da UHE Canário e o centro de inércia do sistema – CIS realiza uma excursão dentro dos limites do critério, não ultrapassando 360 graus, indicando que, a princípio, não houve perda de sincronismo destas máquinas em relação ao resto do sistema. Porém, a resposta do sistema é oscilatória (fracamente amortecida). A Figura 4.9 mostra a frequência das máquinas da UHE Gavião, atingindo um valor máximo de 62 Hz, inferior ao limite definido no critério. A resposta oscilatória, com base no critério pré-estabelecido, é suficiente, para classificar o caso simulado como “potencialmente inseguro”, com riscos para o sincronismo do sistema.

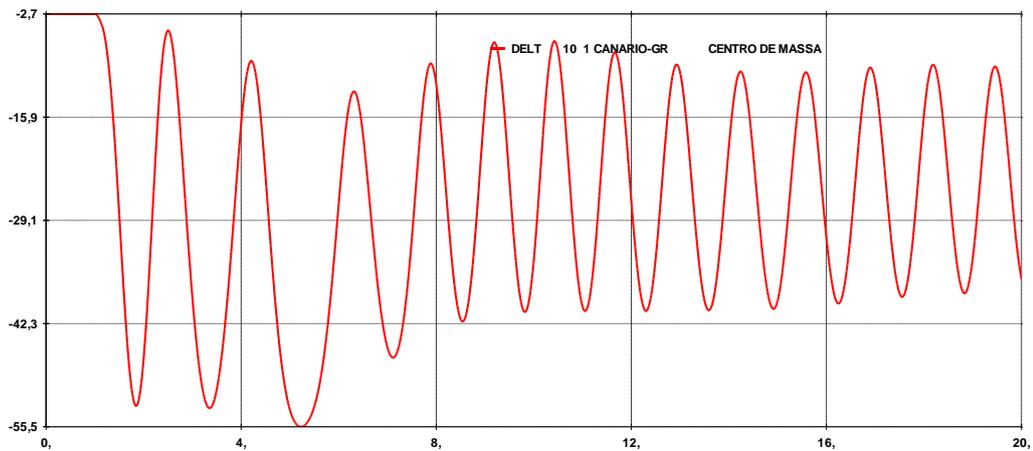


Figura 4.8 – Ângulo delta entre as máquinas de Canário e o CIS para o Caso3.

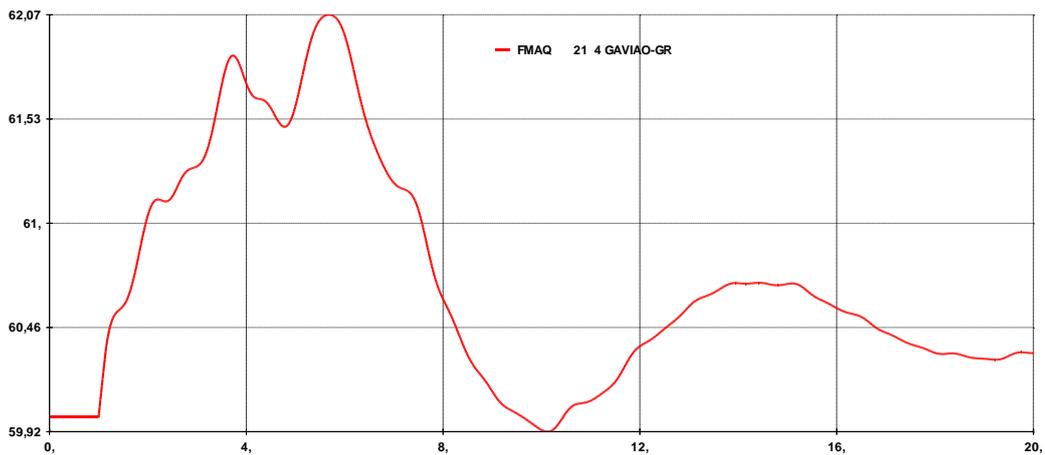


Figura 4.9 – Frequência das máquinas de Gavião para o Caso3.

Seguindo a mesma sistemática descrita é possível classificar todos os eventos de falhas de uma dada subestação. Por exemplo, nos Casos 4 e 5, da Tabela 4.2, em que ocorre falha na abertura de disjuntor, somente é alterado o tempo de atuação da proteção para 500 milésimos de segundo referente a atuação da proteção de retaguarda. O curto-circuito permanece mais tempo no sistema e, em determinados casos, pode fazer a diferença na classificação do evento. Os Casos 6 e 7 são semelhantes aos Casos 3 e 1 e não necessitam serem simulados. No Caso 8 não há simulação dinâmica a ser feita, pois não há alteração abrupta na topologia da subestação. Nesta condição de contingência dupla, os dois componentes se encontram em estados de reparo.

O terceiro passo é avaliar os possíveis cortes de cargas no sistema elétrico decorrentes das falhas na subestação de Pelicano, representadas pelos Casos de 1 a 8, descritos anteriormente. Partindo-se do mesmo caso base ajustado com o programa ANAREDE, realizam-se simulações estáticas no sistema com o programa FLUPOT, de modo a se determinar os mínimos cortes de cargas ocorridos para os estados de falhas. Dentre os controles possíveis, no caso específico destas simulações, os controles ativados são as variações na geração de potência reativa nas barras PV (QGEN), dentro dos limites nominais dos geradores e as variações na tensão nas barras PV (VGEN), dentro dos limites operacionais pré-definidos. Não são priorizados cortes de cargas em barras específicas, proporcionando assim liberdade para que se faça o menor corte de carga possível no sistema.

As restrições impostas são os limites de fluxos de potência (MVA) nos ramos do sistema, em condição de emergência, i.e., operação em sobrecargas de linhas de transmissão e transformadores.

É importante esclarecer que não foi habilitado controle para o redespacho de potência ativa. A única variação de potência ativa que pode ocorrer é na barra de referência do sistema, que representa a reserva girante disponível. Esta é uma premissa compatível com o propósito da metodologia, que avalia a confiabilidade de subestações na fase de planejamento, tanto na definição de sua concepção, quanto nas suas fases de evolução e que geram decisões mais conservativas. As situações onde se utilizam de todos os recursos possíveis para se evitar cortes de cargas devido às falhas no sistema são mais compatíveis com os estudos operacionais, em tempo real ou de curtíssimo prazo.

As simulações com o programa FLUPOT são realizadas a partir do caso base, de onde são removidos os ramos do sistema que representam a falha na subestação e submetido a processamento com a função objetivo “mínimo corte de carga”. Eventuais cortes de cargas devido à desconexão de barras de cargas são também consideradas.

A Tabela 4.3 apresenta os cortes de cargas ocorridos nas barras do sistema para a falha do Caso 1, onde a falha na barra B1 da subestação provoca o desligamento simultâneo de duas linhas e de um transformador. A tabela é obtida diretamente do “sumário do caso base” do programa FLUPOT. Observar que houve um espalhamento no corte de carga, em dez das treze barras de carga do sistema, totalizando um montante de 38,41 MW.

TABELA 4.3 – CORTES DE CARGAS NO SISTEMA PARA O CASO 1

FUNCOES OBJETIVO		TOTAIS		
Mínimo Corte de Carga		:	38.45 K\$/MW	
RELATORIO DE CORTE DE CARGA (> 0.1 MW)				
X-----	BARRA -----X	CORTE (MW)	CORTE (%)	V. INIC (MW)
111	SABIA-138	2.01	5.02	40.00
121	CARDEAL-88	1.07	0.89	120.00
135	CURIO-138	0.85	0.78	110.00
140	SANHACO-69	7.33	10.47	70.00
151	TIZIU-138	3.05	1.91	160.00
161	PARDAL-69	9.82	24.55	40.00
171	AZULAO-69	8.75	21.88	40.00
181	BICUDO-69	1.58	1.22	130.00
191	CHOPIM-138	1.61	1.79	90.00
240	CORUJA-230	2.34	2.60	90.00
RELATORIO DO TOTAL DO CORTE DE CARGA (> 0.1 MW)				
NUMERO DE BARRAS	CORTE (MW)	CORTE (%)	V. INIC (MW)	
10	38.41	4.32	890.00	

Procedendo como descrito são obtidos os cortes de cargas dos oitos casos de falhas simulados na subestação de Pelicano, computando-se cortes devido às restrições de fluxos em linhas e transformadores, aos limites de tensão nas barras do sistema e devido à desconexão de barras de cargas.

4.1.3. Indicadores de Confiabilidade

A Tabela 4.4 apresenta os resultados consolidados das simulações realizadas na Seção anterior. A quarta coluna contém as probabilidades dos estados de falha da subestação, a quinta coluna contém os resultados das simulações de estabilidade transitória, classificado como 1 quando o sistema perde o sincronismo e como zero quando o sistema é estável. Quando o estado não necessita ser avaliado, como o Caso 8, também é classificado como zero. A sexta coluna contém os montantes de cortes de cargas, em MW, obtidos com simulações estáticas em todos os casos.

TABELA 4.4 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA A SE PELICANO 230 kV

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005	1	38,41
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008	1	38,41
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008	1	38,41
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006	0	82,00

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados de pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

Com os resultados das simulações da Tabela 4.4 e as equações 3.15, 3.16 e 3.17 do Capítulo 3 são obtidos os indicadores de confiabilidade para o pátio de 230 kV da subestação Pelicano, apresentados na Tabela 4.5. Eles apontam um moderado valor de expectativa de energia não suprida, mas, no entanto, o pátio oferece risco à segurança do sistema, com uma probabilidade de $3,04 \times 10^{-5}$.

O indicador de perda de sincronismo no sistema (que reflete um risco à sua segurança) necessita de um valor de referência tido como limite de risco aceitável. Dentre os dois indicadores de adequação o que quantifica a expectativa de energia não suprida – EENS é mais preciso, pois considera os montantes de cortes de cargas ocorridos, enquanto a expectativa de perda de carga – LOLE leva em conta apenas a existência ou não de cortes de carga.

TABELA 4.5 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

LOSP	EENS [MWh/ano]	LOLE [horas/ano]
$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42

Os indicadores de confiabilidade da Tabela 4.5 permitem quantificar o grau de confiabilidade de uma subestação de forma complementar, verificando os impactos das falhas no equilíbrio eletromecânico e em regime permanente. O indicador de risco LOSP é uma probabilidade e não está associado ao montante de corte de carga de um blackout, pois o que se deseja é evitar ou minimizar os riscos para o sistema, provocados por falhas originadas em subestações e não quantificar o custo do blackout. Ele indica se o sistema corre algum risco de perda de sincronismo, que pode iniciar um processo em cascata e culminar em um blackout regional ou até de grandes proporções. Já, o EENS indica o grau de expectativa de cortes de cargas em regime permanente, que permite otimizar investimentos frente aos desligamentos no sistema provocados por falhas na subestação.

4.2. RANKING DE DESEMPENHO PARA SUBESTAÇÕES

No item 4.1 anterior foram mostrados os passos para a obtenção dos indicadores de confiabilidade de uma subestação, mais precisamente, de um pátio de manobras. Utilizando-se a mesma metodologia, foram obtidos os indicadores dos dez principais pátios de manobras das subestações do sistema teste *Brazilian Birds*, com resultados detalhados no Apêndice 2. A Tabela 4.6 apresenta um resumo dos resultados, com um indicador para a segurança do sistema elétrico, LOSP e dois indicadores de adequação, LOLE e EENS. Com eles é possível ordenar uma lista (ranking) de desempenho de forma a classificar aquelas subestações que devem merecer atenção (e investimentos) daquelas cujos desempenhos já são satisfatórios.

TABELA 4.6 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE PARA OS PÁTIOS ANALISADOS

Barra Sistema	Subestação	Configuração	Indicadores		
			LOSP	EENS [MWh/ano]	LOLE [Horas/ano]
100	Canário 230 kV	Barra dupla com disj. simples a 3 e 4 chaves	0	7,87	$8,59 \times 10^{-2}$
110	Sabiá 230 kV	Anel Múltiplo	0	0	0
120	Cardeal 230 kV	Barra dupla com disj. simples a 5 chaves	0	25,70	0,55
130	Curió 230 kV	Barra dupla com disj. e meio modificado	0	16,87	0,51
150	Tiziu 230 kV	Barra Principal+Transferência	0	255,60	2,33
180	Bicudo 440 kV	Barra dupla com disjuntor e meio	0	70,78	0,61
200	Tucano 230 kV	Barra dupla com disj. simples a 3 e 4 chaves	$8,43 \times 10^{-6}$	42,85	0,41
210	Gavião 230 kV	Barra dupla com disjuntor e meio	0	$1,18 \times 10^{-1}$	$2,23 \times 10^{-3}$
220	Arara 230 kV	Barra dupla com disj. simples a 4 chaves	$7,91 \times 10^{-6}$	40,52	0,29
230	Pelicano 230 kV	Barra dupla com disj. simples a 4 chaves	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42

A seguir são apresentadas possibilidades de ranking com os indicadores obtidos. A Tabela 4.7 apresenta um ranking obtido com o indicador LOLE (avaliação estática do sistema), priorizando as subestações que devem receber mais atenção. A prioridade é para a subestação de Tiziu, seguida de Bicudo, Cardeal etc. Neste caso, é necessário um valor de referência para o indicador LOLE que indique uma separação acima do qual a subestação necessita de melhorias. Por exemplo, se o valor de referência fosse 0,50, então as quatro primeiras subestações deveriam ser reavaliadas (com reforços) para que seus indicadores ficassem abaixo de 0,50.

Embora este indicador seja utilizado em estudos de confiabilidade de geração, em avaliações de subestações ele deve ser evitado. Isto porque ele é um indicativo de cortes de cargas no sistema, mas não considera as profundidades destes cortes, ficando pouco sensível aos estados de falhas da subestação. Um ranking com este indicador pode classificar algumas subestações em posições diferentes quando comparado com outro obtido com um indicador de melhor precisão, como o EENS.

TABELA 4.7 - RANKING SEGUNDO A EXPECTATIVA DE PERDA DE CARGA

Prioridade	Subestação	LOLE [horas/ano]
1	Tiziu	2,33
2	Bicudo	0,61
3	Cardeal	0,55
4	Curió	0,51
5	Pelicano	0,42
6	Tucano	0,41
7	Arara	0,29
8	Canário	$8,59 \times 10^{-2}$
9	Gavião	$2,23 \times 10^{-3}$
10	Sabiá	0

A Tabela 4.8 apresenta um ranking obtido com o indicador EENS, que considera os montantes de cortes de cargas no sistema e confere maior precisão ao ranking em relação ao anterior. Por exemplo, na terceira e quarta posição da tabela são classificadas as subestações Tucano e Arara e na Tabela 4.7, anterior, são classificadas as subestações de Cardeal e Curió.

Há outra vantagem na utilização deste indicador. É possível valorar os custos de interrupção e separar aquelas subestações que já possuem desempenho satisfatório nas quais não são viáveis investimentos em reforços. Por exemplo, se admitirmos um custo de R\$ 1.000,00 por MWh interrompido, podemos separar, a priori, apenas as duas primeiras subestações que poderiam ser objetos de avaliações. No caso de Tiziu (em vermelho), se um investimento de, por exemplo, R\$ 200.000,00 possibilitar a redução da EENS pela metade, o benefício obtido seria da ordem de R\$ 127.000,00 por ano que, em dois anos recuperaria o valor investido, viabilizando o reforço.

É importante notar que, até o momento, a ordenação se deu apenas por indicador de adequação, que tem por base avaliações estáticas no sistema, não inferindo valores aos riscos a segurança operativa do sistema, do ponto de vista dinâmico.

TABELA 4.8 - RANKING SEGUNDO A EXPECTATIVA DE ENERGIA NÃO SUPRIDA

Prioridade		Subestação	EENS [MWh/ano]
1		Tiziu	255,60
2		Bicudo	70,78
3		Tucano	42,85
4		Arara	40,52
5		Pelicano	25,79
6		Cardeal	25,70
7		Curió	16,87
8		Canário	7,87
9		Gavião	$1,18 \times 10^{-1}$
10		Sabiá	0

A Tabela 4.9 apresenta um ranking obtido com o indicador EENS, porém priorizando a segurança operativa do sistema através do indicador LOSP. Esta ordenação se dá deslocando as subestações que oferecem algum risco à segurança do sistema para o topo da lista. Este subgrupo é também ordenado, resultando em um ranking misto.

A ordem de prioridade a receber atenção são as subestações Pelicano, Tucano e Arara (em vermelho). São subestações em que há estados de falhas que provocam perda de sincronismo no sistema e podem resultar em distúrbios de grande monta, como blackouts.

Se houver disponibilidade de investimentos, as duas próximas a serem avaliadas são Tiziu e Bicudo (em amarelo), onde não há riscos a segurança do sistema. Aqui, o que importa é uma avaliação de custo/benefício, para verificar se a melhoria no atendimento às cargas (redução de cortes cargas) pode compensar o investimento realizado. Os distúrbios são de menores intensidades e ao minimizá-los, melhora-se a qualidade e continuidade do serviço.

TABELA 4.9 - RANKING SEGUNDO A EXPECTATIVA DE ENERGIA NÃO SUPRIDA PRIORIZANDO A SEGURANÇA DO SISTEMA

Prioridade		Subestação	LOSP	EENS [MWh/ano]
1		Pelicano	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79
2		Tucano	$8,43 \times 10^{-6}$	42,85
3		Arara	$7,91 \times 10^{-6}$	40,52
4		Tiziu	0	255,60
5		Bicudo	0	70,78
6		Cardeal	0	25,70
7		Curió	0	16,87
8		Canário	0	7,87
9		Gavião	0	$1,18 \times 10^{-1}$
10		Sabiá	0	0

Há, por fim, as outras subestações ordenadas na lista (em verde) que não oferecem riscos à segurança do sistema e tem baixos valores de expectativa de energia não suprida. Nestas instalações não há indicação para avaliações de reforços, pois já atendem o sistema elétrico de modo satisfatório.

De acordo com o apresentado nesta Seção, esta metodologia propicia tomada de decisão de maior qualidade, alocando investimentos de maneira racional, à medida da necessidade requerida pelo sistema elétrico as quais estas subestações servem.

Com a avaliação dos reflexos que as falhas originadas nas subestações provocam no sistema, tanto do ponto de vista dinâmico, quanto estático, evita-se que se façam investimentos desnecessários, levando-se em conta apenas a configuração de barra das subestações. Por exemplo, as subestações de Sabiá e Curió possuem configuração de barra do tipo anel múltiplo e barra dupla com disjuntor e meio modificado respectivamente e, nem por isto foram classificadas entre aquelas prioritárias.

A Tabela 4.10 apresenta o número de simulações realizadas para as subestações avaliadas. É importante observar que em determinados pátios, como por exemplo o de Sabiá, o número de simulações dinâmicas e estáticas realizadas para a obtenção dos indicadores não é pequeno, mesmo considerando as restrições impostas às contingências duplas, limitando os estados de falhas com probabilidades em até mil vezes menores do que as probabilidades em contingências simples. Não há restrições em se analisar mais estados, porém haveria um esforço computacional maior para uma melhoria não significativa nos valores dos indicadores.

No Apêndice 2 são apresentadas as configurações de barras das subestações, as premissas de operação, os resultados parciais das simulações, a obtenção dos indicadores de confiabilidade e comentários sobre as análises realizadas.

TABELA 4.10 – NÚMERO DE SIMULAÇÕES REALIZADAS NAS SUBESTAÇÕES AVALIADAS

Subestação	Bays	Configuração de Barra	Número de simulações	
			Dinâmicas	Estáticas
Arara	6	Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	8	6
Bicudo	4	Barra dupla com disjuntor e meio	6	4
Canário	7	Barra dupla com disjuntor simples a três ou quatro chaves	10	9
Cardeal	6	Barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves	11	9
Curió	9	Barra dupla com disjuntor e meio modificado	57	47
Gavião	6	Barra dupla com disjuntor e meio	22	17
Pelicano	5	Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	5	3
Sabiá	8	Anel múltiplo (Malha)	47	40
Tiziu	6	Barra principal e barra de transferência	2	1
Tucano	8	Barra dupla com disjuntor simples a três ou quatro chaves	11	9
Total de simulações			179	145

4.3. SENSIBILIDADE DOS INDICADORES

A seguir são apresentadas algumas comparações, análises de sensibilidades, para verificar a influência nos valores dos indicadores de confiabilidade.

4.3.1. Eventos Internos e Externos à Subestação

No Apêndice 3 é feita uma comparação quando se considera as contingências duplas de duas formas: levando-se em conta apenas os eventos de falhas internos à subestação ou acrescentando-se também os eventos externos ao pátio de manobras. No primeiro caso reduz-se o número de estados de falhas a serem simulados, enquanto no segundo, os valores são mais precisos.

A Figura 4.10 mostra a configuração de barra da subestação de Pelicano 230 kV do sistema teste *Brazilian Birds* utilizada para a comparação.

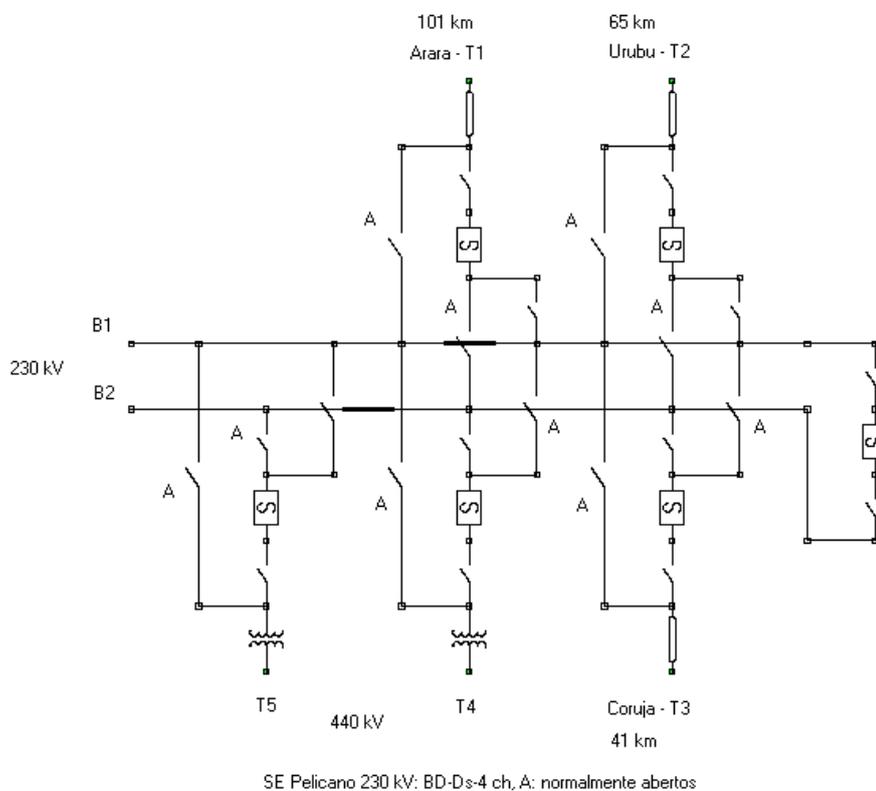


Figura 4.10 – SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

A Tabela 4.11 mostra os resultados para as duas situações. Os valores obtidos são próximos, pois embora o número de simulações seja maior, quando se considera os eventos externos, as suas probabilidades de ocorrências são menores do que os eventos internos. Esta conclusão não deve ser generalizada, pois para outros tipos de configurações de barras situações os eventos externos podem ter maiores significados numéricos, como por exemplo em configurações com conectividade distribuída, do tipo barra dupla com disjuntor e meio.

TABELA 4.11 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

Eventos	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Internos	$3,040 \times 10^{-5}$	25,79	0,42
Internos e Externos	$3,041 \times 10^{-5}$	26,88	0,44

Embora no Apêndice 2 os indicadores das subestações foram obtidos considerando-se somente os eventos internos, para efeito de simplificação, o critério proposto na Seção 3.2 do Capítulo 3 prevê a análise em etapas subsequentes, quando os eventos internos forem relevantes em termos numéricos. São realizadas as simulações para os eventos internos e se são constatados vários estados de falhas com consequências severas para o sistema elétrico, complementa-se as simulações com os eventos externos.

No Apêndice 3 são apresentados os resultados destas simulações realizadas, bem como comentários e informações adicionais.

4.3.2. Reforço em Subestação

No ranking da Tabela 4.9, da Seção 4.2, a subestação Tiziu 230 kV, embora não ofereça riscos à segurança operativa do sistema, é a que possui a maior expectativa de energia não suprida dentre as avaliadas. No Apêndice 4 é realizada uma verificação para a sua redução, avaliando, de forma simplificada, a relação custo/benefício da solução de reforço proposta.

A Figura 4.11, a seguir, apresenta a configuração da subestação Tiziu 230 kV com uma alteração, inclusão de chave de seccionamento na barra principal, com o objetivo de melhorar o desempenho da subestação.

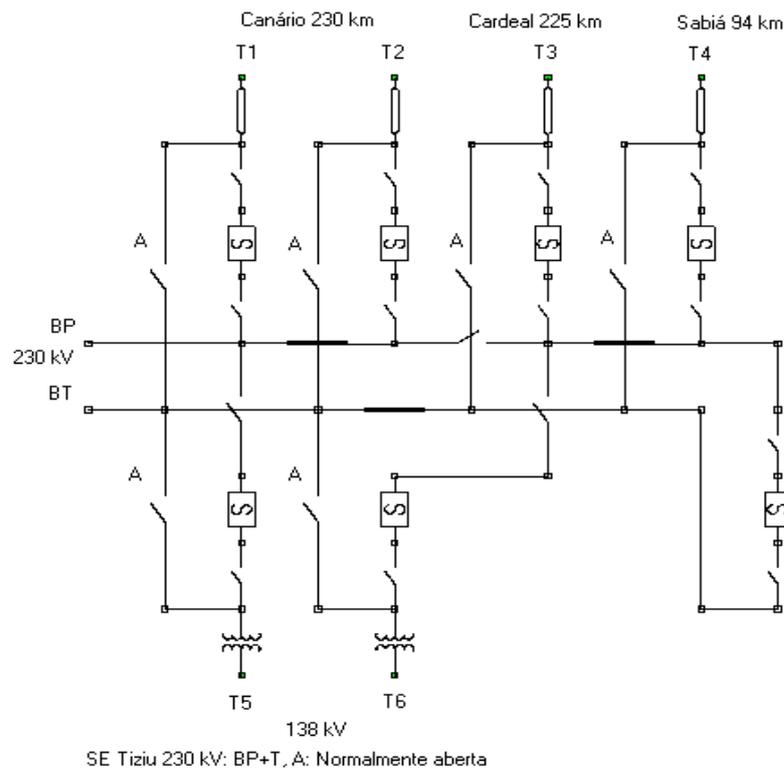


Figura 4.11 - SE Tiziu 230 kV em barra principal e barra de transferência com inclusão de chave de seccionamento na barra principal.

Nesta figura se observa que a chave de seccionamento de barra separa a subestação em dois grupos, compostos de duas linhas e um transformador cada um. Quando uma das seções da barra principal estiver fora de operação, a outra seção permanecerá em operação mantendo a subestação parcialmente energizada.

A consequência é o aparecimento de novos estados de falhas na subestação, tornando-a mais flexível para lidar com os eventos de pós-manobras. A Tabela 4.12 mostra os resultados para as duas situações, o caso base e a alteração de reforço. Há uma grande redução nos indicadores que medem o comportamento estático do sistema, com redução para 27% tanto para a EENS quanto para a LOLE.

TABELA 4.12 – INDICADORES PARA SE TIZIU 230 kV

Configuração da SE	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – Apêndice 2	0	255,60	2,33
Reforço: chave na barra	0	68,06	0,62

Pode-se, por exemplo, realizar um cálculo econômico para verificar a real vantagem desta alteração. Se o custo de interrupção for de, por exemplo, R\$ 1.000,00 por MWh interrompido, o benefício será da ordem de R\$ 187.000,00 por ano. Com base em custos modulares de equipamentos, conclui-se que basta a operação de um ano desta subestação, com a alteração, para que o custo do investimento seja pago. A solução é, portanto, altamente vantajosa.

No Apêndice 4 são apresentadas as simulações realizadas para estas alterações bem como comentários e informações adicionais.

4.3.3. Alteração no Despacho do Sistema

No Apêndice 2 foram obtidos os indicadores de confiabilidade para dez pátios de manobras de subestações do sistema teste *Brazilian Birds*. As simulações dinâmicas e estáticas realizadas partiram de um caso base ajustado em carga pesada, com um despacho nas usinas que resultou em um intercâmbio de 300 MW entre os dois subsistemas (fluindo pelo sistema de 440 kV) no sentido da área 2 para a área 1. Com o objetivo de verificar eventuais influências do despacho do sistema nos indicadores obtidos, foi ajustado um novo caso em que o despacho foi alterado e resultou em um intercâmbio menor, de 130 MW. Em seguida foram realizadas novas simulações para duas subestações, Pelicano 230 kV (área 2) e Cardeal 230 kV (área 1) e obtidos novos indicadores de confiabilidade, conforme Apêndice 5.

A Tabela 4.13 mostra os resultados para a subestação Pelicano, cujo indicador de segurança não foi alterado, porém o indicador de adequação sofreu uma ligeira redução. Isto mostra que a subestação continuou com a mesma importância sistêmica neste novo cenário.

TABELA 4.13 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

Intercâmbio [MW]	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – 300	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42
Sensibilidade – 130	$3,04 \times 10^{-5}$	18,02	0,22

Com a subestação Cardeal, como mostra a Tabela 4.14, houve aumento de sua importância sistêmica, uma vez que passou a oferecer riscos a segurança do sistema neste novo cenário, em que as usinas próximas à ela aumentaram a participação na geração da potência requerida pelo sistema.

Estes resultados evidenciam a necessidade de cuidados e critérios na definição do cenário do sistema elétrico em que as análises das subestações serão realizadas. Podem ser necessárias a avaliação e a obtenção de indicadores de confiabilidade em mais de um cenário do sistema elétrico.

TABELA 4.14 – INDICADORES PARA A SE CARDEAL 230 kV

Intercâmbio [MW]	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – 300	0	25,70	0,55
Sensibilidade – 130	$3,50 \times 10^{-5}$	26,02	0,55

No Apêndice 5 encontram-se os resultados das simulações, informações e comentários adicionais.

4.4. COMENTÁRIOS FINAIS

Os exemplos desenvolvidos neste capítulo mostram que, com algum esforço e boa percepção do problema, é possível avaliar a confiabilidade de uma dada subestação de forma mais robusta, em relação ao método tradicional, utilizando as ferramentas usualmente adotadas para os estudos de sistemas de transmissão. Obviamente que para a análise de, por exemplo, dezenas de subestações de um dado sistema, o processo deverá ser automatizado devido ao elevado número de simulações necessárias.

Também mostraram que o indicador de adequação reflete as consequências no sistema elétrico, pois a sua base são os montantes de cortes de cargas computados em suas barras. Para uma subestação de grande porte este indicador é mais realista, pois considera os vários estados de perdas parciais de continuidade na subestação, em relação ao método tradicional.

Quando se inclui o novo indicador de segurança com base em simulações dinâmicas o conceito de confiabilidade é ampliado tornando-se mais abrangente. O fato de ele não ser levado em conta em avaliações usuais não quer dizer que os riscos a segurança do sistema não existe. Quer dizer apenas que eles não estão sendo revelados.

A metodologia ora exemplificada é uma ferramenta que permite a tomada de decisão, em relação às configurações de barras de subestações, com maior qualidade, otimizando recursos e assim contribuindo com a melhoria da produtividade do processo de geração/transmissão de energia elétrica.

CAPÍTULO 5

CRITÉRIO DE SEGURANÇA AMPLIADO

5.1. INTRODUÇÃO

Ao longo do texto as simulações de estabilidade foram realizadas com o programa ANATEM. O objetivo era verificar o risco que as falhas nas subestações oferecem à segurança do sistema elétrico. O critério para a classificação das falhas foi: (i) não deve haver perda de sincronismo de máquinas do sistema; (ii) a variação da frequência das máquinas deve estar abaixo de 5% em relação à frequência nominal e (iii) a resposta no tempo deve ser amortecida. A violação em qualquer um destes itens implica na classificação do evento na subestação como sendo potencialmente inseguro para o sistema.

A análise foi realizada com base na inspeção visual de resultados do programa, classificando cada evento simulado. Para os resultados da análise dos dez pátios de subestação, detalhados no Apêndice 2, foram simulados e analisados cerca de 180 eventos. A análise em um sistema real com dezenas de subestações, que implicaria em grande quantidade de eventos, seria impraticável se o processo fosse por inspeção visual. Assim, neste capítulo é utilizado, como teste, o programa ORGANON [OR13].

Trata-se de uma ferramenta computacional poderosa, utilizada inclusive para análises de estabilidade em tempo real no SIN [QTP11]. As principais características do programa que facilitam a classificação de falhas em subestações são: (i) passo variável (time step) na resolução das equações diferenciais do processo, que aumenta a velocidade de resolução do problema; (ii) processo de checagem automático dos índices, sem necessidade de inspeção visual por parte do usuário; (iii) possibilidade de incluir outros índices, tais como sobretensões e sobrecargas na análise dos eventos e (iv) aplicação de curto-circuito monofásico direto, sem a necessidade de representação da rede de sequência zero.

Os fatores mencionados facilitam a classificação de eventos em subestações em um sistema real, que envolve grande número de subestações e gera elevada quantidade de estados de

falhas. Um processo automático, como o adotado pelo programa, é vital para a utilização da metodologia em sistemas reais quando o objetivo for estabelecer um ranking de desempenho de subestações.

5.2. NOVAS MÉTRICAS E SIMULAÇÕES

O objetivo aqui é realizar simulações dinâmicas com o programa ORGANON, comparando os resultados obtidos com aqueles do programa ANATEM, tido como referência. Além disto, verificar novas métricas de avaliação do comportamento do sistema de maneira a expandir o critério de classificação da segurança operativa do sistema frente às falhas na subestação.

A Tabela 5.1 mostra os principais parâmetros que podem ser definidos para a simulação dinâmica. Por exemplo, se de antemão se conhecesse o valor da tensão na barra em falta, para um curto-circuito monofásico ($V = 0,50$ pu) o programa calcularia um reator equivalente com base nesta informação e na impedância equivalente de sequência positiva da barra. A alteração do valor para 0,60 pu resultaria em outro valor de reator equivalente.

TABELA 5.1 – DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS PARA A SIMULAÇÃO

```

<---- NUMERICAL PARAMETERS FOR TIME DOMAIN SIMULATION ->  <--- VALUE
      Minimum Time Step (s) = 0.0001
      Maximum Time Step (s) = 40.
      Relative Tolerance = 0.0001
      Absolut Tolerance = 0.0001
      one line fault voltage at faulty bus = 0.5
      voltage level to convert loads to 100% Z model = 0.5
      Maximum number of curves for TDS plotting = 1000
      Maximum number of graphs for TDS plotting = 50
<----- OPTIONS FOR TIME DOMAIN SIMULATION ----->  C (CODE: Y
      Termination of simulation if instability detected = Y
      Variation of synchr. Machine parameters with frequency = N
      Allow remote control = Y
      Block All AVR Models? = N
      Block All OEL Models? = N
      Block All UEL Models? = N
      Block All PSS Models? = N
      Block All GOV Models? = N

```

A Tabela 5.2 mostra as opções de índices e valores de referências para o diagnóstico do sistema. Por exemplo, ao ser habilitado para verificar sobrecargas (*steady-state thermal limits*), o programa compara os fluxos nos ramos obtidos ao final da simulação com os valores limites de emergências de linhas e transformadores e informa as sobrecargas.

TABELA 5.2 – CRITÉRIOS E OPÇÕES DE ÍNDICES PARA O DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

```

<-----TIME DOMAIN SIMULATION DIAGNOSTIC OPTIONS----->
    Check long duration voltage sag = Y
      voltage sag threshold = 0.8
      Duration of voltage sag = 0.08
      For buses above (kv) = 13.8
    Check long duration voltage swell = Y
      voltage swell threshold = 1.2
      Duration of voltage swell = 0.2
      For buses above (kv) = 138.
    Check instantaneous voltage drop = Y
      voltage drop threshold = 0.6
      For buses above (kv) = 13.8
    Check instantaneous overvoltage = Y
      overvoltage threshold = 1.3
      For buses above (kv) = 13.8
    Check steady-state voltage drop = Y
      voltage drop threshold = 0.1
      For buses above (kv) = 13.8
    Check steady-state low voltage = Y
    Check steady-state thermal limits = Y
      Check damping = Y
      Low damping threshold = 0.15
      Check stability margin = Y
    Check ONS voltage oscillation criterion = Y
      Initial time for ONS voltage oscillation criterion = 10.
      ONS voltage oscillation threshold = 0.02
      For buses above (kv) = 13.8
    Check undervoltage for 1st and 2nd swing = Y
      1st swing undervoltage threshold = 0.6
      2st swing undervoltage threshold = 0.8
      For buses above (kv) = 13.8
    Check underfrequency criterion = Y
      Underfrequency threshold = 57.
    Check accelerating power variation = Y
      Accelerating power variation threshold = 0.5
      Check PPS R excursion = Y
      PPS R excursion threshold (% of Rmin or RMax values) = 100.
      blinder index to be checked (0=internal, 1=external) = 0

```

Serão realizadas simulações em três subestações do sistema teste *Brazilian Birds*, já apresentado no Capítulo 4: Pelicano (barra 230), Canário (barra 100) e Arara (barra 220). Os critérios habilitados são os já apresentados na Tabela 5.2, com ênfase para os seguintes indicadores:

- 1 – perda de sincronismo no sistema (ângulo delta das máquinas);
- 2 – baixo amortecimento (*damping*);
- 3 – subfrequência;
- 4 – critérios do ONS para afundamentos de tensão e de oscilações;
- 5 – elevações de tensão instantâneas e temporárias (*Overvoltage e Vswell*);
- 6 – sobrecargas (*steady-state thermal limits*) em linhas e transformadores de interligações, com superações acima de 10% (adotado como crítico);
- 7 – índice de margem de estabilidade (*StabIndex*).

A classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema, realizada utilizou-se de quatro conjuntos de índices, como definidos abaixo:

- Conjunto 1 (CJ1) reflete o sincronismo e amortecimento: indicadores 1, 2 e 3;
- Conjunto 2 (CJ2) reflete a existência de sub e sobretensões: indicadores 4 e 5;
- Conjunto 3 (CJ3) reflete a existência de sobrecargas: indicador 6;
- Conjunto 4 (CJ4) reflete a margem de estabilidade: indicador 7.

A simulação tem como base um ponto de operação de referência, em regime permanente definido sem falhas, pela execução prévia de um fluxo de potência executado pelo próprio ORGANON. Os eventos simulados são iniciados com aplicação de um curto-circuito monofásico na barra da subestação e após 150 milésimos de segundos remove-se o defeito e desligam-se os ramos do sistema conectados na barra, de acordo com a atuação do sistema de proteção para cada evento simulado. Para a simulação de falha e ocorrência de disjuntor com polo preso a duração do defeito é de 500 milésimos de segundos.

A Figura 5.1 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, utilizada no pátio de 230 kV (barra 230 do sistema teste) da subestação de Pelicano.

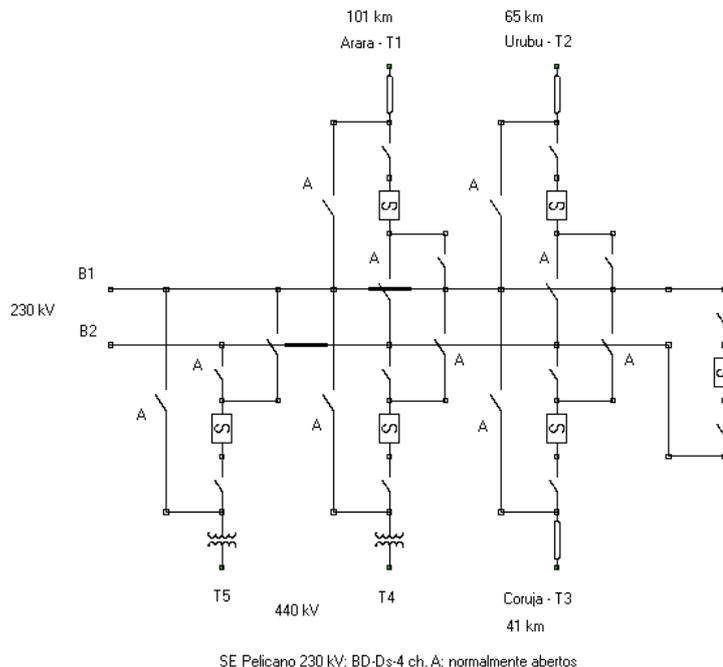


Figura 5.1 - SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- Modo de operação normal:
 - terminais T_1 , T_2 e T_5 conectados na barra B_1 ;
 - terminais T_3 , e T_4 conectados na barra B_2 .

A Tabela 5.3 apresenta os resultados das simulações de falhas na subestação e a classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema realizada com o programa ANATEM. No Caso 1, saída da barra B1 da subestação provoca perda de sincronismo no sistema e no Caso 3 não ocorre a perda de sincronismo, mas o sistema apresenta oscilações com baixo amortecimento, caracterizando uma condição insegura para o sistema.

TABELA 5.3 - CLASSIFICAÇÃO DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ANATEM

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]
1	F	$T_1-T_2-T_5$	2,305578E-005	1
2	F	T_3-T_4	1,618672E-005	0
3	F	$T_1-T_2-T_3-T_4-T_5$	5,590594E-006	1
4	F+Dp	$T_1-T_2-T_5$	1,547367E-008	1
5	F+Dp	T_3-T_4	5,022936E-009	0
6	R/F+M/F	$T_1-T_2-T_3-T_4-T_5$	1,714807E-006	1
7	R/F+M/F	$T_1-T_2-T_5$	2,572311E-008	1

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso e R/F+M/F e o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa.

As tabelas a seguir, obtidas diretamente do programa, mostram os resultados das simulações com o programa ORGANON. O evento B1 se refere ao Caso 1 (saída da barra B1), B2 é o Caso 2 (saída da barra B2) e B1B2 é a perda da subestação, saída simultânea das duas barras, Caso 3. B1pp e B2pp são os casos em que as saídas das barras se devem às ocorrências de disjuntor com polo preso.

A Tabela 5.4 é um resumo de resultados. Por exemplo, o Caso 1 (B1) é instável, ocorre perda de sincronismo, e assim, não é necessário verificar outros indicadores. Já o Caso 3 (B1B2) é estável e amortecido, porém ocorre elevação de tensão no sistema tanto instantânea quanto temporária.

TABELA 5.4 - SÍNTESE DE RESULTADOS (*TIME DOMAIN SUMMARY*)

Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload
B1	Not OK	Not OK	Not Check...	OK	Not Chec...	OK	Not Check...	Not Chec...	Not OK
B2	OK	OK	Not Check...	OK	Not Chec...	OK	Not Check...	Not Chec...	Not OK
B1B2	OK	OK	Not Check...	Not OK	Not Chec...	Not OK	Not Check...	Not Chec...	Not OK
B1pp	Not OK	Not OK	Not Check...	OK	Not Chec...	OK	Not Check...	Not Chec...	Not OK
B2pp	OK	OK	Not Check...	OK	Not Chec...	OK	Not Check...	Not Chec...	Not OK

A Tabela 5.5 é a decomposição (decomposição espectral de Prony) da frequência de oscilação, sendo analisado o amortecimento das duas primeiras componentes. Baixo amortecimento é considerado quando *Damp1* ou *Damp2* é menor do que 0,15 para as máquinas que permanecem conectadas no sistema.

TABELA 5.5 – AMORTECIMENTOS (*DAMPING*)

Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
B2	10	1	1	1.012	0.429	0.472	0.877
B2	16	1	1	1.373	1.330	1.017	0.466
B2	20	2	1	1.315	0.995	0.991	0.365
B2	21	2	1	1.357	0.922	1.023	0.443
B2	11	1	1	1.370	1.095	1.019	0.473
B2	24	2	1	0.000	0.000	0.000	0.000
B1B2	10	1	1	0.735	0.365	0.497	2.146
B1B2	16	1	1	0.460	2.469	0.737	0.311
B1B2	21	2	1	0.735	0.322	1.331	0.736
B1B2	20	2	1	0.716	0.395	1.175	1.038
B1B2	11	1	1	0.739	0.317	1.434	0.941
B1B2	24	2	1	0.000	0.000	0.000	0.000
B2pp	10	1	1	1.010	0.434	0.379	2.279
B2pp	16	1	1	1.014	0.472	1.348	1.475
B2pp	20	2	1	1.338	1.037	0.994	0.491
B2pp	11	1	1	1.386	1.268	1.018	0.484
B2pp	21	2	1	1.343	0.909	1.027	0.601
B2pp	24	2	1	0.000	0.000	0.000	0.000

A Tabela 5.6 mostra os indicadores de margem de estabilidade. Com base na característica $P\delta$ das máquinas, nas condições pré, durante e pós falta e com base nos conceitos de igualdade de áreas (aceleração versus desaceleração da máquina) são calculados os indicadores. Por exemplo, para o indicador de margem de estabilidade *StabIndex*, no intervalo $[-1,0[$ o sistema é considerado instável e para $]0,+1]$ o sistema é estável. Índice zero significa que o sistema é marginalmente estável [SJM11].

TABELA 5.6 - INDICADORES DE MARGEM DE ESTABILIDADE (*MARGIN*)

Contingency	Island	Margin(MW)	BackSwing	StabIndex	C 1	C 2	C 3	C 4	C 5	C 6
B1	1	-4.9	No	-0.080	21	20				
B2	1	380.3	No	0.957	21					
B1B2	1	19.4	Yes	0.368	16	11	10	15	17	18
B1pp	1	-10.1	No	-0.198	21	20				
B2pp	1	268.1	No	0.999	21					

A Tabela 5.7 indica a ocorrência de sobrecargas no sistema, indicando a superação dos limites térmicos de emergências nos ramos do sistema. Só há sentido na sua análise se o sistema permaneceu estável após a falta. Levar em conta as ocorrências de sobrecargas no sistema para a classificação das falhas em subestações pode ser útil para captar situações em que no primeiro momento, logo após a falta, não ocorre perda de sincronismo, mas em um período subsequente as sobrecargas elevadas e generalizadas, remanescentes levam a outros desligamentos que podem configurar uma condição de perda de sincronismo.

TABELA 5.7 – SOBRECARGAS (*THERMAL VIOL - TDS*)

Contingency	From#	From Name	To# - Circ#	To Name	MVA/V	% Limit/V
B2	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	68.58	571.52
B2	230	PELICAN-230	234 #1	PELICAN-FI2	198.25	110.14
B2	234	PELICAN-FI2	231 #1	PELICAN-440	198.25	110.14
B1B2	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	68.58	571.52
B1B2	222	ARARA-440	225 #1	ARARA-FIC1	209.24	116.25
B1B2	222	ARARA-440	226 #1	ARARA-FIC2	209.24	116.25
B1B2	225	ARARA-FIC1	220 #1	ARARA-230	209.24	116.25
B1B2	226	ARARA-FIC2	220 #1	ARARA-230	209.24	116.25
B1B2	130	CURIO-230	137 #1	CURIO-FIC2	195.49	108.61
B1B2	137	CURIO-FIC2	132 #1	CURIO-440	195.49	108.61
B1B2	1301	CURIO-230-1	136 #1	CURIO-FIC1	195.31	108.50
B1B2	136	CURIO-FIC1	132 #1	CURIO-440	195.31	108.50
B1pp	16	PCH-13,8-1	160 #1	PARDAL-138	40.83	340.27
B1pp	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	25.12	209.36
B1pp	130	CURIO-230	137 #1	CURIO-FIC2	311.29	172.94
B1pp	137	CURIO-FIC2	132 #1	CURIO-440	311.29	172.94
B1pp	1301	CURIO-230-1	136 #1	CURIO-FIC1	311.06	172.81
B1pp	136	CURIO-FIC1	132 #1	CURIO-440	311.06	172.81
B1pp	225	ARARA-FIC1	220 #1	ARARA-230	307.68	170.93
B1pp	226	ARARA-FIC2	220 #1	ARARA-230	307.68	170.93
B1pp	222	ARARA-440	225 #1	ARARA-FIC1	307.68	170.93
B1pp	222	ARARA-440	226 #1	ARARA-FIC2	307.68	170.93
B2pp	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	68.58	571.52
B2pp	234	PELICAN-FI2	231 #1	PELICAN-440	198.24	110.13
B2pp	230	PELICAN-230	234 #1	PELICAN-FI2	198.24	110.13

As Tabela 5.8 e 5.9 mostram que para os casos simulados, em algumas situações, ocorre elevações de tensão em barras do sistema, tanto instantâneas quanto temporárias.

TABELA 5.8 – ELEVÇÃO INSTANTNEA DE TENSÃO (*VSWLLINST*)

Contingency	Bus	Area	Zone
B1B2	231	2	1
B1B2	232	2	1
B1B2	235	2	1

TABELA 5.9 – ELEVÇÃO TEMPORRIA DE TENSÃO (*VSWLLTEMP*)

Contingency	Bus	Area	Zone
B1B2	190	1	1
B1B2	191	1	1
B1B2	231	2	1

A Tabela 5.10 mostra a freqüência nas barras do sistema. Por exemplo, para o Caso 3 (B1B2) a freqüência das barras que permanecem no sistema após a falta é próxima da nominal.

TABELA 5.10 – SUBFREQUÊNCIA (*UNDERFREQ*)

Contingency	Bus	Area	Zone	FMin(Hz)
B1B2	24	2	1	55.034
B1B2	240	2	1	55.034
B1B2	11	1	1	60.049
B1B2	110	1	1	60.101
B1B2	1101	1	1	60.101
B1B2	112	1	1	60.101
B1B2	113	1	1	60.101
B1B2	116	1	1	60.101
B1B2	114	1	1	60.101
B1B2	115	1	1	60.101
B1B2	1801	1	1	60.101
B1B2	182	1	1	60.101
B1B2	183	1	1	60.101
B1B2	181	1	1	60.101
B1B2	184	1	1	60.101
B1B2	185	1	1	60.101
B1B2	180	1	1	60.101
B1B2	190	1	1	60.101
B1B2	191	1	1	60.101
B1B2	232	2	1	60.101

A Tabela 5.11 apresenta a classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema, realizada com o programa ORGANON utilizando-se dos conjuntos de índices de diagnósticos, como definidos anteriormente, tendo como referência a classificação

realizada pelo programa ANATEM. Na terceira coluna da tabela a classificação é feita somente com o conjunto CJ1 (sincronismo e amortecimento). Na quarta coluna acrescenta-se o conjunto CJ2 (sub e sobretensões) de modo complementar e na quinta coluna acrescenta-se o conjunto CJ3 (sobrecargas).

É importante esclarecer que ao se classificar os eventos de falha do Caso 3 (ou 6), simulação B1B2, somente com o conjunto CJ1 de diagnóstico não é detectada condição insegura para o sistema quando comparada com a classificação realizada com o programa ANATEM. Isto decorre do fato de que no ANATEM a análise do amortecimento foi realizada por inspeção visual no comportamento da resposta do sistema sem um critério quantitativo rígido, enquanto que no ORGANON há uma metodologia quantitativa com limites pré-definidos que não depende de inspeção visual (ver Tabela 5.5 anterior).

A classificação comparativa, com os conjuntos de diagnósticos, tende a ser mais conservativa quando se inclui também os conjuntos CJ2 e CJ3 na análise. A classificação do evento somente com base na margem de estabilidade (CJ4) detecta condição insegura para o sistema somente para o caso de perda de sincronismo, excluindo o amortecimento, eventuais sobrecargas e sobretensões remanescentes no sistema. O alcance considerando-se diagnósticos adicionais depende do sistema elétrico em análise e do evento na subestação. Por exemplo, os Casos 2 e 5 são estáveis, amortecidos, não ocasionam sub ou sobretensões, nem sobrecargas, ou seja, os diagnósticos adicionais não alteram o resultado da análise.

TABELA 5.11 - CLASSIFICAÇÃO[†] DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ORGANON

Caso	ANATEM	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+CJ2+CJ3	CJ4
1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0
3	1	0	1	1	0
4	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0
7	1	1	1	1	1

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

A Tabela 5.12 apresenta o indicador de segurança LOSP com base na classificação dos estados de falhas acima realizada, tendo como referência o indicador obtido com o programa ANATEM.

TABELA 5.12 – INDICADOR LOSP PARA A SE PELICANO 230 kV

ANATEM	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+Cj2+CJ3	CJ4
$3,04 \times 10^{-5}$	$2,31 \times 10^{-5}$	$3,04 \times 10^{-5}$	$3,04 \times 10^{-5}$	$2,31 \times 10^{-5}$

A Figura 5.2 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves utilizada no pátio de 230 kV (barra 100 do sistema teste) da subestação elevadora/manobra da UHE Canário.

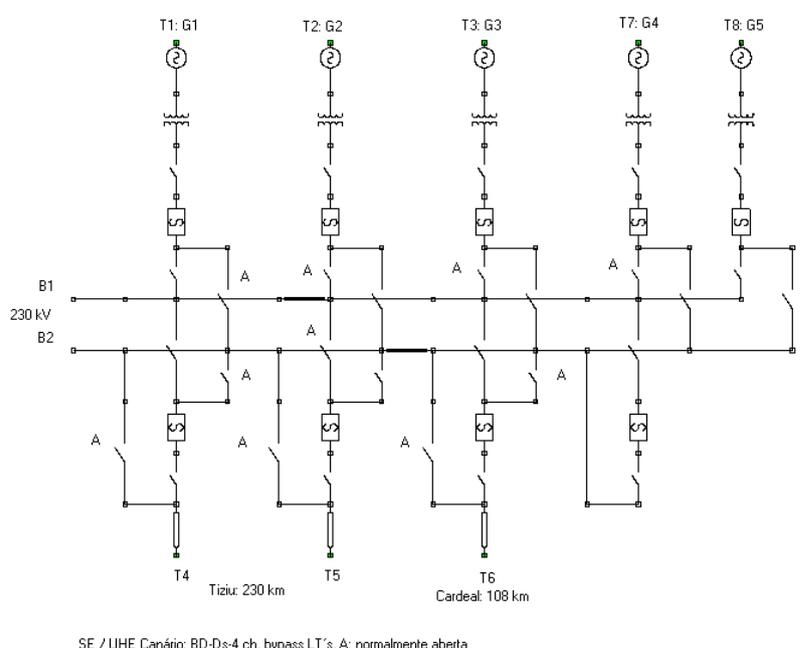


Figura 5.2 - SE/UHE Canário 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a 3 e 4 chaves.

Considerando a disponibilidade de geradores, o despacho definido e o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- gerador G₅ fora de operação e os equipamentos do bay desligados;
- modo de operação normal:
 - terminais T₁, T₄, T₆ e T₇ conectados na barra B₁;
 - terminais T₂, T₃, e T₅ conectados na barra B₂.

A Tabela 5.13 apresenta os resultados das simulações de falhas na subestação e a classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema realizada com o programa ANATEM. Nos casos simulados não há perda de sincronismo no sistema, nem oscilações com baixo amortecimento que poderia caracterizar uma condição insegura para o sistema.

TABELA 5.13 - CLASSIFICAÇÃO DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ANATEM

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]
1	F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	2,852038E-005	0
2	F	T ₂ -T ₃ -T ₅	2,197370E-005	0
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	5,328210E-006	0
4	F+Dp	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	7,862137E-008	0
5	F+Dp	T ₂ -T ₃ -T ₅	7,001571E-008	0
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	1,839242E-006	0
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	8,234972E-007	0
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₅	3,416520E-007	0
9	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,963216E-008	0
10	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₆ -T ₇	4,434412E-007	0
11	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅	6,019605E-007	0
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	2,548122E-008	0
13	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆ -T ₇	4,434412E-007	0
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅ -T ₇	3,416520E-007	0

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso e R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa.

A Tabela 5.14 apresenta a classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema, realizada com o programa ORGANON utilizando-se dos conjuntos de índices para diagnósticos, como definidos anteriormente. Nestas simulações os resultados foram: sistema estável, com amortecimento, sem elevações de tensão ou sobrecargas críticas (verificadas adicionalmente para acima de 10% dos limites dos ramos), como indicado na Tabela 5.15. Todos os eventos resultam em sistema seguro, mesmo para eventos críticos, como a perda total da subestação, Casos 3 e 6 (simulação B1B2).

TABELA 5.14 - CLASSIFICAÇÃO[†] DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ORGANON

Caso	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+CJ2+CJ3	CJ4
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	0	0	0

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

TABELA 5.15 - SÍNTESE DE RESULTADOS (*TIME DOMAIN SUMMARY*)

Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload
B1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
B2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
B1B2	OK	OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	Not OK
B1pp	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
B2pp	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
CD8	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
CD9	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
CD10	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK
CD13	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK

Na Tabela 5.16, o Caso 3 (ou 6), simulação B1B2, onde ocorre a saída da subestação e a desconexão de 4 geradores e três linhas, resulta na formação de 5 ilhas elétricas, porém em um sistema estável, como indica o índice *StabIndex*, com valor 0,85.

TABELA 5.16 - INDICADORES DE MARGEM DE ESTABILIDADE (*MARGIN*)

Contingency	Island	Margin(MW)	BackSwing	StabIndex	C 1	C 2
B1	1	53.6	Yes	0.861	10	17
B2	1	56.8	Yes	0.846	10	18
B1B2	5	302.5	Yes	0.850	16	11
B1pp	1	61.8	Yes	0.796	10	17
B2pp	1	70.0	Yes	0.701	10	18
CD8	1	30.5	Yes	0.801	10	
CD9	1	56.5	Yes	0.870	10	18
CD10	1	28.8	Yes	0.841	10	
CD13	1	28.8	Yes	0.841	10	

A Tabela 5.17 apresenta o indicador de segurança LOSP com base nas classificações dos estados de falhas acima realizadas. Como nenhum estado é inseguro para o sistema os indicadores são todos nulos.

TABELA 5.17 – INDICADOR LOSP PARA A SE/UHE CANÁRIO 230 kV

ANATEM	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+CJ2+CJ3	CJ4
0	0	0	0	0

As Figuras 5.3 e 5.4 mostram o comportamento das máquinas do sistema teste *Brazilian Birds* durante a simulação do evento B1B2 (Caso 3) da Tabela 5.15 e 5.16. Embora o evento seja severo para a subestação (desligamento das 4 máquinas e de três linhas da SE/UHE Canário), as demais máquinas do sistema permanecem sincronizadas, caracterizando um sistema estável e amortecido.



Figura 5.3 – Excursão do ângulo delta das máquinas de Canário (azul) retirada de operação, de Sabiá (vermelho) e da PCH-1 (verde) em relação ao CIS para a simulação B1B2 (Caso 3).

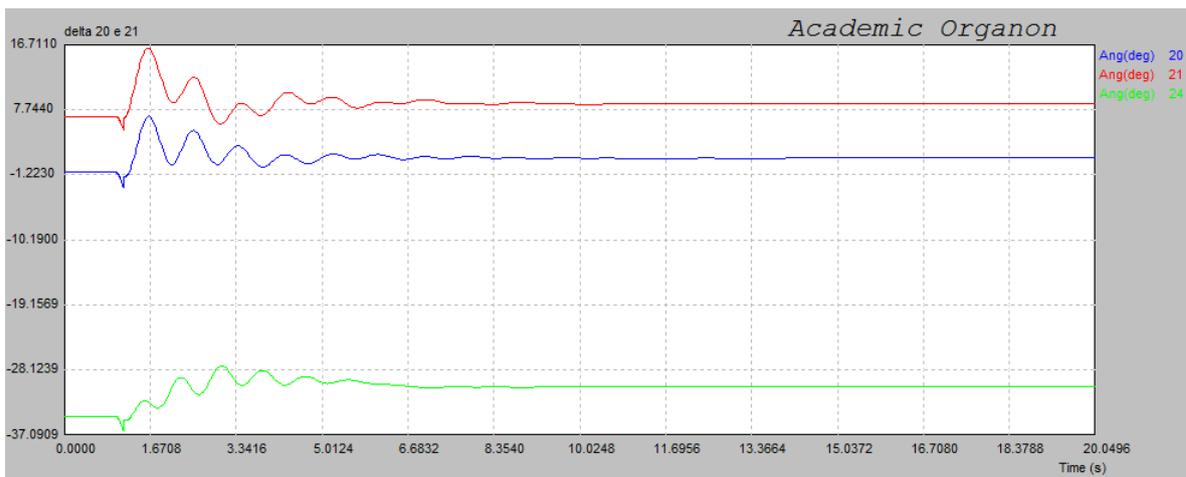


Figura 5.4 – Excursão do ângulo delta das máquinas de Tucano (azul), de Gavião (vermelho) e da PCH-2 (verde) em relação ao CIS para a simulação B1B2 (Caso 3).

A Figura 5.5 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, utilizada no pátio de 230 kV (barra 220 do sistema teste) da SE Arara.

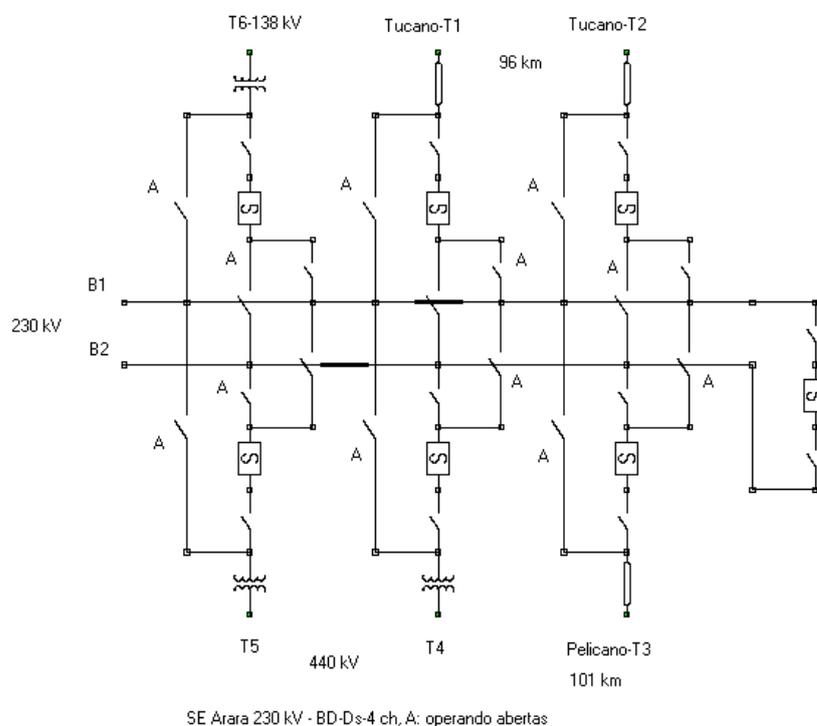


Figura 5.5 – SE Arara 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - terminais T_2 , T_5 e T_6 conectados na barra B_1 ;
 - terminais T_1 , T_3 , e T_4 conectados na barra B_2 .

A Tabela 5.18 apresenta os resultados das simulações de falhas na subestação e a classificação dos estados de falhas com relação à segurança oferecida ao sistema realizada com o programa ANATEM. Nos casos classificados como inseguros há perda de sincronismo no sistema.

TABELA 5.18 - CLASSIFICAÇÃO DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ANATEM

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]
1	F	T_2 - T_5 - T_6	2,284515E-005	0
2	F	T_1 - T_3 - T_4	2,284515E-005	0
3	F	T_1 - T_2 - T_3 - T_4 - T_5 - T_6	5,539520E-006	1
4	F+Dp	T_2 - T_5 - T_6	1,111389E-008	0
5	F+Dp	T_1 - T_3 - T_4	1,790042E-008	0
6	R/F+M/F	T_1 - T_2 - T_3 - T_4 - T_5 - T_6	2,343798E-006	1
7	R/F+M/F	T_1 - T_3 - T_4	2,818645E-008	0
8	R/F+M/F	T_2 - T_5 - T_6	2,961645E-008	0
9	R/F+M/F	T_2 - T_4 - T_5 - T_6	1,060833E-008	1
10	R/F+M/F	T_1 - T_3 - T_4 - T_5	1,060833E-008	1
11	R/F+M/F	T_1 - T_3 - T_4 - T_6	1,060833E-008	0

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso e R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa.

As Tabelas 5.19 a 5.21 são resultados obtidos diretamente do programa ORGANON para as simulações dos eventos de falhas na subestação. Para o Caso 3 (ou 6), simulação B1B2 e Caso 10, simulação CD10, há perda de sincronismo. Já para o Caso 9, simulação CD9, ocorre apenas elevação temporária de tensão e sobrecarga crítica.

TABELA 5.19 - SÍNTESE DE RESULTADOS (*TIME DOMAIN SUMMARY*)

Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang
B1	OK	OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	OK	Not Check...	Not Check...
B2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...
B1B2	Not OK	Not OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...
B1pp	OK	OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	OK	Not Check...	Not Check...
B2pp	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...
CD9	OK	OK	Not OK	Not OK	Not OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...
CD10	Not OK	Not OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...
CD11	OK	OK	Not OK	OK	Not OK	OK	OK	OK	Not OK	Not Check...	Not Check...

TABELA 5.20 – ELEVÇÃO TEMPORÁRIA DE TENSÃO (*VSWLLTEMP*)

Contingency	Bus	Area	Zone
CD9	221	2	1
CD9	222	2	1

TABELA 5.21 – SOBRECARGAS (*THERMAL VIOL – TDS*)

Contingency	From#	From Name	To# - Circ#	To Name	MVA/V	% Limit/V
B2	222	ARARA-440	226 #1	ARARA-FIC2	185.71	103.17
B2	226	ARARA-FIC2	220 #1	ARARA-230	185.71	103.17
B1B2	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	86.17	718.10
B1B2	16	PCH-13,8-1	160 #1	PARDAL-138	25.01	208.45
B1B2	230	PELICAN-230	250 #1	URUBU-230	522.93	174.31
B1B2	233	PELICAN-FI1	231 #1	PELICAN-440	237.17	131.76
B1B2	234	PELICAN-FI2	231 #1	PELICAN-440	237.17	131.76
B1B2	230	PELICAN-230	233 #1	PELICAN-FI1	237.17	131.76
B1B2	230	PELICAN-230	234 #1	PELICAN-FI2	237.17	131.76
B1B2	1101	SABIA-230-1	114 #1	SABIA-FIC1	186.78	103.77
B1B2	1101	SABIA-230-1	115 #1	SABIA-FIC2	186.78	103.77
B1B2	114	SABIA-FIC1	112 #1	SABIA-440	186.78	103.77
B2pp	222	ARARA-440	226 #1	ARARA-FIC2	185.71	103.17
B2pp	226	ARARA-FIC2	220 #1	ARARA-230	185.71	103.17
CD9	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	19.59	163.23
CD9	230	PELICAN-230	233 #1	PELICAN-FI1	222.46	123.59
CD9	230	PELICAN-230	234 #1	PELICAN-FI2	222.46	123.59
CD9	233	PELICAN-FI1	231 #1	PELICAN-440	222.46	123.59
CD9	234	PELICAN-FI2	231 #1	PELICAN-440	222.46	123.59
CD10	24	PCH-13,8-2	240 #1	CORUJA-230	99.23	826.94
CD10	16	PCH-13,8-1	160 #1	PARDAL-138	28.58	238.14
CD10	230	PELICAN-230	250 #1	URUBU-230	520.08	173.36
CD10	233	PELICAN-FI1	231 #1	PELICAN-440	237.68	132.04
CD10	234	PELICAN-FI2	231 #1	PELICAN-440	237.68	132.04
CD10	230	PELICAN-230	233 #1	PELICAN-FI1	237.68	132.04
CD10	230	PELICAN-230	234 #1	PELICAN-FI2	237.68	132.04
CD10	1101	SABIA-230-1	114 #1	SABIA-FIC1	202.36	112.42
CD10	1101	SABIA-230-1	115 #1	SABIA-FIC2	202.36	112.42
CD10	114	SABIA-FIC1	112 #1	SABIA-440	202.36	112.42
CD11	222	ARARA-440	226 #1	ARARA-FIC2	219.96	122.20
CD11	226	ARARA-FIC2	220 #1	ARARA-230	219.96	122.20

A Tabela 5.22 mostra que o índice de margem de estabilidade, *StabIndex*, como era de se esperar, confirmou o diagnóstico do conjunto CJ1, i.e., sistema instável por perda de sincronismo nos Casos B1B2 e CD10.

TABELA 5.22 - INDICADORES DE MARGEM DE ESTABILIDADE (*MARGIN*)

Contingency	Island	Margin(MW)	BackSwing	StabIndex	C 1	C 2	C 3	C 4	C 5	C 6	C 7
B1	1	278.4	Yes	0.922	16	10	15	17	18	11	
B2	1	271.0	Yes	0.913	24	10	15	17	18	11	
B1B2	1	-384.9	No	-0.743	20	21					
B1pp	1	194.0	Yes	0.961	16	10	15	17	18	11	
B2pp	1	188.7	Yes	0.952	16	10	15	17	18	11	
CD9	1	7.7	Yes	0.260	16	11	10	15	17	18	
CD10	1	-244.5	No	-0.701	21	20					
CD11	1	236.0	Yes	0.898	16	24	11	10	15	17	18

A Tabela 5.23 apresenta a classificação dos estados de falhas realizada com o programa ORGANON, tendo como referência a classificação realizada pelo programa ANATEM. Como já comentado, no Caso 9 / CD9, a simulação com o programa ORGANON, indicou sistema amortecido (diferentemente da classificação com o programa ANATEM) devido ao fato de no ORGANON existir uma metodologia quantitativa com limites pré-definidos que não depende de inspeção visual, utilizada nas simulações com o programa ANATEM.

Observa-se que na classificação com apenas o conjunto CJ1, apenas três estados são tidos com potencialmente inseguros. Quando se inclui o conjunto CJ2, um quarto estado é adicionado (por sobretensão – Caso 9). Ao se considerar também o conjunto CJ3, um quinto estado é incluído (por sobrecarga crítica – Caso 11), tornando o critério mais conservativo.

TABELA 5.23 - CLASSIFICAÇÃO[†] DOS ESTADOS DE FALHAS COM RELAÇÃO À SEGURANÇA DO SISTEMA COM O PROGRAMA ORGANON

Caso	ANATEM	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+CJ2+CJ3	CJ4
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1
7	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0
9	1	0	1	1	0
10	1	1	1	1	1
11	0	0	0	1	0

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0

A Tabela 5.24 apresenta o indicador de segurança LOSP com base nas classificações dos estados de falhas acima realizadas.

TABELA 5.24 – INDICADOR LOSP PARA A SE ARARA 230 kV

ANATEM	CJ1	CJ1+CJ2	CJ1+CJ2+CJ3	CJ4
$7,91 \times 10^{-6}$	$7,89 \times 10^{-6}$	$7,91 \times 10^{-6}$	$7,93 \times 10^{-6}$	$7,89 \times 10^{-6}$

Embora, neste caso, os resultados não tenham grandes diferenças entre si, quando se amplia o critério de classificação das falhas na subestação em relação às consequências no comportamento dinâmico do sistema elétrico, em determinadas configurações de barras com maior número de estados de falhas estas diferenças podem ser acentuadas.

5.3. COMENTÁRIOS FINAIS

Como conclusão deste capítulo, pode-se mencionar que o programa ORGANON é versátil, rápido e permite a verificação sem a inspeção visual por parte do usuário, envolvendo vários diagnósticos adicionais à respeito do comportamento do sistema durante as simulações dinâmicas. Assim, em uma possível atividade futura de integrar e automatizar o processo de avaliação de confiabilidade de subestações do SIN, o programa ORGANON se desponta como uma ferramenta atrativa, pois já dispõe de módulo de processamento de análise estática (fluxo de potência), além do módulo de processamento dinâmico.

Também, conclui-se que a adoção de um critério ampliado para a classificação de falhas na subestação (que seja potencialmente insegura para o sistema), em relação ao inicialmente proposto, é recomendável. Isto porque, não é viável neste tipo de proposição (estabelecimento de ranking de subestações) a modelagem detalhada do sistema elétrico e de seus controles, incluindo a atuação das proteções. Por outro lado, sabe-se que em um blackout é frequente a alteração da topologia do sistema ao longo do processo de tentativa de restabelecer o equilíbrio eletromecânico. A inclusão de avaliação das sobretensões e sobrecargas remanescentes no sistema, após o período transitório, procura inferir a gravidade do distúrbio em relação às alterações sucessivas na topologia do sistema elétrico, que não são simuladas.

CAPÍTULO 6

SIMULAÇÕES EM SISTEMA REAL

6.1. ESTUDO DE UM CASO REAL

Neste capítulo é apresentado um estudo de confiabilidade de uma subestação da rede básica, do SIN, onde foi aplicada a nova metodologia. Contém também simulações dinâmicas (estabilidade transitória) realizadas em duas barras do SIN, para testes do critério proposto para a classificação dos estados de falhas em subestação relativo à segurança do sistema.

6.1.1. Objetivo

A subestação de São Luís II 500 / 230 kV da Eletronorte, atende a área de São Luís (SE's S. Luís I e S. Luís III) bem como os projetos industriais da região. O pátio de 230 kV possui elevada capacidade de transformação e se interliga a um sistema de 230 kV composto das SE's Miranda, Peritoró, Coelho Neto e Teresina, conforme Figura 6.1. A possibilidade de atender a demanda por novos projetos industriais no futuro exigirá a expansão do pátio de 230 kV, que poderá ultrapassar um total de vinte conexões (bays).

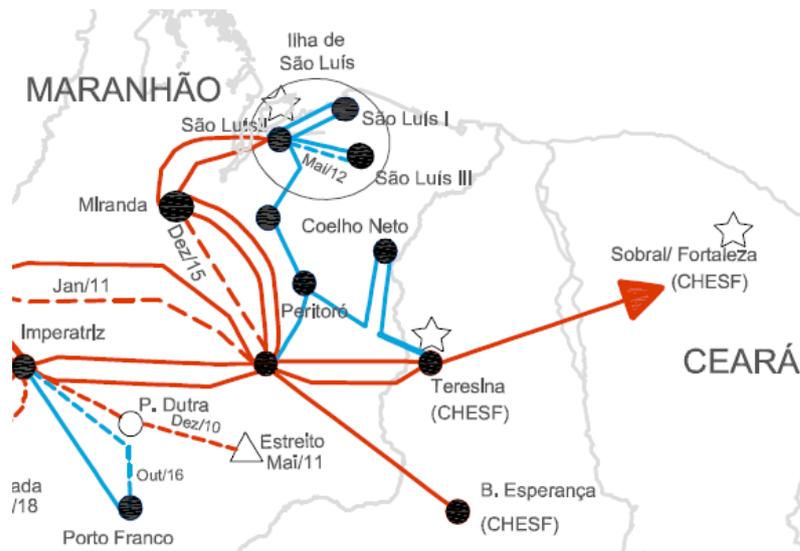


Figura 6.1 – Diagrama eletrogeográfico da região de São Luís

O elevado porte deste pátio aliado à sua configuração de barras suscitaram dúvidas a respeito de implicações no SIN. No horizonte de 2014, este pátio é composto de um total de dezessete bays, sendo nove para conexão de linhas de transmissão, dois para bancos de capacitores, dois para compensadores estáticos e quatro para bancos de autotransformadores. A sua configuração de barra é do tipo barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, exceto os bays dos autotrafos AT1 e AT2 que são do tipo disjuntor duplo. A capacidade nominal de transformação 500/230 kV da subestação é de 2400 MVA, se constituindo em uma das maiores subestações da rede básica.

O objetivo foi, portanto, avaliar a confiabilidade do pátio de 230 kV da subestação de São Luís II para as configurações dos anos de 2014 e de 2020. Com base em indicadores estabelecidos realizar comparações relativas e verificar as necessidades (ou não) de eventuais reforços, ou até mesmo a impossibilidade da referida expansão.

6.1.2. Premissas, procedimentos e dados

A nova metodologia foi aplicada como no Capítulo 3 e exemplificada no Capítulo 4. Devido à natureza das cargas atendidas pelo pátio de 230 kV da SE São Luís II e também pelo fato de a rede básica ter sido simulada sem redução em sua topologia, foram necessárias a adoção de premissas adicionais.

Para o horizonte do ano de 2014, em carga média e carga pesada, os arquivos da rede básica foram extraídos da página do ONS para a configuração de Julho/2014 e, em seguida ajustado um caso base com o programa ANAREDE, para cada patamar de carga. A Figura 6.2 mostra a configuração operacional do pátio de 230 kV da subestação para este horizonte de estudo.

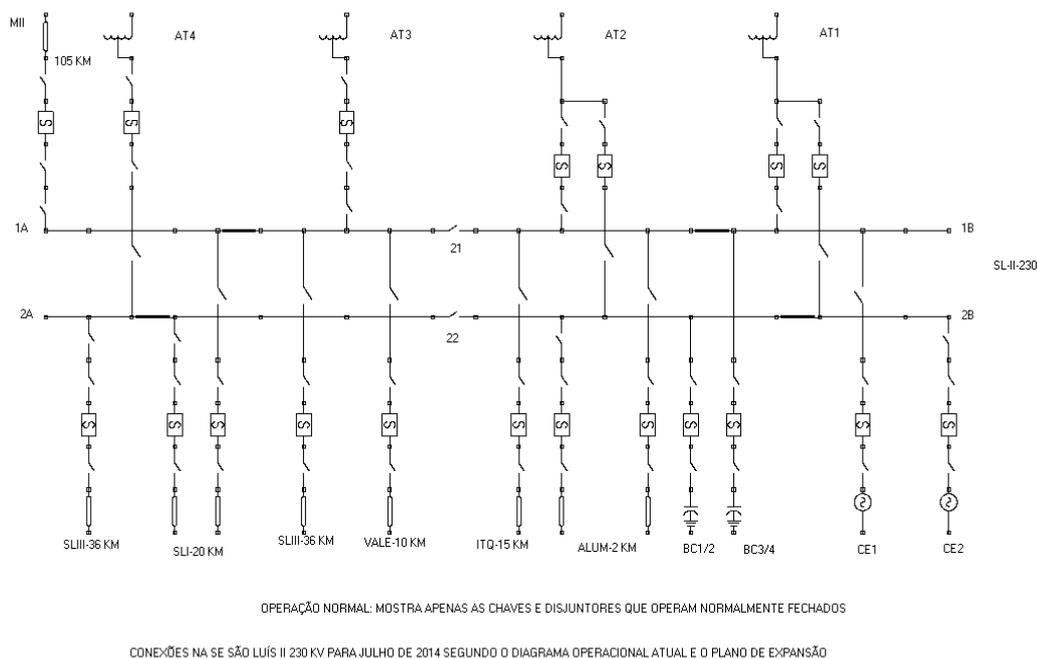


Figura 6.2 – Pátio de 230 kV da SE São Luís II em Julho / 2014.

Para o ano de 2020, os arquivos da rede básica foram extraídos da página da EPE para a configuração PD-2020-Norte Exportador. Em seguida, promoveu-se um incremento adicional de carga além daquele previsto no plano de expansão da EPE e ajustados os casos bases. Este incremento adicional foi necessário para verificar os indicadores de confiabilidade em uma configuração limite deste pátio em função do espaço físico disponível para a sua expansão.

Este incremento foi definido da seguinte forma:

- instalação de um terceiro circuito em 500 kV para a SE Miranda II;
- instalação de um quinto autotransformador (AT 5) com conexão em disjuntor duplo;
- duplicação da carga da Vale, em relação ao previsto para 2020, com a instalação de mais uma linha (circuito simples) em 230 kV;
- instalação de uma linha (circuito simples) para atender o projeto industrial PROBAC, como previsto no plano de expansão / arquivos EPE para 2020;
- instalação de uma linha em circuito duplo para atender uma nova subestação de subtransmissão no futuro com comprimento e carga idêntica à da SE São Luís III 230/69 kV para 2020;

- instalação de mais duas linhas em circuito simples para atender dois projetos industriais no futuro, cada um com carga idêntica ao previsto para a Vale no plano de expansão / arquivos EPE para 2020.

Este incremento esgota a capacidade de expansão desta subestação, resultando em uma capacidade de transformação nominal de 3000 MVA e capacidade firme de 2400 MVA, para atender uma demanda de ponta da ordem de 2160 MVA neste cenário, com o pátio de 230 kV totalizando vinte e quatro bays, mostrado na Figura 6.3.

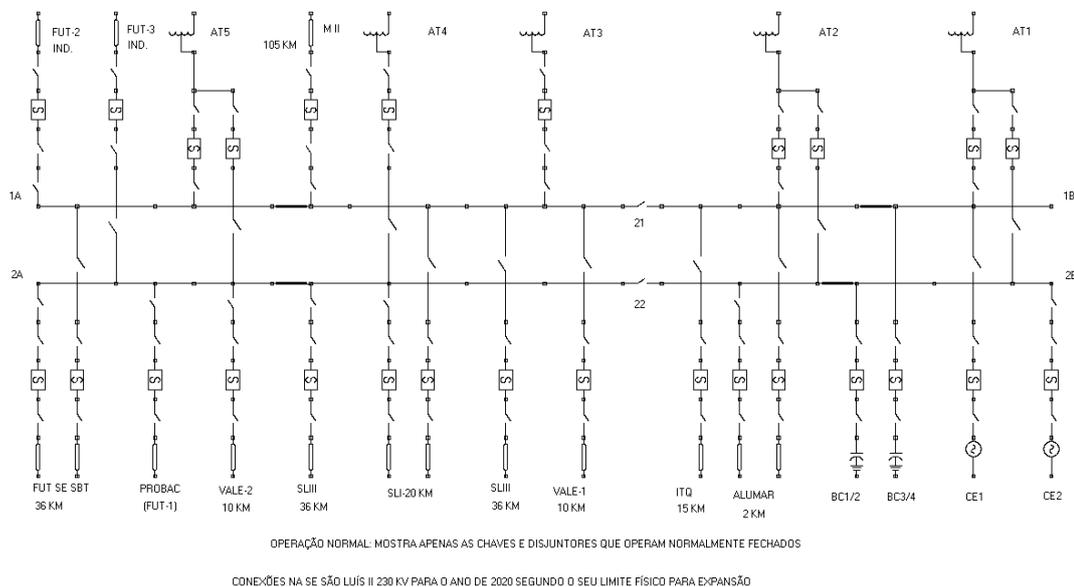


Figura 6.3 – Pátio de 230 kV da SE São Luís II em 2020.

As simulações de falhas na subestação consideram as ocorrências de falhas internas ao pátio que têm um grande impacto na perda de sua configuração. A perda de apenas um componente do sistema de transmissão não é considerada, admitindo-se que o critério N-1 é obedecido.

No presente estudo, as linhas, chaves, bancos de capacitores e compensadores estáticos são representados através de modelos de Markov com três estados. Os autotransformadores e barramentos são representados através de modelos com quatro estados, sendo este quarto estado referente à manutenção programada. Os disjuntores são representados por modelos com cinco estados, sendo o quarto estado referente à manutenção programada e o quinto estado referente à ocorrência de polo preso (falha na abertura).

Os dados utilizados são mostrados na Tabela 6.1 abaixo. São dados típicos adaptados para as práticas operativas e de manutenção do sistema elétrico brasileiro [LZH08].

TABELA 6.1 – BASE DE DADOS DE CONFIABILIDADE - VALORES MÉDIOS

Componente	λ_a [f/a]	λ_p [f/a]	t_s [h]	t_r [h]	λ_m [v/a]	t_m [h]	p_{pp}	t_e [h]
Disjuntor	0,0516	0,0106	1,00	15,04	0,20	8,00	0,0005	1,00
Chave	0,0059	-	3,00	24,96	-	-	-	-
Barra/100 m	0,0054	-	3,00	19,99	0,20	8,00	-	-
Barra B	0,0081	-	3,00	19,99	0,20	8,00	-	-
Barra A 2014	0,0054	-	3,00	19,99	0,20	8,00	-	-
Barra A 2020	0,0097	-	3,00	19,99	0,20	8,00	-	-
Linha/100 km	0,3061	-	0,50	10,91	-	-	-	-
Autotrafo	0,0349	-	0,50	12,00	0,20	8,00	-	-
Banco Cap.	0,8030	-	0,50	52,30	-	-	-	-
Comp. Est.	0,0486	-	0,50	32,24	-	-	-	-

Onde: λ_a é a taxa de falha ativa do componente, em falhas por ano; λ_p é a taxa de falha passiva do componente, em falhas por ano (considerado como sendo de 20% da falha ativa); t_s é o tempo necessário para identificar a falha e isolar o componente, em horas; t_r é o tempo de reparo do componente, em horas; λ_m é a taxa de manutenção programada, em vezes por ano; t_m é o tempo de manutenção, em horas; p_{pp} é a probabilidade de ocorrência de disjuntor com pólo preso (falha na abertura) e t_e é o tempo para identificar a condição de polo preso e isolar o disjuntor, em horas.

Para avaliar a segurança operativa da subestação foram realizadas simulações de estabilidade transitória do sistema com o programa ANATEM, após um caso base ter sido ajustado em carga pesada com o programa ANAREDE. Aplica-se um curto-circuito monofásico no interior da subestação, remove-se o defeito e os ramos afins devido a atuação do sistema de proteção. O estudo é conduzido o mais próximo possível dos estudos normalmente realizados para o sistema (geração / transmissão) seguindo, dentro do possível, as diretrizes do ONS.

Os seguintes procedimentos foram adotados:

- simulações com o programa ANATEM com duração de 20 segundos;
- perturbação representada por ocorrência de curto-circuito monofásico com utilização prévia do programa ANAFAS para obtenção do reator equivalente;
- tempos de atuação de 80 milésimos de segundo e 250 milésimos de segundo para a proteção primária e proteção de retaguarda/falha de disjuntor respectivamente, segundo informações da Eletronorte;
- verificação do comportamento no tempo das principais máquinas da Região Norte e de máquinas na fronteira com as demais regiões.

Para se avaliar a adequação, que é um parâmetro de confiabilidade que reflete determinada garantia no atendimento às cargas do sistema, é necessário se obter os cortes de cargas no sistema devido a ocorrências de falhas na subestação. Para isto, os seguintes critérios e procedimentos foram adotados:

- o caso base do sistema é ajustado, com o programa ANAREDE, para um ponto de operação considerado satisfatório e usual para o patamar de carga média do sistema;
- o programa FLUPOT é ajustado nos seus parâmetros de controle, de restrições e de definições de corte de carga de tal modo a se obter o mínimo corte de carga;
- todas as cargas têm a mesma importância;
- os bancos de capacitores não devem operar de forma automática;
- não há redespacho de potência ativa no sistema;
- as áreas de controle e de interesse é a Região Norte e fronteiras;
- os autotrafos não entram em sobrecarga, o limite de carregamento é a sua potência nominal (600 MVA) e as linhas de 230 kV devem operar em valores de limites definidos no arquivo base (ANAREDE);
- os cortes de carga devem ser observados nas barras de 230 kV (ou de pátio de menor tensão) associadas à barra de São Luís II: São Luís I, São Luís III, Miranda, Peritoró e região, e barras dos consumidores industriais de São Luís II (Alumar, Vale e outras).

Nas áreas de controle e de interesse, os limites de tensão devem ser mantidos como no arquivo original do ANAREDE e nas demais áreas os limites podem ser relaxados com o objetivo de facilitar a convergência no processamento. Este relaxamento pode ser feito, neste caso, devido à posição do pátio de 230 kV na topologia do sistema.

Devido às características especiais da carga da ALUMAR foram adotados os seguintes procedimentos adicionais:

- os três links DC que representam as três cubas foram trocados por cargas com potências constantes;
- realiza-se o processamento e avaliam-se os cortes de cargas. Se ocorrer cortes nas barras das cubas, retira-se a cuba de menor potência e o caso é novamente processado. Se não ocorrer mais cortes na área da ALUMAR, a condição está satisfeita;
- se não, repete-se o processo retirando-se a cuba onde houve maior corte de carga e verifica-se novamente se há cortes de cargas.

No processo descrito pequenos cortes de cargas nas barras da ALUMAR, da ordem de 2% - 3%, foram desconsiderados para efeito de retiradas de cubas de operação. Também, tanto para o ano de 2014, quanto para o ano de 2020 a UTE Porto do Itaquí foi mantida fora de operação.

6.1.3. Resultados e conclusões

As Tabelas 6.2 e 6.3, mostradas a seguir apresentam os resultados das simulações de falhas na subestação, das simulações dinâmicas e estáticas realizadas para o ano 2014. Os eventos mais críticos na subestação foram considerados e as consequências para o sistema foram avaliadas, permitindo, com isto, a obtenção dos indicadores de confiabilidade. Especificamente na Tabela 6.3 se observa que nenhum estado de falha foi classificado como potencialmente inseguro para o sistema, i.e., não há perda de sincronismo devido às falhas na subestação. Porém, ocorrem cortes de cargas no sistema em quase todos os estados de falhas.

TABELA 6.2 – ESTADOS DE FALHAS DE INTERESSE NA SUBESTAÇÃO EM 2014

Caso	Eventos	Probabilidade
1	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos bays simples e na barra.	9,372919E-5
2	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos bays simples e na barra.	6,524704E-5
3	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos disjuntores dos bays duplos de AT1 ou AT2.	(5,630954E-6)×2
4	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos disjuntores dos bays duplos de AT1 ou AT2.	(5,630954E-6)×2
6	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas em elementos do sistema e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	1,893941E-8
7	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas em elementos do sistema e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	8,077746E-9
8	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas em AT1 ou AT2 e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	(9,526095E-10)×2
9	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas em AT1 ou AT2 e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	(9,526095E-10)×2
10	Seção de Barra 1A fora para manutenção, reparo ou bypass de disjuntor: (8,049051E-3). Saída da Barra 2 devido a falhas ativas (1,295269E-4).	†Resultado: (1,042569E-6)×2
10 PM	Manut + Rep em Sb 1A e Disj: 8,049051E-3 Seção de Barra 2A em reparo: 6,275210E-5	†Resultado: (5,050949E-7)×2
10 PM	Manut + Rep em Sb 1A e Disj: 8,049051E-3 Seção de Barra 2B em reparo: 1,025333E-4	†Resultado: (8,252958E-7)×2
11	Seção de Barra 1B fora para manutenção, reparo ou bypass de disjuntor: (4,958103E-3). Saída da Barra 2 devido a falhas ativas (1,295269E-4).	†Resultado: (6,422077E-7)×2
11 PM	Manut + Rep em Sb 1B e Disj: 4,958103E-3 Seção de Barra 2A em reparo: 6,275210E-5	†Resultado: (3,111314E-7)×2
11 PM	Manut + Rep em Sb 1B e Disj: 4,958103E-3 Seção de Barra 2B em reparo: 1,025333E-5	†Resultado: (5,083707E-8)×2

†A multiplicação por dois se deve à existência de outro estado similar

PM: 1º e 2º eventos na condição pós-manobras

TABELA 6.3 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DINÂMICAS E ESTÁTICAS EM 2014

Caso	Tipos de Eventos	Perda de Sincronismo [†]	Cortes de Cargas [MW]
1	CS	0	403,4
2	CS	0	280,4
3	CS	0	403,4
4	CS	0	280,4
6	CS+Dpp	0	403,4
7	CS+Dpp	0	280,4
8	CS+Dpp	0	403,4
9	CS+Dpp	0	280,4
10	CD	0	391,0
10	CD-PM (1A/2A)	NA	391,0
10	CD-PM (1A/2B)	NA	-
11	CD	0	791,2
11	CD-PM (1B/2A)	NA	-
11	CD-PM (1B/2B)	NA	791,2

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0 e NA = não se aplica

Onde: CS é contingência simples; CS+Dpp é contingência simples com disjuntor com polo preso; CD: é contingência duplas com o primeiro evento sendo reparo ou manutenção e o segundo evento sendo falha ativa e CD-PM: é contingência dupla com estados pós-manobras sendo o primeiro evento reparo ou manutenção e o segundo evento reparo.

A Figura 6.4 a seguir, mostra as frequências das máquinas da UHE Tucuruí no período simulado, com variações pequenas, indicando um comportamento seguro, sem perda de sincronismo. A resposta é altamente amortecida em direção à frequência nominal do sistema. A Tabela 6.4 mostra as variações na frequência das demais máquinas da região, mostrando que em nenhuma delas a variação é significativa.

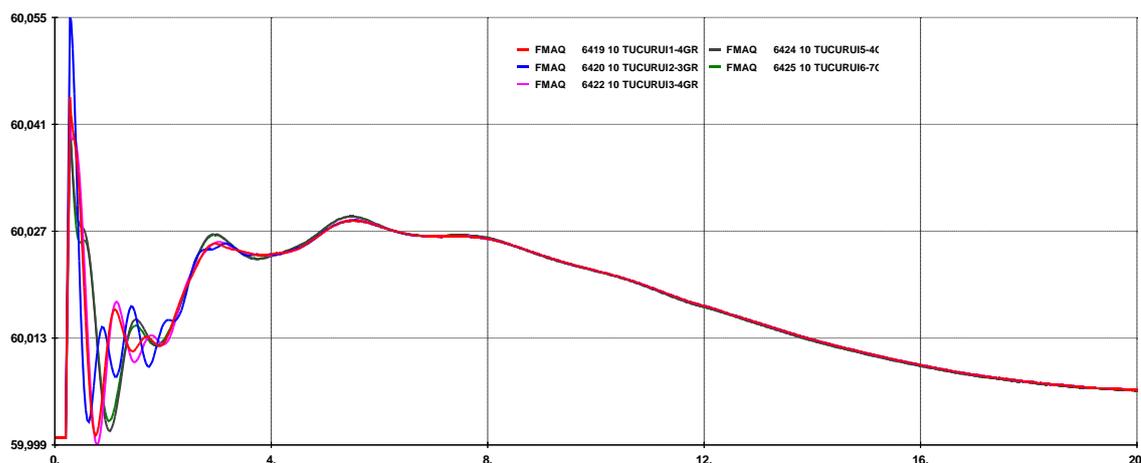


Figura 6.4 – Frequências dos geradores de Tucuruí para o Caso 1 em 2014.

TABELA 6.4 – FREQUÊNCIAS DE MÁQUINAS DA REGIÃO PARA O CASO 1 EM 2014

Gerador	Frequência máxima (Hz)	Frequência mínima (Hz)
Síncrono de P.Dutra	60,180	59,953
Síncrono de Imperatriz	60,133	59,977
Síncrono de Marabá	60,073	60
Estreito	60,092	60
Paulo Afonso IV	60,030	60
Serra da Mesa	60,029	60
Boa Esperança 1	60,090	59,974
Boa Esperança 2	60,081	60
Síncrono de Teresina	60,123	59,965

As Tabelas 6.5 e 6.6, mostradas a seguir, apresentam os resultados das simulações de falhas na subestação, das simulações dinâmicas e estáticas realizadas para o ano 2020. Na Tabela 6.5 observam-se aumentos nas probabilidades dos estados de falhas, em relação ao ano de 2014, devido à expansão da subestação. Especificamente na Tabela 6.6 se observa que nenhum estado de falha foi classificado como potencialmente inseguro para o sistema, i.e., não há perda de sincronismo devido às falhas na subestação. Porém, ocorrem cortes de cargas no sistema em quase todos os estados de falhas, e em contingências duplas, com valores mais elevados em relação ao ano de 2014.

TABELA 6.5 – ESTADOS DE FALHAS DE INTERESSE NA SUBESTAÇÃO EM 2020:

Caso	Eventos	Probabilidade
1	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos bays simples e na barra.	1,129171E-4
2	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos bays simples e na barra.	1,036799E-4
3	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas nos disjuntores dos bays duplos de AT1, AT2 ou AT5.	(5,478630E-6)×3
4	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas nos disjuntores dos bays duplos de AT1, AT2 ou AT5.	(5,478630E-6)×3
6	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas em elementos do sistema e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	4,297137E-8
7	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas em elementos do sistema e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	3,443581E-8
8	Saída da Barra 1 devido a falhas ativas em AT1, AT2 ou AT5 e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	(9,268410E-10)×3
9	Saída da Barra 2 devido a falhas ativas em AT1, AT2 ou AT5 e ocorrência de Disjuntor com pólo preso.	(9,268410E-10)×3
10	Seção de Barra 1A fora para manutenção, reparo ou bypass de disjuntor: (1,091555E-2). Saída da Barra 2 devido a falhas ativas (1,686542E-4).	†Resultado: (1,840953E-6)×2
10 PM	Manut + Rep em Sb 1A e Disj: 1,091555E-2 Seção de Barra 2A em reparo: 1,734262E-4	†Resultado: (1,893042E-6)×2
10 PM	Manut + Rep em Sb 1A e Disj: 1,091555E-2 Seção de Barra 2B em reparo: 1,193440E-4	†Resultado: (1,302705E-6)×2
11	Seção de Barra 1B fora para manutenção, reparo ou bypass de disjuntor: (4,823741E-3). Saída da Barra 2 devido a falhas ativas (1,686542E-4).	†Resultado: (8,134959E-7)×2
11 PM	Manut + Rep em Sb 1B e Disj: 4,823741E-3 Seção de Barra 2A em reparo: 1,734262E-4	†Resultado: (8,365631E-7)×2
11 PM	Manut + Rep em Sb 1B e Disj: 4,823741E-3 Seção de Barra 2B em reparo: 1,193440E-4	†Resultado: (5,756845E-7)×2

†A multiplicação por dois se deve à existência de outro estado similar

PM: 1º e 2º eventos na condição pós-manobras

TABELA 6.6 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DINÂMICAS E ESTÁTICAS EM 2020

Caso	Tipos de Eventos	Perda de Sincronismo [†]	Cortes de Cargas [MW]
1	CS	0	327,8
2	CS	0	243,0
3	CS	0	497,9
4	CS	0	437,8
6	CS+Dpp	0	327,8
7	CS+Dpp	0	243,0
8	CS+Dpp	0	497,9
9	CS+Dpp	0	437,8
10	CD	0	1131,0
10	CD-PM (1A/2A)	NA	1131,0
10	CD-PM (1A/2B)	NA	-
11	CD	0	1091,0
11	CD-PM (1B/2A)	NA	-
11	CD-PM (1B/2B)	NA	848,0

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável = 0 e NA = não se aplica

Onde: CS é contingência simples; CS+Dpp é contingência simples com disjuntor com polo preso; CD: é contingência duplas com o primeiro evento sendo reparo ou manutenção e o segundo evento sendo falha ativa e CD-PM: é contingência dupla com estados pós-manobras sendo o primeiro evento reparo ou manutenção e o segundo evento reparo.

Na Figura 6.5 a seguir, mostram-se as frequências das máquinas da UHE Tucuruí no período simulado (Caso 1), com variações pequenas, indicando um comportamento seguro, sem perda de sincronismo. A resposta é altamente amortecida em direção à frequência nominal do sistema. A Tabela 6.7 mostra as variações na frequência das demais máquinas da região, indicando que em nenhuma delas a variação é significativa.

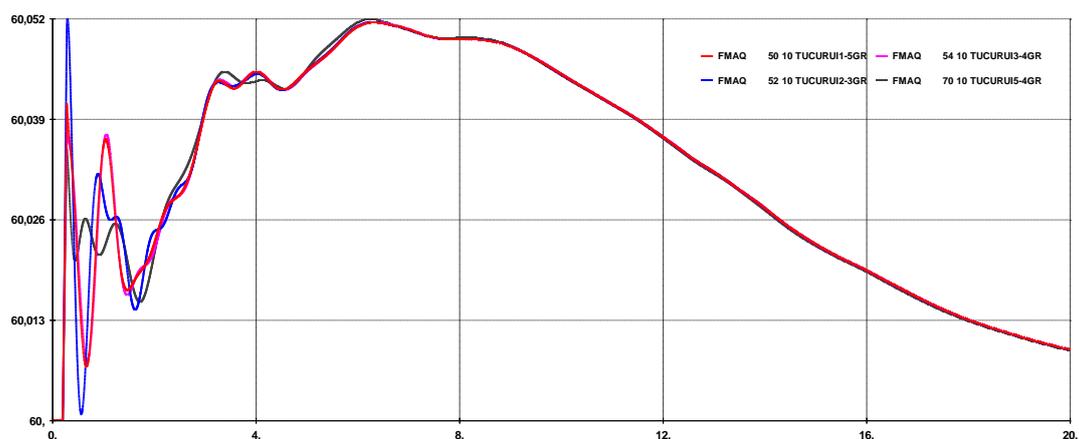


Figura 6.5 – Frequências dos geradores de Tucuruí para o Caso 1 em 2020.

TABELA 6.7 – FREQUÊNCIAS DE MÁQUINAS DA REGIÃO PARA O CASO 1 EM 2020

Gerador	Frequência máxima (Hz)	Frequência mínima (Hz)
Belo Monte – P	60,052	60
Belo Monte – S	60,052	60
Síncrono de P.Dutra	60,135	59,971
Síncrono de Imperatriz	60,112	59,980
Síncrono de Marabá	60,076	59,999
Estreito	60,078	59,995
Paulo Afonso IV	60,053	60
Serra da Mesa	60,051	60
Boa Esperança 1	60,065	59,985
Boa Esperança 2	60,059	60
Síncrono de Teresina	60,097	59,961

A Tabela 6.8 mostra os resultados das maiores variações de frequências das máquinas da região, para todos os casos simulados. Em nenhum deles há indicação de risco para a segurança do sistema.

TABELA 6.8 – MAIORES VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA DE MÁQUINAS EM 2020

Caso	Frequência (Hz)
1	60,135
2	60,135
3	60,135
4	60,135
6	60,160
7	60,160
8	60,160
9	60,160
10	60,175
11	60,175

Devido ao aumento de cortes de cargas e das probabilidades dos estados de falhas na subestação foi incluída uma alternativa de reforço para o ano de 2020 (configuração 2020-R), que prevê a instalação de disjuntores de seccionamento de barras, onde hoje existem somente chaves de seccionamento, apresentada na Figura 6.6. Neste caso, a subestação opera, na condição normal de operação, com quatro seções de barras interligadas por disjuntores. O efeito nos resultados é benéfico, pois são introduzidos novos estados de falhas, porém com menores cortes de cargas no sistema elétrico.

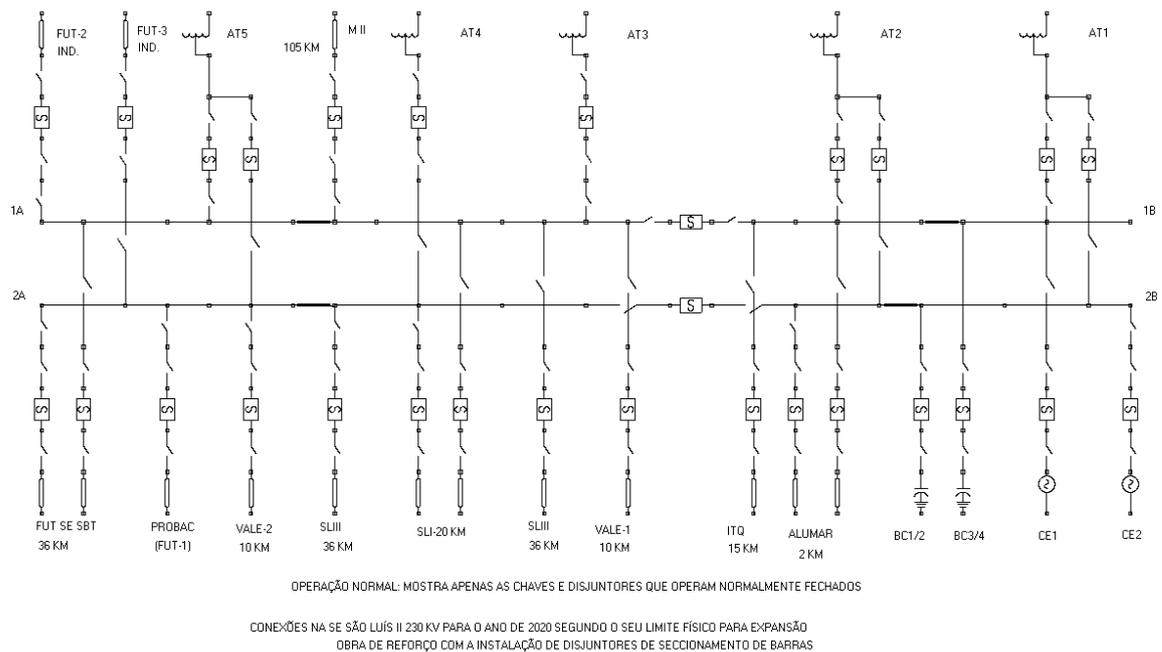


Figura 6.6 – Pátio da SE São Luís II em 2020 na configuração de barra: 2020-R.

A Tabela 6.9 apresenta os indicadores de confiabilidade para as três alternativas avaliadas.

TABELA 6.9 – INDICADORES PARA A SE SÃO LUÍS II 230 KV

Ano	LOSP	EENS [MWh/a]
2014	0	586,28 – 100%
2020	0	779,01 – 133%
2020-R	0	526,67 – 90%

Em relação à segurança operativa do sistema, todos os casos simulados foram classificados como seguro para o sistema, i.e., não ocorrem perda de sincronismo, tanto para o ano de 2014 quanto para o ano de 2020. Não há expectativa de blackout nacional ou mesmo regional e nem de risco às interligações com as demais regiões geográficas.

Em relação à adequação, na comparação entre os dois cenários não se observa uma degradação substancial para 2020, a ponto de exigir grandes investimentos ou mesmo inviabilizar a sua expansão. A instalação de disjuntores de seccionamento de barras resulta em melhora no indicador (2020-R), reduzindo-o ao nível do ano de 2014, como mostrado na Tabela 6.9.

A metodologia aplicada em um caso real mostra que ao conhecer melhor o comportamento do sistema, frente às ocorrências de falhas em pátios de manobras de subestações, é possível racionalizar investimentos com melhor aproveitamento de pátios existentes, postergando a instalação de novas subestações. No caso específico, a região poderá ser atendida por este pátio de 230 kV com certa garantia, em um horizonte que antes do estudo havia receios desta possibilidade.

6.2. VERIFICAÇÃO DO CRITÉRIO DE SEGURANÇA ADOTADO

Neste item são realizadas simulações de estabilidade com o programa ANATEM em duas subestações da rede básica que, devido à ocorrência de falhas internas em seus pátios de manobras, já provocaram blackouts no Sistema Interligado Nacional – SIN: SE Bauru 440 kV, em São Paulo e SE/UHE Itumbiara 500 kV, em Minas Gerais.

As simulações seguem o padrão já definido em capítulos anteriores, ou seja, a aplicação de curto-circuito monofásico na barra da subestação e a remoção do defeito e dos circuitos devido à atuação do sistema de proteção em um tempo pré-determinado de 100 milésimos de segundo.

O ano horizonte do sistema é o de Julho/2014 (carga pesada) em que as usinas do complexo do Rio Madeira já estão em operação parcial, conectadas ao sistema pelo link DC para a SE Araraquara/SP. Este cenário é o mesmo utilizado para o estudo da SE São Luís II 230 kV da Seção 6.1 anterior. Os blackouts devido à ocorrência de falha na subestação de Bauru 440 kV, em 11/03/1999, e na subestação de Itumbiara 500 kV em, 15/12/2012 ocorreram em cenários distintos deste e por esta razão não se devem esperar, necessariamente, os mesmos resultados daqueles que originaram aquelas perturbações.

A Figura 6.7 mostra o mapa eletrogeográfico nas imediações da SE Bauru 440 kV.

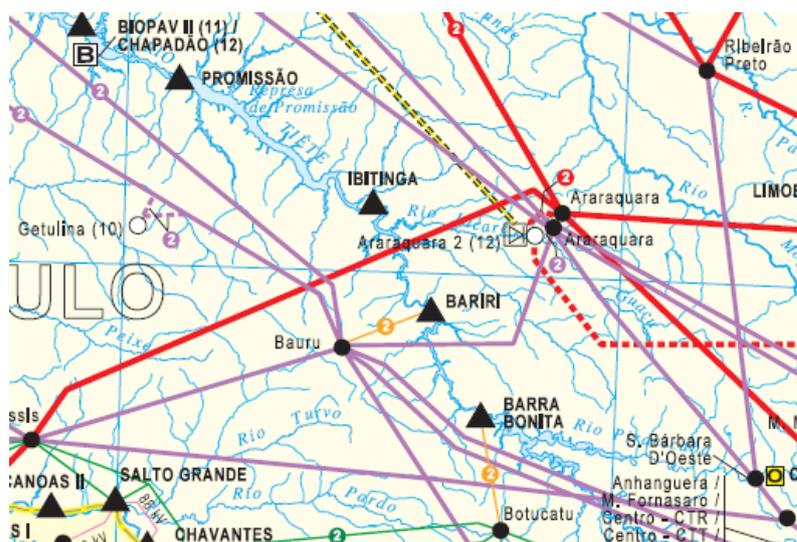


Figura 6.7 – Diagrama eletrogeográfico da região de Bauru.

A Figura 6.8 apresenta a configuração operacional atual da SE Bauru 440 kV. Esta configuração foi definida após a ocorrência do blackout em 1999 para proporcionar maior confiabilidade ao SIN. A subestação conecta dez linhas de transmissão em 440 kV e três transformadores 440/138 kV, totalizando treze bays. Para viabilizar esta solução foram feitos remanejamentos físicos de linhas de mesma torre e, além disto, dentre outras providências, instaladas proteção diferencial nas quatro barras da subestação [GSL01]. As barras operam formando um anel simples, interligadas por disjuntores de modo que a saída de uma delas mantém pelo menos um circuito das linhas de circuito duplo em operação.

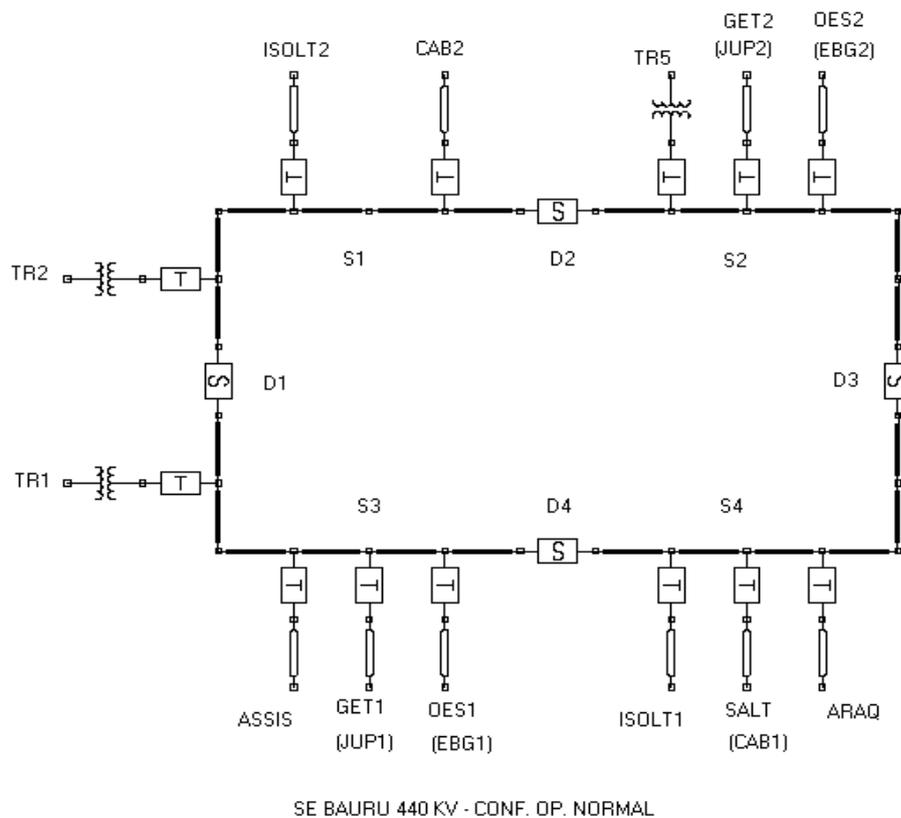


Figura 6.8 – Configuração operacional da SE Bauru 440 kV.

A Tabela 6.10 apresenta os fluxos de potência que circulam pela subestação para o cenário de Julho/2014. Os fluxos mostrados, das usinas do Rio Paraná para São Paulo, referem-se aos circuitos duplos de 440 kV.

TABELA 6.10 – FLUXOS EM BAURU PARA JULHO/2014 EM CARGA PESADA

Fluxos de Potência na SE Bauru 440 kV		
Sentido	SE	Fluxo [MW]
De	Ilha Solteira	-1526
De	Getulina / Jupia	-1576
De	Assis	-678
Para	Oeste / Embaguaçu	1726
Para	Salto / Cabreúva	1722
Para	Bauru 138 kV	133
Para	Araraquara	200
Total de fluxo passante na SE = 3780 MW		

A Tabela 6.11 mostra as simulações realizadas e a classificação dos eventos no sistema.

TABELA 6.11 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NA SE BAURU 440 kV

Caso	Evento	Classificação [†]
S3	Saída da seção de barra 3	SS
S3/S4	Saída das seções de barra 3 e 4	SS
S1/S2/S3/S4	Saída da subestação	SPI

[†] sistema seguro = SS e sistema potencialmente inseguro = SPI

O Caso S3 simula a saída de uma das barras devido à falha ativa na própria barra ou em equipamentos a ela conectados, tais como chaves e disjuntores. O evento (com probabilidade moderada de ocorrência) não provoca perda de sincronismo, nem queda de tensão acentuada na barra de Bauru 440 kV, como mostram as Figuras 6.9 e 6.10.

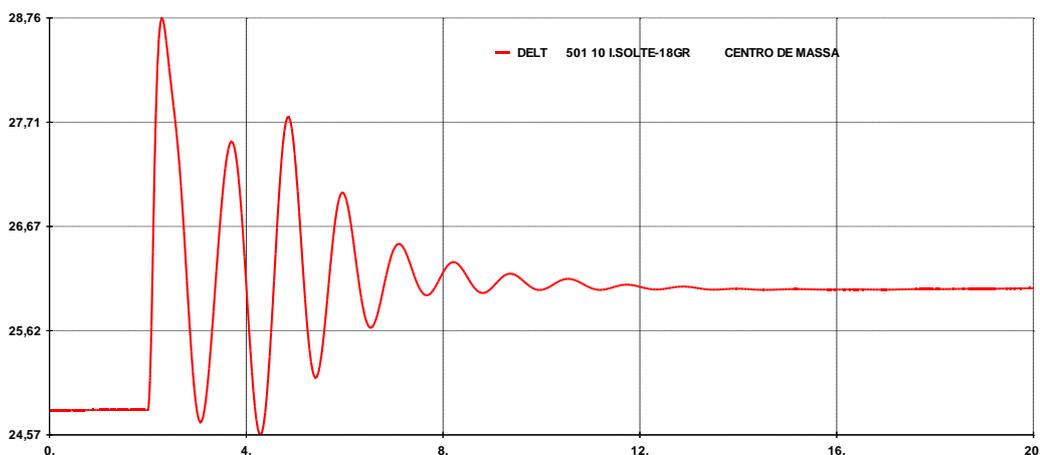


Figura 6.9 – Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S3.

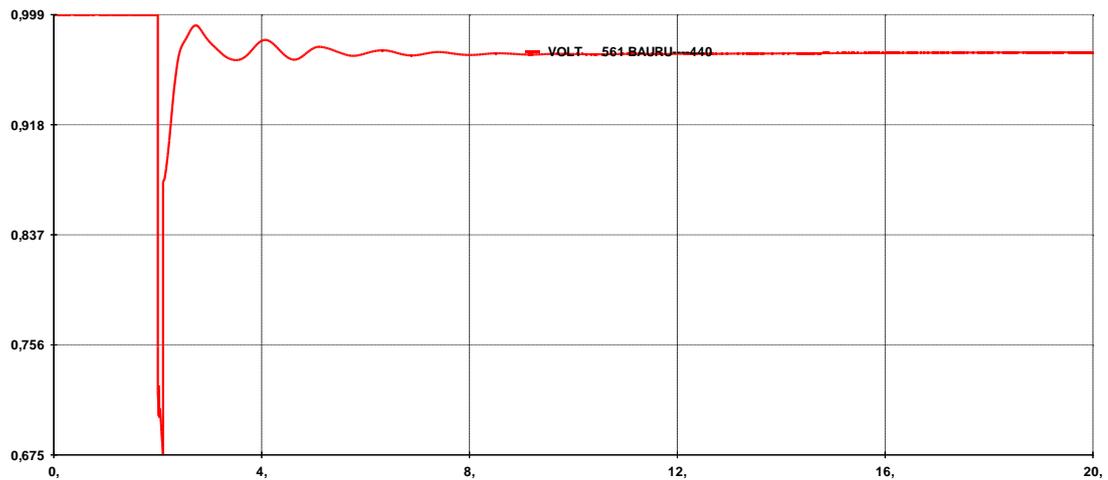


Figura 6.10 – Tensão na barra da SE Bauru 440 kV para o Caso S3.

O Caso S3/S4 é um evento em contingência simples de baixa probabilidade (ocorrência de falha ativa no disjuntor D4), onde ocorre o desligamento de metade da subestação. Nestes eventos não há perda de sincronismo no sistema, revelando grande robustez da configuração operacional adotada, embora ocorra queda de tensão na barra de Bauru para um valor menor do que 0,9 pu e também ocorra elevação considerável de fluxos de potência em linhas remanescentes de 440 kV, como mostram as Figuras 6.11, 6.12 e 6.13.

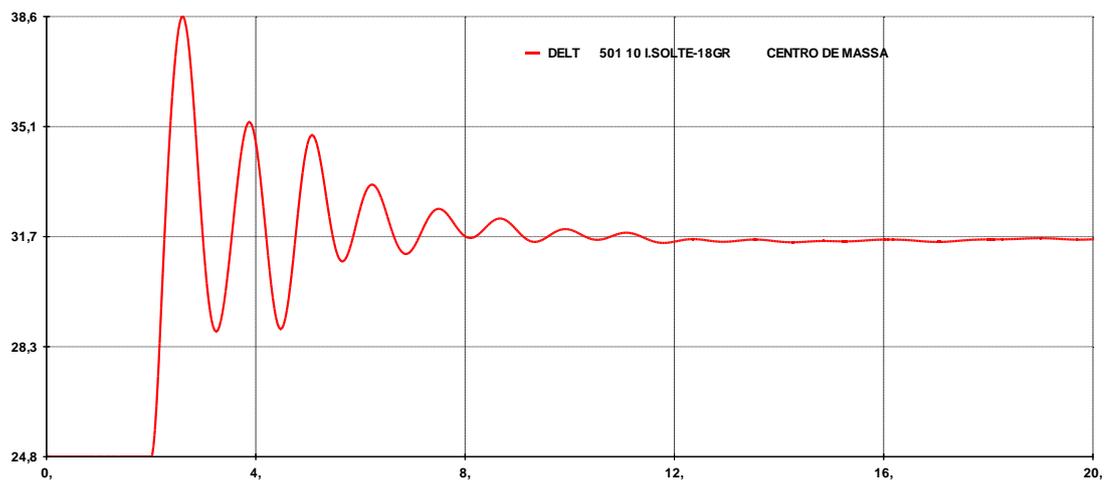


Figura 6.11 – Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S3/S4.

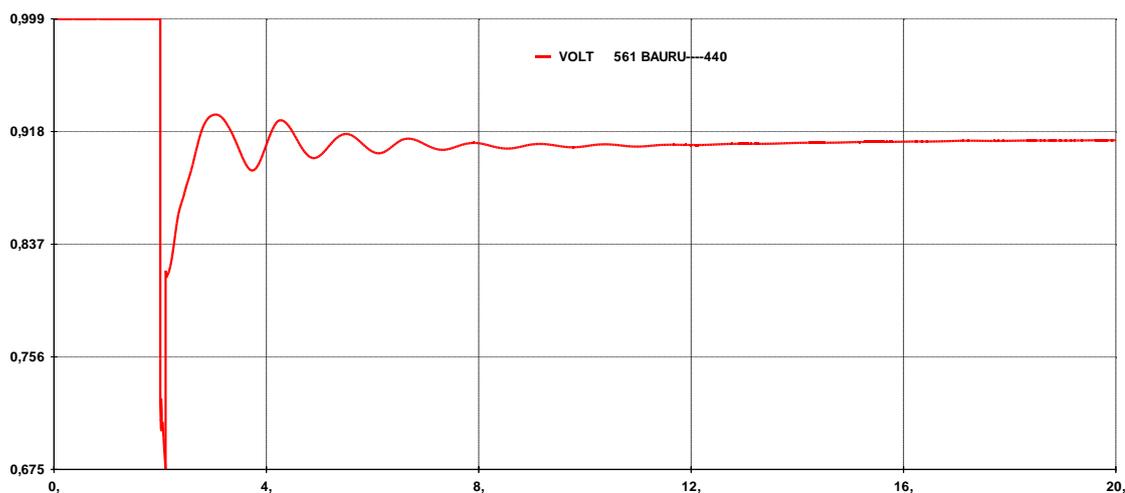


Figura 6.12 – Tensão na barra da SE Bauru 440 kV para o Caso S3/S4.

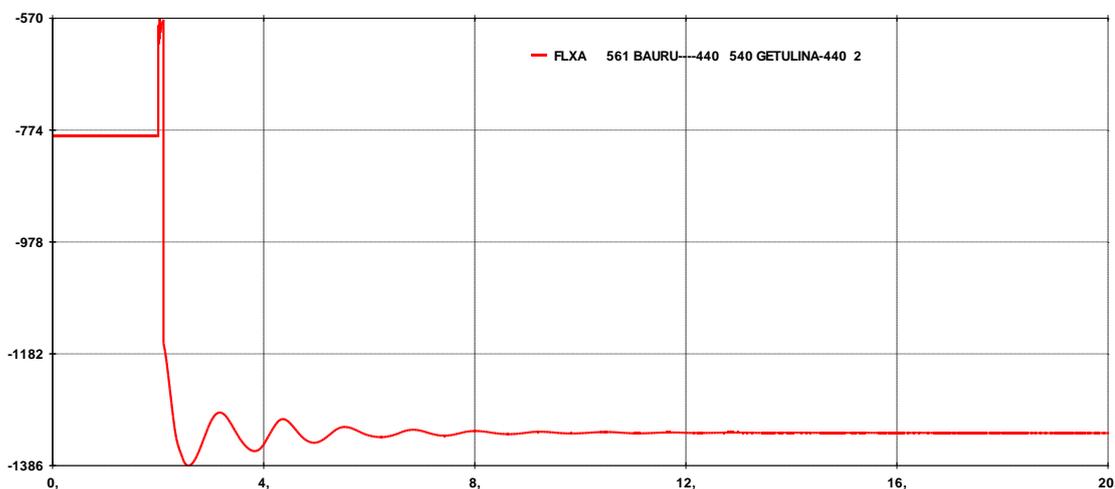


Figura 6.13 – Elevação de fluxo de potência em linha de 440 kV para o Caso S3/S4.

O Caso S1/S2/S3/S4 é a perda total da subestação e abertura de todos os circuitos a ela conectados. É um evento de baixíssima probabilidade, porém se ocorrer provocará a perda de sincronismo de máquinas do sistema, como mostram as Figuras 6.14 e 6.15.

Embora as simulações não reflitam as condições de operação da subestação (nem de seu sistema de proteção) da época do blackout, elas mostram que as alterações realizadas tornaram esta barra do sistema muito mais robusta. Na época, o blackout foi iniciado com a ocorrência de um curto-circuito monofásico em uma das barras da subestação e sua eliminação através das proteções remotas.

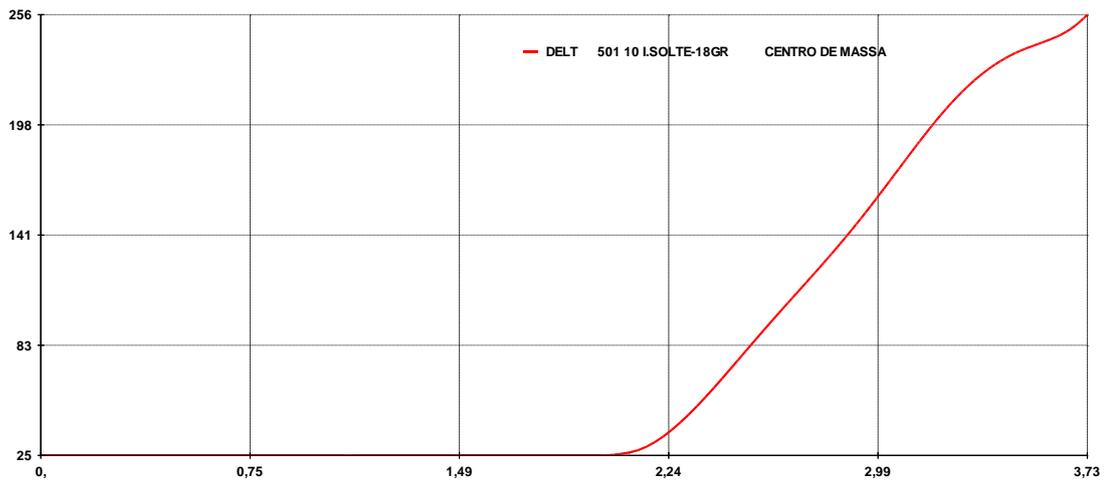


Figura 6.14 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ilha Solteira, em relação ao CIS, para o Caso S1/S2/S3/S4.

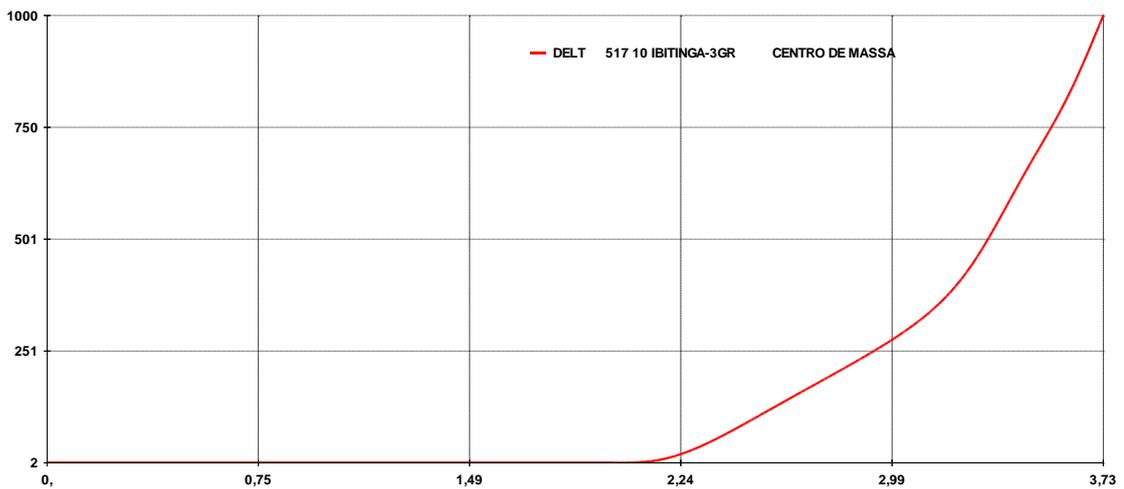


Figura 6.15 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Ibitinga, em relação ao CIS, para o Caso S1/S2/S3/S4.

A Figura 6.16 mostra o mapa eletrogeográfico nas imediações da SE Itumbiara 500/345 kV, na qual também foram realizadas simulações dinâmicas. Trata-se de uma subestação de grande porte, com quinze bays instalados no pátio de 500 kV, sendo seis para conexão de máquinas, seis para conexão de linhas e três bays para conexão de autotransformadores 500/345 kV.

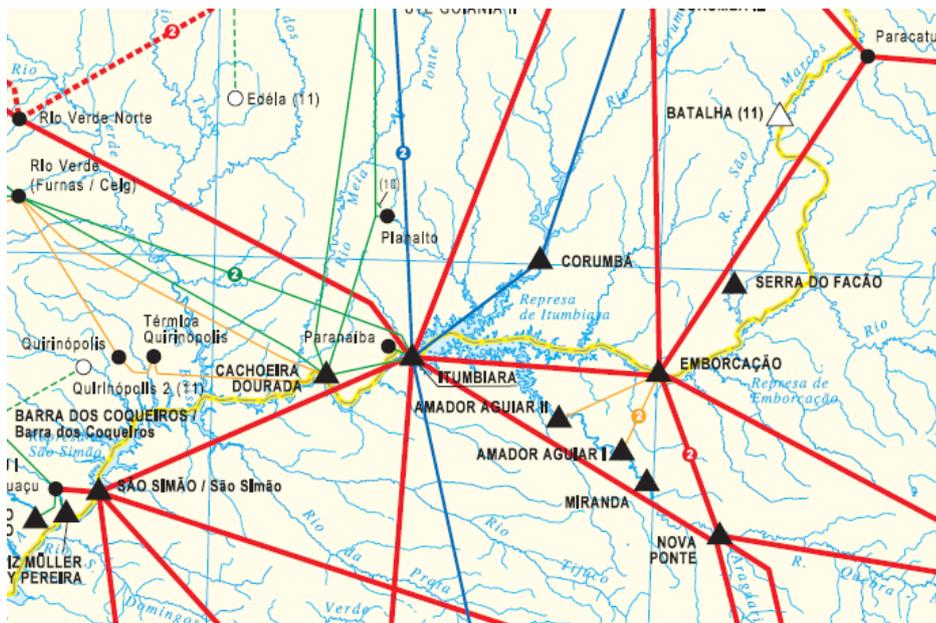


Figura 6.16 – Diagrama eletrogeográfico da região de Itumbiara.

A Figura 6.17 apresenta a configuração de barra, em anel múltiplo, do pátio de 500 kV. Em sua configuração normal de operação, os disjuntores operam normalmente fechados, interligando cinco anéis contíguos, constituindo uma configuração de barra em anel múltiplo. Em situações em que um componente do pátio de manobras (disjuntor, chave ou seção de barra) estiver isolado para manutenção programada ou reparo e ocorrer uma falha ativa em outro componente pode haver a separação da subestação em duas partes e possibilidade de formação de ilhas elétricas no sistema.

O horizonte do sistema utilizado nestas simulações é, como no caso anterior, o de Julho/2014 em carga pesada. É um cenário distinto daquele de quando houve o blackout em Dez/2012, pois os fluxos de potência na subestação de Itumbiara eram diferentes e o link DC do complexo do Rio Madeira não estava em operação.

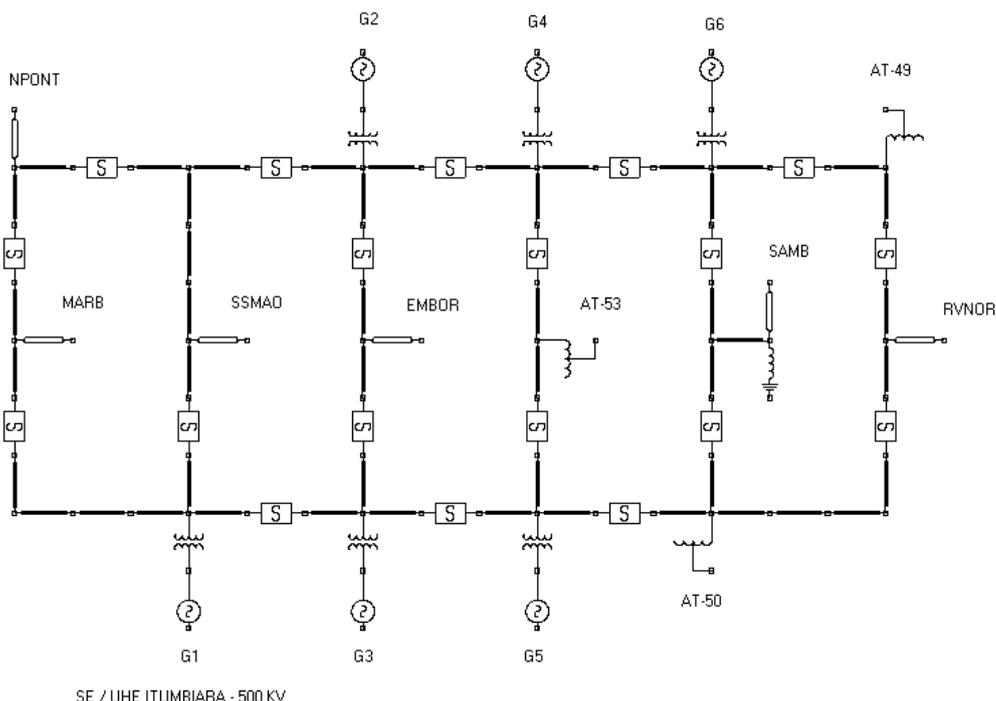


Figura 6.17 – Configuração de barra da SE/UHE Itumbiara 500 kV.

A Tabela 6.12 apresenta os fluxos de potência que circulam pela subestação para o cenário de Julho/2014. Neste cenário, pode-se observar, por exemplo, que o fluxo de potência para o sistema Mato Grosso via linha para Rio Verde do Norte é pequeno e que o maior fluxo flui para a SE Emborcação.

TABELA 6.12 – FLUXOS EM ITUMBIARA PARA JULHO/2014 EM CARGA PESADA

Fluxos de Potência na SE Itumbiara 500 kV		
Sentido	SE	Fluxo [MW]
De	UHE Itumbiara	-1900
De	Marimbondo	-102
De	São Simão	-680
Para	Itumbiara 345 kV	400
Para	Samambaia	665
Para	Emborcação	794
Para	Nova Ponte	790
Para	Rio Verde do Norte	33
Total de fluxo passante na SE = 2682 MW		

A Tabela 6.13 apresenta a classificação dos eventos na subestação. Os três casos simulados foram considerados seguros para o sistema, embora os eventos sejam severos na subestação, ocasionando alterações consideráveis na topologia do sistema.

TABELA 6.13 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NA SE/UHE ITUMBIARA 500 kV

Caso	Evento	Classificação [†]
1	Separação da SE	SS
2	Saída dos geradores e separação da SE	SS
3	Saída da usina e da subestação	SS

[†] sistema seguro = SS e sistema potencialmente inseguro = SPI

O Caso 1 simula uma situação de falha em que não há perda de terminais, mas a separação da subestação em duas partes. De um lado, as linhas para Nova Ponte, Marimbondo, São Simão e Emborcação permanecem conectadas entre si em Itumbiara, porém separadas dos demais terminais da subestação. A Figura 6.18 mostra o comportamento estável e amortecido da UHE Itumbiara.

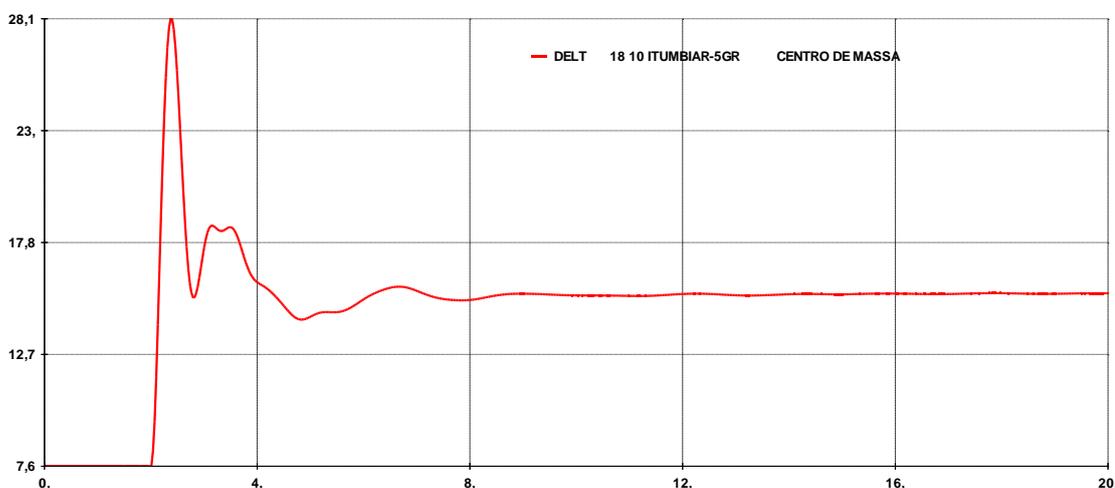


Figura 6.18 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Itumbiara, em relação ao CIS, para o Caso 1.

O Caso 2 simula uma situação de falha em que há a separação da subestação em duas partes, como no caso anterior, e ao mesmo tempo as máquinas da UHE Itumbiara saem de operação. A Figura 6.19 mostra o comportamento estável e amortecido da UHE Cachoeira Dourada.

A Figura 6.20 mostra o comportamento das máquinas da UHE Marimbondo, que também é estável, mas menos amortecido, revelando uma condição mais severa do sistema do que na simulação anterior (Caso 1). Outras usinas da região também mostraram comportamento semelhante ao da Figura 14.

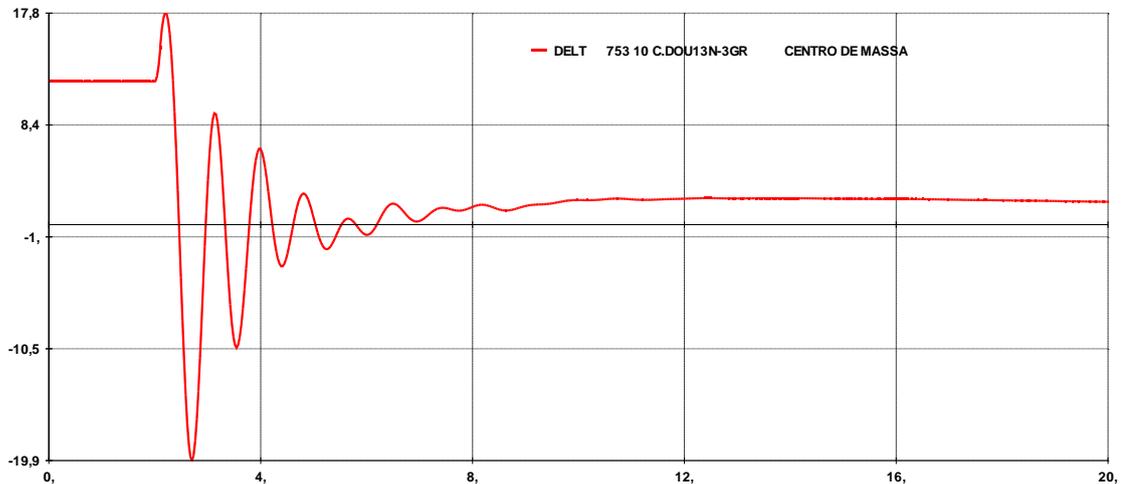


Figura 6.19 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Cachoeira Dourada, em relação ao CIS, para o Caso 2.

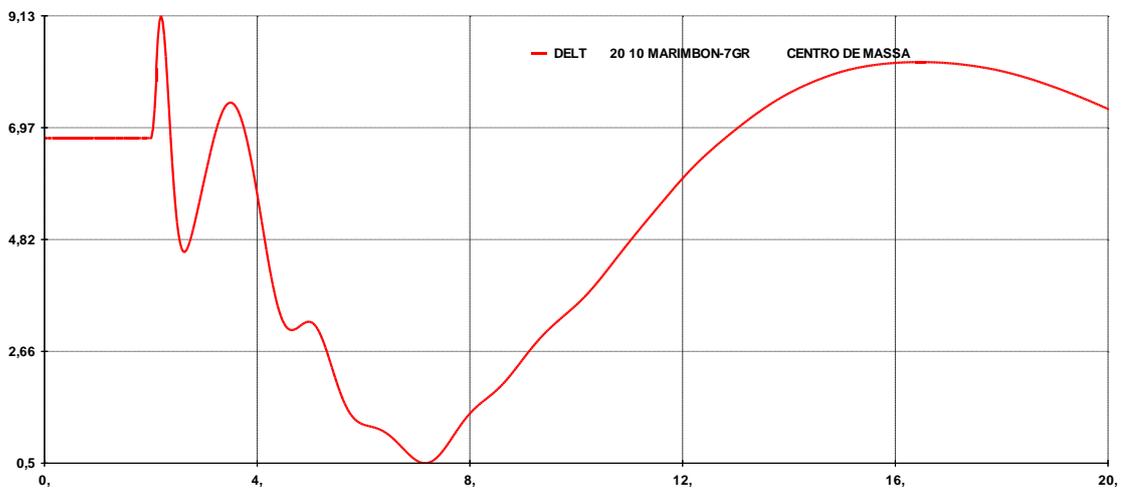


Figura 6.20 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Marimbondo, em relação ao CIS, para o Caso 2.

As Figuras 6.21 e 6.22 mostram os fluxos de potência em linhas conectadas à SE Itumbiara, indicando elevação e inversão de fluxos. Embora o caso possa ser considerado seguro para o sistema, ele revela uma maior severidade do evento e talvez em outra condição operativa pudesse ser caracterizado uma condição insegura para o sistema.

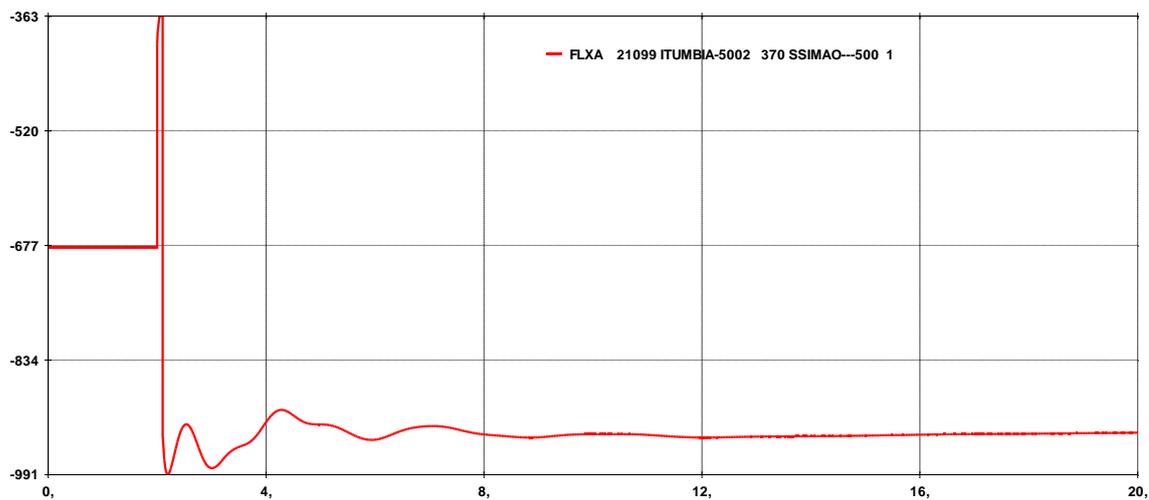


Figura 6.21 – Elevação de fluxo de potência na LT Itumbiara - São Simão para o Caso 2

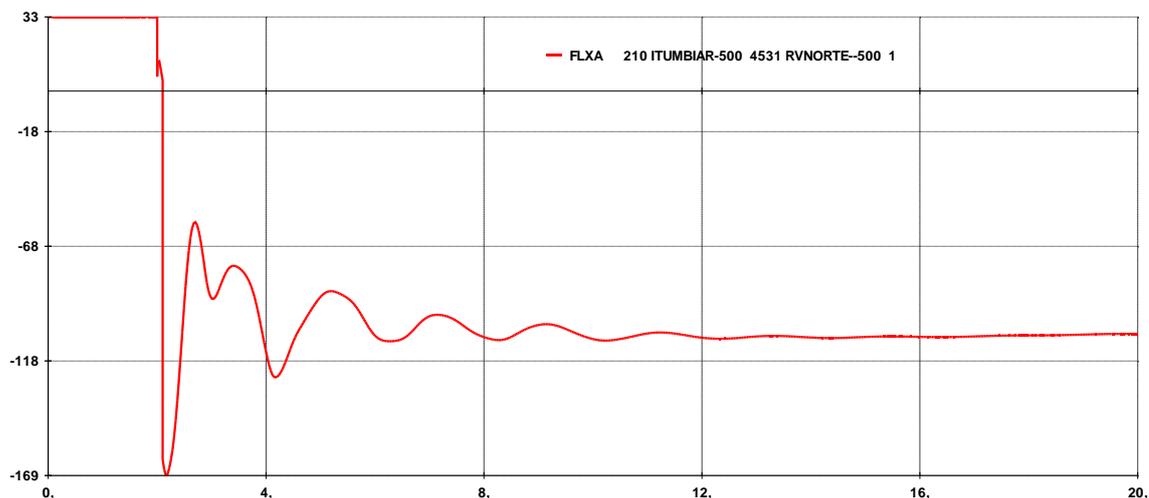


Figura 6.22 – Elevação e inversão de fluxo de potência na LT Itumbiara – Rio Verde do Norte para o Caso 2

O Caso 3 é a simulação da perda total da subestação Itumbiara, com a desconexão das linhas, autotransformadores e geradores. É um evento de baixíssima probabilidade. As Figuras 6.23 e 6.24 revelam um comportamento semelhante ao caso anterior (Caso 2), onde as máquinas da UHE Marimbondo mostram um amortecimento mais difícil do que outras máquinas da região.

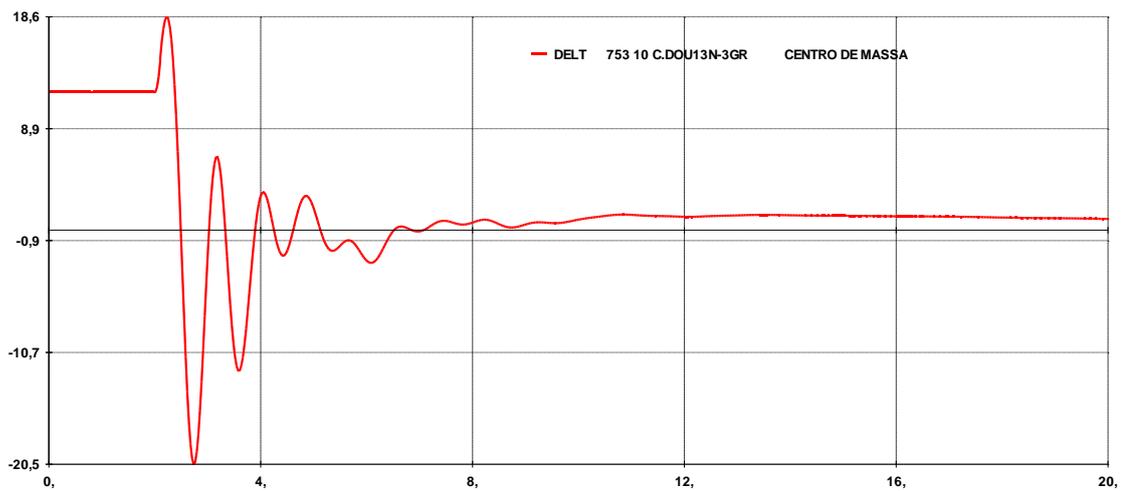


Figura 6.23 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Cachoeira Dourada, em relação ao CIS, para o Caso 3.

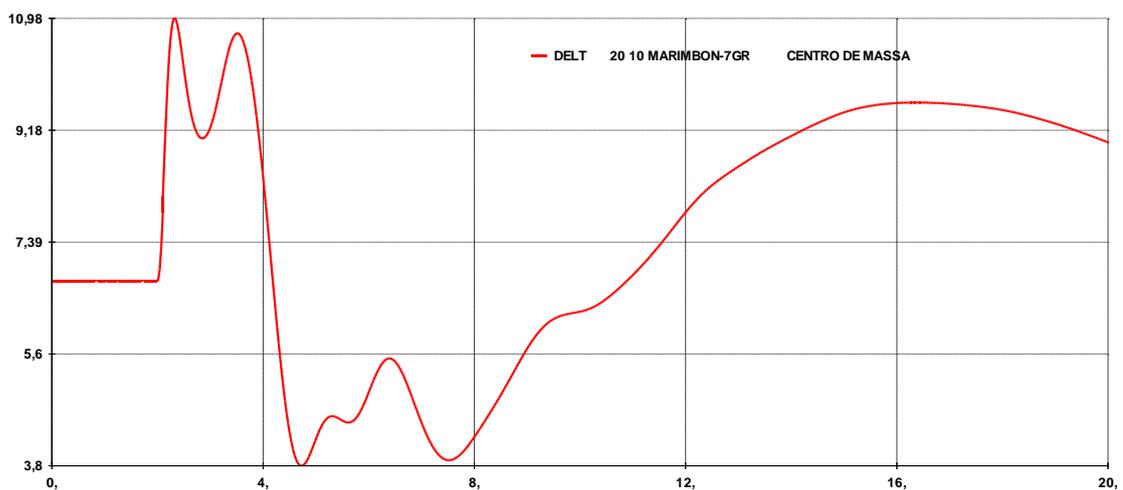


Figura 6.24 - Excursão do ângulo delta das máquinas da UHE Marimbondo, em relação ao CIS, para o Caso 3.

As Figuras 6.25 e 6.26 mostram as elevações de fluxos nas linhas da região de Itumbiara, não revelando sobrecargas no sistema, isto é, nas linhas das imediações da SE/UHE Itumbiara.

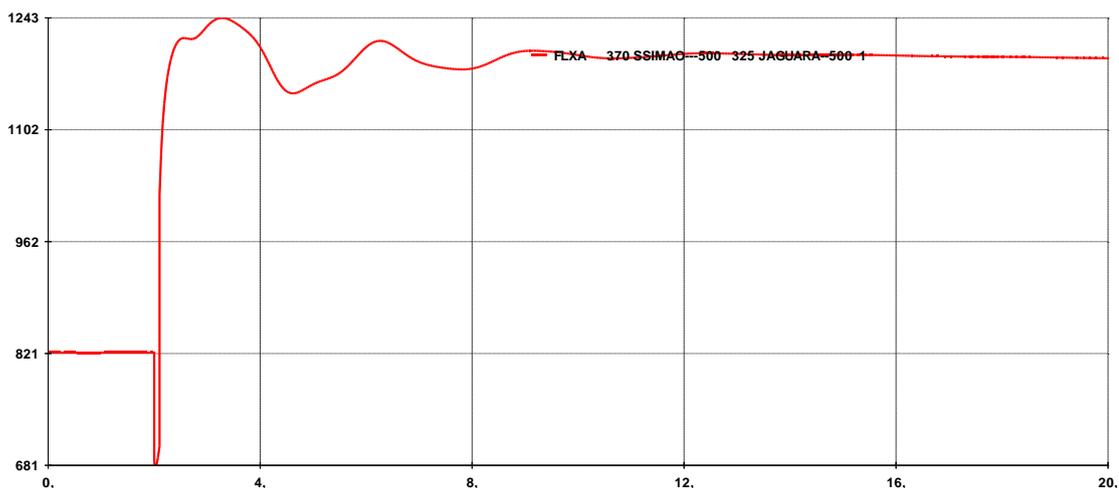


Figura 6.25 – Elevação de fluxo de potência na LT São Simão - Jaguará para o Caso 3.

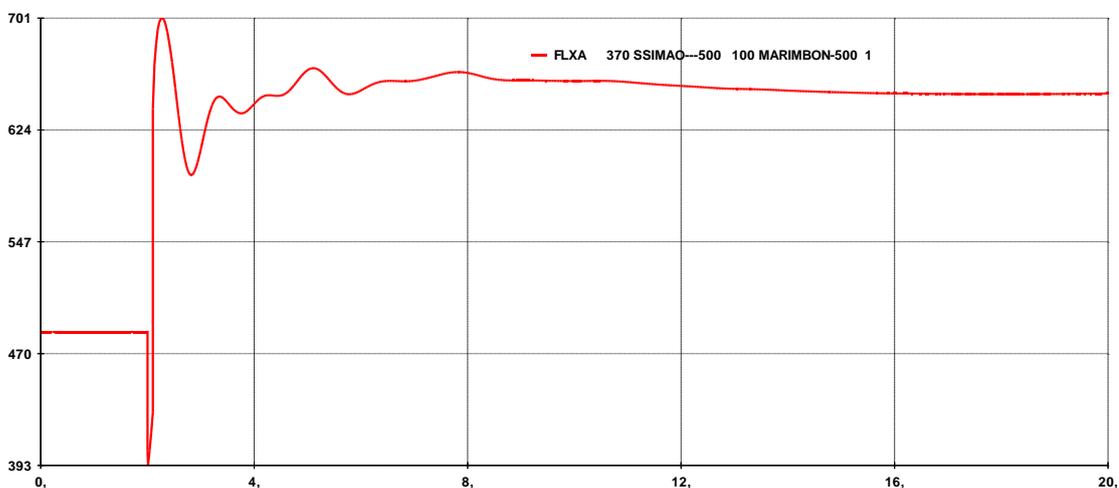


Figura 6.26 – Elevação de fluxo de potência na LT São Simão - Marimbondo para o Caso 3.

Os resultados destas simulações mostram um sistema estável, sem perda de sincronismo para o cenário e condições de operação definidos. Na ocasião do blackout, ocorrido em Dez/2012, os fluxos de potência que circulavam pela subestação eram diferentes, como por exemplo: geração em Itumbiara de 1025 MW, fluxo de Itumbiara para Marimbondo de 1241 MW e fluxo de Rio Verde do Norte para Itumbiara de 502 MW [O13]. Quando comparados com a Tabela 6.12 (cenário das simulações), apresentada anteriormente, observa-se que os fluxos nestas linhas são maiores e fluem em sentido inverso ao dos fluxos da tabela.

Como já comentado, em configurações do tipo anel múltiplo e outros semelhantes, pode ocorrer a separação da subestação devido à ocorrência de falhas, principalmente em eventos envolvendo contingências duplas. Devido à grande alteração na topologia da rede nesta barra

do sistema, as consequências podem ser: (i) a eventual perda de sincronismo entre partes do sistema; (ii) surgimento de condições anormais de operação, tais como sobretensões e sobrecargas e, em decorrência (iii) a operação de relés desligando circuitos, provocando uma nova alteração na topologia da rede.

O blackout ocorrido em 15/12/2012 às 17:55 horas originado no pátio de 500 kV da SE/UHE Itumbiara [O13], em linhas gerais, gerou a seguinte sequência de eventos:

- saída simultânea dos geradores da UHE Itumbiara, abertura de 12 disjuntores do pátio de 500 kV e desligamento da LT para Emborcação e um AT 500/345 kV;
- separação do pátio de 500 kV em duas partes: de um lado as usinas da região permaneceram conectadas ao sistema S/SE através das linhas para Nova Ponte, São Simão e Marimondo que permaneceram conectadas em Itumbiara e, de outro lado, a área Brasília com o sistema N/NE conectado ao sistema Mato Grosso através das linhas para Samambaia e Rio Verde do Norte que permaneceram conectadas em Itumbiara.
- a instabilidade eletromecânica que se seguiu provocou a perda de sincronismo entre partes do SIN, que juntamente com a atuação de proteções de linhas criou três ilhas elétricas: sistema Acre-Rondônia, sistema N/NE/CO e sistema S/SE;
- devido às sobrefrequências e subfrequências nestes sistemas e também às atuações de relés, atuações de diversos ERAC (esquema regional de alívio de carga) os sistemas foram estabilizados, com desligamentos de outros circuitos e de várias usinas (ou máquinas) do SIN;
- o evento em cascata desligou cerca de 9000 MW do SIN, e no tempo decorrido de aproximadamente de 4 horas todo o sistema havia sido recomposto, sendo que a maioria dos desligamentos ocorreu em tempos menores do que 60 minutos.

Uma leitura mais detalhada no relatório da ocorrência em Itumbiara mostra que eventos em cascata são difíceis de simular, pois há grande quantidade de relés, de vários tipos, envolvidos, monitorando várias grandezas do sistema. Além disto, há também esquemas de

alívio de carga (ERAC), esquemas de controle de emergência (ECE), sistemas especiais de proteção (SEP) que atuam desligando cargas e máquinas ao longo do sistema. No caso em questão, em um tempo de 120 segundos decorridos do início da perturbação ocorreram várias atuações de relés e de esquemas de estabilização, provocando alterações da topologia da rede em vários momentos.

Além destas alterações topológicas, o relatório informa o desempenho das atuações dos sistemas de proteção e dos esquemas de estabilização, no qual se pode observar a atuação incorreta de algumas proteções e um montante de corte de carga menor do que o previsto pelos ERAC's da Região Sudeste.

6.3. COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo discutiu os resultados de simulações envolvendo subestações do Sistema Interligado Nacional – SIN. Com relação às simulações dinâmicas, classificou os eventos em subestações onde já originaram blackouts (Bauru e Itumbiara) e comentou, de forma sucinta, o de Itumbiara ocorrido em Dez/2012.

Pode-se concluir que o critério de perda de sincronismo, proposto, para avaliar a segurança do sistema é o mínimo que se deve adotar. Pode ser conveniente incluir outros diagnósticos, tais como sobretensões e sobrecargas generalizadas de modo que, indiretamente, seja levada em conta a possibilidade de ocorrerem novas alterações na topologia da rede, devido a atuação da proteção em instantes subsequentes, após o início do distúrbio. Isto pelo fato de que poderia levar o sistema à perda de sincronismo se o mesmo não ocorrer no início do evento.

Outro aspecto também importante é a avaliação da subestação em mais de um cenário do sistema, pois os despachos das usinas e os fluxos que circulam pelas subestações podem alterar a sua importância na topologia da rede e este fato pode ser refletido nos indicadores de confiabilidade. Por exemplo, as simulações realizadas em Itumbiara indicam um sistema seguro, mas (em outro cenário – Dez/12) um evento nesta subestação provocou um blackout.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Esta Tese propõe uma nova metodologia capaz de avaliar a confiabilidade de subestações de forma mais abrangente, através de indicadores bem conceituados, de fácil entendimento e com grande apelo prático.

O foco é exclusivamente a avaliação de confiabilidade de subestações. As probabilidades dos estados de falhas são condicionadas ao espaço de estados formado pela subestação e seu entorno (elementos do sistema elétrico diretamente a ela conectados), porém os reflexos destas falhas são capturados no sistema elétrico como um todo. Esta abrangência permite verificar as implicações estáticas e dinâmicas no sistema, sem a necessidade de se avaliar a confiabilidade composta do sistema elétrico incluindo as subestações, uma tarefa de maior complexidade, que inclusive dificultaria o estabelecimento de um ranking de desempenho.

Na maioria das situações reais é grande a interação das subestações com o sistema elétrico, e a metodologia clássica, que se utiliza do critério de perda total de continuidade para uma avaliação da subestação separada do sistema, é limitada a aplicações em subestações de pequeno porte, em sistemas radiais, como, por exemplo, as de distribuição de energia.

Em subestações de transmissão, integrando o sistema de transmissão ou conectando usinas, a interação com o sistema elétrico é elevada e além de se avaliar os possíveis cortes de cargas no sistema (avaliação estática) é necessária uma avaliação dinâmica prévia (estabilidade transitória), pois o equilíbrio eletromecânico pode ser afetado, ou posto em risco, em determinados estados de falha das subestações.

A avaliação dinâmica é feita por um novo indicador, LOSP (*Loss of Stability Probability*), que indica o risco à segurança operativa do sistema elétrico com relação ao seu equilíbrio eletromecânico, após a ocorrência da falha. Normalmente, esta avaliação não é realizada em estudos envolvendo confiabilidade de subestações, nem mesmo a nível internacional.

Avaliar o risco à segurança do sistema elétrico é fundamental, mais importante até do que a avaliação estática, quando se trata de saídas múltiplas no sistema devido às falhas originadas em subestações, pois os grandes distúrbios (blackouts) ocorrem, em boa parte das vezes, devido à perda do equilíbrio eletromecânico no sistema elétrico. A preocupação e providências para avaliações deste tipo de evento (saídas múltiplas) é evidenciada em [N13], relatório do NERC que propõe uma força tarefa para estudar o problema na América do Norte.

Os dois indicadores de confiabilidade (segurança e adequação) podem ser empregados para a otimização de novas subestações a serem inseridas no SIN. Como a metodologia é preditiva, ela pode também ser empregada para avaliar os riscos que as subestações existentes no SIN impõem ao sistema elétrico ao longo do tempo e, com base em um ranking de desempenho, priorizar as subestações que devem receber maior atenção e investimentos.

Como esta nova metodologia é sistêmica, os indicadores dependem também das condições operativas do sistema elétrico. Assim, o despacho de cargas (cenários de operação), bem como o horizonte do sistema (configurações de expansão) devem ser considerados.

Para atender o exposto acima, um grande número de simulações estáticas e dinâmicas será necessário e o processo deverá ser automatizado. Um ambiente computacional deverá ser criado para realizar processamento de forma automática e obter os indicadores de confiabilidade. Esta tarefa deve ser o próximo passo no sentido de facilitar a utilização da metodologia. Outros passos podem ser dados como desenvolvimento futuro, tais como:

- obtenção dos indicadores de confiabilidades das subestações para os cenários mais prováveis do SIN ao longo de um ano típico;
- obtenção dos indicadores com o sistema de transmissão degradado, de forma a se incluir no cenário do sistema algumas situações críticas (perda de linhas de interligações, por exemplo), como base para a avaliação de parte das subestações do SIN;

- modelagem de TC's e TP's do pátio de manobras da subestação para avaliar a inclusão, nas simulações de falhas da subestação, dos transformadores de medidas com modelagem que levem em conta o efeito de suas falhas nas zonas de proteção da subestação;
- Inclusão do efeito de ocorrências de limitações de fluxos de potência no interior das subestações;
- modelagem de reservas de equipamentos do pátio de manobras da subestação, de forma a ajustar os tempos médios de reparos em equipamentos, levando-se em conta a condição heterogênea da estrutura de logística das empresas transmissoras;
- representação de equipamentos da subestação em final de vida útil através do desenvolvimento de modelos e/ou ajustes em modelos existentes, para levar em conta as situações limites de equipamentos que operam no final de sua vida útil.

Esta Tese é uma contribuição, um passo adiante, no sentido de que a avaliação de confiabilidade de subestações deve ter um papel mais relevante e complementar os estudos tradicionais de sistemas, já que as saídas múltiplas devido às falhas originadas nas subestações não são rotineiramente avaliadas.

A metodologia foi divulgada através dos seguintes artigos:

- Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S. “Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos impactos das falhas de equipamentos no sistema elétrico”, XIX CBA – Congresso Brasileiro de Automática – Campina Grande – PB, Set/ 2012.
- Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S “Avaliação da confiabilidade de subestações baseada nos desempenhos estático e dinâmico dos sistemas elétricos de potência”, GAT-IV - XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília – DF, 2013.

- Violin, A.; Leite da Silva, A. M.; Ferreira, C.; Machado Jr., Z. S.; De Jesus, J. F.; Piccirili, R. L. M. “Avaliação da confiabilidade do pátio de 230 kV da subestação São Luís II da Eletronorte”, GSE-VIII - XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília – DF, 2013.

- A. M. Leite da Silva, A. Violin, C. Ferreira, Z. S. Machado Jr, “Probabilistic evaluation of substation criticality based on static and dynamic system performances”, *IEEE Transactions on Power Systems* (aceito para publicação em dezembro 2013).

- A. Violin, A. M. Leite da Silva, C. Ferreira, J. L. A. Jardim, Z. S. Machado Jr, “Classificação automática de subestações sob a ótica da confiabilidade: aspectos estáticos e dinâmicos”, XIII SEPOPE, Foz do Iguaçu – PR, Maio 2014. (resumo aprovado).

APÊNDICES

Os apêndices a seguir apresentam os dados do sistema teste, bem como exemplos de aplicação com análises específicas utilizando-se a nova metodologia.

A1. DADOS DO SISTEMA TESTE

Apresenta os dados do sistema teste bem como as condições de operação do sistema do caso base.

A2. RANKING DE PÁTIOS DE MANOBRAS

Apresenta os indicadores de confiabilidade obtidos para os dez principais pátios de manobras do sistema teste, que permite o estabelecimento de um ranking (ordenação) de desempenho.

A3. EVENTOS INTERNOS E EXTERNOS

Apresenta uma comparação realizada para um pátio de manobra quando se considera, nas simulações de falhas, somente os eventos internos ao pátio de manobras ou os eventos internos e externos combinados, comparando-se os indicadores obtidos.

A4. REFORÇO EM PÁTIO DE MANOBRA

Apresenta um exemplo de aplicação em um pátio de manobra com a instalação de equipamento com vistas à melhoria de desempenho.

A5. ALTERAÇÃO NO DESPACHO DO SISTEMA

Apresenta um exemplo com obtenção de indicadores em dois pátios de manobras quando o despacho de potência ativa no caso base é alterado, representando outro cenário do sistema: o intercâmbio entre as duas áreas (da área 2 para a área 1) é reduzido.

A1. DADOS DO SISTEMA TESTE

Este apêndice apresenta os dados do sistema teste *Brazilian Birds*, criado na UNIFEI e utilizado no trabalho, sendo que a Figura A1.1 apresenta o seu diagrama unifilar.

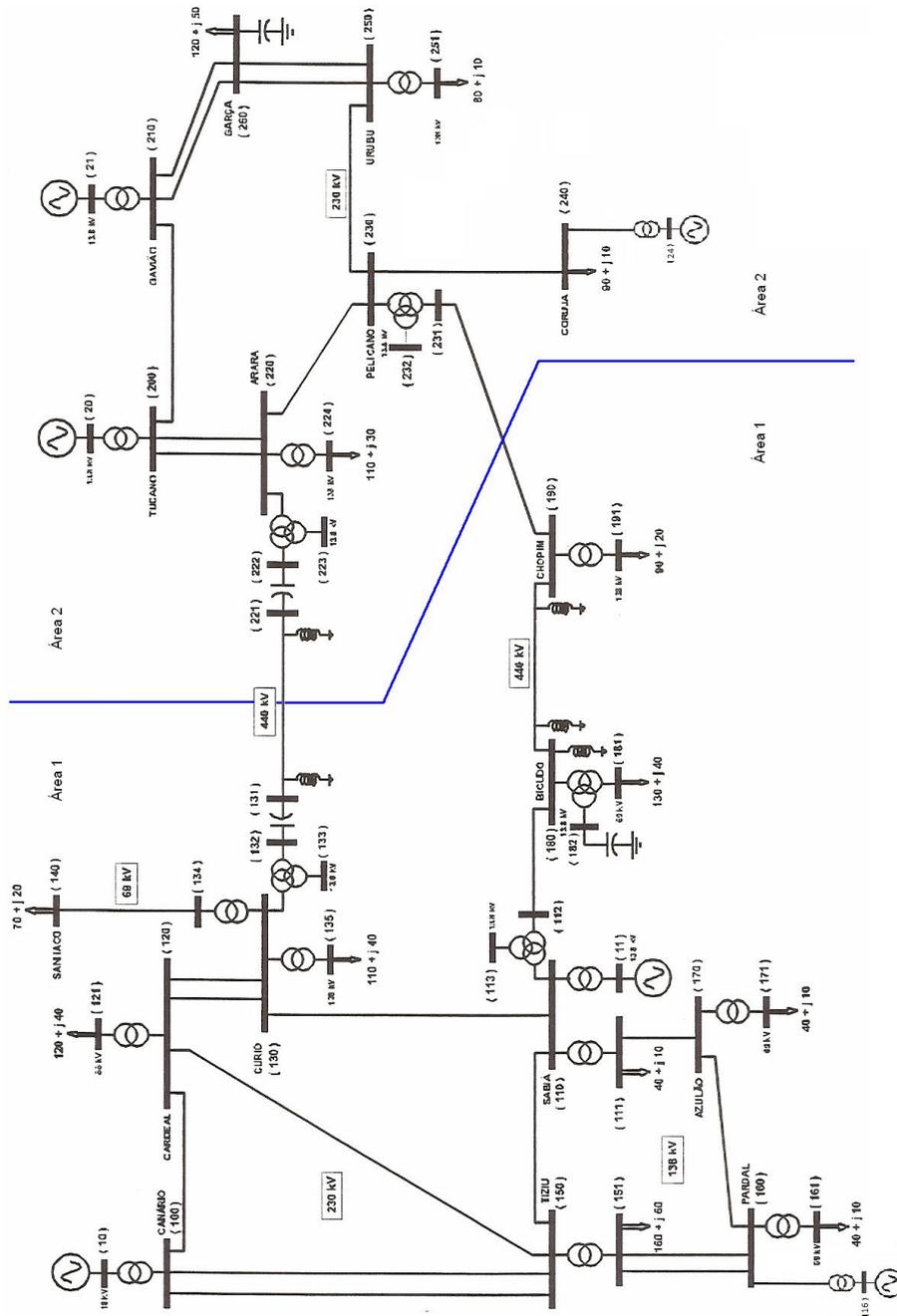


Figura A1.1 – Sistema teste *Brazilian Birds* – 30 barras.

As Tabelas A1.1, A1.2 e A1.3 apresentam as principais condições utilizadas nas simulações realizadas.

TABELA A1.1 – DESPACHOS DAS USINAS PARA O CASO BASE

Despacho [MW]	UHE Canário (Barra 10)	UTE Sabiá (Barra 11)	UHE Tucano [†] (Barra 20)	UHE Gavião (Barra 21)	PCH Pardal (Barra 16)	PCH Coruja (Barra 24)
Nominal	5×93,7	4×70,7	5×109,6	4×151,5	1×8,0	1×8,0
C. Pesada	4×75,0	3×70,0	5×68,6	3×130,0	1×8,0	1×8,0

[†] referência do sistema

TABELA A1.2 – LIMITES DE TENSÃO DO SISTEMA

Barra	Tensão (PU)	
	Mínimo	Máximo
Com carga	0,95	1,05
Sem carga	0,90	1,10

TABELA A1.3 – LIMITES DOS CIRCUITOS

Circuito	Normal (MVA)	Emergência (MVA)
LT 440 kV	700	1050
LT 230 kV	200	300/350 [†]
LT 138 kV	100	150
LT 69 kV	80	120
Trafos do Sistema ⁴	1,0 PU	1,2 PU
Trafos Elevadores ³	1,0 PU	1,0 PU

[†] para linhas conectadas às UHE's de Tucano e Gavião

⁴ Os transformadores do sistema suportam sobrecargas de 20% em horário de ponta em relação à sua potência nominal, enquanto que os transformadores elevadores de usinas não operam em sobrecargas.

As Tabelas A1.4 e A1.5 apresentam os dados das linhas de transmissão do sistema.

TABELA A1.4 – PARÂMETROS ELÉTRICOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Tensão (kV)	Base 100MVA							
	Sequência Positiva			Sequência Zero			Mútua Sequência Zero	
	R (%/km)	X (%/km)	Q (MVAR/km)	R (%/km)	X (%/km)	Q (MVAR/km)	R (%/km)	X (%/km)
440	0,0013	0,0159	0,7737	0,0165	0,0439			
230	0,0256	0,0967	0,1707	0,0883	0,3114	0,1196	0,0168	0,0262
138	0,1270	0,2640	0,0621	0,2710	0,9530	0,3660	0,1654	0,6080
69	0,5060	0,8700	0,0189	1,1460	4,1330	0,0086		

TABELA A1.5 – COMPRIMENTO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Barramento		Tensão	Comprimento	Reator (MVAR) fixo	
Lado 1	Lado 2	(kV)	(km)	Lado 1	Lado 2
CANÁRIO	CARDEAL	230	108		
CANÁRIO	TIZIU	230	230		
CARDEAL	TIZIU	230	225		
CARDEAL	CURIÓ	230	180		
SABIÁ	CURIÓ	230	50		
SABIÁ	TIZIU	230	94		
CURIÓ	SANHAÇO	69	5,75		
TIZIU	PARDAL	138	40		
SABIÁ	AZULÃO	138	19		
PARDAL	AZULÃO	138	26		
SABIÁ	BICUDO	440	60		
BICUDO	CHOPIM	440	150	40	40
CURIÓ	ARARA	440	450	80	80
CHOPIM	PELICANO	440	240		
PELICANO	CORUJA	230	41		
PELICANO	URUBU	230	65		
URUBU	GARÇA	230	44		
GAVIAO	GARÇA	230	90		
TUCANO	GAVIÃO	230	85		
TUCANO	ARARA	230	96		
ARARA	PELICANO	230	101		

As Tabelas A1.6 e A1.7 apresentam os dados para os transformadores de três enrolamentos do sistema.

TABELA A1.6 – DADOS DOS TRANSFORMADORES DE TRÊS ENROLAMENTOS

Barramento	Tensão (kV)			X (%) base do trafo			S (MVA)	N° Unidades
	P	S	T	P-S	S-T	T-P		
CURIÓ	230	440	13,8	14,00	10,50	26,00	150	2
ARARA	230	440	13,8	14,00	10,50	26,00	150	2
SABIÁ	230	440	13,8	14,00	10,50	26,00	150	2
PELICANO	230	440	13,8	14,00	10,50	26,00	150	2
BICUDO	440	69	13,8	12,00	3,55	15,50	80	2

TABELA A1.7 – DADOS DOS TRANSFORMADORES DE TRÊS ENROLAMENTOS

Barramento	LTC		Tap Fixo		Conexão		
	Local	Passo	Local	Passo	P	S	T
CURIÓ	S	4 x +/- 1,25%	P	218,5 / 241,5	Yat	Yat	D
ARARA	S	4 x +/- 1,25%	P	218,5 / 241,5	Yat	Yat	D
SABIÁ	S	4 x +/- 1,25%	P	218,5 / 241,5	Yat	Yat	D
PELICANO	S	4 x +/- 1,25%	P	218,5 / 241,5	Yat	Yat	D
BICUDO	P	4 x +/- 1,25%	não tem		Yat	Yat	D

As Tabelas A1.8 e A1.9 apresentam os dados para os transformadores de dois enrolamentos do sistema.

TABELA A1.8 – DADOS DOS TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS

Barramento	Tensão (kV)		X (%) base trafo	S (MVA)	N° Unidades
	P	S			
CANÁRIO	18	230	11,70	110	5
SABIÁ	13,8	230	13,10	85	4
SABIÁ	230	138	13,76	150	1
CARDEAL	230	88	9,46	80	2
CURIÓ	230	138	14,00	140	1
CURIÓ	230	69	12,57	30	2
CURIÓ	230	69	12,85	30	1
PARDAL	138	69	9,40	120	2
AZULÃO	138	69	8,80	100	1
TIZIU	230	138	13,92	150	2
CHOPIM	440	138	13,27	100	1
TUCANO	13,8	230	12,00	110	5
GAVIÃO	13,8	230	12,40	180	4
PCH Pardal	13,8	138	8,00	12	1
PCH Coruja	13,8	230	8,00	12	1
ARARA	230	138	11,10	120	1
URUBU	230	138	12,92	100	1

TABELA A1.9 – DADOS DOS TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS

Barramento	Tap			Ligação	
	Tipo	Local	Passo	P	S
CANÁRIO	Fixo	Alta	4 x +/-2,5%	D	Yat
SABIÁ	Fixo	Alta	4 x +/-2,5%	D	Yat
SABIÁ	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
CARDEAL	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
CURIÓ	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
CURIÓ	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
CURIÓ	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
PARDAL	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
AZULÃO	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
TIZIU	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
CHOPIM	LTC	Alta	5 x -2,0%	Yat	Yat
TUCANO	Fixo	Alta	4 x +/-2,5%	D	Yat
GAVIÃO	Fixo	Alta	4 x +/-2,5%	D	Yat
PCH Pardal	-	-	-	D	Yat
PCH Coruja	-	-	-	D	Yat
ARARA	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D
URUBU	LTC	Alta	5 x +/-2,0%	Yat	D

As Tabelas A1.10 e A1.11 apresentam dos dados da compensação de reativos disponível no sistema.

TABELA A1.10 – DADOS DA COMPENSAÇÃO PARALELA MANOBRÁVEL

Barramento	Tipo	Vn (kV)	Q (MVAR)	Nº Unidades	Em utilização
TIZIU	Capacitor	138	20	2	1×20
BICUDO	Capacitor	13,8	5	2	2×5
BICUDO	Reator	440	40	1	Não
GARÇA	Capacitor	230	10	5	3×10

TABELA A1.11 – DADOS DA COMPENSAÇÃO SÉRIE

Local	Tipo	Vn (kV)	Valor
CURIÓ	Capacitor	440	28,0% da LT CURIÓ-ARARA
ARARA	Capacitor	440	28,0% da LT CURIÓ-ARARA

A Tabela A1.12 apresenta os dados de carga pesada do sistema. As cargas foram representadas como potências constantes e a carga média considerada como sendo 80% da carga pesada mantendo-se o mesmo fator de potência em todas as barras.

TABELA A1.12 – DADOS DAS CARGAS EM PATAMARES DE CARGA PESADA

Barramento	Tensão Nominal (kV)	Potência		Tipo (%)		
		Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	P constante	Z constante	I constante
SABIÁ	138	40,0	10,0	100	0	0
CARDEAL	88	120,0	40,0	100	0	0
CURIÓ	138	110,0	40,0	100	0	0
SANHAÇO	69	70,0	20,0	100	0	0
TIZIU	138	160,0	60,0	100	0	0
PARDAL	69	40,0	10,0	100	0	0
AZULÃO	69	40,0	10,0	100	0	0
BICUDO	69	130,0	40,0	100	0	0
CHOPIM	138	90,0	20,0	100	0	0
ARARA	138	110,0	30,0	100	0	0
CORUJA	230	90,0	20,0	100	0	0
URUBU	138	80,0	20,0	100	0	0
GARÇA	230	120,0	50,0	100	0	0

A Tabela A1.13 apresenta os dados das máquinas síncronas de regime permanente e as Tabelas A1.14 e A1.15 os dados de regime transitório.

TABELA A1.13 – DADOS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS (REGIME PERMANENTE).

Barramento	Vn (kV)	Pn / Sn (MW / MVA)	Limites de Reativos (MVAR)		Num. Unidades	Tipo
			Máximo	Mínimo		
CANÁRIO	18,0	93,6 / 100	35	-35	5	Hidráulica
SABIÁ	13,8	70,7 / 75	25	-25	4	Térmica
TUCANO	13,8	109,5 / 115	35	0	5	Hidráulica
GAVIÃO	13,8	151,5 / 158	45	-45	4	Hidráulica
PCH's	13,8	8 / 10	6	-6	2	Hidráulica

TABELA A1.14 – DADOS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS (REGIME TRANSITÓRIO)

Máquina	Base de Potência da Máquina (%)						
	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	Xl	Ra
CANÁRIO	101,40	77,00	31,40		28,00	16,30	0,50
SABIÁ	105,00	98,00	18,50	36,00	13,00	7,00	0,31
TUCANO	106,00	61,00	31,50	-	25,00	14,70	0,24
GAVIÃO	92,00	51,00	30,00	-	22,00	13,00	0,20
PCH's	101,40	77,00	31,40	-	28,00	16,30	0,50

TABELA A1.15 – DADOS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS (REGIME TRANSITÓRIO)

Máquina	T'd0 (s)	T'q0 (s)	T''d0 (s)	T''q0 (s)	H (MJ/MVA)	D (pu)
CANÁRIO	6,55	-	0,04	0,07	3,12	2,00
SABIÁ	6,10	0,30	0,04	0,10	6,19	2,00
TUCANO	8,68	-	0,04	0,08	3,82	2,00
GAVIÃO	5,20	-	0,03	0,03	3,18	2,00
PCH's	6,55	-	0,04	0,07	2,00	2,00

A Tabela A1.16 apresenta os dados dos reguladores de tensão utilizados nas máquinas do sistema. As máquinas hidráulicas, incluindo as PCH's, utilizam o modelo MD09 do programa ANATEM e a máquina térmica o modelo MD21.

TABELA A1.16 – DADOS DOS REGULADORES DE TENSÃO[†]

Máquina	Base de Potência da Máquina									
	K	Ke	Kf	T	Te	Tf	Lm1	Lx1	Ln2	Lx2
SABIÁ	187	1,000	0,058	0,890	1,150	0,620	-1,700	1,700	0,000	3,550

MODELO MD21 (DRGT) DO PROGRAMA ANATEM

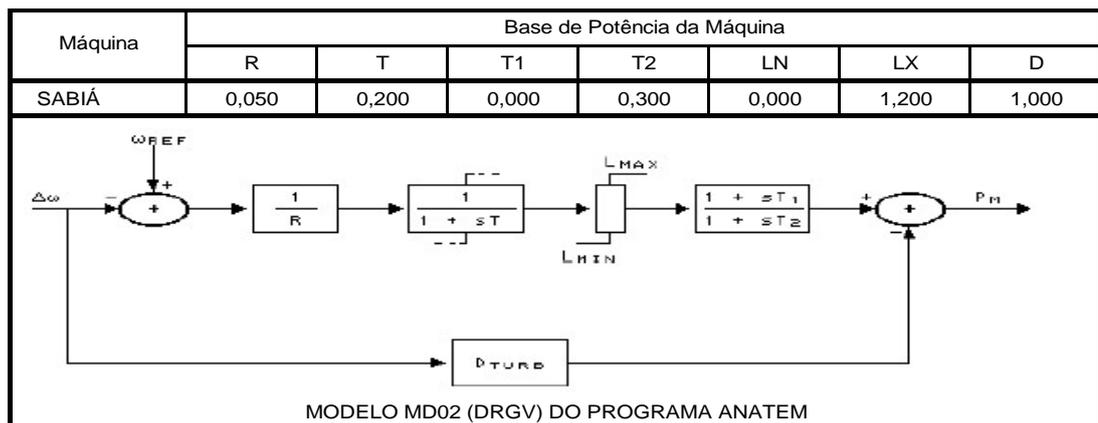
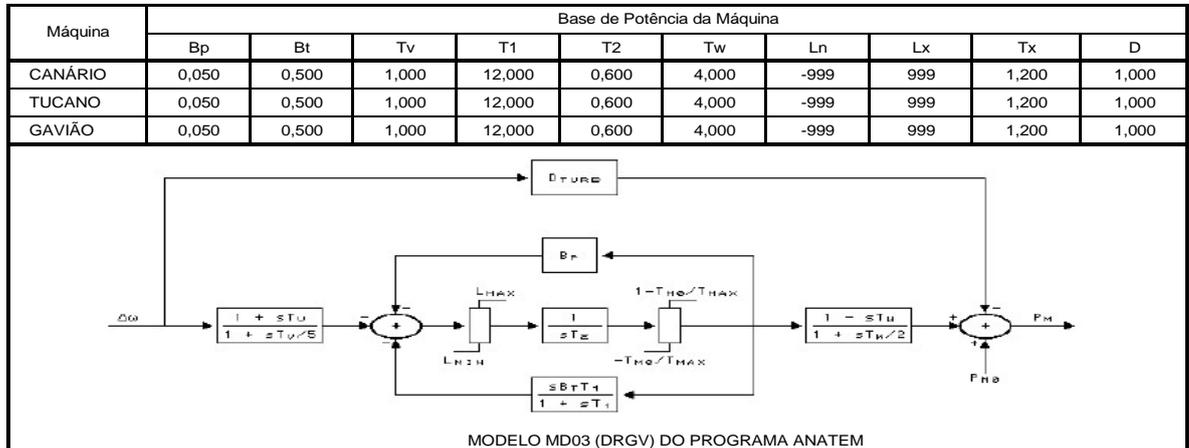
Máquina	Base de Potência da Máquina									
	K	Ka	Kg	T	Ta	Ln1	Lx1	Ln2	Lx2	
CANÁRIO	0,010	15,00	1,00	1,06	0,02	-6,73	6,73	-999	999	
TUCANO	0,010	15,00	1,00	1,06	0,02	-6,73	6,73	-999	999	
GAVIÃO	0,010	15,00	1,00	1,06	0,02	-6,73	6,73	-999	999	

MODELO MD09 (DRGT) DO PROGRAMA ANATEM

[†]Dados das PCH's são idênticos aos das demais máquinas hidráulicas

A Tabela A1.17 apresenta os dados dos reguladores de velocidade utilizados nas máquinas do sistema. As máquinas hidráulicas, incluindo as PCH's, utilizam o modelo MD03 do programa ANATEM e a máquina térmica o modelo MD02.

TABELA A1.17 – DADOS DOS REGULADORES DE VELOCIDADE†



†Dados das PCH's são idênticos aos das demais máquinas hidráulicas

A2. RANKING DE PÁTIOS DE MANOBRAS

Este apêndice apresenta os indicadores obtidos para os dez principais pátios de manobras das subestações do sistema teste *Brazilian Birds* apresentado no Capítulo IV, cujos dados se encontram no Apêndice 1.

A metodologia é aquela descrita no Capítulo III, e as premissas e dados são os mesmos empregados no exemplo de aplicação apresentado no Capítulo IV.

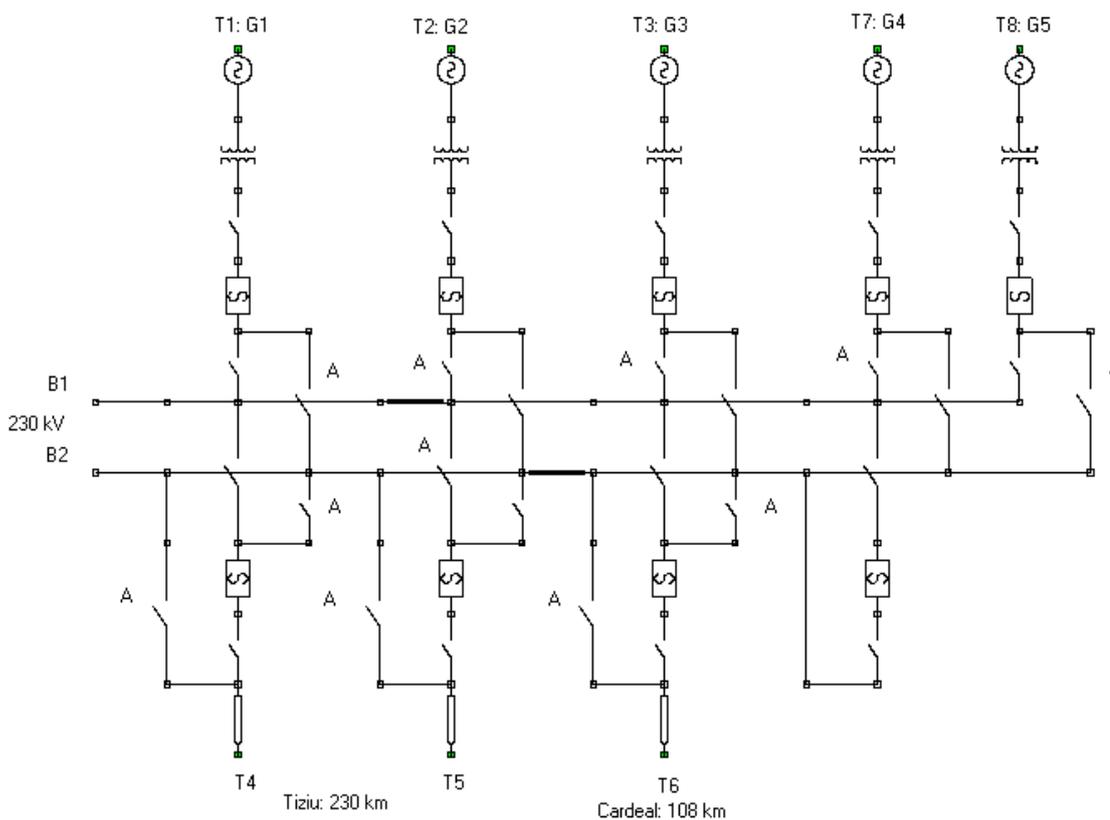
Os indicadores obtidos consideram, para contingências duplas, somente os eventos internos à subestação. As ocorrências de falhas que provocam a perda de terminais dois a dois (eventos externos) são desconsideradas. Também, as contingências duplas com probabilidades menores do que $1,0 \times 10^{-8}$ são desconsideradas devido ao fato de contribuírem de forma ínfima aos indicadores e aumentarem substancialmente o número de estados de falhas a serem analisados.

A seguir são apresentadas as configurações de barras definidas para o sistema teste, os resultados das simulações e os indicadores para cada pátio de manobra analisado. Ao final os resultados são resumidos em tabela que permite o estabelecimento de ranking de desempenho.

No final deste apêndice, uma tabela apresenta os valores do reator equivalente, do caso base, para cada pátio de manobra analisado, obtido com o programa ANAFAS [AF09], que é utilizado no programa ANATEM [AT10] para a simulação de curtos-circuitos monofásicos.

A2.1. SE/UHE Canário 230 kV

A Figura A2.1 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves utilizada no pátio de 230 kV (barra 100 do sistema teste) da subestação elevadora/manobra da UHE Canário.



SE / UHE Canário: BD-Ds-4 ch, bypass LT's, A: normalmente aberta

Figura A2.1 – SE/UHE Canário em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves.

Considerando a disponibilidade de geradores, o despacho definido e o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- gerador G₅ fora de operação e os equipamentos do bay desligados;
- modo de operação normal:
 - terminais T₁, T₄, T₆ e T₇ conectados na barra B₁;
 - terminais T₂, T₃, e T₅ conectados na barra B₂.

A Tabela A2.1 apresenta os resultados das simulações. A quarta coluna contém as probabilidades dos estados de falha da subestação, a quinta coluna contém os resultados das simulações de estabilidade transitória, classificado como 1 quando o sistema perde o sincronismo e como zero quando o sistema é estável. Quando o estado não necessita ser avaliado, como o Caso 15, por exemplo, também é classificado como Zero. A sexta coluna contém os montantes de cortes de cargas, em MW, obtidos com simulações estáticas.

Para ilustrar, no Caso 3, uma contingência simples, todos os terminais da subestação são perdidos, o sistema não perde o sincronismo e, no entanto, a avaliação estática indica um corte de carga de 103,43 MW no sistema elétrico. No Caso 7, uma contingência dupla, ocorre a perda de quatro terminais da subestação devido à saída da barra B1 e, no entanto, não há indicação de perda de sincronismo no sistema ou de cortes de cargas.

TABELA A2.1 – SE CANÁRIO 230 KV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	2,852038E-005	0	0
2	F	T ₂ -T ₃ -T ₅	2,197370E-005	0	0
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	5,328210E-006	0	103,43
4	F+Dp	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	7,862137E-008	0	0
5	F+Dp	T ₂ -T ₃ -T ₅	7,001571E-008	0	0
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	1,839242E-006	0	103,43
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇	8,234972E-007	0	0
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₅	3,416520E-007	0	29,29
9	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,963216E-008	0	0
10	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₆ -T ₇	4,434412E-007	0	30,75
11	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅	6,019605E-007	0	0
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	2,548122E-008	0	103,43
13	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆ -T ₇	4,434412E-007	0	30,75
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅ -T ₇	3,416520E-007	0	29,29
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇	1,038327E-006	0	103,43

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e

R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.2 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.1.

TABELA A2.2 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	10	9

A Tabela A2.3 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras.

TABELA A2.3 – INDICADORES PARA A SE CANÁRIO 230 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	7,87	$8,59 \times 10^{-2}$

A2.2. SE Tiziu 230 kV

A Figura A2.2 apresenta a configuração de barra em barra principal + barra de transferência utilizada no pátio de 230 kV (barra 150 do sistema teste) da subestação de Tiziu.

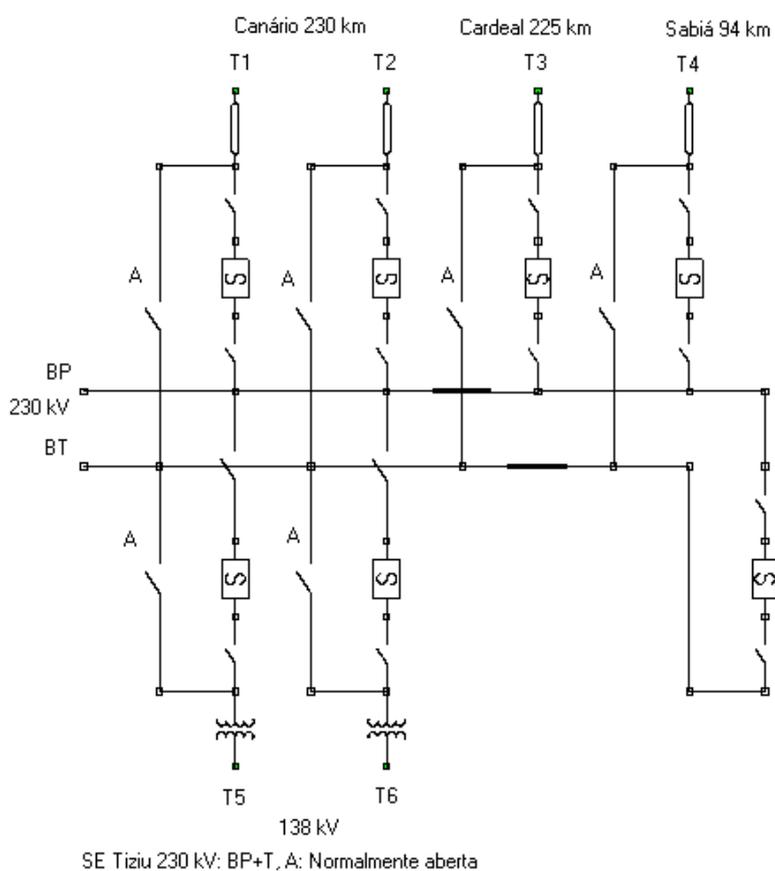


Figura A2.2 – SE Tiziu em barra principal + barra de transferência.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - todos os terminais conectados na principal (BP);
 - barra e disjuntor de transferência energizada.

A Tabela A2.4 apresenta os resultados das simulações. Devido ao fato da subestação operar com barra simples (somente a barra principal é de operação), os eventos de falhas (ou de manutenções programadas) que resultam em sua saída provocam a perda de todos os seus terminais.

TABELA A2.4 – SE TIZIU 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	4,874450E-005	0	109,89
2	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	6,761306E-008	0	109,89
3	MP	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	8,578002E-005	0	109,89
4	R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,221072E-004	0	109,89
5	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,497501E-006	0	109,89
6	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	6,324549E-006	0	109,89

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.5 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.4.

TABELA A2.5 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	2	1

A Tabela A2.6 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras, apontando um elevado valor de expectativa de energia não suprida, EENS.

TABELA A2.6 – INDICADORES PARA A SE TIZIU 230 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	255,60	2,33

A2.3. SE Pelicano 230 kV

A Figura A2.3 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, utilizada no pátio de 230 kV (barra 230 do sistema teste) da subestação de Pelicano.

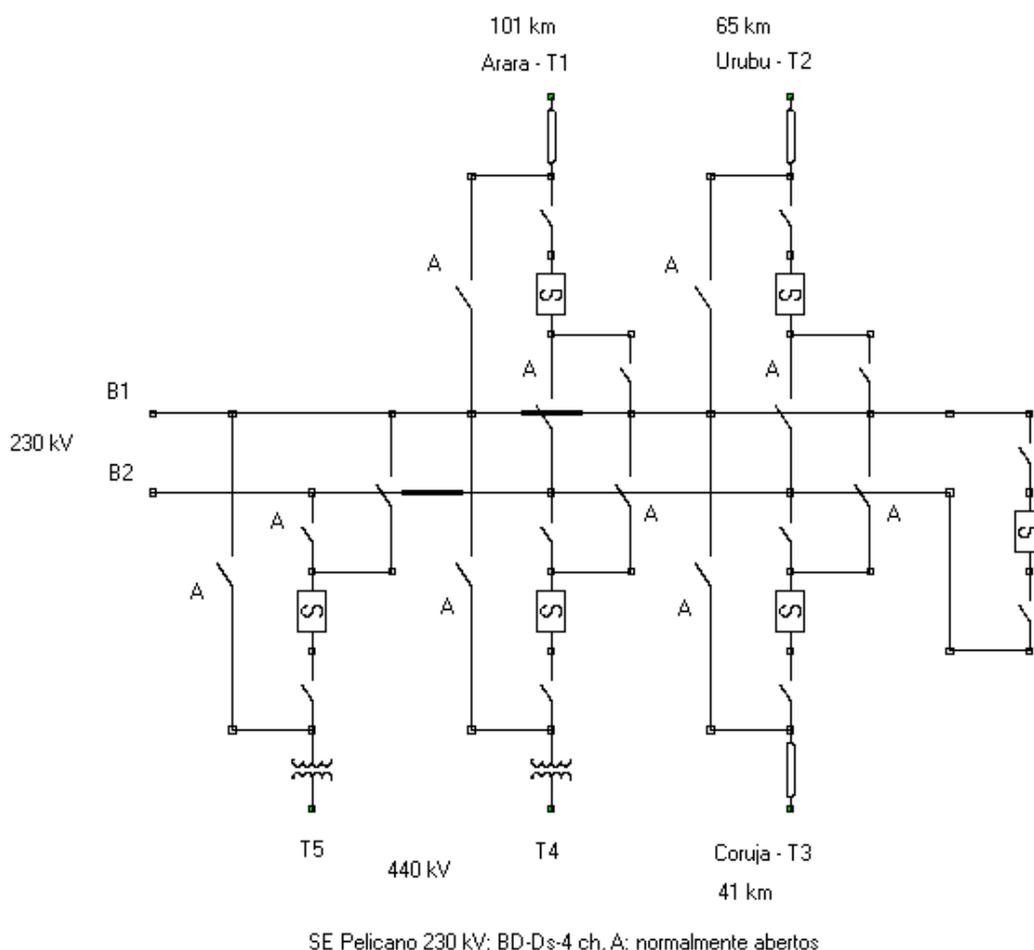


Figura A2.3 - SE Pelicano em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - terminais T1, T2 e T5 conectados na barra B1;
 - terminais T3, e T4 conectados na barra B2.

A Tabela A2.7 apresenta os resultados das simulações. Devido ao fato da subestação operar com duas barras, os eventos de falhas resultam na perda de todos os seus terminais ou de perdas parciais de terminais, dependendo do tipo de ocorrência. Em alguns estados, como por exemplo, o Caso 1 há risco para a segurança do sistema devido à perda de sincronismo ou de sua iminência.

TABELA A2.7 – SE PELICANO 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005	1	38,41
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008	1	38,41
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008	1	38,41
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006	0	82,00

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.8 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.7.

TABELA A2.8 - SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	5	3

A Tabela A2.9 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras, apontando um moderado valor de expectativa de energia não suprida, EENS. No entanto, o pátio oferece risco à segurança do sistema, com uma probabilidade de $3,04 \times 10^{-5}$.

TABELA A2.9 - INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42

A2.4. SE Arara 230 kV

A Figura A2.4 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, utilizada no pátio de 230 kV (barra 220 do sistema teste) da subestação de Arara.

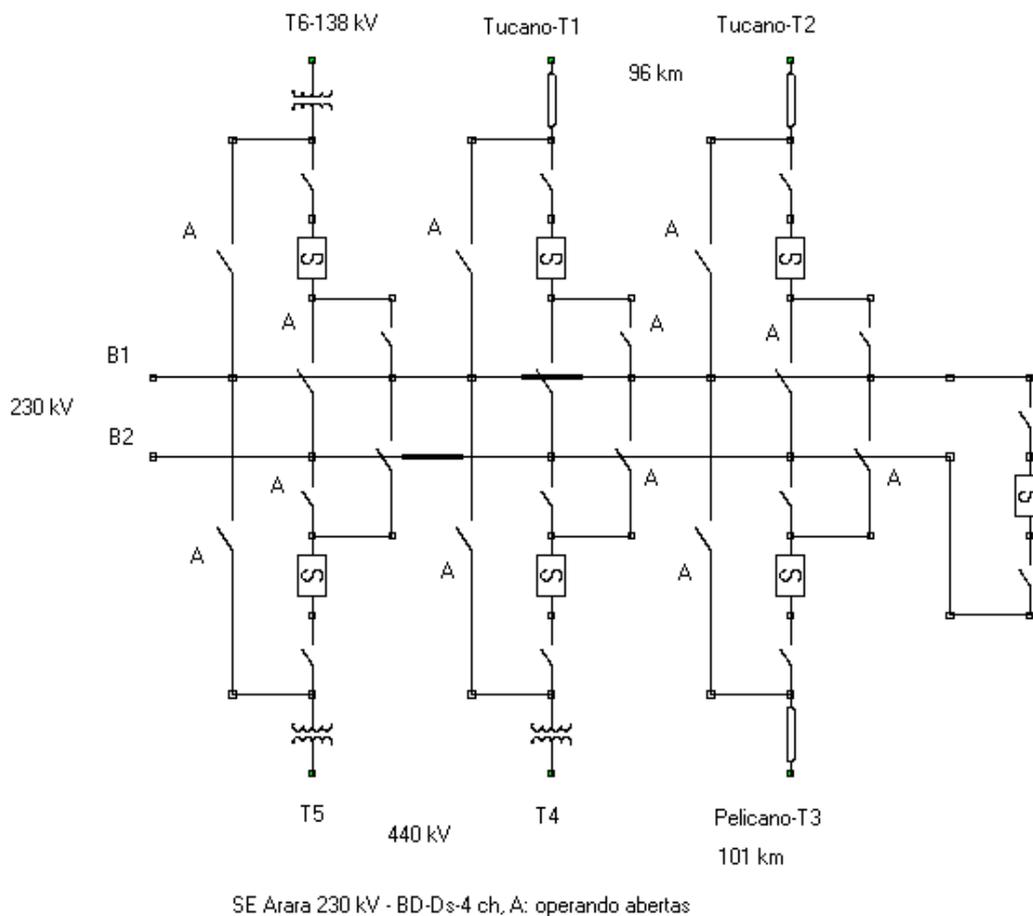


Figura A2.4 – SE Arara em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - terminais T2, T5 e T6 conectados na barra B1;
 - terminais T1, T3, e T4 conectados na barra B2.

A Tabela A2.10 apresenta os resultados das simulações. Devido ao fato da subestação operar com duas barras, os eventos de falhas resultam na perda de todos os seus terminais ou de perdas parciais de terminais, dependendo do tipo de ocorrência. Em alguns estados, como por exemplo, os Casos 3 e 6 há risco para a segurança do sistema devido à perda de sincronismo ou de sua iminência. Na maioria dos eventos há ocorrência de cortes de cargas.

TABELA A2.10 – SE ARARA 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₂ -T ₅ -T ₆	2,284515E-005	0	110
2	F	T ₁ -T ₃ -T ₄	2,284515E-005	0	0
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	5,539520E-006	1	213,49
4	F+Dp	T ₂ -T ₅ -T ₆	1,111389E-008	0	110
5	F+Dp	T ₁ -T ₃ -T ₄	1,790042E-008	0	0
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,343798E-006	1	213,49
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄	2,818645E-008	0	0
8	R/F+M/F	T ₂ -T ₅ -T ₆	2,961645E-008	0	110
9	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,060833E-008	1	110
10	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,060833E-008	1	103,54
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,060833E-008	0	110
12	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,973782E-006	0	213,49

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.11 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.10.

TABELA A2.11 - SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	8	6

A Tabela A2.12 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras, apontando risco à segurança do sistema.

TABELA A2.12 – INDICADORES PARA A SE ARARA 230 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
$7,91 \times 10^{-6}$	40,52	0,29

A2.5. SE Bicudo 440 kV

A Figura A2.5 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor e meio, utilizada no pátio de 440 kV (barra 180 do sistema teste) da subestação de Bicudo.

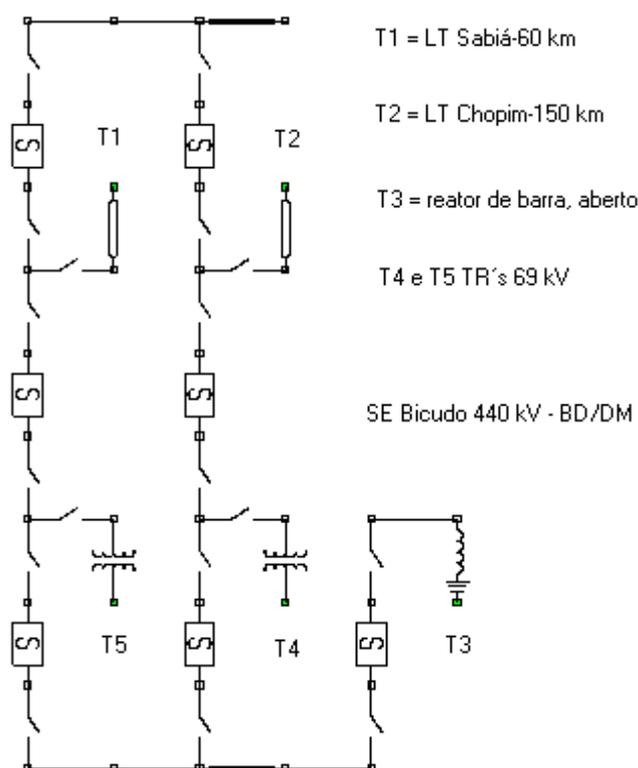


Figura A2.5 – SE Bicudo em barra dupla com disjuntor e meio.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - reator manobrável de barra (T3) fora de operação e equipamentos do bay desligados;
 - demais disjuntores operando fechados.

A Tabela A2.13 apresenta os resultados das simulações. Na maioria dos eventos há ocorrência de cortes de cargas, sem riscos para a segurança do sistema. A saída de dois terminais (Casos 1 a 4) ocorrem devido a eventos internos ao pátio de manobras. No caso 6 (contingência dupla) ocorre a perda de todos os terminais da subestação, enquanto no Caso 5 ocorre a separação dos circuitos, conectados dois a dois (T_1 ao T_5 e T_2 ao T_4).

TABELA A2.13 – SE BICUDO 440 KV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T_1-T_5	5,590121E-006	0	37,13
2	F	T_2-T_4	5,590121E-006	0	38,58
3	F+Dp	T_1-T_5	6,610889E-009	0	37,13
4	F+Dp	T_2-T_4	1,413478E-008	0	38,58
5	R/F+M/F	$(T_1-T_5)-(T_2-T_4)$	1,183781E-007	0	0
6	R/F+M/F	$T_1-T_2-T_4-T_5$	1,026005E-007	0	130,00
7	R/R+M/R	$(T_1-T_5)-(T_2-T_4)$	2,391878E-004	0	0
8	R/R+M/R	$(T_1-T_2)-(T_4-T_5)$	5,878472E-005	0	130,00

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.14 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.13.

TABELA A2.14 - SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	6	4

A Tabela A2.15 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Não há risco à segurança do sistema, somente moderada expectativa de energia não suprida, EENS.

TABELA A2-15 – INDICADORES PARA A SE BICUDO 440 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	70,78	0,61

A2.6. SE Cardeal 230 kV

A Figura A2.6 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, utilizada no pátio de 230 kV (barra 120 do sistema teste) da subestação de Cardeal.

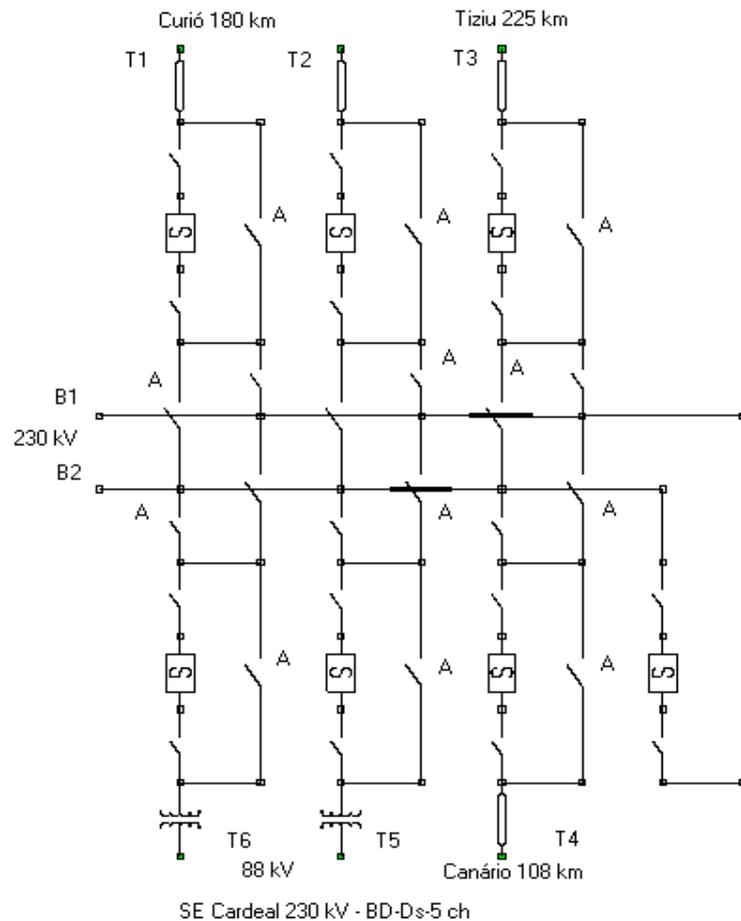


Figura A2.6 – SE Cardeal em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - terminais T1, T3 e T6 conectados na barra B1.
 - terminais T2, T4, e T5 conectados na barra B2.

A Tabela A2.16 apresenta os resultados das simulações. Em todos os eventos há ocorrências de cortes de cargas, porém sem riscos para a segurança do sistema.

TABELA A2.16 – SE CARDEAL 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₃ -T ₆	2,661218E-005	0	32,58
2	F	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,661218E-005	0	32,80
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	5,532589E-006	0	120,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₃ -T ₆	3,508761E-008	0	32,58
5	F+Dp	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,540722E-008	0	32,80
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,708341E-006	0	120,00
7	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₆	5,492414E-008	0	32,58
9	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₅	1,915210E-008	0	120,00
10	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅	4,305673E-008	0	32,80
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₆	1,915210E-008	0	32,68
13	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,184908E-008	0	33,33
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	2,371648E-008	0	33,33
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,607130E-006	0	120,00

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.17 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.16.

TABELA A2.17 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	11	9

A Tabela A2.18 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Não há risco à segurança do sistema, nem elevada expectativa de energia não suprida, EENS.

TABELA A2.18 – INDICADORES PARA A SE CARDEAL 230 KV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	25,70	0,55

A2.7. SE/UHE Tucano 230 kV

A Figura A2.7 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves utilizada no pátio de 230 kV (barra 200 do sistema teste) da subestação elevadora/manobra da UHE Tucano.

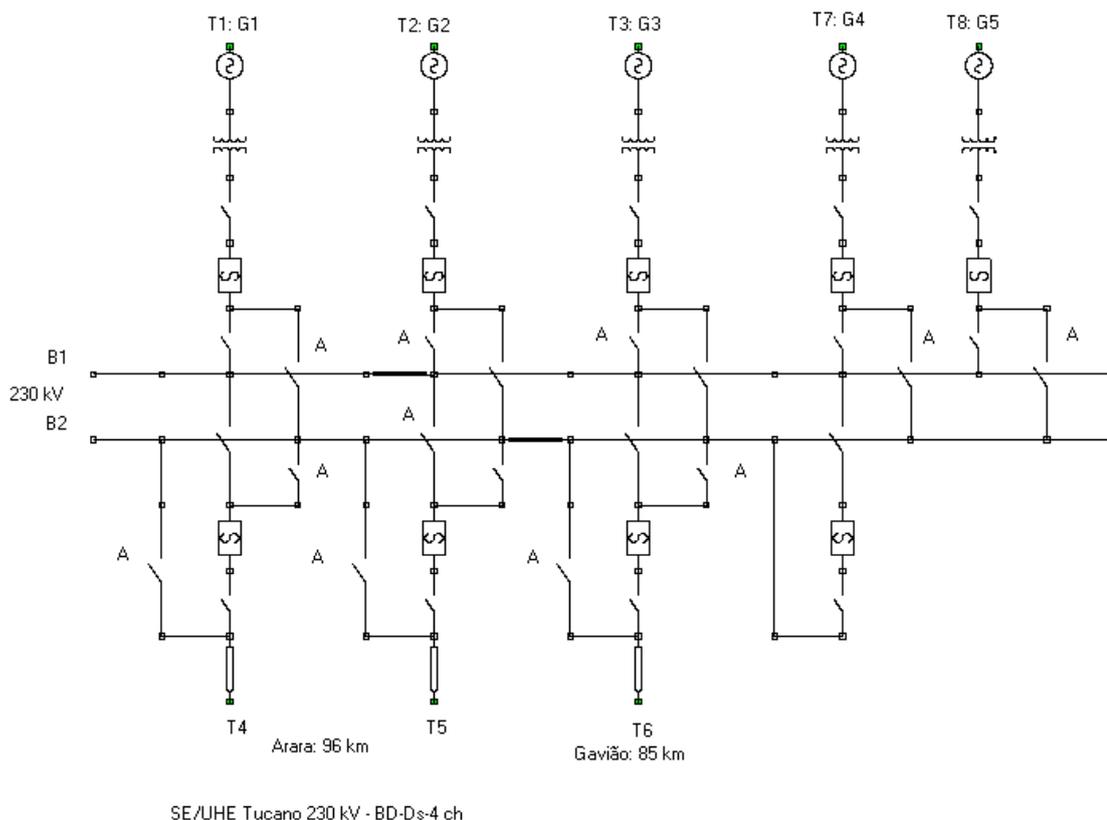


Figura A2.7 – SE/UHE Tucano em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves.

Considerando a disponibilidade de geradores, o despacho definido e o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- usina referência do sistema, todas as máquinas em operação;
 - Obs: para a simulação de falhas nesta subestação, a referência do sistema passou a ser a UHE Gavião, mantendo-se os mesmos fluxos de potência.
- modo de operação normal:
 - terminais T1, T4, T6, T7 e T8 conectados na barra B1;
 - terminais T2, T3 e T5 conectados na barra B2.

A Tabela A2.19 apresenta os resultados das simulações. Em quase todos os eventos há ocorrências de cortes de cargas e em alguns há riscos para a segurança do sistema.

TABELA A2.19 – SE/UHE TUCANO 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇ -T ₈	3,454788E-005	0	78,92
2	F	T ₂ -T ₃ -T ₅	2,164838E-005	0	0
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇ -T ₈	5,249325E-006	1	217,34
4	F+Dp	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇ -T ₈	9,059430E-008	0	78,92
5	F+Dp	T ₂ -T ₃ -T ₅	5,845981E-008	0	0
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇ -T ₈	2,094101E-006	1	217,34
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₆ -T ₇ -T ₈	1,487221E-006	0	78,92
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₅	3,365999E-007	0	57,16
9	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₆ -T ₇ -T ₈	5,371679E-007	1	147,11
10	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅	5,820024E-007	0	0
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇ -T ₈	1,322191E-008	1	217,34
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆ -T ₇ -T ₈	5,371679E-007	1	147,11
13	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅ -T ₇	3,365999E-007	0	57,16
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₅ -T ₈	3,365999E-007	0	57,16
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆ -T ₇ -T ₈	1,037559E-006	0	217,34

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.20 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas descritos na Tabela A2.19.

TABELA A2.20 - SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	11	9

A Tabela A2.21 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Há risco à segurança do sistema, porém somente moderada expectativa de energia não suprida, EENS.

TABELA A2.21 – INDICADORES PARA A SE/UHE TUCANO 230 KV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
$8,43 \times 10^{-6}$	42,85	0,41

A2.8. SE/UTE Sabiá 230 kV

A Figura A2.8 apresenta a configuração de barra em anel múltiplo utilizada no pátio de 230 kV (barra 110 do sistema teste) da subestação elevadora/manobra da UTE Sabiá.

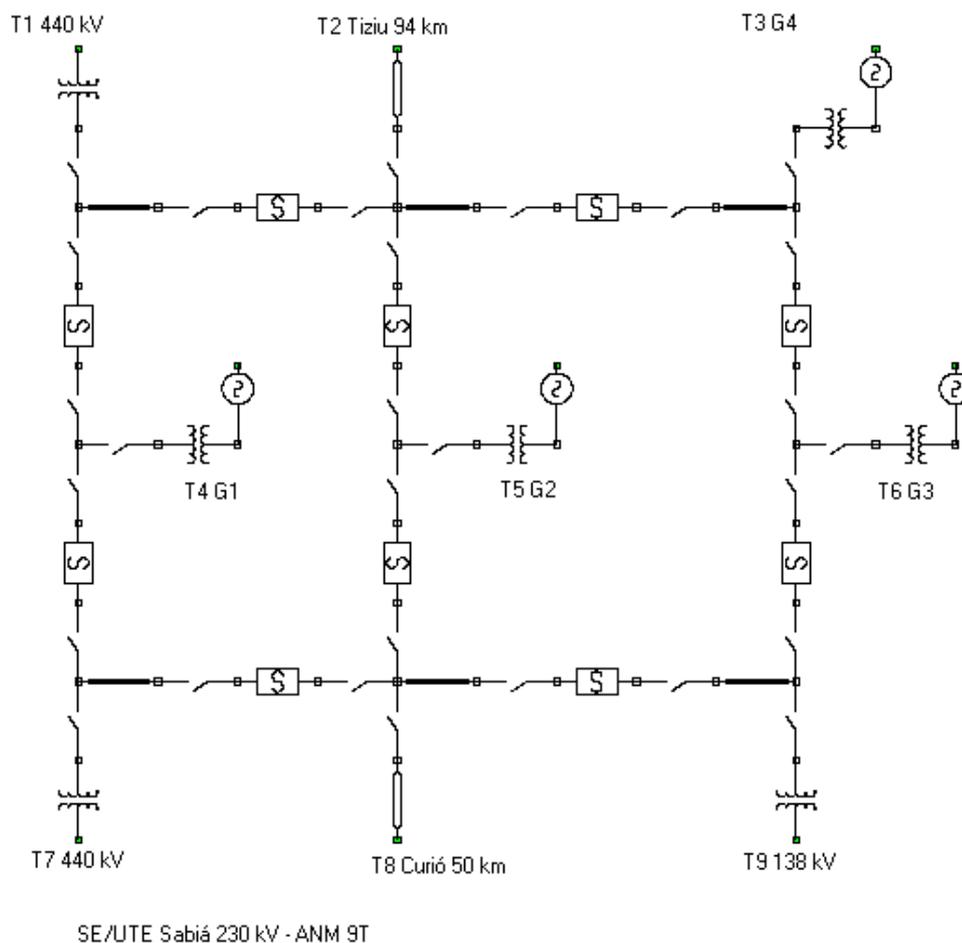


Figura A2.8 – SE/UTE Sabiá em configuração de anel múltiplo.

Considerando a disponibilidade de geradores, o despacho definido e o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- gerador G₄ (terminal T₃) fora de operação;
- modo de operação normal:
 - todos os disjuntores operando fechados.

A Tabela A2.22 apresenta os resultados das simulações para falhas simples e falhas com ocorrência de disjuntor preso. Em nenhum evento há risco para a segurança do sistema ou cortes de cargas. Os terminais desligados são devidos a eventos internos à subestação.

TABELA A2.22 – SE/UTE SABIÁ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(FALHAS SIMPLES E FALHAS COM DISJUNTOR COM POLO PRESO)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₄ -T ₇	5,276212E-006	0	0
2	F	T ₁ -T ₄	5,276212E-006	0	0
3	F	T ₁ -T ₂	5,276212E-006	0	0
4	F	T ₇ -T ₈	5,276212E-006	0	0
5	F	T ₅ -T ₈	5,276212E-006	0	0
6	F	T ₂ -T ₅	5,276212E-006	0	0
7	F	T ₈ -T ₉	5,276212E-006	0	0
8	F	T ₆ -T ₉	5,276212E-006	0	0
9	F+Dp	T ₄ -T ₇	2,710228E-008	0	0
10	F+Dp	T ₁ -T ₄	2,710228E-008	0	0
11	F+Dp	T ₁ -T ₂	8,922409E-009	0	0
12	F+Dp	T ₇ -T ₈	5,450616E-009	0	0
13	F+Dp	T ₅ -T ₈	2,954210E-008	0	0
14	F+Dp	T ₂ -T ₅	3,301390E-008	0	0
15	F+Dp	T ₈ -T ₉	5,450616E-009	0	0
16	F+Dp	T ₆ -T ₉	2,710228E-008	0	0

† sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.23 apresenta os resultados das simulações para contingências duplas quando a segunda falha é ativa. Em nenhum evento há risco para a segurança do sistema ou cortes de cargas, mesmo quando as falhas provocam separação de circuitos no sistema. Por exemplo, no Caso 34, os terminais T₁, T₄ e T₇ estão conectados entre si, porém separados da subestação, enquanto os terminais T₅ e T₈ foram desligados (postos fora de operação) da subestação.

TABELA A2.23 – SE/UTE SABIÁ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(1º EVENTO É REPARO OU MANUTENÇÃO PROGRAMADA E O 2º EVENTO É FALHA ATIVA)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
17	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₇	9,137111E-008	0	0
19	R/F+M/F	T ₅ -T ₇ -T ₈	1,278703E-007	0	0
20	R/F+M/F	T ₇ -T ₈ -T ₉	8,933671E-008	0	0
21	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)-T ₂	1,982395E-007	0	0
22	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄	9,606860E-008	0	0
23	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)-T ₂ -T ₅	4,153685E-008	0	0
24	R/F+M/F	T ₄ -T ₇ -T ₈	9,509747E-008	0	0
25	R/F+M/F	T ₄ -T ₆ -T ₉	4,166513E-008	0	0
26	R/F+M/F	(T ₄ -T ₇)-T ₈	1,082896E-007	0	0
27	R/F+M/F	(T ₄ -T ₇)-T ₅ -T ₈	4,153685E-008	0	0
28	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,278703E-007	0	0
29	R/F+M/F	(T ₄ -T ₇)-T ₈ -T ₉	4,153685E-008	0	0
30	R/F+M/F	T ₄ -T ₅ -T ₈	4,139904E-008	0	0
31	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅	4,139904E-008	0	0
32	R/F+M/F	T ₄ -T ₈ -T ₉	4,139904E-008	0	0
33	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄ -T ₇)-T ₈	1,082896E-007	0	0
34	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄ -T ₇)-T ₅ -T ₈	4,153685E-008	0	0
35	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄ -T ₇)-T ₈ -T ₉	4,153685E-008	0	0
36	R/F+M/F	T ₆ -T ₈ -T ₉	1,382169E-007	0	0
37	R/F+M/F	T ₄ -T ₅ -T ₇	4,166513E-008	0	0
38	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₅	4,166513E-008	0	0
39	R/F+M/F	T ₅ -T ₈ -T ₉	1,278703E-007	0	0
40	R/F+M/F	T ₅ -T ₆ -T ₉	4,166513E-008	0	0
41	R/F+M/F	(T ₆ -T ₉)	2,189540E-008	0	0
42	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₆	8,320198E-008	0	0
43	R/F+M/F	T ₂ -T ₅ -T ₆	8,320198E-008	0	0
44	R/F+M/F	T ₄ -T ₆ -T ₇	4,166513E-008	0	0
45	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₆	4,166513E-008	0	0
46	R/F+M/F	T ₆ -T ₇ -T ₈	4,139904E-008	0	0
47	R/F+M/F	T ₅ -T ₆ -T ₈	4,139904E-008	0	0

† sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção

programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.24 apresenta os resultados das simulações para contingências duplas quando a segunda falha é também passiva. Em nenhum evento há cortes de cargas, mesmo quando as falhas provocam separação de circuitos no sistema.

TABELA A2.24 – SE/UTE SABIÁ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(1º EVENTO É REPARO OU MANUTENÇÃO PROGRAMADA E O 2º EVENTO É REPARO)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
48	R/R+M/R	T ₁ -T ₄ -T ₇	1,158749E-008	0	0
49	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄)-T ₂	1,132183E-006	0	0
50	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄)	5,548371E-005	0	0
51	R/R+M/R	(T ₄ -T ₇)-T ₈	1,190112E-006	0	0
52	R/R+M/R	(T ₄ -T ₇)	5,548371E-005	0	0
53	R/R+M/R	(T ₆ -T ₉)-T ₂ -T ₅ -T ₈	1,743055E-008	0	0
54	R/R+M/R	T ₂ -T ₆ -T ₉	1,378393E-008	0	0
55	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄ -T ₇)-T ₈	1,190112E-006	0	0
56	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄ -T ₇)	5,548371E-005	0	0
57	R/R+M/R	(T ₆ -T ₉)	1,118625E-004	0	0

† sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.25 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas analisados.

TABELA A2.25- SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	47	40

A Tabela A2.26 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Não há risco à segurança do sistema, nem expectativa de energia não suprida.

TABELA A2.26 – INDICADORES PARA A SE/UTE SABIÁ 230 KV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	0	0

A2.9. SE Curió 230 kV

A Figura A2.9 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor e meio modificado, com dois transformadores conectados diretamente às barras da subestação, utilizada no pátio de 230 kV (barra 130 do sistema teste) da subestação Curió.

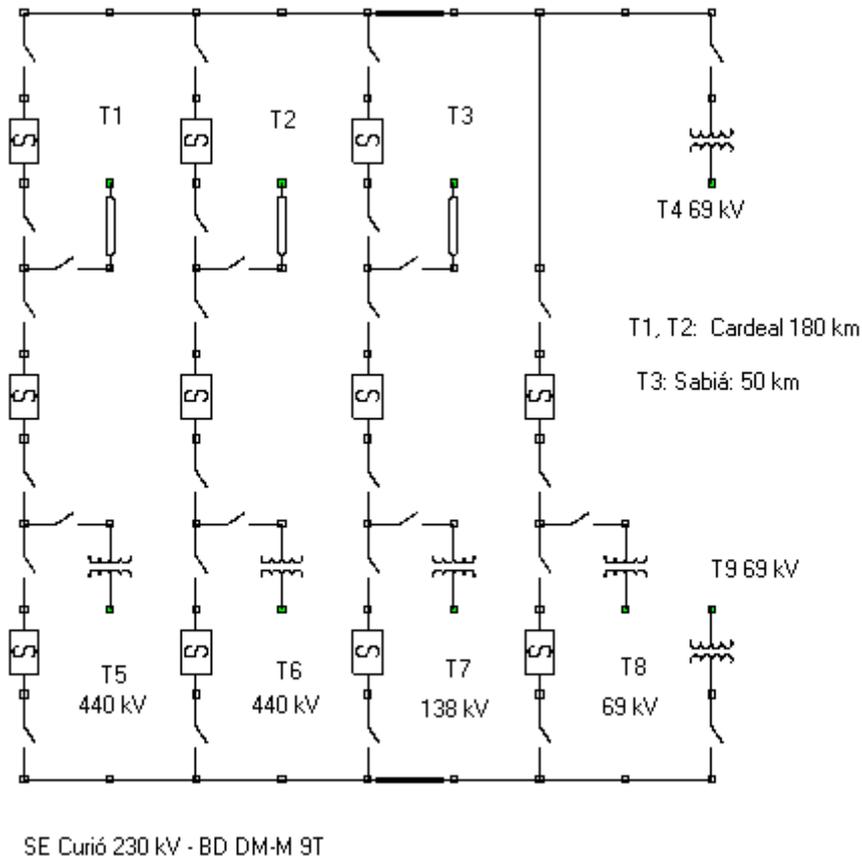


Figura A2.9 – SE Curió em barra dupla com disjuntor e meio modificado.

Considerando o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- modo de operação normal:
 - todos os disjuntores operando fechados.

A Tabela A2.27 apresenta os resultados das simulações para falhas simples e falhas com ocorrência de disjuntor preso. Em nenhum evento há risco para a segurança do sistema, porém com ocorrências de cortes de cargas com montantes variados, dependendo do tipo de evento. Os terminais desligados são devidos a eventos internos à subestação.

TABELA A2.27 – SE CURIÓ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(FALHAS SIMPLES E FALHAS COM DISJUNTOR COM POLO PRESO)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₄	5,348173E-006	0	6,06
2	F	T ₁ -T ₅	5,348173E-006	0	0
3	F	T ₅ -T ₉	5,348173E-006	0	6,75
4	F	T ₂ -T ₄	5,348173E-006	0	6,08
5	F	T ₂ -T ₆	5,348173E-006	0	0
6	F	T ₆ -T ₉	5,348173E-006	0	6,75
7	F	T ₃ -T ₄	5,348173E-006	0	5,87
8	F	T ₃ -T ₇	5,348173E-006	0	110,00
9	F	T ₇ -T ₉	5,348173E-006	0	116,83
10	F	T ₈ -T ₉	5,348173E-006	0	37,62
11	F	T ₈ -T ₄	5,348173E-006	0	37,62
12	F+Dp	T ₁ -T ₄	1,592243E-008	0	6,06
13	F+Dp	T ₁ -T ₅	1,592243E-008	0	0
14	F+Dp	T ₅ -T ₉	3,051855E-009	0	6,75
15	F+Dp	T ₂ -T ₄	1,592243E-008	0	6,08
16	F+Dp	T ₂ -T ₆	1,592243E-008	0	0
17	F+Dp	T ₆ -T ₉	3,051855E-009	0	6,75
18	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,524956E-009	0	5,87
19	F+Dp	T ₃ -T ₇	5,524956E-009	0	110,00
20	F+Dp	T ₇ -T ₉	3,051855E-009	0	116,83
21	F+Dp	T ₈ -T ₉	3,051855E-009	0	37,62
22	F+Dp	T ₈ -T ₄	3,051855E-009	0	37,62

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.28 apresenta os resultados das simulações para contingências duplas quando a segunda falha é ativa. Em nenhum evento há risco para a segurança do sistema, porém ocorrências de cortes de cargas com montantes variados, dependendo do tipo de evento. Eventos envolvendo a separação de circuitos da subestação, como o Caso 28, não são severos para o sistema. Nesta situação, os terminais T_1 e T_5 estão conectados entre si, porém separados da subestação, enquanto os terminais T_6 e T_9 foram desligados (postos fora de operação) da subestação.

TABELA A2.28 – SE CURIÓ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(1º EVENTO É REPARO OU MANUTENÇÃO PROGRAMADA E O 2º EVENTO É FALHA ATIVA)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
23	R/F+M/F	T_1 - T_4 - T_5	4,896258E-008	0	6,19
24	R/F+M/F	T_2 - T_6 - T_4	4,896258E-008	0	6,19
25	R/F+M/F	T_3 - T_7 - T_4	4,381726E-008	0	115,48
26	R/F+M/F	T_1 - T_5 - T_9	5,502994E-008	0	6,19
27	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_9	8,077972E-008	0	6,78
28	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_6 - T_9	4,210337E-008	0	7,46
29	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_7 - T_9	4,210337E-008	0	117
30	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_8 - T_9	4,210337E-008	0	37,72
31	R/F+M/F	T_1 - T_2 - T_4	9,208611E-008	0	6,05
32	R/F+M/F	T_1 - T_3 - T_4	8,943558E-008	0	5,97
33	R/F+M/F	T_1 - T_8 - T_4	9,081025E-008	0	37,62
34	R/F+M/F	T_5 - T_6 - T_9	8,953438E-008	0	7,45
35	R/F+M/F	T_5 - T_7 - T_9	8,953438E-008	0	116,87
36	R/F+M/F	T_5 - T_8 - T_9	8,953438E-008	0	37,71
37	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_4	8,077972E-008	0	6,78
38	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_3 - T_4	4,210337E-008	0	6,22
39	R/F+M/F	(T_1 - T_5)- T_8 - T_4	4,210337E-008	0	37,62
40	R/F+M/F	T_2 - T_6 - T_9	5,502994E-008	0	6,19
41	R/F+M/F	T_3 - T_7 - T_9	4,850861E-008	0	115,48
42	R/F+M/F	(T_2 - T_6)- T_9	8,077972E-008	0	6,78
43	R/F+M/F	(T_2 - T_6)- T_7 - T_9	4,210337E-008	0	117
44	R/F+M/F	(T_2 - T_6)- T_8 - T_9	4,210337E-008	0	37,72
45	R/F+M/F	T_2 - T_3 - T_4	8,943558E-008	0	5,97
46	R/F+M/F	T_2 - T_8 - T_4	9,081025E-008	0	37,62

CONTINUAÇÃO DA TABELA A2.28

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
47	R/F+M/F	T ₆ -T ₇ -T ₉	8,953438E-008	0	116,87
48	R/F+M/F	T ₆ -T ₈ -T ₉	8,953438E-008	0	37,71
49	R/F+M/F	(T ₂ -T ₆)-T ₄	8,077972E-008	0	6,78
50	R/F+M/F	(T ₂ -T ₆)-T ₃ -T ₄	4,210337E-008	0	6,22
51	R/F+M/F	(T ₂ -T ₆)-T ₈ -T ₄	4,210337E-008	0	37,62
52	R/F+M/F	(T ₃ -T ₇)-T ₉	8,077972E-008	0	5,21
53	R/F+M/F	(T ₃ -T ₇)-T ₈ -T ₉	4,210337E-008	0	37,17
54	R/F+M/F	T ₃ -T ₈ -T ₄	8,815972E-008	0	37,53
55	R/F+M/F	T ₇ -T ₈ -T ₉	8,953438E-008	0	147
56	R/F+M/F	(T ₃ -T ₇)-T ₄	8,077972E-008	0	5,21
57	R/F+M/F	(T ₃ -T ₇)-T ₈ -T ₄	4,210337E-008	0	37,17

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.29 apresenta os resultados das simulações para contingências duplas quando a segunda falha é também passiva. Mesmo evento severo, como o Caso 59, em que ocorre a perda de três terminais (T₄, T₈ e T₉) e a separação de circuitos dois a dois da subestação não coloca provoca corte de carga elevado.

TABELA A2.29 – SE CURIÓ 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(1º EVENTO É REPARO OU MANUTENÇÃO PROGRAMADA E O 2º EVENTO É REPARO)

Cas o	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
58	R/R+M/R	(T ₁ -T ₅)-T ₄	1,326505E-006	0	6,78
59	R/R+M/R	(T ₁ -T ₅)-(T ₂ -T ₆)-(T ₃ -T ₇)-T ₄ -T ₈ -T ₉	2,441628E-008	0	70
60	R/R+M/R	(T ₂ -T ₆)-T ₄	1,326505E-006	0	6,78
61	R/R+M/R	(T ₃ -T ₇)-T ₄	1,326505E-006	0	5,21
62	R/R+M/R	(T ₁ -T ₅)	5,624044E-005	0	0
63	R/R+M/R	(T ₁ -T ₅)-T ₉	1,326505E-006	0	6,78
64	R/R+M/R	(T ₂ -T ₆)-T ₉	1,326505E-006	0	6,78
65	R/R+M/R	(T ₃ -T ₇)-T ₉	1,326505E-006	0	5,21
66	R/R+M/R	(T ₂ -T ₆)	5,624044E-005	0	0
67	R/R+M/R	(T ₃ -T ₇)	5,624044E-005	0	0

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.30 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas analisados.

TABELA A2.30 - SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	57	47

A Tabela A2.31 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Não há risco à segurança do sistema, somente baixa expectativa de energia não suprida.

TABELA A2.31 – INDICADORES PARA A SE CURIÓ 230 kV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	16,87	0,51

A2.10. SE/UHE Gavião 230 kV

A Figura A2.10 apresenta a configuração de barra em barra dupla com disjuntor, utilizada no pátio de 230 kV da subestação elevadora/manobras (barra 210 do sistema teste) de Gavião.

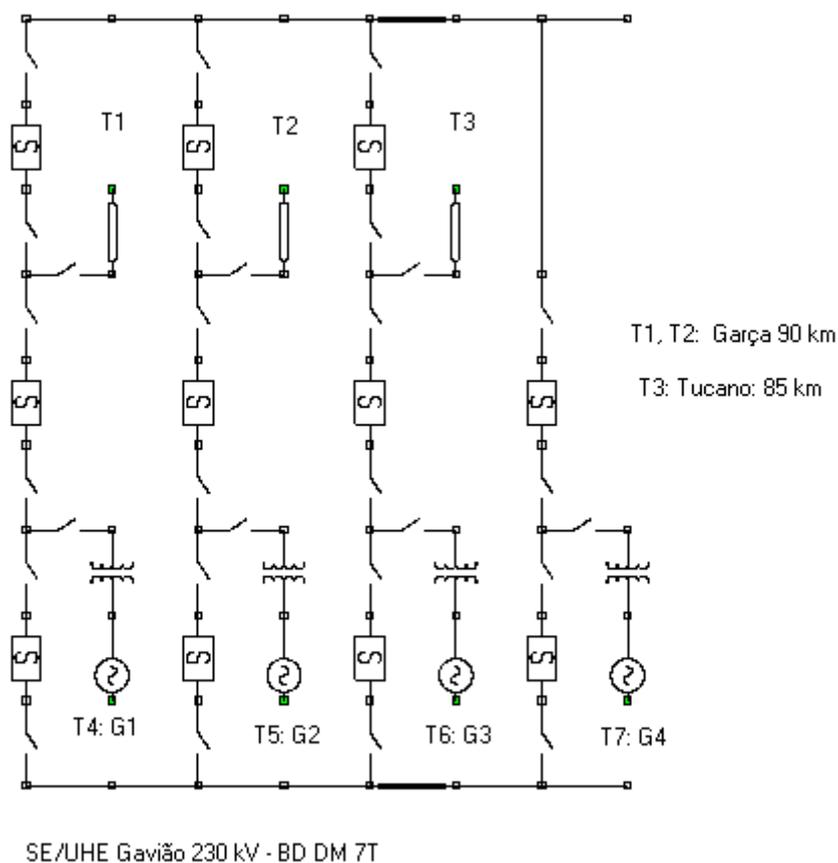


Figura A2.10 – SE/UHE Gavião em barra dupla com disjuntor e meio.

Considerando a disponibilidade de geradores, o despacho definido e o tipo de configuração do pátio de manobras, as condições de operação definidas são:

- gerador G_4 (terminal T_7) fora de operação e equipamentos do bay desligados.
- modo de operação normal:
 - demais disjuntores operando fechados.

A Tabela A2.32 apresenta os resultados das simulações realizadas. Em nenhum evento há risco para a segurança do sistema. Há cortes de cargas em eventos com baixas probabilidades de ocorrências. Um evento crítico, como o Caso 25, onde ocorre a separação de circuitos da subestação, dois a dois, não tem implicações no sistema. Na subestação não há restrições no sistema de proteção para impedir esta configuração, a não ser sobrecargas nos circuitos.

TABELA A2.32 – SE / UHE GAVIÃO 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₄	5,327453E-006	0	0
2	F	T ₂ -T ₅	5,327453E-006	0	0
3	F	T ₃ -T ₆	5,327453E-006	0	0
4	F+Dp	T ₁ -T ₄	3,301584E-008	0	0
5	F+Dp	T ₂ -T ₅	3,301584E-008	0	0
6	F+Dp	T ₃ -T ₆	3,261748E-008	0	0
7	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)	7,510094E-008	0	0
8	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)-T ₅	4,193949E-008	0	0
9	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)-T ₆	4,193949E-008	0	0
10	R/F+M/F	(T ₁ -T ₄)-T ₃	4,193949E-008	0	0
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₅	4,233768E-008	0	51,57
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₄ -T ₆	4,233768E-008	0	51,57
13	R/F+M/F	T ₂ -T ₅ -T ₄	4,233768E-008	0	51,57
14	R/F+M/F	T ₃ -T ₄ -T ₆	4,233768E-008	0	55,85
15	R/F+M/F	(T ₂ -T ₅)-T ₄	4,193949E-008	0	0
16	R/F+M/F	(T ₂ -T ₅)	7,510094E-008	0	0
17	R/F+M/F	(T ₂ -T ₅)-T ₆	4,193949E-008	0	0
18	R/F+M/F	T ₂ -T ₅ -T ₆	4,233768E-008	0	51,57
19	R/F+M/F	T ₃ -T ₆ -T ₅	4,233768E-008	0	55,85
20	R/F+M/F	(T ₂ -T ₅)-T ₃	4,193949E-008	0	0
21	R/F+M/F	(T ₃ -T ₆)-T ₄	4,193949E-008	0	0
22	R/F+M/F	(T ₃ -T ₆)	7,510094E-008	0	0
23	R/F+M/F	(T ₃ -T ₆)-T ₅	4,193949E-008	0	0
24	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄)	5,818545E-005	0	0
25	R/R+M/R	(T ₁ -T ₄)-(T ₂ -T ₅)-(T ₃ -T ₆)	1,392834E-008	0	0
26	R/R+M/R	(T ₂ -T ₅)	5,818545E-005	0	0
27	R/R+M/R	(T ₃ -T ₆)	5,818545E-005	0	0

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A2.33 apresenta o número máximo de simulações necessárias para cobrir os estados de falhas analisados.

TABELA A2.33 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
	22	17

A Tabela A2.34 apresenta os indicadores de confiabilidade do pátio de manobras. Não há risco à segurança do sistema. O valor de expectativa de energia não suprida é desprezível.

TABELA A2.34 – INDICADORES PARA A SE /UHE GAVIÃO 230 KV

LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
0	$1,18 \times 10^{-1}$	$2,23 \times 10^{-3}$

A Tabela A2.35 apresenta um resumo dos indicadores de confiabilidade dos pátios de subestação do sistema teste *Brazilian Birds*. Com ele é possível realizar um ranking de desempenho com o objetivo de otimizar investimentos.

TABELA A2.35 – INDICADORES DE CONFIABILIDADE PARA OS PÁTIOS ANALISADOS

Barra Sistema	Subestação	Configuração	Indicadores		
			LOSP	EENS	LOLE
100	Canário	Barra dupla com disj. simples a 3 e 4 chaves	0	7,87	$8,59 \times 10^{-2}$
110	Sabiá	Anel Múltiplo	0	0	0
120	Cardeal	Barra dupla com disj. simples a 5 chaves	0	25,70	0,55
130	Curió	Barra dupla com disj. e meio modificado	0	16,87	0,51
150	Tiziu	Barra Principal+Transferência	0	255,60	2,33
180	Bicudo	Barra dupla com disjuntor e meio	0	70,78	0,61
200	Tucano	Barra dupla com disj. simples a 3 e 4 chaves	$8,43 \times 10^{-6}$	42,85	0,41
210	Gavião	Barra dupla com disjuntor e meio	0	$1,18 \times 10^{-1}$	$2,23 \times 10^{-3}$
220	Arara	Barra dupla com disj. simples a 4 chaves	$7,91 \times 10^{-6}$	40,52	0,29
230	Pelicano	Barra dupla com disj. simples a 4 chaves	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42

A Tabela A2.36 apresenta os valores do reator equivalente de curto para as dez barras de subestação analisada. Os valores foram obtidos com a utilização do programa ANAFAS, e são utilizados para simular a estabilidade transitória do sistema elétrico com a ocorrência de curtos-circuitos monofásicos com a utilização do programa ANATEM.

A simulação se dá com a inserção do reator shunt na barra que representa a ocorrência do curto-circuito, e no tempo de atuação da proteção é inserido um capacitor shunt de mesmo valor, no mesmo local, que representa a remoção do curto-circuito.

Os valores se referem ao caso base com o despacho da usinas definidos no Apêndice 1.

TABELA A2.36 – REATOR EQUIVALENTE DE CURTO PARA O CASO BASE

Barra	Subestação	Reator Equivalente B (MVar)
230	Pelicano 230	-827
220	Arara 230	-1127
210	Gavião 230	-1640
200	Tucano 230	-1775
180	Bicudo 440	-941
150	Tiziu 230	-900
130	Curió 230	-1090
120	Cardeal 230	-792
110	Sabiá 230	-1439
100	Canário 230	-1191

A.3. EVENTOS INTERNOS E EXTERNOS

No Capítulo 3, na Seção 3.2, foi discutida a necessidade de se reduzir o número de estados em contingências duplas, com base em um critério. As contingências foram divididas em eventos internos e eventos externos. Por exemplo, na Figura A3.1 no pátio da SE Pelicano, a barra B1 em manutenção programada e a barra B2 em reparo é um evento interno que provoca a perda de todos os terminais da subestação. A linha Pelicano-Arara em reparo e a linha Pelicano-Urubu também em reparo é um evento externo que desconecta dois terminais (T₁ e T₂) da subestação. Este apêndice compara e comenta dois resultados: quando considera somente os eventos internos e quando considera os eventos internos e externos (no entorno da subestação).

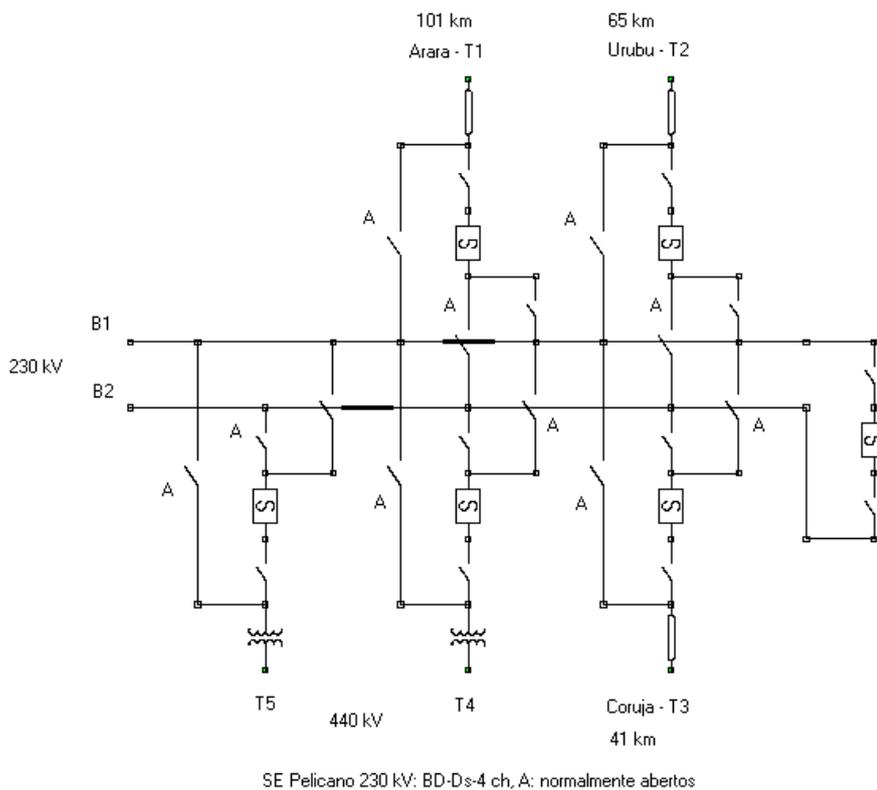


Figura A3.1 – SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

A Tabela A3.1 apresenta os resultados das simulações quando se consideram ambos os eventos (internos e externos) em contingências duplas. Como realizado no Apêndice 1, as probabilidades menores do que $1,0 \times 10^{-8}$ foram também aqui desconsideradas.

TABELA A3.1 – SE PELICANO 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(ANÁLISE DE EVENTOS INTERNOS E EXTERNOS)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
Eventos Internos					
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005	1	38,41
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008	1	38,41
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008	1	38,41
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006	0	82,00
Eventos Externos					
9	R/F+M/F	T ₁ -T ₂	1,011892E-08	1	38,62
10	R/F+M/F	T ₁ -T ₄	1,053344E-08	0	0
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₅	1,053344E-08	0	0
12	R/F+M/F	T ₃ -T ₄	1,481755E-08	0	82,00
13	R/R+M/R	T ₁ -T ₂	4,795477E-07	0	38,62
14	R/R+M/R	T ₁ -T ₄	4,362732E-07	0	0
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₅	5,589444E-07	0	0
16	R/R+M/R	T ₁ -T ₃	3,205276E-07	0	82,00
17	R/R+M/R	T ₂ -T ₄	3,735960E-07	0	0
18	R/R+M/R	T ₂ -T ₅	4,962672E-07	0	0
19	R/R+M/R	T ₂ -T ₃	2,957931E-07	0	82,00
20	R/R+M/R	T ₄ -T ₅	5,558806E-07	0	0
21	R/R+M/R	T ₃ -T ₄	3,318113E-07	0	82,00
22	R/R+M/R	T ₃ -T ₅	3,318113E-07	0	82,00

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

Pode-se observar na Tabela A3.1 que o número de estados a serem analisados, quando se incluem os eventos externos, salta de oito para vinte e dois, exigindo maior número de simulações. A Tabela A3.2 apresenta o número de simulações necessárias nas duas situações.

TABELA A3.2 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
Eventos Internos	5	3
Eventos Internos e Externos	8	12

A Tabela A3.3 mostra os resultados para as duas situações. Os valores obtidos são próximos, pois embora o número de simulações seja maior, as probabilidades de ocorrências dos eventos externos são menores do que os eventos internos, principalmente dos eventos em contingências simples (Casos 1, 2 e 3) da Tabela A3.1.

TABELA A3.3 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

Eventos	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Internos	$3,040 \times 10^{-5}$	25,79	0,42
Internos e Externos	$3,041 \times 10^{-5}$	26,88	0,44

Os valores encontrados foram ligeiramente maiores, sendo que a diferença não é significativa para estudos reais. Contudo, esta conclusão não deve ser generalizada, pois em outras situações, como por exemplo, quando a análise envolver configurações de barras com conectividade distribuída (barra dupla com disjuntor e meio, anel múltiplo etc) os eventos externos podem ter maior significado numérico. Por isto o critério proposto na Seção 3.2 do Capítulo III prevê a análise em etapas subsequentes, quando os eventos internos forem relevantes em termos numéricos. Há que se considerar também a natureza da análise. Por exemplo, se o estudo tem como objetivo avaliar alternativas de configuração de barra para uma nova subestação a ser inserida no sistema, os eventos internos são mais relevantes. Se o objetivo for avaliar subestações existentes com o objetivo de se estabelecer um ranking pode ser conveniente incluir também os eventos externos na análise.

A.4. - REFORÇO EM SUBESTAÇÃO

Neste apêndice é analisada um subestação onde é proposta uma alteração no pátio de manobras, com o objetivo de melhoria no seu desempenho. No Apêndice 2 foram obtidos os indicadores de confiabilidade para a configuração da SE Tiziu 230 kV, em barra principal + barra de transferência, mostrada na Figura A4.1.

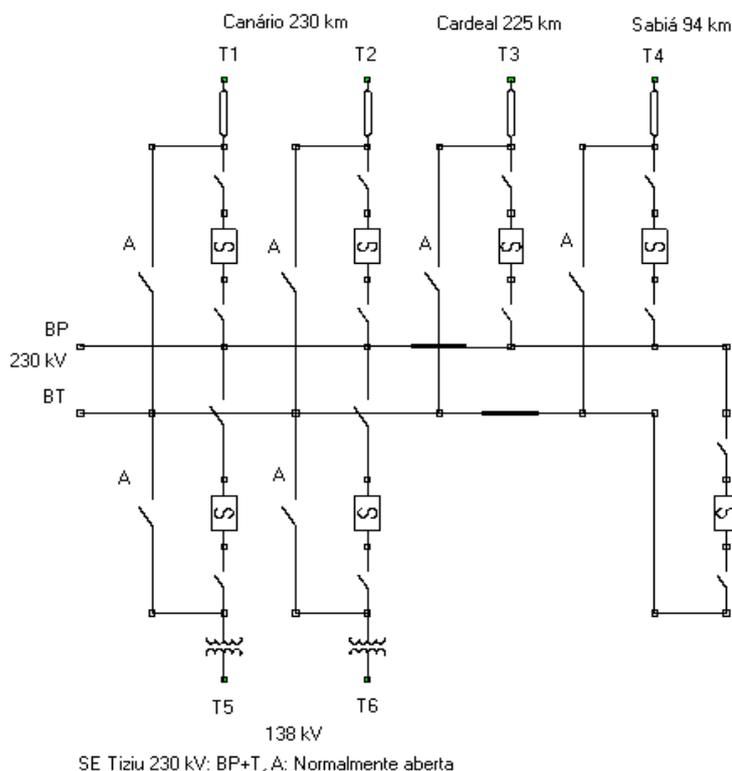


Figura A4.1 – SE Tiziu 230 kV com configuração original

A Tabela A4.1, a seguir, apresenta os eventos simulados e os resultados obtidos para as simulações dinâmicas e estáticas. Observa-se que, embora não tenha sido detectado risco a segurança do sistema, todos os eventos provocam a perda da subestação (desligamento de todos os terminais) e significativos cortes de cargas no sistema.

A Figura A4.2 apresenta a configuração da subestação Tiziu 230 kV com uma alteração, inclusão de chave de seccionamento na barra principal, com o objetivo de melhorar o desempenho da subestação, diminuindo a expectativa e energia não suprida.

TABELA A4-1 - SE TIZIU 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	4,874450E-005	0	109,89
2	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	6,761306E-008	0	109,89
3	MP	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	8,578002E-005	0	109,89
4	R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,221072E-004	0	109,89
5	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,497501E-006	0	109,89
6	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	6,324549E-006	0	109,89

† sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

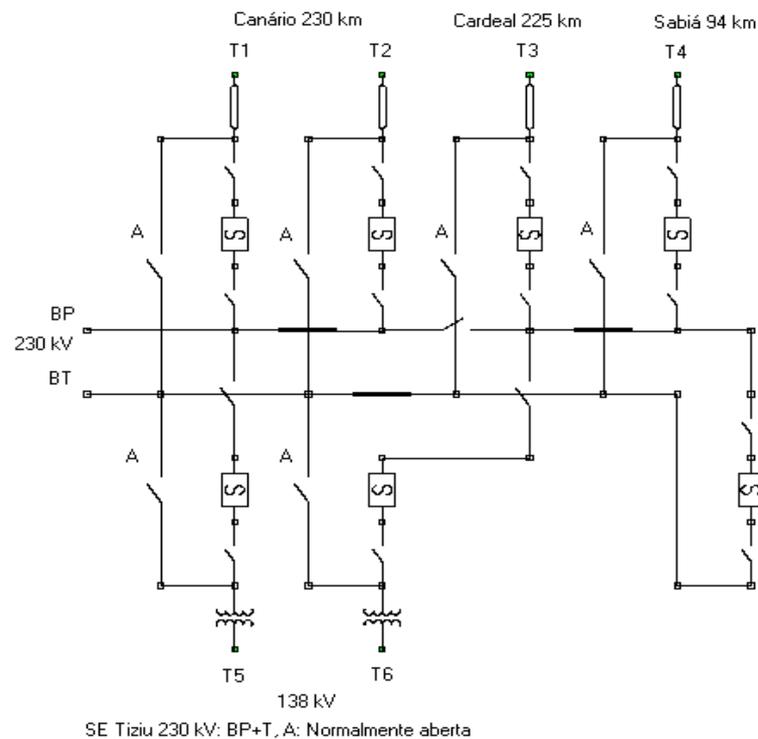


Figura A4.2 - SE Tiziu 230 kV com inclusão de chave de seccionamento na barra principal.

Na Figura A4.2 observa-se que a chave de seccionamento de barra separa a subestação em dois grupos, compostos de duas linhas e um transformador cada um. Quando uma das seções da barra principal estiver fora de operação a outra seção permanecerá em operação, mantendo a subestação parcialmente energizada. A Tabela A4.2 apresenta os novos estados de falhas, bem como os resultados das simulações realizadas.

TABELA A4.2 – SE TIZIU 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(INCLUINDO CHAVE DE SECCIONAMENTO NA BARRA PRINCIPAL)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	5,000428E-005	0	109,89
2	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	6,760566E-008	0	109,89
3	MP	T ₁ -T ₂ -T ₅	8,577063E-005	0	0
4	MP	T ₃ -T ₄ -T ₆	8,577063E-005	0	0
5	R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,578866E-005	0	109,89
6	R	T ₁ -T ₂ -T ₅	5,315260E-005	0	0
7	R	T ₃ -T ₄ -T ₆	6,894126E-005	0	0
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,579320E-006	0	109,89
9	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	9,451906E-007	0	109,89
10	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₅	4,424569E-006	0	0
11	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₅	1,214852E-007	0	0
12	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₅	5,211340E-008	0	18,01
13	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₅ -T ₆	4,885300E-008	0	110,11
14	R/R+M/R	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,340409E-006	0	0
15	R/R+M/R	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,340409E-006	0	0
16	R/R+M/R	T ₃ -T ₄ -T ₆	1,782920E-006	0	0
17	R/R+M/R	T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,258354E-006	0	109,89

[†]sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

Na Tabela A4.2 observa-se que com a alteração na subestação, com a inclusão da chave de seccionamento, o número de estados aumentou de seis para dezessete exigindo mais simulações, como mostra a Tabela A4.3. A subestação se tornou mais flexível para lidar com os eventos pós-manobras.

TABELA A4.3 – SIMULAÇÕES NECESSÁRIAS PARA COBRIR OS ESTADOS DE FALHAS

Nº máximo de simulações	Dinâmicas	Estáticas
Caso Base – Apêndice 2	2	1
Reforço: chave na barra	2	9

A Tabela A4.4 mostra os resultados para as duas situações. Há uma grande redução nos indicadores que medem o comportamento estático do sistema, com redução para 27% tanto para a EENS quanto para a LOLE. Pode-se, por exemplo, realizar um cálculo econômico para verificar a real vantagem que se obtém com esta alteração. Se o custo de interrupção for de, por exemplo, R\$ 1.000,00 por MWh interrompido, o benefício será da ordem de R\$ 187.000,00 por ano. Com base em custos modulares de equipamentos, conclui-se que basta a operação de um ano desta subestação, com a alteração, para que o custo do investimento seja pago. A solução é, portanto, altamente vantajosa.

TABELA A4.4 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 KV

Configuração da SE	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – Apêndice 2	0	255,60	2,33
Reforço: chave na barra	0	68,06	0,62

Se esta subestação oferecesse risco à segurança do sistema elétrico e se quisesse introduzir alterações para a sua redução (reduzir o valor do indicador LOSP), haveria a necessidade de se incluir um módulo completo de seccionamento na barra (chaves, disjuntor e TC's). Assim, os eventos de pós-falhas seriam contemplados e o objetivo poderia ser alcançado.

A.5. ALTERAÇÃO NO DESPACHO DO SISTEMA

No Apêndice 2 foram obtidos os indicadores de confiabilidade para dez pátios de manobras de subestações do sistema teste *Brazilian Birds*. As simulações dinâmicas e estáticas realizadas partiram de um caso base ajustado em carga pesada, com um despacho nas usinas que resultou em um intercâmbio de 300 MW entre os dois subsistemas (fluindo pelo sistema de 440 kV) no sentido da área 2 para a área 1. Com o objetivo de verificar eventuais influências do despacho do sistema nos indicadores obtidos, neste apêndice foi ajustado um novo caso em que o despacho foi alterado e resultou em um intercâmbio menor, de 130 MW. Em seguida foram realizadas novas simulações para duas subestações, Pelicano 230 kV (área 2) e Cardeal 230 kV (área 1) e obtidos novos indicadores de confiabilidade. A Tabela A5.1 apresenta os dois despachos mencionados.

TABELA A5.1 – DESPACHOS DAS USINAS EM CARGA PESADA [MW]

Intercâmbio [†] [MW]	UHE Canário (Barra 10)	UTE Sabiá (Barra 11)	UHE Tucano [‡] (Barra 20)	UHE Gavião (Barra 21)	PCH Pardal (Barra 16)	PCH Coruja (Barra 24)
300	4×75,0	3×70,0	5×68,6	3×130,0	1×8,0	1×8,0
130	5×81,6	4×70,7	5×69,6	2×100,0	1×8,0	1×8,0

[†]da área 2 para a área 1 do sistema teste *Brazilian Birds*

[‡]referência do sistema

A Tabela A5.2 mostra os resultados das simulações para os dois intercâmbios para a SE Pelicano 230 kV. Observa-se que do ponto de vista das simulações dinâmicas não houve diferença, os eventos foram classificados da mesma forma. Do ponto de vista estático houve redução de eventos com cortes de cargas quando se reduziu o intercâmbio.

TABELA A5.2 – SE PELICANO 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(PARA OS DOIS INTERCÂMBIOS)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) [†]	Simulações Estáticas (CC-MW)
Intercâmbio de 300 MW – Caso Base					
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005	1	38,41
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008	1	38,41
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008	1	38,41
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006	0	82,00
Intercâmbio de 130 MW - Sensibilidade					
1	F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,305578E-005	1	0
2	F	T ₃ -T ₄	1,618672E-005	0	82,00
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	5,590594E-006	1	82,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₂ -T ₅	1,547367E-008	1	0
5	F+Dp	T ₃ -T ₄	5,022936E-009	0	82,00
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,714807E-006	1	82,00
7	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₅	2,572311E-008	1	0
8	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	1,584132E-006	0	82,00

[†] sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Figura A5.1 mostra a configuração de barra da subestação Pelicano 230 kV. A Tabela A5.3 mostra os indicadores de confiabilidade. O risco à segurança do sistema (LOSP) não foi alterado, no entanto houve redução da expectativa de energia não suprida (redução de 30 % do EENS).

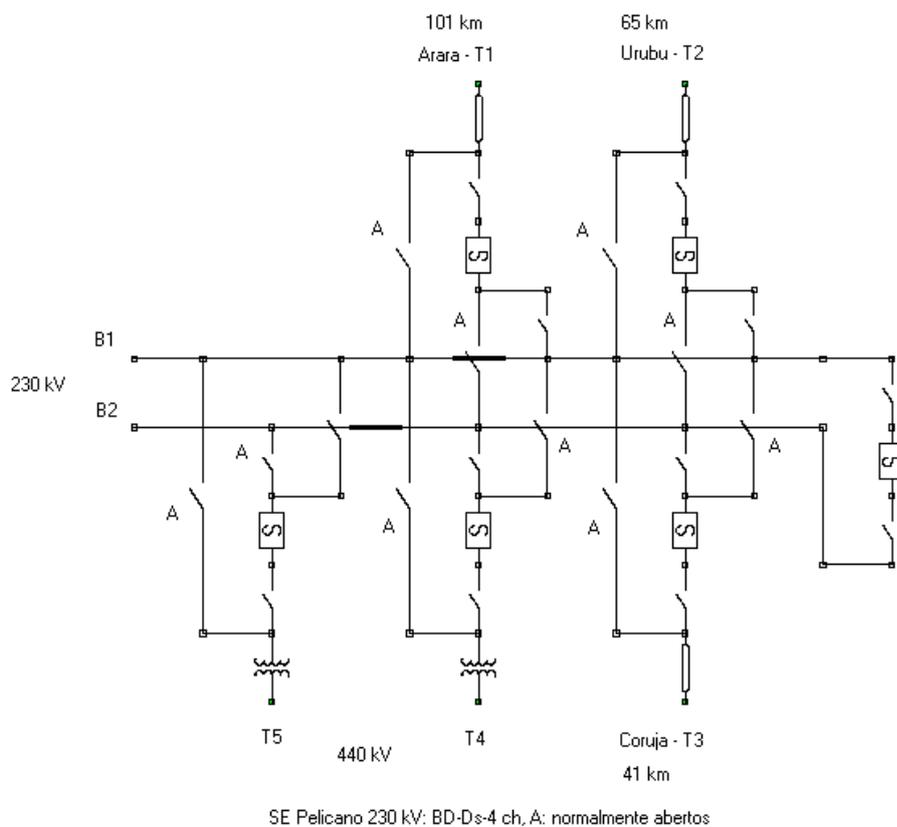


Figura A5.1 - SE Pelicano 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

TABELA A5.3 – INDICADORES PARA A SE PELICANO 230 kV

Intercâmbio [MW]	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – 300	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	0,42
Sensibilidade – 130	$3,04 \times 10^{-5}$	18,02	0,22

As Figuras de A5.2 a A5.5 mostram resultados das simulações (abertura do ângulo delta de máquinas em relação ao centro de inércia do sistema) dinâmicas para o Caso 1 da Tabela A5.2 para os dois intercâmbios, indicando sistema potencialmente inseguro em ambas as situações.

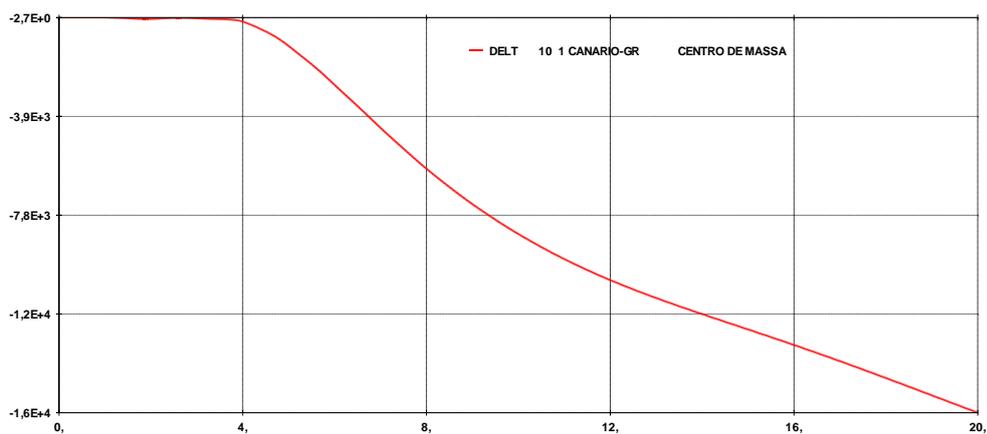


Figura A5.2 – Ângulo das máquinas de Canário para o Caso 1 – Intercâmbio de 300 MW.

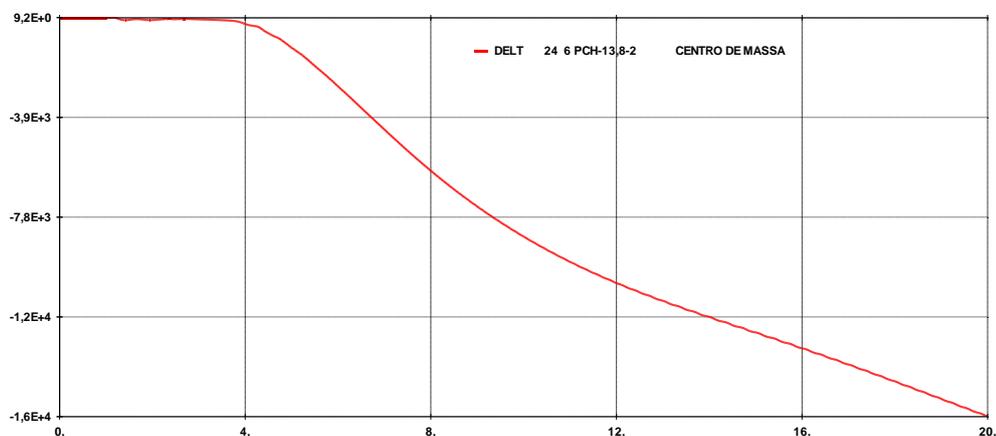


Figura A5.3 – Ângulo da máquina PCH Coruja para o Caso 1 – Intercâmbio de 300 MW.

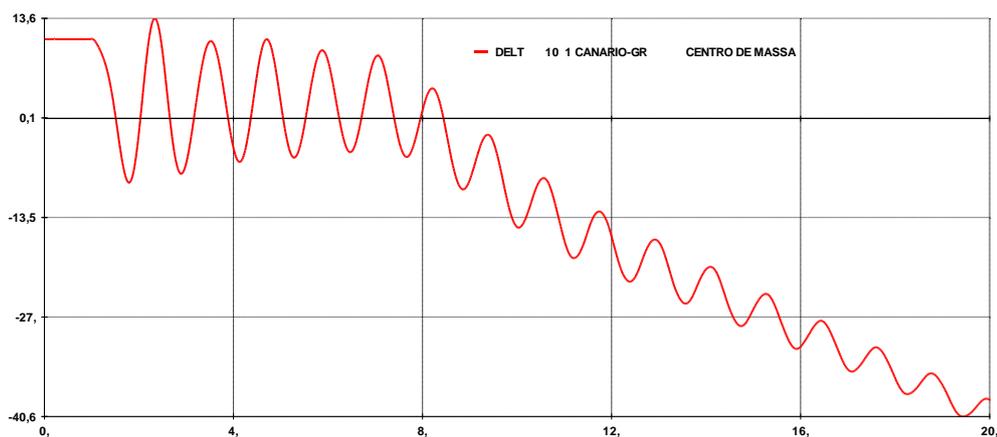


Figura A5.4 – Ângulo das máquinas de Canário para o Caso 1 – Intercâmbio de 130 MW.

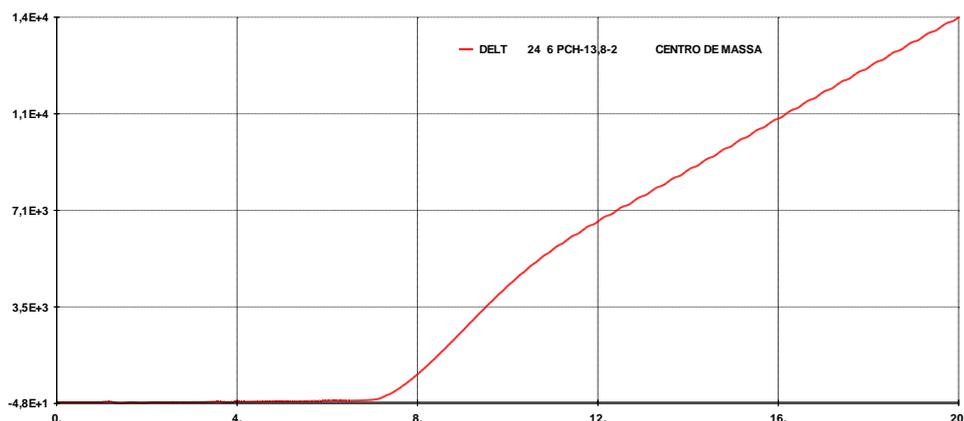


Figura A5.5 – Ângulo da máquina PCH Coruja para o Caso 1 – Intercâmbio de 130 MW.

A Figura A5.6 apresenta a configuração de barra da subestação Cardeal 230 kV, também avaliada com o novo intercâmbio.

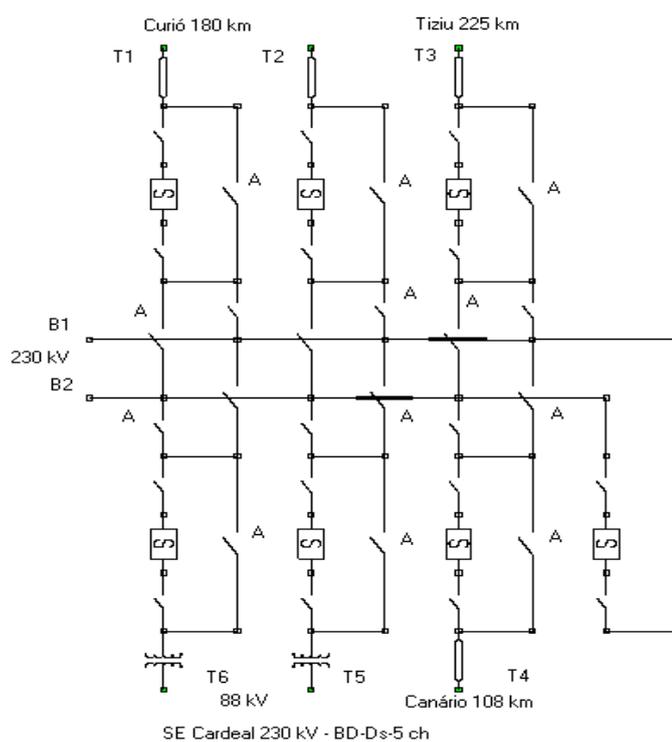


Figura A5.6 - SE Cardeal 230 kV em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves

A Tabela A5.4 apresenta os resultados das simulações para os dois intercâmbios para a Se Cardeal 230 kV. Observa-se que do ponto de vista das simulações dinâmicas houve diferença, na classificação dos eventos, alterando a percepção do risco para o sistema. Do ponto de vista estático houve insignificante aumento de cortes de cargas quando se reduziu o intercâmbio.

TABELA A5.4 – SE CARDEAL 230 kV COM SAÍDAS MÚLTIPLAS NO SISTEMA
(PARA OS DOIS INTERCÂMBIOS)

Caso	Condição	Terminais perdidos	Probabilidade	Simulações Dinâmicas (SPI) †	Simulações Estáticas (CC-MW)
Intercâmbio de 300 MW – Caso Base					
1	F	T ₁ -T ₃ -T ₆	2,661218E-005	0	32,58
2	F	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,661218E-005	0	32,80
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	5,532589E-006	0	120,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₃ -T ₆	3,508761E-008	0	32,58
5	F+Dp	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,540722E-008	0	32,80
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,708341E-006	0	120,00
7	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₆	5,492414E-008	0	32,58
9	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₅	1,915210E-008	0	120,00
10	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅	4,305673E-008	0	32,80
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₆	1,915210E-008	0	32,68
13	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,184908E-008	0	33,33
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	2,371648E-008	0	33,33
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,607130E-006	0	120,00
Intercâmbio de 130 MW – Sensibilidade					
1	F	T ₁ -T ₃ -T ₆	2,661218E-005	0	33,04
2	F	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,661218E-005	1	33,68
3	F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	5,532589E-006	1	120,00
4	F+Dp	T ₁ -T ₃ -T ₆	3,508761E-008	0	33,04
5	F+Dp	T ₂ -T ₄ -T ₅	2,540722E-008	1	33,68
6	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	2,708341E-006	1	120,00
7	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
8	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₆	5,492414E-008	0	33,04
9	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₄ -T ₅	1,915210E-008	1	120,00
10	R/F+M/F	T ₂ -T ₄ -T ₅	4,305673E-008	1	33,68
11	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₅ -T ₆	1,280486E-008	0	120,00
12	R/F+M/F	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₆	1,915210E-008	0	32,80
13	R/F+M/F	T ₁ -T ₃ -T ₄ -T ₆	1,184908E-008	1	34,24
14	R/F+M/F	T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅	2,371648E-008	1	34,24
15	R/R+M/R	T ₁ -T ₂ -T ₃ -T ₄ -T ₅ -T ₆	1,607130E-006	0	120,00

† sistema potencialmente inseguro = 1 e sistema estável ou estados pós-manobras = 0

Onde: F é falha ativa; F + Dp é falha ativa com disjuntor preso; R é reparo; MP é manutenção programada; R/F+M/F é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é falha ativa e R/R+M/R é o estado em que o primeiro evento é reparo ou manutenção programada e o segundo evento é reparo.

A Tabela A5.5 mostra os indicadores de confiabilidade. O risco à segurança do sistema passou a existir, enquanto praticamente não houve alteração da expectativa de energia não suprida. As Figuras A5.7 e A5.8 mostram resultados das simulações dinâmicas para o Caso 2 em que o sistema, com menor intercâmbio, passa a ter baixo amortecimento e é classificado como potencialmente inseguro.

TABELA A5.5 – INDICADORES PARA A SE CARDEAL 230 kV

Intercâmbio [MW]	LOSP	EENS [MWh/a]	LOLE [horas/ano]
Caso Base – 300	0	25,70	0,55
Sensibilidade – 130	$3,50 \times 10^{-5}$	26,02	0,55

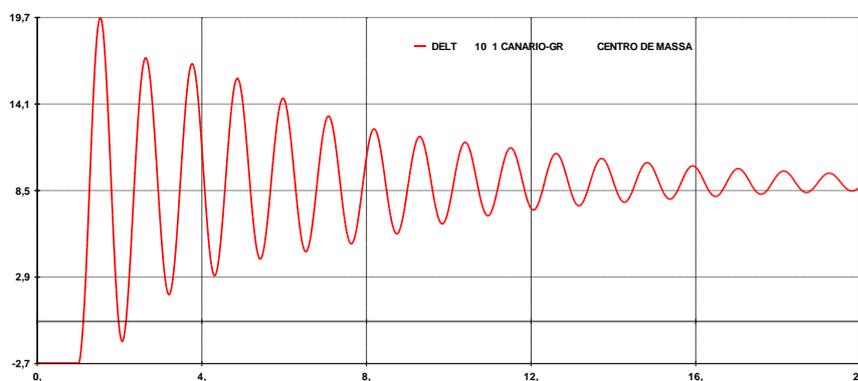


Figura A5.7 – Ângulo das máquinas de Canário para o Caso 2 – Intercâmbio de 300 MW.

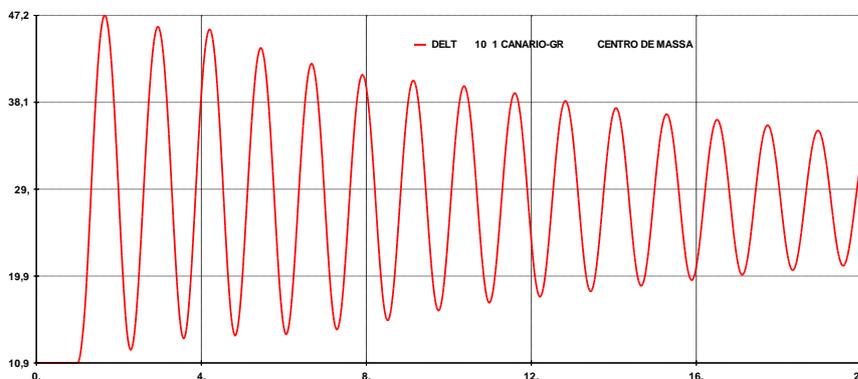


Figura A5.8 – Ângulo das máquinas de Canário para o Caso 2 – Intercâmbio de 130 MW.

REFERÊNCIAS

- [A01] D. S. Arentz, “Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, UFF, 2001.
- [AF09] ANAFAS, “Programa de Análise de Falhas, Manual do Usuário”, Versão 6.0, CEPEL, Agosto 2009.
- [AR09] ANAREDE, “Programa de Análise de Redes, Manual do Usuário”, Versão V09.04.06, CEPEL, Junho 2009.
- [AMS07] J. M. Gimenez Alvarez, P. E. Mercado, A. E. Sarasua, “Power System Dynamic Level Considering Probabilistic Risk Analysis”, XII ERIAC, Foz do Iguaçu-PR, Maio 2007.
- [AT10] ANATEM, “Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário”, Versão V10.04.03, CEPEL, Abril 2010.
- [AO88] R. N. Allan, J. R. Ochoa, “Modeling and Assessment of Station Originated Outages for Composite Systems Reliability Evaluation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, n° 1, 158-165, February 1988.
- [B11] B. Bagen, “A Probability Procedure for the Reliability Assessment of Substation Development Options”, IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2011.
- [BA92] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems”, 2nd Edition, New York, Plenum Press, 1992.
- [BA96] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, 2nd Edition, New York, Plenum Press, 1996.

- [BCZ99] R. Billinton, H. Chen, J. Zhou, “Individual Generating Station Reliability Assessment”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n° 4, 1238-1244, November 1999.
- [BM81] R. Billinton, T. K. P. Medicherla, “Station Originated Multiple Outages in the Reliability Analysis of a Composite Generation and Transmission System”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 3870-3878, August 1981.
- [BS95] R. Billinton, J. Satish, “Minimum Cost Analysis of Station Configurations”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, n° 4, October 1995.
- [C79] C. L. Corssen, “Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações”, Dissertação de Mestrado, UFSC, 1979.
- [DWD12] D. L. Duan, X. Y. Wu, H. Z. Deng, “Reliability in Substations Considering Operating Conditions and Failure Modes”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, n° 1, January 2012.
- [E71] J. Endrenyi, “Three-State Models in Power System Reliability Evaluations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-90, pp. 1909-1916, July/August 1971.
- [ECO99] Comissão Mista ELETROBRÁS/CEPEL/ONS, “Proposição para Redução do Nível de Risco das Subestações Críticas do Sistema Interligado S/SE/CO”, Grupo de Trabalho 2, Rio de Janeiro, 1999.
- [F13] Sergio O. Frontin (organizador), “Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas”, Finatec 1ª Edição, Brasília, 2013.
- [FB99] C. Fu, A. Bose, “Contingency Ranking Based on Severity Indices in Dynamic Security Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n° 3, pp. 980-986, August 1999.

- [FP08] FLUPOT, “Programa de Fluxo de Potência Ótimo, Manual do Usuário”, Versão 07.02.00, CEPEL, Março 2008.
- [G94] S. Granville, “Optimal Reactive Power Dispatch through Interior Point Methods”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, n° 1, pp. 136-146, February 1994.
- [GB74] M. S. Grover, R. Billinton, “A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, pp. 1488-1499, 1974.
- [GL75] M. B. Guertin, Y. Lamarre, “Reliability Analysis of Substations with Automatic Modeling of Switching Operations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, pp. 1599-1607, September/October 1975.
- [GOE99] Comissão Mista GCOI/ONS/ELETRORÁS/CEPEL para avaliação do sistema interligado S/SE/CO, “Identificação das Subestações Críticas do Sistema Interligado, no Tocante à Possibilidade de Ocorrências de Contingências Múltiplas”, Relatório 1, Rio de Janeiro, 1999.
- [GSL01] P. Gomes, M. Th. Schilling, J. W. Marangon Lima, “Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes”, XVI SNPTEE, GAT-015, Campinas SP, Out. 2001.
- [HL02] G. M. Huang, Y. Li, “Power System Reliability Indices to Measure Impacts Caused by Transient Stability Crises”, Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, 766-774, 2002.
- [IC04] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, n° 2, 1387-1401, May 2004.

- [K96] D. O. Koval, “Transmission Equipment Reliability Data from Canadian Electrical Association”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 32, n° 6, November / December 1996.
- [L82] W. J. Lannes III, “Cost-Effectiveness Analysis of Substations Arrangements”, IEEE Transactions on Reliability, vol. R-31, n° 4, October 1982.
- [LL05] W. Li, J. Lu, “Risk Evaluation of Combinative Transmission Network and Substation Configuration and its Application in Substation Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, n° 2, 1144-1150, May 2005.
- [LZH08] W. Li, J. Zhou, X. Hu, “Comparison of Transmission Equipment Outage Performance in Canada, USA and China”, IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2008.
- [M07] J. D. McDonald, “Electric Power Substations Engineering”, 2nd Edition, CRC Press, Boca Raton – FL, 2007.
- [N13] North American Electric Reliability Corporation – NERC, “State of Reliability 2013”, NERC Report, May 2013.
- [O07] ONS - Submódulo 23.3, “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”, Rio de Janeiro, Rev. 2 - 2007.
- [O11] ONS – Operador Nacional do Sistema, “Módulo 2 dos Procedimentos de Redes – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações – Submódulo 2.3”, Rio de Janeiro / RJ, Versão 2.0 - 2011.
- [O13] ONS, “Relatório de Análise de Perturbação – RE 3 / 006 / 2013”, Rio de Janeiro, RJ, 2013.
- [OR13] ORGANON, “Manual do Programa Organon”, HPPA, 2013.

- [PCS91] B. J. Parker, R. F. Chow, J. K. M. Sabiston, P. W. Locke, “An Analytical Technique to Evaluate Station One-Line Diagrams in a Network Context”, IEEE Transactions on Power Delivery, October 1991.
- [QTP11] M. A. Quadros, S. D. Ticom, G. Pires, M. C. Passaro, R. A. Leites, R. V. D. Faria, C. A. Neto, “Utilização da Ferramenta ORGANON nos Processos do ONS”, XXI SNPTEE – Grupo IX – GOP, Florianópolis – SC, Outubro 2011.
- [RSO04] “Review of System Operations Leading up to the Blackout of August 14, 2003”, North American Electric Reliability Corporation – NERC (www.nerc.com), January 12, 2004.
- [S01] M. Th. Schilling, “Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência”, UFF, Niterói / RJ, 2001.
- [S06] Sistema BDCConf - Volume I, “Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN”, UFSC, Julho 2006.
- [SJM11] A. M. Leite da Silva, J. L. Jardim, C. H. V Moraes, L. Lee, G. Hamoud, G. Anders, “Fast Transient Stability: A Methodology for Stability Margin Computation”, Research Report, November 2011.
- [SEW93] A. M. Leite da Silva, J. Endrenyi, L. Wang, “Integrated Treatment of Adequacy and Security in Bulk Power System Reliability Evaluations”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, n^o 1, March 1993.
- [XLA02] X. Xu, B. P. Lam, R. R. Austria, Z. Ma, Z. Zhu, R. Zhu, J. Hu, “Assessing The Impact of Substation-Related Outages on The Network Reliability”, IEEE Power System Technology, International Conference, Proceedings, vol. 2, 844-848, 2002.