

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

LUCAS RAMALHO DE LIMA

AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE
ESTÁTICA E DINÂMICA DE
SUBESTAÇÕES EM 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. Zulmar Soares Machado Júnior

Março de 2018
Itajubá – MG – Brasil

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

LUCAS RAMALHO DE LIMA

AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE ESTÁTICA E
DINÂMICA DE SUBESTAÇÕES EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Tese aprovada por banca examinadora em 16 de Março de 2018, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Dr. Carlos Alberto da Silva Neto

Prof. Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim

Prof. Dr. Airton Violin

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior (Coorientador)

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

Itajubá

Março de 2018

*À minha mãe Lúcia (In Memoriam),
pelos ensinamentos e,
principalmente, pelo exemplo de vida.*

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Armando pela orientação neste trabalho, pela confiança, amizade, conselhos e paciência em todo o período da pós-graduação. Que eu possa sempre contar com o privilégio da sua amizade.

Ao coorientador Professor Zulmar pela competência científica e pelo apoio, amizade e grande ajuda na realização deste trabalho.

Ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim da HPPA (High Performance Power Applications) pela utilização do material por ele desenvolvido relacionado às simulações de estabilidade transitória, disponibilização do programa ORGANON e pela amizade construída durante o período do doutorado.

Aos meus pais Lázaro e Lúcia (*in memoriam*) por toda a amizade, amor, educação e por tudo que fizeram por mim ao longo de minha vida.

Às minhas irmãs Luana e Fernanda estendendo-se à toda a família que, mesmo estando a alguns quilômetros de distância, se mantiveram incansáveis em suas manifestações de apoio e carinho.

À minha noiva Thaisa pelo apoio incondicional em todos os momentos, companheirismo, amor, compreensão e colaboração nesta importante etapa da minha vida.

A todos os amigos do grupo de estudos GESis, pelo convívio e amizade durante todo o período do doutorado.

Aos meus amigos que se fizeram presentes em todos os momentos desta jornada, contribuindo para que eu tivesse forças para concluir este trabalho.

A todos os Professores do programa de pós-graduação pelo apoio prestado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

RESUMO

Esta Tese de Doutorado apresenta novas metodologias para classificar nós e subestações baseadas nos desempenhos estático e dinâmico (estabilidade transitória) em sistemas elétricos de potência. A abordagem é capaz de oferecer um *ranking* de nós (i.e., barras) ou subestações, pelo qual os planejadores e operadores do sistema identificam as instalações mais propensas a receber novos reforços (i.e., investimentos).

Do ponto de vista estático, a avaliação da criticidade nodal é baseada na análise de todas as contingências “N-1” e “N-2” possíveis com suas respectivas probabilidades de ocorrência, considerando apenas equipamentos diretamente conectados à barra. Este processo é repetido para todos os nós. O corte de carga obtido pelo fluxo de potência ótimo e as probabilidades dos eventos são usadas como base para o cálculo do indicador estático de cada nó do sistema.

Do ponto de vista dinâmico (i.e., estabilidade transitória), os nós são classificados baseados em índices de estabilidade, que medem os impactos de eventos (i.e., curtos-circuitos) monofásico e trifásico envolvendo contingências simples de equipamentos conectados a um determinado nó do sistema, focando-se em uma abordagem que melhora a consistência e a precisão do método SIME (*Single Machine Equivalent*). Os impactos destes eventos são devidamente ponderados por probabilidades.

A avaliação da criticidade nodal é também estendida para subestações, consistindo basicamente em identificar os elementos de transmissão e nós que compõem uma subestação, através de um algoritmo topológico de rede, e como a falha destes é combinada no cálculo dos indicadores estático e dinâmico, para a classificação do desempenho das subestações do sistema. Com o auxílio desta metodologia, Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS) são implementados afim de melhorar a estabilidade da rede. Diversas aplicações em sistemas testes são realizadas para confirmar a criticidade das instalações das redes. Por último, conclusões são estabelecidas e propostas para trabalhos futuros são incluídas.

Palavras-Chave: Criticidade de subestações, análises de adequação e segurança, esquemas de proteção de sistemas.

ABSTRACT

This thesis presents new methods to classify nodes and substations based on static and dynamic (transient stability) network performances in electrical power systems. The approach is capable of offering a ranking of nodes (i.e., buses) or substations, whereby planners and system operators identify the facilities most likely to receive new reinforcements (i.e., investments).

From the static point of view, the assessment of the nodal criticality is based on the analysis of all possible “N-1” and “N-2” contingencies with their respective probability of occurrence, considering only equipment directly connected to the corresponding bus. This process is repeated for all nodes. The amount of load shedding obtained by an optimal power flow and the related event probabilities are used as the basis for estimating the static index for each system node.

From a dynamic point of view (i.e., transient stability), nodes are classified based on stability indices, which measure the impacts of single- and three-phase events (i.e., short-circuits) involving single contingencies of equipment connected to a given system node, focusing on an approach that improves the consistency and accuracy of the Single Machine Equivalent (SIME) method. The impacts of these events are also weighted by associated probabilities.

The nodal criticality evaluation is also extended to substations, basically consisting of identifying the transmission elements and nodes that make up a substation, through a network topological algorithm, and how their failure is combined in the calculation of static and dynamic indices, for ranking the performance of network substations. With the support of this methodology, Special Protection Schemes (SPS) are implemented in order to improve the stability of the network. Several applications in test systems are performed to confirm the criticality of network equipment. Finally, conclusions are drawn and proposals for future work are discussed.

Keywords: Substation criticality, adequacy and security analyses,. special protection schemes.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS.....	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xv
CAPÍTULO 1 : INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	5
1.3 ESTRUTURA DA TESE	12
CAPÍTULO 2 : CRITICIDADE NODAL BASEADA NO DESEMPENHO ESTÁTICO DA REDE	15
2.1 INTRODUÇÃO	15
2.2 DESENVOLVIMENTO CONCEITUAL.....	16
2.2.1 Condições Preliminares.....	19
2.3 MODELOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR DC	19
2.4 ÍNDICE DE DESEMPENHO ESTÁTICO DO NÓ.....	24
2.5 ÍNDICE DE DESEMPENHO COM REDESPACHO <i>VERSUS</i> SEM REDESPACHO.....	29
2.6 PROBLEMAS DE SOBRECARGA E ILHAMENTO	30
2.6.1 Capacidade Insuficiente de Transmissão sob Contingências	31
2.6.2 Eventos de Ilhamento	34
2.7 ALGORITMO COMPUTACIONAL.....	39
2.8 ASPECTOS ADICIONAIS	41
2.8.1 Classificação de Subestações de acordo com sua Função	41
2.8.2 Contingências de Ordem mais Elevada.....	42
2.9 EXEMPLOS NUMÉRICOS.....	42
2.9.1 Sistema IEEE RTS-79	43
2.9.2 Sistema <i>Brazilian Birds</i>	49
2.10 COMENTÁRIOS FINAIS	59

CAPÍTULO 3 : CRITICIDADE NODAL BASEADA NO DESEMPENHO DINÂMICO DA REDE	61
3.1 INTRODUÇÃO	61
3.2 DESENVOLVIMENTO CONCEITUAL.....	62
3.2.1 Método SIME Original.....	62
3.2.2 Melhoria do Método SIME	67
3.2.3 Cálculo das Margens MW.....	73
3.2.4 Cenários de Contingência	73
3.3 ÍNDICES DE ESTABILIDADE	75
3.3.1 Índice de Margem Positiva.....	76
3.3.2 Índice de Margem Negativa	77
3.3.3 Índice de Estabilidade Combinado.....	79
3.3.4 Falta Monofásica	80
3.4 ALGORITMO COMPUTACIONAL	82
3.5 ORGANON.....	84
3.6 EXEMPLOS NUMÉRICOS.....	85
3.6.1 Sistema <i>New England</i> (IEEE 39-Barras).....	86
3.6.2 Sistema <i>Brazilian Birds</i>	89
3.7 COMENTÁRIOS FINAIS	95
CAPÍTULO 4 : CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA .98	
4.1 INTRODUÇÃO	98
4.2 DEFINIÇÃO DE ÍNDICES POR SUBESTAÇÃO.....	99
4.2.1 Índice de Desempenho Estático da Subestação.....	100
4.2.2 Índices de Desempenho Dinâmico da Subestação.....	103
4.3 EXEMPLOS NUMÉRICOS.....	105
4.3.1 Sistema <i>Brazilian Birds</i> : Caso 2.....	106
4.3.2 Sistema <i>Brazilian Birds</i> considerando Participação de PCH's	114
4.4 COMENTÁRIOS FINAIS	124
CAPÍTULO 5 : CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES USANDO ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS	126

5.1	INTRODUÇÃO	126
5.2	COMPARAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE	127
5.3	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS (EPS)	129
5.4	EXEMPLOS NUMÉRICOS	131
5.4.1	Sistema <i>Brazilian Birds</i> : Caso 2	131
5.5	COMENTÁRIOS FINAIS	144
CAPÍTULO 6 : CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		146
APÊNDICE A : DADOS DAS REDES ELÉTRICAS		150
A.1	SISTEMA IEEE RTS-79	150
A.2	SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i> (IEEE 39-Barras)	155
APÊNDICE B : RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE NODAL PARA O SISTEMA BB		165
B.1	CASO 1	165
B.2	CASO 2	172
APÊNDICE C : RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES PARA O SISTEMA BB		180
C.1	CASO 2	180
C.2	CASO PCH	184
C.3	CASO PCH 2	191
APÊNDICE D : ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DO SISTEMA BB ...		196
D.1	CASO 2	196
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		201

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Modelo computacional - Programa SRANK Estático.....	23
Figura 2.2: Representação de um nó do sistema.....	25
Figura 2.3: Contingência “N-1” na linha/transformador “A”.....	26
Figura 2.4: Contingência “N-2” nas linhas/transformadores “A” e “B”.....	26
Figura 2.5: Capacidade insuficiente de transmissão.....	32
Figura 2.6: Resíduos em outras barras do sistema.....	33
Figura 2.7: Ilhamento de uma barra de geração.....	35
Figura 2.8: Ilhamento de uma barra de carga.....	36
Figura 2.9: Ilhamento de uma barra contendo geração e carga.....	36
Figura 2.10: Ilhamento de uma barra.....	37
Figura 2.11: Ilhamento de um subsistema.....	37
Figura 2.12: Ilhamento de S1.....	38
Figura 2.13: Ilhamento de S1 e S2.....	38
Figura 2.14: Fluxograma simplificado da metodologia de classificação de nós.....	40
Figura 2.15: Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS-79.....	44
Figura 2.16: Contingências aplicadas ao IEEE RTS.....	47
Figura 2.17: Diagrama unifilar do sistema <i>Brazilian Birds</i>	51
Figura 2.18: Sistema <i>Brazilian Birds</i> – barras mais bem classificadas para os casos 1 e 2 (análise estática).....	58
Figura 3.1: Critério das áreas iguais.....	65
Figura 3.2: Critério das áreas iguais baseado no método SIME.....	77
Figura 3.3: Condição instável – área de aceleração levemente maior do que a área de desaceleração.....	78
Figura 3.4: Caso instável – área de aceleração muito maior do que a área de desaceleração.....	79

Figura 3.5: Fluxograma simplificado da metodologia proposta de classificação dinâmica de nós.....	83
Figura 3.6: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE <i>New England</i>	86
Figura 3.7: Diagrama unifilar do sistema <i>Brazilian Birds</i>	90
Figura 3.8: Sistema <i>Brazilian Birds</i> – barras mais bem classificadas para os casos 1 e 2 (análise dinâmica).....	95
Figura 4.1: Subestação Azulão do sistema BB.....	100
Figura 4.2: Subestação Tiziu do sistema BB.....	102
Figura 4.3: Diagrama unifilar do sistema <i>Brazilian Birds</i> – Caso PCH.....	115
Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema <i>Brazilian Birds</i> destacando as subestações.	133
Figura 5.2: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 – Contingência 10.....	136
Figura 5.3: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 – Contingência 2.....	136
Figura 5.4: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.....	139
Figura 5.5: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.....	139
Figura 5.6: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.....	140
Figura 5.7: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.....	140
Figura 5.8: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.....	141
Figura 5.9: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.....	141
Figura 5.10: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.....	141

Figura 5.11: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.....	142
Figura 5.12: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1.....	142
Figura 5.13: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.	143
Figura 5.14: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.....	143
Figura 5.15: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.....	144
Figura 5.16: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Tabela de desempenho do nó para a Barra 1	27
Tabela 2.2: Dados de barras do sistema IEEE RTS	43
Tabela 2.3: Despacho de geração analisado para o sistema IEEE RTS	44
Tabela 2.4: Dados probabilísticos dos elementos de transmissão do sistema	45
Tabela 2.5: Tabela de desempenho do “nó” para o IEEE RTS	46
Tabela 2.6: Índice de desempenho do nó para o IEEE RTS	48
Tabela 2.7: Índices de desempenho do “nó” para o IEEE RTS – [L14]	49
Tabela 2.8: Casos analisados do sistema <i>Brazilian Birds</i>	50
Tabela 2.9: Dados probabilísticos da rede elétrica brasileira	52
Tabela 2.10: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 1) – análise estática	53
Tabela 2.11: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 1) – [L14]	54
Tabela 2.12: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 2) – análise estática	56
Tabela 2.13: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 2) – [L14]	57
Tabela 3.1: Índices de desempenho nodal para o sistema IEEE <i>New England</i> : estabilidade transitória	87
Tabela 3.2: Índices de desempenho do nó para o <i>Brazilian Birds</i> (Casos 1, 1.a e 1.b): estabilidade transitória	91
Tabela 3.3: Índices de desempenho do nó para o <i>Brazilian Birds</i> (Casos 2, 2.a): estabilidade transitória	94
Tabela 4.1: Índices de desempenho de subestação para o sistema BB (Caso 2) – análise estática	107
Tabela 4.2: Índices de desempenho de subestação para o <i>Brazilian Birds</i> (Caso 2) – estabilidade transitória	108
Tabela 4.3: Variação dos parâmetros para análise de sensibilidade – estática.....	110

Tabela 4.4: Índices de desempenho de subestação para o sistema BB (Caso 2) – análise estática	111
Tabela 4.5: Variação dos parâmetros para análise de sensibilidade – dinâmica.....	112
Tabela 4.6: Índices de desempenho de subestação para o <i>Brazilian Birds</i> (Caso 2) – estabilidade transitória	113
Tabela 4.7: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH) – análise estática	116
Tabela 4.8: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH) – estabilidade transitória	117
Tabela 4.9: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH.a) – estabilidade transitória	118
Tabela 4.10: Indicadores e ranking para as subestações da rede BB (Caso PCH) – análise estática e dinâmica – [LVFM14].....	120
Tabela 4.11: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH 2) – análise estática	123
Tabela 4.12: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH 2) – estabilidade transitória	123
Tabela 5.1: Comparação dos índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso 2) – estabilidade transitória (Falta Monofásica).....	127
Tabela 5.2: Comparação dos índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso 2) – estabilidade transitória (Falta Trifásica)	128
Tabela 5.3: Esquema de proteção por subfrequência	132
Tabela 5.4: Esquema de proteção por sobrefrequência.....	134
Tabela 5.5: Índices de desempenho de subestação para a rede BB sem EPS (Caso 2) – estabilidade transitória	134
Tabela 5.6: Contingências críticas da rede BB (Caso 2)	135
Tabela 5.7: Ações de controle dos EPS.....	137
Tabela 5.8: Índices de desempenho de subestação para a rede BB com EPS (Caso 2) – estabilidade transitória	138

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

$A(i)$	Disponibilidade do elemento de transmissão i
A_{acc}	Área de aceleração
ABM	<i>Adams-Bashforth-Moulton</i>
A_{dec}	Área de desaceleração
A_{mar}	Área de margem
ANU	<i>Average Number of Unstable events</i>
AS	<i>Average Stability</i>
B	Matriz de susceptância do sistema
BCU	<i>Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point</i>
BDF	<i>Backward Differentiation Formulae</i>
C	Grupo de máquinas críticas
c_G^j	Custos operativos das unidades geradoras da barra j
c_L^i	Direção de minimização da carga
CCT	<i>Critical clearing time</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
COA	<i>Center of Angle</i>
DSA	<i>Dynamic Security Assessment</i>
E_∞	Tensão na barra infinita
EAC	<i>Equal Area Criterion</i>
E_m	Tensão em vazio da máquina
EPS	Esquema de Proteção de Sistema
F	Vetor fluxo de potência em cada circuito do sistema
f_i	Fluxo na linha/transformador i
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FC_k	Fator de corte de carga na barra k

FPDC	Fluxo de potência linearizado
FPO	Fluxo de potência ótimo
FPO DC	Fluxo de potência ótimo linearizado
g_{ij}	Condutância do circuito $i-j$
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
I	Vetor de injeção de corrente com “1” na linha da barra sob falta e “0” nas restantes
\bar{I}_k	Injeção de corrente da k -ésima máquina
I_n	Índice de margem negativa
I_p	Índice de margem positiva
J	Matriz Jacobiana
kV	Quilovolt
LS	<i>Load Shedding</i>
M	Constante de Inércia OMIB
M_C	Constante de Inércia do grupo de geradores críticos
M_N	Constante de Inércia do grupo de geradores não-críticos
M_T	Constante de inércia total
MW	Megawatt
N	Grupo de máquinas não-críticas
N_c	Número de geradores no grupo crítico
OMIB	<i>One-Machine Infinite Bus</i>
P_a	Potência acelerante OMIB
\bar{P}_{ac_i}	Potência acelerante referida ao centro de inércia
$N_{circ}(j)$	Número de circuitos no entorno do nó j
P_{COI}	Potência acelerante do centro de inércia
P_e	Potência elétrica OMIB
P_{e_0}	Potência elétrica pré-falta

P_{eC}	Potência elétrica do grupo de máquinas críticas
$P_{e_{df}}$	Potência elétrica durante a falta
P_{eN}	Potência elétrica do grupo de máquinas não-críticas
$P_{e_{pf}}$	Potência elétrica pós-falta
P_G^j	Potência ativa gerada na barra j
PI_i	<i>Performance Index from contingency i</i>
p^{loss}	Vetor perdas do sistema
P_m	Potência mecânica OMIB
P_{mC}	Potência mecânica do grupo de máquinas críticas
P_{mN}	Potência mecânica do grupo de máquinas não-críticas
PPL	Problema de Programação Linear
P_{sw}	Potência gerada na barra <i>swing</i>
pu	Por unidade (valor relativo)
RLS	<i>Redispatch and Load Shedding</i>
SIME	<i>Single Machine Equivalent</i>
SPI	<i>Static Performance Index</i>
SPS	<i>Special Protection Schemes</i>
TEF	<i>Transient Energy Function</i>
$U(i)$	Indisponibilidade do elemento de transmissão i
UEP	<i>Unstable Equilibrium Point</i>
V_f	Tensão de sequência positiva nas barras sob falta
V_{ke}	Energia cinética da trajetória SIME pós-falta
\bar{V}_{nk}	Tensão terminal da k -ésima máquina
VSA	<i>Voltage Stability Assessment</i>
$w_{N-1}(i)$	Probabilidade associada à ocorrência da contingência i
$w_{N-2}(i,j)$	Probabilidade associada à ocorrência da contingência dupla i e j

$w_{1\emptyset}$	Probabilidade de ocorrência de faltas monofásicas
$w_{3\emptyset}$	Probabilidade de ocorrência de faltas trifásicas
X'_{dk}	Reatância transitória da máquina k
X_e	Impedância equivalente
x_{e_k}	Impedância externa vista pelo gerador k
x_f	Reatância de falta
Z	Vetor impedância vista da barra de falta
Z_{th}	Impedância de Thévenin
\in	Símbolo matemático para <i>pertence</i>
δ	Ângulo do rotor OMIB
δ_0	Ângulo do rotor pré-falta (ponto de operação inicial)
δ_C	Ângulo do rotor do grupo de geradores críticos
δ_{ch}	Ângulo do rotor pós-falta, em que a potência acelerante muda de positiva para negativa
δ_{clr}	Ângulo do rotor na eliminação da falta
δ_{COA}	Ângulo do centro de inércia
$\bar{\delta}_i$	Ângulo do rotor referido ao centro de inércia
δ_N	Ângulo do rotor do grupo de geradores não-críticos
ΔP_m	Margem MW
δ_r	Ângulo de retorno OMIB
δ_s	Ângulo do rotor no ponto de equilíbrio pós-falta
δ_u	Ângulo de equilíbrio instável OMIB
η_u	Margem de energia negativa
θ	Vetor ângulos das barras do sistema
ω	Velocidade angular do rotor OMIB
Ω_C	Conjunto de barras com abordagem de mínimo corte de carga
ω_C	Velocidade angular do rotor do grupo de geradores críticos

ω_{ch}	Velocidade angular OMIB pós-falta
ω_{COA}	Velocidade angular do centro de inércia
Ω_G	Conjunto de barras de geração
$\bar{\omega}_i$	Velocidade angular referida ao centro de inércia
ω_N	Velocidade angular do rotor do grupo de geradores não-críticos
ω_u	Velocidade angular OMIB no ponto de equilíbrio instável
μ	Tempo médio de reparo do elemento de transmissão
λ	Taxa de falha do elemento de transmissão

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O desenvolvimento de ferramentas para a análise e identificação de infraestruturas críticas em sistemas elétricos de potência tem sido um assunto de grande interesse entre pesquisadores e empresas do setor elétrico. Em geral, o fluxo de potência e estabilidade transitória são as principais ferramentas para avaliar as condições operativas do sistema sob contingências durante a fase de planejamento, mas considerando cenários restritos. Mudanças da topologia da rede, devido a saídas de equipamentos, não são exaustivamente avaliados em estudos convencionais. Além disso, a integridade da rede baseada na conectividade nodal não tem sido devidamente explorada. Sem dúvida, as subestações representam elos vitais para a segurança do funcionamento da rede, e algumas delas são definitivamente mais críticas do que outras.

O conceito de *criticidade* de nós ou subestações tem sido discutido em grupos de trabalho em instituições como, por exemplo, IEEE, NERC [NERC13] e CIGRÉ envolvidos neste assunto. Em tese, pode-se afirmar que um Nó ou uma Subestação é crítico se as contingências associadas comprometem a operação do sistema dos pontos de vista de adequação (estático) e segurança (dinâmico). Os termos adequação e segurança são conceitos já aceitos pelo NERC e outros importantes institutos ao redor do mundo.

Aliás, esta definição é de algum modo, relacionada ao conceito de equipamentos críticos [HAK06, H11], mas que traz consigo outra dimensão dos problemas de adequação e segurança relacionados ao arranjo e configuração

dessas instalações na rede. Uma vez que nós (ou subáreas) são detectados como críticos, não apenas peças de equipamentos serão sujeitos a estudos específicos, mas também as configurações da subestação na rede. Particularmente, do ponto de vista dinâmico, sistemas de proteção podem também ser avaliados em vista de sua importância para a operação segura do sistema.

A classificação de subestações e nós críticos é um novo tópico de grande interesse dos planejadores e operadores de sistemas elétricos de potência. Assim, a meta deste trabalho é o desenvolvimento de ferramentas e técnicas para a identificação dessas infraestruturas críticas, i.e., importantes para o sistema, considerando apenas fatores externos, i.e., observando apenas a conectividade do nó ou subestação com a rede elétrica.

A classificação, do ponto de vista estático, consiste em uma análise, em vários estágios, do sistema de transmissão. Basicamente, contingências “N-1” e “N-2” são analisadas considerando todos os equipamentos diretamente conectados a um dado nó (análise nodal) ou que pertencem a uma subestação (análise por subestação). Um algoritmo de fluxo de potência ótimo é executado após cada evento, sua respectiva probabilidade de ocorrência calculada e o valor de corte de carga resultante servirão como base para obter uma lista de classificação dessas instalações para todo o sistema.

Uma das principais preocupações dos planejadores e operadores da rede elétrica é assegurar estabilidade transitória quando o sistema está sujeito a severas perturbações. Tradicionalmente, a estabilidade é avaliada através da análise de uma lista de contingências considerando diversos cenários operativos. Esta avaliação é um processo muito árduo, devido à complexidade e dimensão dos modelos simulados, consumindo um tempo computacional significativo. Além disso, a análise de cada simulação requer inspeção visual de várias trajetórias no tempo. Este processo lento impede uma verificação minuciosa e abrangente, principalmente quando não se tem uma quantidade significativa de tempo disponível. Por exemplo, é quase impossível com este

procedimento realizar análises de estabilidade transitória em ambientes de tempo real ou próximo deste, em conjunto com análises de contingência de forma automatizada. Dadas estas restrições, decisões operativas quase frequentemente tendem a ser excessivamente conservativas, e conseqüentemente, não econômicas. Ainda que esta decisão seja conservadora, é possível enfrentar condições operativas inseguras em tempo real em decorrência de eventos imprevisíveis, ou seja, não previstos nos estudos de planejamento.

É desejável, portanto, para uma operação econômica e segura da rede elétrica, ser capaz de avaliar a estabilidade transitória em um modo automatizado e, de preferência, bem rápido. Comparando com a abordagem tradicional, a avaliação de estabilidade transitória por processamento paralelo, algoritmos de integração numérica rápida e estimação de margens de energia aumentam significativamente seu desempenho computacional [LJML13]. Processamento paralelo pode fornecer significativa melhoria de desempenho, pois contingências e cenários podem ser analisadas simultaneamente. Métodos de integração numérica com passo de tempo variável e solução simultânea de equações algébricas e diferenciais têm melhor desempenho do que passo fixo, com iteração de ponto fixo utilizada na maioria dos programas comerciais de simulação no domínio do tempo. A principal razão para isto é que o passo variável com abordagem de resolução simultânea é muito mais estável, permitindo maiores intervalos de tempo que podem, tipicamente, levar a várias ordens de melhoria de desempenho [LJML13].

O cálculo automático da margem de estabilidade é o fator chave em automatizar a avaliação da estabilidade, pois remove a necessidade de inspeção visual de trajetórias no tempo. Na prática, pode haver vários critérios de segurança a serem observados como amortecimento de oscilações eletromecânicas e comportamento transitório das tensões, mas a margem de estabilidade transitória é sem dúvida a mais difícil de estimar devido à complexidade da dinâmica do sistema elétrico de potência. Contudo, a técnica

usada para simulação é baseada numa abordagem de passo de tempo variável [LJML13].

O método SIME (*Single Machine Equivalent*) original, que é baseado no princípio clássico do “Critério das Áreas Iguais”, pode detectar precisamente casos instáveis. Já para o cálculo de margens positivas, quando o sistema é estável para uma dada perturbação, pode gerar grandes erros devido a dificuldades em extrapolar a curva da trajetória de potência acelerante para grandes excursões do ângulo do rotor (uma condição mais estressada). Logo, a avaliação da criticidade de nós e subestações, do ponto de vista dinâmico, é baseada em um aperfeiçoamento deste modelo, como proposto em [LJML13]. Se este método puder detectar rapidamente e corretamente instabilidade, por exemplo, em poucos milissegundos após a simulação da falta, e melhorar razoavelmente a precisão das estimativas para margem de estabilidade, então esta ferramenta será útil para muitas aplicações tais como cenários de contingência e avaliação da segurança em tempo real. O ponto principal é encontrar a melhor maneira de extrapolar a curva da potência elétrica dos geradores síncronos. Mais especificamente, a extrapolação é baseada em um valor estimado de impedância externa, conectando o equivalente da máquina a um barramento infinito.

Neste sentido, o objetivo deste trabalho é desenvolver metodologias para identificar subestações e nós críticos em sistemas elétricos de potência, considerando ambas as análises estática e dinâmica (estabilidade transitória) bem como os programas computacionais correspondentes. Após as análises, as subestações ou nós do sistema são organizadas em duas listas de classificação (estática e dinâmica), que poderão ajudar os planejadores da rede elétrica em muitos processos de decisões a elaborar estratégias eficientes de investimento. Logo, dois novos índices de desempenho, estático e dinâmico (estabilidade transitória), são apresentados neste trabalho. Note que todo este processo de análise pode conduzir a melhores estratégias de investimento, desde que cortes de carga sejam traduzidos em custos de interrupção.

A metodologia de avaliação da criticidade nodal é testada utilizando diferentes sistemas. Do ponto de vista estático, os sistemas IEEE RTS-79 [IEEE79] e *Brazilian Birds* [BBTS] são analisados. Já do ponto de vista dinâmico, são usados os sistemas IEEE *New England* (39-Barras), pois não há dados dinâmicos das unidades geradoras para o IEEE RTS, e *Brazilian Birds* [BBTS]. Os resultados obtidos são amplamente discutidos de modo a assegurar a consistência dos métodos.

Já para a classificação de subestações, apenas o sistema *Brazilian Birds* é apresentado nesta análise com três diferentes tipos de despacho/topologias, uma vez que suas subestações são de fácil identificação. Estas instalações são definidas, identificando os elementos e barras, agrupando os índices de desempenho nodais baseados nas análises estática e dinâmica que correspondem à mesma subestação. Por fim, os estudos são estendidos afim de melhorar a estabilidade de sistemas de potência através de Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS).

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Várias técnicas têm sido propostas para analisar a vulnerabilidade e a segurança de sistemas de potência sob contingências, ocasionalmente incluindo eventos em cascata. Algumas metodologias encontradas na literatura para identificar equipamentos críticos e calcular índices de vulnerabilidade são brevemente descritas a seguir.

Ilhamento controlado ou intencional é proposto em [DC06], apresentando algumas técnicas de redução de *blackouts* para uma operação segura em sistemas de potência. Baseados em regras simples, tais como, abertura estratégica de linhas sobrecarregadas próximas ao início da falha, seguidos de corte de carga racional. Se este corte de carga não for suficiente para resolver o problema, então os esquemas de ilhamento são efetuados. A estratégia de cortar de pequenas quantidades de cargas tende a isolar a falha, evitando assim a sua propagação. Isso também impede que outras linhas fiquem

sobrecarregadas, evitando assim, novas interrupções. Ao fim deste método, o operador tem em mãos esquemas de ilhas independentes capazes de operar sob condições de carga ou geração reduzida para cada uma das saídas de linhas críticas, salvando o sistema do total colapso.

O trabalho apresentado em [PBB11] concentra-se na segurança de redes elétricas contra falhas de componentes e ataques externos usando teoria algébrica de rede. A partir desta metodologia, são identificadas vulnerabilidades que são inerentes à estrutura de interconexão da rede, e que não dependem do ponto de operação. Os resultados podem ser usados para investigar outras propriedades teórico-sistêmico estrutural de redes, tais como controlabilidade e observabilidade e estes conduzem, finalmente, a projetos seguindo critérios de segurança conscientes de redes elétricas.

Já em [SS08] descreve um método para aproximar uma região específica factível de alta dimensão por superfícies convexas com um elipsoide, permitindo uma caracterização explícita de regiões operacionais viáveis na análise de segurança estática, independentemente dos critérios de otimização. São obtidas faixas em que as potências nos geradores podem variar sem violar as restrições operacionais.

Diversos indicadores probabilísticos de estabilidade obtidos a partir do método SIME são propostos nos trabalhos [G09, SSSG12], como o IEA (Índice de Estabilidade Aparente) e o POI (Probabilidade de Instabilidade). O IEA corresponde à expectativa de margem de energia negativa e o POI indica as chances de ocorrência de situações instáveis. Ainda no trabalho [SSSG12], a segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência é avaliada considerando um variado espectro de incertezas e utilizando-se metaheurísticas no processo de otimização.

Em [R05], a identificação de nós críticos é realizada usando um método de inteligência artificial baseada em métodos de busca (enxame de partículas), para superar as dificuldades computacionais associadas com os métodos

tradicionais de análise de vulnerabilidade, que é aplicada a uma série de sistemas teste. A metaheurística identifica um conjunto de elementos da rede que, se interrompidos, possivelmente levarão a uma série de eventos em cascata resultando em uma ampla propagação de danos.

A identificação de elementos de transmissão críticos tem sido discutida na literatura, como por exemplo, em [LR08, SBG09]. Algoritmos de classificação baseados em índices de desempenho para análise de contingências em sistemas elétricos de potência são apresentados em [SAA85], representando a proximidade do estado de operação em exceder seus limites estatísticos. Este trabalho contribuiu para o estado da arte e encorajando estudos nesta área na época de sua publicação.

Em [AFPB03] é analisado o impacto de diferentes índices de desempenho de segurança em elementos de transmissão. Primeiramente, é realizada uma triagem das contingências mais severas. As contingências são classificadas de acordo com dois conjuntos de índices de segurança que permitem avaliar a influência das sobrecargas e violações nos limites de tensão na rede elétrica. A simulação é feita considerando um aumento monótono do nível de carga. Esta metodologia é focada em estudos de segurança e classificação *on-line* de elementos de transmissão críticos, uma vez que fornece informações rápidas, precisas e relevantes sobre o estado operativo do sistema.

Outros autores também propõem uma classificação de elementos de transmissão para avaliação da segurança da rede elétrica, como em [SFCM05]. Uma abordagem que propõe uma melhor precisão para classificação e seleção de contingências baseados em índices de desempenho e modelos quadráticos de fluxo de potência. São atribuídas variáveis de controle para as contingências e a seleção baseada na sensibilidade do índice de desempenho com relação a esta variável. Os autores também propõem uma maneira de minimizar os erros de seleção utilizando fatores linearizados.

Já a abordagem descrita em [BDMM00] propõe um método simplificado e prático, do ponto de vista estático, para identificar os nós mais críticos considerando a remoção de todas as linhas conectadas a cada nó, e utilizando uma série de parâmetros que podem ser utilizados como indicadores úteis para medir o grau de importância de cada nó do sistema. Os parâmetros utilizados para compor o índice são: violações de tensão, geradores operando no limite de potência reativa, violações de fluxo de potência nas linhas de transmissão e quantidade de corte de carga, com diferentes fatores de peso a cada um desses efeitos.

Em [ATL10, TA11], duas metodologias são propostas para classificar subestações. O primeiro método pode ser classificado como determinístico e é baseado em “*Graph Centrality*”, que usa diferentes índices para classificar subestações de acordo com sua “importância estratégica”. Uma subestação é chamada de “estratégica” quando esta tem uma maior importância em termos de conectividade da rede em condições normais de operação. Isto significa que a importância da subestação depende da sua localização dentro da rede e como esta é relacionada ao resto do sistema. Este método, entretanto, é puramente topológico e não leva em conta todas as características elétricas e de confiabilidade da subestação/barra. O segundo método é classificado como probabilístico sendo baseado na “Importância Crítica”, i.e., classifica as subestações baseada em seu desempenho histórico. Este método considera que a importância de uma subestação dentro da rede é determinada pelos seus níveis de confiabilidade. Esta análise requer, entretanto, informações como estatísticas de interrupção detalhadas, que nem sempre estão disponíveis ou são difíceis de obter. Além disso, se a abordagem de menor custo é considerada, subestações com baixo nível de confiabilidade não receberão investimentos se seus respectivos custos de corte/interrupção da carga não serem significativos.

Desde o final da década de 60, um esforço significativo tem sido dedicado para elaborar métodos rápidos para análise de estabilidade transitória. O foco inicial foi na aplicação do método de Lyapunov [P89], mas as simplificações

necessárias eram muito severas e os resultados não foram precisos o suficiente. É importante notar que todos os chamados “métodos rápidos” dependem da simulação no domínio do tempo. O principal objetivo desses métodos não tem sido eliminar completamente a simulação no domínio do tempo, mas limitar sua simulação para um curto período, por exemplo, menos de um segundo, e em seguida obter estimativas de margem de estabilidade baseadas em informações, como as energias potencial e cinética. A margem de estabilidade é uma informação importante, pois fornece a “distância” do ponto operativo ao limite de estabilidade. Sem esta informação, o cálculo da margem exigiria a busca do limite de estabilidade através de sucessivos redespachos de geração e análise de contingência. Portanto, a capacidade de estimar a margem de estabilidade para uma dada contingência usando apenas uma simulação no domínio do tempo é um poderoso recurso que acelera significativamente a avaliação de segurança [LJML13].

Atualmente, há basicamente duas principais metodologias de pesquisa que obtiveram relativo sucesso. Uma abordagem é baseada em Função de Energia Transitória (*Transient Energy Function* - TEF) [P89, J94, C10], e exigem o cálculo de pontos de equilíbrio instáveis (*Unstable Equilibrium Point* - UEP), para determinação da energia crítica associada a uma dada contingência, como por exemplo, o método Ponto Limite de Equilíbrio Instável de Controle (*Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point* - BCU) [C10]. O outro é baseado no mapeamento de todo o sistema em um modelo equivalente reduzido constituído por uma única máquina e um barramento infinito equivalente, denominado método SIME [PER00]. A principal desvantagem do método TEF é a dificuldade de utilizar modelos detalhados do sistema, i.e., com representação detalhada do sistema de excitação, reguladores e FACTS, por exemplo. Além disso, o cálculo de UEP's consome muito tempo computacional. Por outro lado, o método SIME admite modelos detalhados, é mais rápido do que o BCU e pode ser facilmente incorporado em programas de simulação no domínio do tempo.

No que se diz respeito à utilização de métodos probabilísticos para a avaliação da criticidade de subestações na rede, pode-se identificar dois grupos de pesquisa. No primeiro, as subestações são analisadas inteiramente separadas da rede e, conseqüentemente, das condições operativas [BA96, L05]. No segundo grupo, o impacto da análise de falhas nas subestações nos sistemas elétricos é feito através de um programa de confiabilidade composta – geração e transmissão, que é adaptado para avaliar os índices tradicionais de confiabilidade operativas [L05, N03]. Algumas metodologias são descritas brevemente a seguir.

Em [RLJM00] é apresentada uma metodologia, que estende o conceito e as técnicas de avaliação da confiabilidade composta de modo a incluir aspectos ligados à segurança. Isto exige a caracterização probabilística do desempenho dinâmico dos sistemas em termos da estabilidade transitória, bem como um melhor entendimento dos efeitos cascata decorrentes do desdobramento de uma sequência de eventos. Baseada num processo de simulação Monte Carlo sequencial, que permite representar processos não-Markovianos envolvidos, tais como ações corretivas, eventos em cascata e processos de recomposição. Índices de confiabilidade tradicionais são calculados separadamente para a adequação e segurança, e outros indicadores que medem o nível de segurança do sistema. A metodologia é aplicada ao sistema IEEE-RTS modificado, identificando os fatores que mais influenciam a segurança do sistema, e ainda as relações entre os problemas de adequação e segurança.

Uma simulação Monte Carlo sequencial para avaliar a confiabilidade de subestações é proposta em [BL93], gerando distribuições de probabilidade associados com os índices de confiabilidade. A técnica é ilustrada pela aplicação de uma configuração básica de subestações, obtendo esses indicadores e comparados com os obtidos utilizando um método analítico. Pode ser usada também para realizar uma análise de sensibilidade variando parâmetros dos elementos dessa instalação. Este método pode fornecer índices adicionais que não são facilmente obtidos utilizando um método analítico.

O artigo [BV87] discute uma modelagem estocástica de vários equipamentos de uma subestação e desenvolve expressões para o cálculo de probabilidade e frequência para diversos estados de falha possíveis numa subestação. Essas expressões são empregadas na avaliação estática da confiabilidade de um sistema teste.

Em [ASDS02] é abordado o efeito de falhas em componentes da subestação para auxiliar na avaliação da confiabilidade nodal em sistemas de potência. A metodologia baseia-se na determinação de quais elementos conectados ao nó representativo de uma subestação, tornar-se-ão indisponíveis quando da ocorrência de uma falha dos componentes. A abordagem é baseada na criação de um espaço de estado probabilístico equivalente, permitindo uma aproximação para representar os efeitos nas subestações e, conseqüentemente, do sistema. O método compreende em três etapas fundamentais: modelagem dos principais elementos, em forma de espaços de estados simplificado; determinação de um modelo estocástico equivalente para cada subestação; cálculo de índices nodais como probabilidade, frequência e duração.

Um modelo reduzido equivalente de sistemas para estudos e análise de adequação da rede é proposto em [FSMP95]. Uma avaliação simplificada de risco da transmissão é realizada considerando três índices: probabilidade e frequência da carga não suprida e seu respectivo valor esperado de corte de carga usando este equivalente obtido.

Recentemente, a criticidade das subestações vem sendo avaliada considerando as indisponibilidades dos seus equipamentos pelos impactos estáticos e dinâmicos na rede elétrica [LVFM14, VLFM12, VLFM13]. Trata-se de uma ênfase sistêmica, isto é, depende da configuração da barra, do porte da subestação, da topologia do sistema e de suas condições operativas. Esta metodologia proposta não é uma ferramenta automática ou um programa computacional, mas um conjunto de procedimentos a serem usados com quaisquer programas comerciais disponíveis de fluxo de potência AC, fluxo de

potência ótimo e estabilidade transitória. A ideia é avaliar probabilisticamente o impacto (estático e dinâmico) de falhas originadas dentro de subestações para todo o sistema de potência. Embora represente todos os detalhes em uma subestação, a sua utilização ainda é limitada à análise de poucas subestações tendo em mente possíveis reforços ou expansões.

Uma seção do Capítulo 4 desta Tese é dedicada à comparação dos resultados publicados em [LVFM14] usando esta técnica com a descrita neste documento, verificando se há alguma correlação entre elas.

Neste trabalho, a criticidade de equipamentos de transmissão em relação aos nós e subestações serão avaliadas probabilisticamente, não levando em conta os detalhes dentro de uma subestação (equipamento específico, arranjos, etc.), mas as consequências em conjunto com falhas externas e avaliadas, estática (com as probabilidades de ocorrência calculadas a partir de dados estocásticos) e dinamicamente. Esta abordagem tem a capacidade de avaliar todo o sistema para cada execução do programa, uma vez que dispõe de uma ferramenta totalmente automática. Portanto, no caso do tratamento probabilístico a ser considerado nesta tese, pode-se afirmar que não existe trabalho similar na literatura.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho apresenta novas metodologias para classificar nós e subestações quanto ao seu desempenho estático e dinâmico em sistemas elétricos de potência. A abordagem é capaz de oferecer um *ranking* dessas instalações, pela qual os planejadores do sistema podem facilmente identificar quais infraestruturas com necessidades mais urgentes de investimento. Esta Tese de Doutorado é composta de seis capítulos, descritos de forma resumida a seguir.

Neste capítulo, o problema e os principais objetivos desta tese são definidos. Uma descrição geral da abordagem e um levantamento do estado da arte sobre o assunto também são apresentados.

No Capítulo 2, uma metodologia probabilística de classificação nodal baseada no desempenho estático é discutida em detalhes, incluindo os principais conceitos, características, vantagens, limitações e um algoritmo computacional. Visando facilitar o entendimento do método proposto, são ilustrados resultados de dois sistemas acadêmicos: Sistemas IEEE RTS-79 e *Brazilian Birds*.

No Capítulo 3, uma metodologia probabilística de classificação nodal baseada no desempenho dinâmico é proposta e discutida em detalhes, incluindo principais conceitos, características, vantagens, limitações e algoritmo computacional. Com o objetivo de ilustrar o processo de classificação dinâmico (estabilidade transitória) são testados usando os sistemas acadêmicos IEEE *New England* (39 Barras) e *Brazilian Birds*.

O Capítulo 4 é dedicado à apresentação e discussão de resultados dos índices estáticos e dinâmicos, discutidos anteriormente, considerando agora que um conjunto de barramentos ou nós pertence a uma subestação, agrupando seus respectivos índices de desempenho nodais e obtendo novas listas de classificação, agora para subestações. São definidos os equipamentos que pertencem a esta instalação e como os índices estáticos e dinâmicos são computados.

O sistema *Brazilian Birds* é utilizado para ilustrar este novo processo de classificação, do ponto de vista das subestações, com três diferentes despachos/topologias:

- i) A classificação de desempenho de subestações é realizada mediante um ponto de operação definido previamente;

- ii) Topologia e despacho realizados em [LVFM14]. Uma comparação de resultados usando o método descrito nesta referência é realizada e discutida;
- iii) Uma simplificação na topologia da rede usada no item anterior é efetuada: as unidades geradoras estão agora conectadas num único transformador. A ideia é avaliar o impacto desta simplificação, uma vez que quando se faz análise de contingências, a representação da rede deve ser a mais próxima possível da realidade.

O Capítulo 5 é dedicado a buscar melhorias da estabilidade transitória a partir da avaliação da criticidade de subestações da rede. Com isso, implementa-se Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS) afim de evitar a perda de sincronismo entre as máquinas. A avaliação da criticidade de subestações usando EPS é testada e validada usando o sistema acadêmico *Brazilian Birds*.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

CRITICIDADE NODAL BASEADA NO DESEMPENHO ESTÁTICO DA REDE

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a metodologia proposta para classificação de nós baseada no desempenho estático é apresentada e testada, incluindo as principais características, conceitos, hipóteses e resultados utilizando alguns sistemas testes. A ideia básica deste método é classificar os nós de acordo com seus respectivos valores de Índice de Desempenho (estático) do Nó (*Static Performance Index* - SPI), i.e., um índice que mede o quão crítico um nó é considerando um conjunto específico de regras ou critérios. O valor SPI de um dado nó é obtido utilizando um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO), que estima a quantidade total de corte de carga sob uma lista específica de cenários de contingências. Esta quantidade de corte de carga, avaliada pelo FPO, é utilizada como base no cálculo deste índice de desempenho. Esses cenários incluem todas as contingências “N-1” e “N-2”, considerando apenas as linhas de transmissão e transformadores diretamente conectados ao nó, com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Aqueles com os maiores valores de SPI são considerados os mais críticos e, portanto, aparecem no topo da lista de classificação.

Por fim, a metodologia de classificação baseada no desempenho estático é testada e validada usando alguns sistemas acadêmicos. O principal objetivo é ilustrar o processo de avaliação do índice SPI, que é descrito detalhadamente a seguir. Para esta finalidade, dois sistemas acadêmicos são utilizados como exemplos: (i) o sistema IEEE RTS; e (ii) o sistema *Brazilian Birds*. Em cada

caso, os resultados obtidos são discutidos em detalhes e alguns eventos de contingência, incluindo “N-1” e “N-2”, são selecionados e usados como exemplos explicativos para fornecer uma visão mais clara e aprofundada da metodologia. Também é realizada uma discussão, comparando os resultados com o método desenvolvido em [L14].

2.2 DESENVOLVIMENTO CONCEITUAL

Como mencionado no capítulo anterior, metodologias para classificar nós ou subestações têm recebido pouca atenção na literatura até o momento. Inicialmente, uma das alternativas mais promissoras foi desenvolver uma nova metodologia de classificação baseada nos conceitos propostos em [N03]. Esta referência apresenta uma nova abordagem para incorporar interrupções ligadas a subestações na avaliação de confiabilidade em um sistema composto. Uma metodologia adequada para classificá-las não é discutida nesta referência. Entretanto, se as contribuições individuais das instalações para os índices de confiabilidade do sistema pudessem ser medidos, um método probabilístico para fins de classificação poderia ser desenvolvido. Mas esse tipo de abordagem, i.e., ferramenta baseada em confiabilidade, não é aplicada neste trabalho. Portanto, outras alternativas começaram a ser discutidas.

Uma nova abordagem é então proposta. A ideia é realizar uma análise “multiestágio” da rede de transmissão envolvendo a remoção de todas as linhas e transformadores conectados a um barramento, uma por vez, executando um FPO após cada contingência, supondo uma condição em regime permanente. O processo de classificação de nós é baseado na quantidade de corte de carga, obtido após a execução do FPO, considerando todos os cenários de contingência. O método é razoavelmente simples e também tem a vantagem de que cortes de carga podem ser facilmente convertidos em custos associados de interrupção.

Uma vez que a ideia geral foi definida, os detalhes da metodologia e vários outros aspectos precisam ser definidos. Por exemplo, o impacto da saída de uma linha no sistema pode ser avaliado usando um algoritmo de fluxo de potência AC ou DC. Ainda, ações corretivas devem ser representadas a fim de mensurar a quantidade de corte de carga, conseqüentemente, de se ter um “valor” que poderia medir as conseqüências das interrupções no sistema. Portanto, a formulação do FPO (independentemente de ser AC ou DC) é necessária para representar os limites de fluxo nos circuitos, caso contrário, nenhuma (ou pequena) quantidade de carga seria cortada, i.e., não haveria índices calculados para a maioria dos cenários de contingência.

A primeira escolha para o algoritmo do fluxo de potência foi um modelo AC. Neste caso, o fluxo de potência (para as contingências “N-1” e “N-2”) e as ações corretivas seriam ambas representadas por modelos AC. Também, para as falhas “N-2”, suspeitou-se de que a seqüência dos eventos de contingência poderia ser relevante, i.e., falha da linha L1 seguida por uma falha na linha L2 ou falha na linha L2 seguida por uma falha na linha L1 levaria o sistema a diferentes condições operativas (incluindo quantidades diferentes de corte de carga). Neste caso, a possibilidade de uma falha simultânea em L1 e L2 deverá também ser analisada. A ideia inicial é ponderar cada caso de acordo com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Testes iniciais foram executados usando sistemas acadêmicos, e, por causa de problemas críticos relacionados à convergência (especialmente para contingências “N-2”), a formulação AC do fluxo de potência foi finalmente descartada [LJML13].

Uma formulação linear do problema é então analisada, logo, três melhorias em comparação à abordagem AC foram imediatamente obtidas. A implementação computacional foi visivelmente simplificada, os problemas de convergência foram reduzidos consideravelmente e a seqüência das contingências agora era irrelevante, além de aumentar significativamente a eficiência computacional.

Nesta nova abordagem, os impactos iniciais dos eventos “N-1” e “N-2” são analisados usando um algoritmo de fluxo de potência linear DC. Se violações no sistema não são detectadas (i.e., sobrecarga nos circuitos), o cenário de contingência é considerado seguro e índices não são computados para a respectiva subestação. Em casos de sobrecarga, entretanto, um algoritmo de fluxo de potência ótimo linearizado (FPO DC) é executado para efetuar ações corretivas, que neste caso são basicamente redespacho de geração e corte de carga. O redespacho de geração poderia seguir também estratégias diferentes incluindo: (i) Redespacho visando um desvio mínimo a partir de uma determinada condição operativa; (ii) Redespacho de acordo com certas prioridades ou ordem de mérito; (iii) Redespacho visando o mínimo corte de carga possível. Logo, o critério de redespacho definido é uma combinação das estratégias (ii) e (iii).

A quantidade de corte de carga é calculada em dois estágios separados. No primeiro estágio, sobrecargas nos circuitos são eliminadas usando apenas corte de carga (*Load Shedding – LS*), i.e., redespacho de geração é proibido (exceto para a barra *swing*). No segundo estágio, sobrecargas podem ser eliminadas usando tanto corte de carga quanto redespacho de geração (*Redispatch and Load Shedding – RLS*). Note que, o corte de carga obtido para o segundo estágio é sempre menor ou igual ao corte de carga no primeiro estágio e também pode ser zero. Portanto, este procedimento também fornece uma maneira de mensurar a eficácia do redespacho de geração, que é a habilidade de resolver problemas de sobrecargas no sistema devido a contingências.

A fim de estimar o índice SPI de um dado nó, as contribuições de todos os cenários de contingências associados aquele nó devem ser considerados. Também, cada cenário de contingência analisado tem duas contribuições parciais (dos Estágios 1 e 2 descritos anteriormente). Os modelos de FPO DC utilizados nos Estágios 1 e 2 são devidamente discutidos na seção a seguir.

2.2.1 Condições Preliminares

Na metodologia de classificação estática de nós, as perdas no sistema são calculadas usando o vetor ângulo da tensão obtido na solução do fluxo de potência DC de uma dada configuração. Essas perdas são então modeladas como cargas fictícias, que são alocadas na extremidade oposta de cada ramo. Portanto, o total das perdas (P_{ij}^{loss}) associadas ao circuito entre as barras i e j (em pu) pode ser calculado através da seguinte equação:

$$P_{ij}^{loss} = (g_{ij} \times \theta_{ij}^2) \quad (2.1)$$

onde g_{ij} é a condutância do circuito em pu e θ_{ij} é a diferença angular entre as barras i e j em radianos.

Uma vez que um fluxo de potência DC é primeiramente usado para estimar perdas no sistema, uma comparação entre os fluxos AC e DC é realizada. As perdas encontradas no fluxo DC são então proporcionalmente aumentadas ou diminuídas em cada barra a fim de manter o mesmo balanço de fluxo de potência como no caso base AC.

2.3 MODELOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR DC

Como mencionado anteriormente, a quantidade total de corte de carga em cada cenário de contingência é avaliada usando algoritmos de FPO DC. No Estágio 1, todas as sobrecargas podem ser eliminadas apenas via corte de carga. Esta condição representa, de certa maneira, a situação “mais pessimista”, desde que outras opções não existam além de corte de carga. Observe que, ao menos um gerador deve ser redespachado a fim de respeitar as restrições do problema. A barra *swing* do problema desempenhará esta regra. No Estágio 2, sobrecargas podem ser eliminadas usando tanto redespacho de geração quanto corte de carga. Contrariamente ao Estágio 1, o Estágio 2 representa a situação “mais otimista” onde o corte de carga é

reduzido para um valor mínimo. O corte de carga real deve necessariamente estar entre essas duas situações extremas.

O fluxo de potência ótimo DC é formulado como um problema de otimização linear, e esta é resolvida pelo método Simplex [L73]:

$$\min cx \quad (2.2)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (2.3)$$

$$l \leq dx \leq u \quad (2.4)$$

A Equação (2.2) representa a função objetivo, onde c é o vetor $n \times 1$ contendo os coeficientes da função e x é o vetor de variáveis do problema. Equação (2.3) representa o conjunto de restrições de igualdade onde A é uma matriz $m \times n$ e b é um vetor $m \times 1$ independente. Finalmente, a Equação (2.4) representa as restrições de desigualdade, onde d é um vetor $q \times 1$ contendo os coeficientes de restrições e l, u são vetores limites inferior e superior, respectivamente. As restrições de desigualdade do problema de otimização podem ser reescritas como:

$$\min cx \quad (2.5)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (2.6)$$

$$dx \leq u \quad (2.7)$$

$$dx \geq l \quad (2.8)$$

Como mencionado anteriormente, as quantidades de corte de carga após cada contingência (“N-1” ou “N-2”) são avaliadas em dois estágios. Durante o Estágio 1, sobrecargas são eliminadas usando uma abordagem de mínimo corte de carga. Por outro lado, no Estágio 2, as sobrecargas no sistema são eliminadas usando uma abordagem de redespacho de geração com o mínimo corte de carga.

A função objetivo do FPO DC para o Estágio 1 pode ser formulada para a contingência i como:

$$LS_i = \min \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \quad (2.9)$$

em que c_L^k representa o custo ou o peso associado com a carga no nó k , FC_k é o fator de corte de carga correspondente (entre 0 e 1) e Ω_c é o grupo de barras que são considerados na abordagem de mínimo corte de carga. É importante destacar que, durante a solução do problema (2.9), uma restrição adicional é adotada para limitar a potência gerada na barra *swing*, i.e., $P_{SW}^{\min} \leq P_{SW} \leq P_{SW}^{\max}$. Esta restrição, quando necessário, pode não encontrar uma solução no Estágio 1 em certas ocasiões. Esta possibilidade é discutida na Seção 2.6.

E para o Estágio 2, um termo adicional é incluído na função objetivo em (2.9). Este termo representa o redespacho de geração e pode ser formulada para a contingência i como:

$$RLS_i = \min \left\{ \sum_{j \in \Omega_G} c_G^j \times P_G^j + \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \right\} \quad (2.10)$$

em que c_G^j representa os custos operativos das unidades geradoras, P_G^j é a potência ativa gerada no nó j e Ω_G é o conjunto de nós de geração a serem considerados no problema de redespacho.

As restrições de igualdade em (2.3) são representadas por equações de fluxo de potência linearizadas [SJA09], considerando perdas no sistema, i.e.,

$$P - P^{loss} = B\theta \quad (2.11)$$

onde B é a matriz de susceptância do sistema, θ são as variáveis de estado (ângulos das barras do sistema), P representa as injeções de potência líquida e P^{loss} é o vetor perdas do sistema, que são modeladas como cargas fictícias.

As restrições de desigualdade em (2.4) são representadas pelos limites de fluxo de potência das linhas de transmissão. Considerando o modelo de fluxo de potência DC, essas restrições são dadas por:

$$|F| \leq F^{\max} \quad (2.12)$$

onde F é um vetor contendo o fluxo de potência em cada circuito do sistema e F^{\max} é um vetor contendo as capacidades máximas dos circuitos. Estas restrições de desigualdade também são representadas pelas máximas injeções de potência das unidades geradoras, i.e.,

$$P_G^{\min} \leq P_G^j \leq P_G^{\max} \quad (2.13)$$

em que P_G^{\min} e P_G^{\max} são, respectivamente, os limites inferior e superior de potência gerada no nó j .

Uma vez que a formulação do fluxo de potência ótimo DC foi discutida, a implementação para ambos os estágios 1 e 2 podem ser introduzidas. As equações (2.14) à (2.17) representam a formulação do FPO DC para a contingência i considerando o Estágio 1:

$$LS_i = \min \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \quad (2.14)$$

sujeito a:

$$P - P^{\text{loss}} = B\theta \quad (2.15)$$

$$|F| \leq F^{\max} \quad (2.16)$$

$$P_{SW}^{\min} \leq P_{SW} \leq P_{SW}^{\max} \quad (2.17)$$

Da mesma forma, a formulação do FPO DC para a contingência i considerando o Estágio 2 é representada pelas equações (2.18) à (2.21):

$$RLS_i = \min \left\{ \sum_{j \in \Omega_G} c_G^j \times P_G^j + \sum_{k \in \Omega_c} c_L^k \times FC_k \right\} \quad (2.18)$$

sujeito a:

$$P - P^{loss} = B\theta \tag{2.19}$$

$$|F| \leq F^{max} \tag{2.20}$$

$$P_G^{min} \leq P_G^j \leq P_G^{max} \tag{2.21}$$

O modelo computacional implementado classifica os nós de um sistema elétrico de potência usando um fluxo de potência linearizado (FPDC), bem como um fluxo de potência ótimo DC (FPO DC).

O programa computacional de FPO DC obtém a solução ótima do sistema de potência através de um módulo de otimização. Este módulo trata o problema de programação linear (PPL) através da metodologia Simplex. Como mencionado anteriormente, o método Simplex é utilizado pela ferramenta de otimização, e, portanto, melhorias em esforço computacional por redução do tempo de processamento são obtidas em relação à metodologia Pontos Interiores [G94].

A Figura 2.1 mostra o módulo computacional construído para gerar uma classificação de barramentos baseada no desempenho estático.

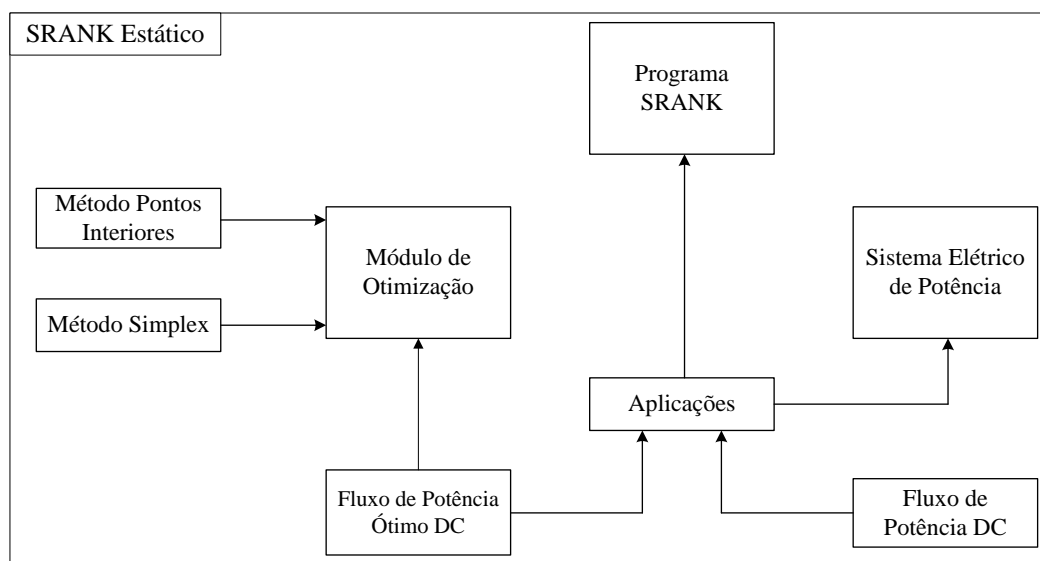


Figura 2.1: Modelo computacional - Programa SRANK Estático.

Como os módulos computacionais são tratados separadamente, isto permite ao desenvolvedor incorporar novas funcionalidades sem grandes esforços na elaboração de algoritmos de cálculo. Note que o “Programa SRANK” representa o módulo principal e, acoplado com ele, o módulo “Aplicações” que gerencia todo o processo de cálculo. O módulo “Sistema Elétrico de Potência” realiza o tratamento da topologia da rede elétrica, que permite que elementos conectados ao nó possam ser ligados e desligados, possibilitando assim a análise de classificação estática. O módulo “Otimização” é utilizado pelo FPO DC para determinar a solução linear ótima do problema, como mencionado anteriormente. Observe na Figura 2.1 que os métodos Simplex e Pontos Interiores estão incorporados externamente a este módulo, mantendo a flexibilidade do processo de desenvolvimento e a utilização de várias ferramentas disponíveis ao usuário.

2.4 ÍNDICE DE DESEMPENHO ESTÁTICO DO NÓ

O índice de desempenho estático do nó (SPI – *Static Performance Index*) é um número que mede o quão crítico um nó é considerando um conjunto específico de regras ou critérios. Aqueles nós com valores mais elevados de SPI são considerados deficientes e com necessidades mais urgentes de investimento. Portanto, os índices de desempenho podem ser usados como um caminho fácil e eficaz para classificar barras dentro da rede elétrica. Um índice de desempenho pode ser construído de várias maneiras. Basicamente, este processo envolve a atribuição de “notas” a cada nó de acordo com, por exemplo, seu desempenho, confiabilidade, demanda de carga, localização dentro da rede, etc.

Nesta tese, o índice SPI de um dado nó é calculado de acordo com a quantidade total de corte de carga decorrente de um conjunto específico de cenários de contingências. Este conjunto abrange todas as contingências possíveis “N-1” e “N-2”, considerando apenas transformadores e linhas de transmissão diretamente conectados a cada nó com sua respectiva

probabilidade de ocorrência. A fim de ilustrar este processo, considere o nó “Barra 1” mostrado na Figura 2.2.

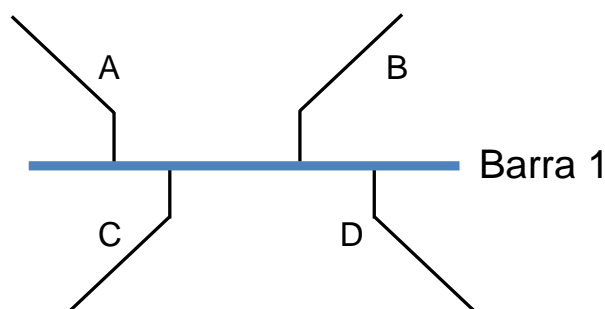


Figura 2.2: Representação de um nó do sistema.

Considere que a Barra 1 representa um nó dentro da rede. Este nó tem quatro linhas/transformadores diretamente conectados a ele. A fim de se estimar o índice SPI deste nó, todas as contingências “N-1” e “N-2” são analisadas. Portanto, considere a contingência “N-1” onde a linha “A” falha com uma determinada probabilidade. Esta situação é ilustrada na Figura 2.3.

Primeiramente, o cenário de contingência é analisado usando um algoritmo de fluxo de potência DC padrão. O principal objetivo é determinar se este cenário de contingência causa sobrecargas em qualquer circuito; se sobrecargas não são detectadas, esta contingência é considerada segura e não contribui para o valor do índice SPI da Barra 1. Caso contrário, um algoritmo de FPO DC é executado, onde todas as sobrecargas são eliminadas usando corte de carga como única opção. Este processo representa o Estágio 1 (descrito na seção anterior) e o montante total de corte de carga em todo o sistema é salvo. Agora, um segundo FPO DC é executado para eliminar sobrecargas utilizando tanto redespacho de geração quanto corte de carga. Este processo representa o Estágio 2 (também descrito na seção anterior) e, mais uma vez, o montante total de corte de carga é salvo.

Note que o corte de carga obtido no Estágio 2 será sempre menor ou igual ao corte de carga no Estágio 1. Este procedimento fornece uma maneira de medir a eficácia do redespacho de geração e também auxilia no processo de

classificação, já que dois nós podem ter valores similares de corte de carga no Estágio 1, mas valores muito diferentes no Estágio 2.

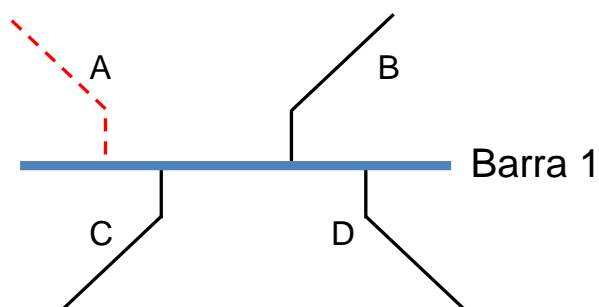


Figura 2.3: Contingência “N-1” na linha/transformador “A”.

O mesmo procedimento descrito acima (para a contingência “N-1”, “A”) é repetido para as contingências “N-1” remanescentes, i.e., equipamentos “B”, “C” e “D” com suas respectivas probabilidades. Os valores correspondentes de corte de carga (para os Estágios 1 e 2) são salvos para todos os casos; uma vez que todas as contingências “N-1” têm sido analisadas, a metodologia começa a verificar as contingências “N-2”. Portanto, considere a contingência “N-2” “A” e “B” ilustrada na Figura 2.4.

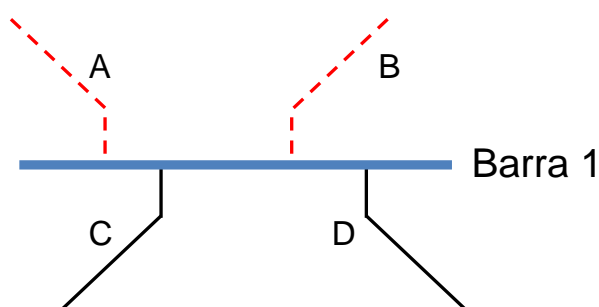


Figura 2.4: Contingência “N-2” nas linhas/transformadores “A” e “B”.

Uma vez que modelos lineares DC são empregados, a falha de “A” seguida por uma falha em “B”, a falha de “B” seguida por uma falha em “A” ou falha simultânea de “A” e “B” levam a mesma condição operativa do sistema. Portanto, ambas as linhas/transformadores “A” e “B” são removidas do sistema e uma nova condição operativa é obtida via fluxo de potência DC. Se quaisquer

sobrecargas são detectadas, ações corretivas são aplicadas executando um fluxo de potência ótimo DC. Mais uma vez, o montante de corte de carga no Estágio 1 (apenas corte de carga) e Estágio 2 (redespacho de geração e corte de carga) são avaliados e salvos. O mesmo processo descrito para a contingência “N-2” “A-B” (i.e., “A” e “B”) é então repetida para as contingências “N-2” remanescentes, que são “A-C”, “A-D”, “B-C”, “B-D” e “C-D”. Os valores correspondentes de corte de carga (para os estágios 1 e 2) são armazenados em todos os casos.

Uma vez analisadas todas as contingências “N-1” e “N-2” (para a Barra 1), uma tabela de desempenho do nó é construída, contendo as quantidades de corte de carga considerando cada evento. A Tabela 2.1 apresenta o desempenho estático para a Barra 1.

Tabela 2.1: Tabela de desempenho do nó para a Barra 1

	Cenário de Contingência	Estágio 1 Apenas Corte de Carga (não há redespacho)	Estágio 2 Redespacho e Corte de Carga
“N-1”	A	LS_A	RLS_A
	B	LS_B	RLS_B
	C	LS_C	RLS_C
	D	LS_D	RLS_D
“N-2”	A-B	LS_{A-B}	RLS_{A-B}
	A-C	LS_{A-C}	RLS_{A-C}
	A-D	LS_{A-D}	RLS_{A-D}
	B-C	LS_{B-C}	RLS_{B-C}
	B-D	LS_{B-D}	RLS_{B-D}
	C-D	LS_{C-D}	RLS_{C-D}

O índice SPI para a Barra 1 é obtido considerando dois termos. O primeiro termo (PI_{N-1}) representa as contribuições de todas as contingências “N-1” sendo calculada por:

$$PI_{N-1} = \sum_{i=1}^{N_1} w_{N-1}(i) \times (LS_i + RLS_i) \tag{2.22}$$

onde N_1 é o número de contingências “N-1” para a Barra 1 e $w_{N-1}(i)$ é a probabilidade individual de cada cenário de contingência i associada à

indisponibilidade do elemento de transmissão i e às disponibilidades dos elementos remanescentes dado por:

$$w_{N-1}(i) = U(i) \times \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N A(k) \quad (2.23)$$

onde N é o número total de elementos de transmissão, $U(i)$ é a indisponibilidade do elemento i e $A(k)$ são as disponibilidades dos elementos remanescentes no sistema. Para o exemplo apresentado na Tabela 2.1, $PI_{N-1} = w_{N-1A} * (LS_A + RLS_A) + w_{N-1B} * (LS_B + RLS_B) + w_{N-1C} * (LS_C + RLS_C) + w_{N-1D} * (LS_D + RLS_D)$.

O segundo termo (PI_{N-2}) representa as contribuições de todas as contingências “N-2”, portanto:

$$PI_{N-2} = \sum_{\substack{i=j=1 \\ j \neq i}}^{N_2} w_{N-2}(i, j) \times (LS_{i-j} + RLS_{i-j}) \quad (2.24)$$

onde N_2 é o número de contingências “N-2” para a Barra 1 e $w_{N-2}(i, j)$ é a probabilidade associada à indisponibilidade dos elementos de transmissão i e j e às disponibilidades dos elementos remanescentes dado por:

$$w_{N-2}(i, j) = U(i) \times U(j) \times \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i, k \neq j}}^N A(k) \quad (2.25)$$

onde N é o número total de elementos de transmissão, $U(i)$ e $U(j)$ são as indisponibilidades dos elementos i e j ; e $A(k)$ são as disponibilidades dos elementos remanescentes no sistema. Considerando o exemplo da Tabela 2.1, $PI_{N-2} = w_{N-2A-B} * (LS_{A-B} + RLS_{A-B}) + w_{N-2A-C} * (LS_{A-C} + RLS_{A-C}) + w_{N-2A-D} * (LS_{A-D} + RLS_{A-D}) + w_{N-2B-C} * (LS_{B-C} + RLS_{B-C}) + w_{N-2B-D} * (LS_{B-D} + RLS_{B-D}) + w_{N-2C-D} * (LS_{C-D} + RLS_{C-D})$. Finalmente, o índice SPI para a Barra 1 é calculado:

$$SPI_{Barra1} = PI_{N-1} + PI_{N-2} \quad (2.26)$$

O mesmo procedimento descrito para a construção da tabela de desempenho estático da Barra 1 é repetido para todas as barras do sistema. O índice SPI é calculado para todas as barras e seus correspondentes valores são usados como critério de classificação. Finalmente, uma lista de classificação de nós de todo o sistema elétrico pode agora ser obtida. Esta abordagem deve levar a resultados realísticos e práticos para as listas de classificação, uma vez que alguns eventos de contingência têm valores altos de corte de carga, mas probabilidades de ocorrência extremamente baixas. Desta forma, os investimentos poderão ser bem alocados para melhorar o desempenho daquelas instalações que são mais propensas a contingências.

2.5 ÍNDICE DE DESEMPENHO COM REDESPACHO *VERSUS* SEM REDESPACHO

O principal objetivo das medidas corretivas é minimizar o corte de carga ou o seu custo correspondente. Várias ações de controle podem ser realizadas para eliminação de violações operativas e recondução do sistema a um ponto de operação viável, entre estas correspondem basicamente o redespacho de geração e o corte de carga uma vez que a ferramenta utilizada é um FPO DC. Uma política de interrupção da carga é uma regra segundo a qual se determina em quais barramentos se devem cortar carga, tornando-se necessário quando há uma ocorrência de insuficiência de geração e/ou sobrecargas em linhas de transmissão que não podem ser eliminadas por redespacho de geração.

Sabe-se que a maioria das companhias elétricas ao redor do mundo não permite o uso do redespacho para resolver violações na rede perante cenários de contingências simples (critério "N-1") no planejamento de seus sistemas de transmissão. O argumento por trás desta estratégia vem do fato de que estas empresas não teriam programas de FPO sofisticados para usar durante as contingências. Note que algumas dessas ferramentas de FPO tentam resolver problemas de rede como sobrecargas em linhas de transmissão alterando vários despachos dos geradores, que representam uma estratégia não

aplicável do ponto de vista operacional. Portanto, o critério "N-1" é tal que o sistema deva responder adequadamente a qualquer contingência simples sem qualquer sobrecarga, subtensão, etc.

Nesta perspectiva, os operadores definem como prioritárias as unidades geradoras com menor custo e risco para o sistema elétrico, mas o remanejamento desta geração traz consigo um distanciamento do ponto ótimo buscado pelo planejamento energético, elevando o custo de operação.

Em situações onde o custo de operação já se encontra elevado, o distanciamento do ponto de operação planejado é ainda maior. Portanto, atualmente o Estágio 1 é mais realístico do ponto de vista de boas práticas de planejamento entre a maioria das empresas do setor elétrico, apesar de ser mais conservadora.

Esta discussão tem sido uma longa batalha entre planejadores e operadores em muitos países; operadores necessitam de margens de segurança muito grandes perante contingências devido ao limitado tempo para tomar decisões, enquanto planejadores tem longo tempo para decidir, embora com um orçamento limitado para lidar com isto. Neste trabalho, tenta-se equilibrar ambos os lados (operadores e planejadores) considerando ambos os estágios.

Com relação às contingências duplas, este critério deve ser atendido, em alguns pontos cruciais do sistema em que estas contingências possam colocar em risco a sua integridade, apesar de não ser usual no planejamento, uma vez que são realizados grandes investimentos na rede e conseqüentemente, aumentos na tarifa de energia.

2.6 PROBLEMAS DE SOBRECARGA E ILHAMENTO

Durante a análise de contingências "N-1" e/ou "N-2", algumas falhas em linha/transformador podem causar ilhamento no sistema, i.e., o isolamento de

uma barra ou um conjunto de barras, que em alguns casos podem formar subsistemas separados. Para obter uma solução para esses eventos, redespacho de geração é necessário. Assim, a formulação FPO DC usada no Estágio 2 (redespacho de geração e corte de carga) deverá sempre ser factível. Por outro lado, o FPO DC utilizado no Estágio 1 (que usa apenas corte de carga) pode nem sempre ser factível. A metodologia e o programa computacional devem ser capazes de identificar tais condições e lidar com eles corretamente.

Problemas de sobrecarga no Estágio 1 podem também ocorrer por causa de capacidades insuficientes de transmissão após as contingências. Isto acontece em certos eventos de contingência, onde a rede de transmissão remanescente não é capaz de transportar o montante total de potência gerada e, como o redespacho é “proibido”, as restrições do fluxo devem ser violadas. Qualquer solução com sobrecargas é inviável e, portanto, o FPO DC usado no Estágio 1 não terá uma solução.

Finalmente, também é possível que uma combinação dos problemas descritos acima (i.e., ilhamento e problemas de capacidade de transmissão) aconteça em certos cenários de contingência. Se isto ocorrer, será considerado que o evento de ilhamento é o mais severo e, portanto, a contribuição para o caso de capacidade insuficiente de transmissão para o índice SPI é desprezada. Em sistemas de potência reais, entretanto, esta situação não deverá ser comum.

A seguir, são descritos, em detalhes, as soluções para os problemas citados acima, usando simples heurísticas.

2.6.1 Capacidade Insuficiente de Transmissão sob Contingências

Este problema ocorre quando o FPO, usado no Estágio 1, não pode encontrar uma solução que satisfaça a todas as restrições de limite de fluxo. Logo, considere a situação ilustrada na Figura 2.5.

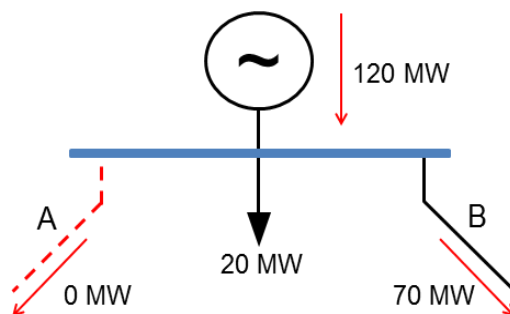


Figura 2.5: Capacidade insuficiente de transmissão.

Neste exemplo, o limite de fluxo considerado para ambos os circuitos “A” e “B” é de 70 MW. Quando “A” falha, o fluxo de potência naquela linha/transformador vai a zero. Uma vez que o redespacho de geração é proibido, a linha/transformador “B” é requerida a transportar 100 MW, mas sua capacidade máxima é 70 MW. Portanto, $-120 \text{ MW} + 70 \text{ MW} + 20 \text{ MW} = -30 \text{ MW}$; ou seja, um resíduo que não pode ser eliminado.

Resíduos podem também ocorrer em outras barras, incluindo aquelas que não têm uma conexão direta com as linhas/transformadores em falha. A fim de ilustrar esta situação, considere parte de um sistema mostrado na Figura 2.6.

Neste exemplo, o índice SPI está sendo avaliado para a Barra 1. Considere que as linhas “A”, “B”, “C” e “D” têm um limite máximo de fluxo igual a 500 MW. Quando a contingência “A-C” é avaliada para a Barra 1, a linha/transformador “B” é requerida a transportar 400 MW por si só. Uma vez que o limite de fluxo em “B” é 500 MW, não há problema, e resíduos não ocorrem para a Barra 1 ($-400 \text{ MW} + 400 \text{ MW} = 0 \text{ MW}$). Entretanto, a linha/transformador “D” (que não está diretamente ligada à Barra 1) agora é requerida a transportar 700 MW, quando sua capacidade total é de apenas 500 MW. Isto causa um resíduo na Barra 2 [$-300 \text{ MW} + (-400 \text{ MW}) + 500 \text{ MW} = -200 \text{ MW}$], mas a origem do problema está localizada em outro lugar do sistema (neste caso, a contingência “N-2” “A-C” na Barra 1). Resíduos podem também ocorrer em outras barras do sistema, incluindo aquelas que são relativamente distantes da Barra 1 e também aparecer em mais de uma barra por vez.

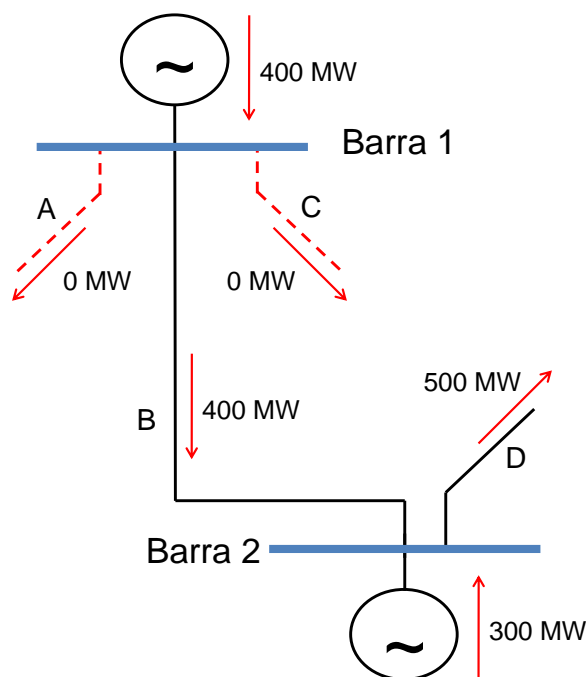


Figura 2.6: Resíduos em outras barras do sistema.

É importante destacar que os limites adotados (inferior e superior) para a potência gerada na barra *swing* também podem não encontrar solução no Estágio 1. Neste caso, porque a geração na barra *swing* é a única que pode ser alterada e todos os cortes de carga devem ser absorvidos por ela. Em outras palavras, a quantidade máxima de corte de carga no Estágio 1 é igual à diferença entre a potência gerada na barra *swing* e seu limite inferior específico (geralmente igual a 0 MW). Se reduzir esta geração ao seu limite inferior (que resulta no maior corte de carga possível) e esta não for suficiente para eliminar todas as sobrecargas nos circuitos, então o Estágio 1 não será factível. Esta situação, entretanto, não deverá ser muito comum em aplicações reais.

Ao analisar um cenário de contingência, se o FPO DC usado no Estágio 1 não é factível, a quantidade total de corte de carga sob aquele cenário não pode ser avaliada. Portanto, é necessário encontrar um “valor” que possa substituir a quantidade total de corte de carga na Tabela de Desempenho Estático do Nó.

Se o FPO DC usado no Estágio 1 não é factível por motivo de capacidade insuficiente de transmissão (para certa contingência “N-1” e/ou “N-2”), o valor LS que é usado na tabela de desempenho do nó é calculado como:

$$LS = |mm_1| + |mm_2| \quad (2.27)$$

onde mm_1 e mm_2 são, respectivamente, o primeiro e segundo maior resíduos, considerando todas as barras do sistema. Para os exemplos ilustrados nas figuras 2.5 e 2.6, os valores de LS_A e LS_{A-C} são 30 MW e 200 MW, respectivamente (considerando que não ocorram outros resíduos).

2.6.2 Eventos de Ilhamento

Um segundo tipo de evento que pode causar problemas de factibilidade no Estágio 1 é ilhamento do sistema. Isto acontece quando contingências “N-1” e/ou “N-2” isolam um componente ou um grupo de componentes do resto do sistema. Essas contingências simplesmente não podem ser descartadas, uma vez que elas indicam condições severas da rede, cuja solução geralmente envolve procedimentos de corte de carga.

Na metodologia (e o respectivo programa computacional), um evento de ilhamento é detectado usando um algoritmo de topologia do sistema, que basicamente verifica a configuração topológica da rede considerando um evento de contingência específico. Quando a conexão entre dois nós/barras do sistema é interrompida (em decorrência da contingência), esta rotina tenta achar um caminho alternativo. Se caminhos alternativos não são encontrados, uma situação de ilhamento ocorreu. Esta parte do programa, i.e., a configuração da rede tem um alto custo computacional e, portanto, apenas é executado quando o fluxo de potência DC não é viável (para uma determinada contingência “N-1” ou “N-2”).

Quando um evento de ilhamento é detectado, os valores reais de LS e RLS não são facilmente obtidos. Nesses casos, o Estágio 1 não é factível e,

portanto, a quantidade total de corte de carga deve ser substituída por outro tipo de medida. Os valores reais de RLS (para o Estágio 2) podem, na teoria, ser avaliados, mas, de modo a fazê-lo, procedimentos complexos devem ser implementados (por exemplo, executar um FPO DC para todo subsistema, reatribuir uma barra *swing*, etc.). A fim de evitá-los, os valores LS e RLS são avaliados usando heurísticas simples, que dependem do tipo de ilhamento. Considerando o(s) componente(s) que está(estão) sendo isolado(s), os eventos de ilhamento podem ser classificados como:

Geração Isolada: Isto ocorre quando o cenário de contingência analisado (“N-1” e/ou “N-2”) isola uma barra de geração. Esta situação é ilustrada na Figura 2.7.

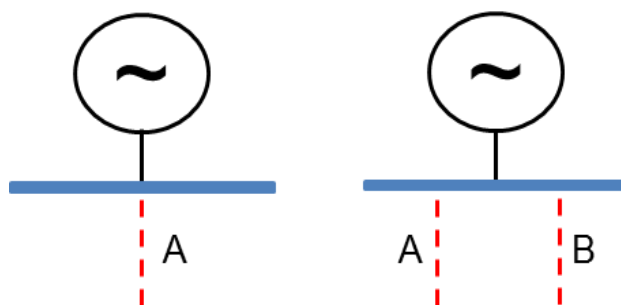


Figura 2.7: Ilhamento de uma barra de geração.

Quando o evento de ilhamento é devido a uma contingência “N-1”, a heurística torna-se muito simples. Neste caso, o valor LS_A (ou RLS_A) é igual à potência gerada total da(s) unidade(s) geradora(s) isolada(s), i.e., $LS_A = RLS_A = G$. Quando o ilhamento ocorre devido a uma contingência “N-2”, entretanto, esta avaliação não é tão simples. Neste caso, deve ser considerado que a barra de geração isolada pode ser uma barra de interconexão (i.e., conectando duas partes do mesmo sistema ou conectando dois subsistemas separados). Portanto, as direções dos fluxos de potência devem ser checadas. Se ambos os fluxos estão saindo da barra, então $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = G$; caso contrário, $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = \max(|f_A|, |f_B|)$, onde f_A e f_B são, respectivamente, os fluxos nas linhas/transformadores “A” e “B” antes do evento de contingência.

Carga Isolada: Isto acontece quando o cenário de contingência analisado (“N-1” e/ou “N-2”) isola uma barra de carga. A Figura 2.8 ilustra esta condição. Note que este caso é semelhante ao anterior. Quando o evento de ilhamento ocorre devido a uma contingência “N-1”, o valor LS_A (ou RLS_A) é igual ao corte de carga total, i.e., $LS_A = RLS_A = L$. Quando o ilhamento é devido a uma contingência “N-2”, as direções dos fluxos devem ser checadas (como no caso de geração isolada). Portanto, se ambos os fluxos estão entrando na barra, então $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = L$; caso contrário, $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = \max(|f_A|, |f_B|)$.

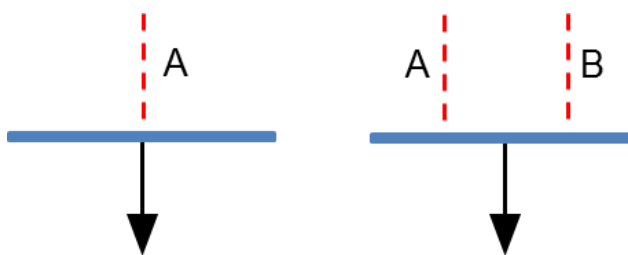


Figura 2.8: Ilhamento de uma barra de carga.

Geração e Carga Isolada: Este evento ocorre quando o cenário de contingência analisado (“N-1” e/ou “N-2”) isola uma barra contendo geração e carga. Esta condição está ilustrada na Figura 2.9.

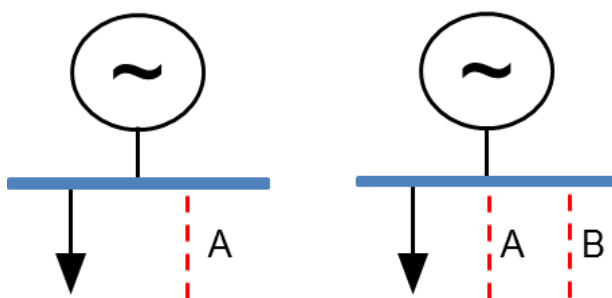


Figura 2.9: Ilhamento de uma barra contendo geração e carga.

Este evento é uma combinação dos dois casos anteriores. Quando uma contingência “N-1” é responsável pelo ilhamento, o valor LS_A (ou RLS_A) é igual ao valor absoluto da diferença entre a potência total de geração e carga, i.e., $LS_A = RLS_A = |G - L|$. Quando uma contingência “N-2” é a causa do ilhamento,

as direções dos fluxos de potência devem ser checadas novamente. Se ambos os fluxos estão na mesma direção (i.e., ambos saindo ou entrando na barra), então $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = |G - L|$; caso contrário, $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = \max(|f_A|, |f_B|)$.

Barra Isolada: Esta situação pode ocorrer apenas em contingências “N-2” e é ilustrada na Figura 2.10. Note que este evento pode isolar duas partes do mesmo sistema ou mesmo criar dois subsistemas separados.

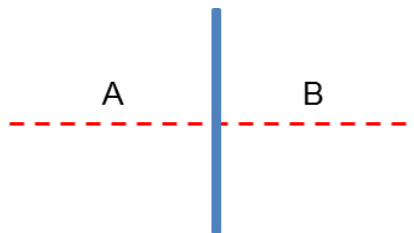


Figura 2.10: Ilhamento de uma barra.

Em ambos os casos, o valor LS_{A-B} (ou RLS_{A-B}) é igual ao fluxo de potência total na linha/transformador “A” (ou “B”) antes da ocorrência do evento de contingência, i.e., $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = |f_A| = |f_B|$. É importante observar que, quando perdas no sistema são consideradas, os fluxos f_A e f_B serão ligeiramente diferentes. Nesses casos, $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = \max(|f_A|, |f_B|)$.

Subsistema Isolado: Isto ocorre quando o cenário de contingência analisado (“N-1” e/ou “N-2”) divide o sistema em dois subsistemas, ambos com duas ou mais barras e, possivelmente, com geração e carga. Este caso é ilustrado na Figura 2.11.

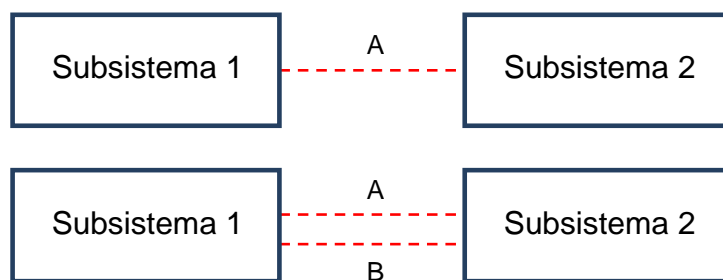


Figura 2.11: Ilhamento de um subsistema.

Sob este cenário, os valores LS_A e RLS_A (ou LS_{A-B} e RLS_{A-B}) são iguais à potência total de intercâmbio entre os subsistemas antes do evento de contingência. Em outras palavras, $LS_A = RLS_A = |f_A|$ e $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = |f_A + f_B|$, onde f_A e f_B são os fluxos de potência antes da contingência nas linhas/transformadores “A” e “B”, respectivamente.

Outros Tipos de Eventos de Ilhamento: Dois casos especiais de ilhamento no sistema podem ocorrer quando se está analisando contingências “N-2”. Esses casos estão ilustrados nas figuras 2.12 e 2.13, onde “S1” e “S2” representam uma das seguintes opções: (i) uma barra de geração isolada; (ii) uma barra de carga isolada; (iii) uma barra com geração e carga isolada; ou (iv) um subsistema isolado.

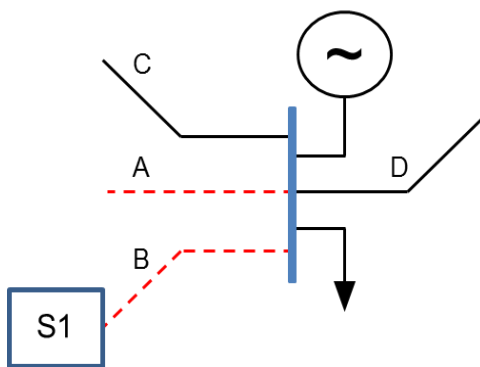


Figura 2.12: Ilhamento de S1.

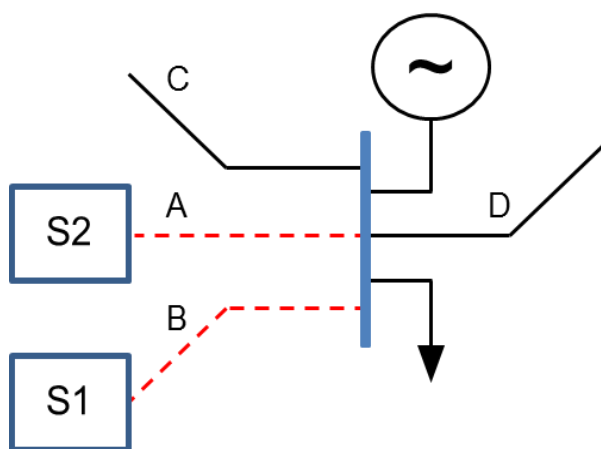


Figura 2.13: Ilhamento de S1 e S2.

No primeiro caso, note que a subestação analisada (cujo índice SPI está sendo avaliado no momento) não faz parte de “S1”. Nesses casos, os valores LS_{A-B} e RLS_{A-B} são avaliados do seguinte modo: se ambos os fluxos estão na mesma direção (i.e., ambos saindo ou entrando na barra), $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = |f_A + f_B|$; caso contrário, $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = \max(|f_A|, |f_B|)$. Um segundo caso pode ser classificado como uma combinação de duas situações de ilhamento descritas anteriormente. Nesses casos, é considerado que $LS_{A-B} = RLS_{A-B} = H_{S1} + H_{S2}$, onde H_{S1} e H_{S2} representam as heurísticas correspondentes que caracterizam o isolamento de “S1” e “S2”, respectivamente.

2.7 ALGORITMO COMPUTACIONAL

Os conceitos apresentados nas seções anteriores são utilizados para elaborar o algoritmo computacional para a metodologia de avaliação estática de nós, e está ilustrada na Figura 2.14. Primeiro, a base de dados contendo as informações elétricas da rede é carregada usando um arquivo de entrada. Em seguida, uma solução do caso base é obtida utilizando um programa de fluxo de potência DC considerando perdas no sistema. A ocorrência de sobrecargas nos circuitos é verificada para o caso base. Se qualquer sobrecarga for detectada, então o caso base deve ser ajustado, a fim de prosseguir com a análise. Observe que não tem sentido em continuar com a metodologia de classificação nodal, se o caso base apresenta sobrecargas. Se sobrecargas não forem detectadas para o caso base, então todas as contingências “N-1” e “N-2” são enumeradas considerando cada nó do sistema. A análise de contingência começa neste ponto.

O programa inicia verificando os eventos de contingência enumerados e os índices resultantes (i.e., LS e RLS) são avaliados para cada um deles de acordo com sua probabilidade de ocorrência. Um evento de contingência “N-1” ou “N-2” é analisado primeiramente computando sua probabilidade, utilizando como base as disponibilidades/indisponibilidades de todos os elementos de transmissão do sistema. Outro programa de fluxo de potência DC é executado,

que considera perdas no sistema [SJA09], com o objetivo de verificar se aparecem quaisquer sobrecargas circuito considerando a contingência atual.

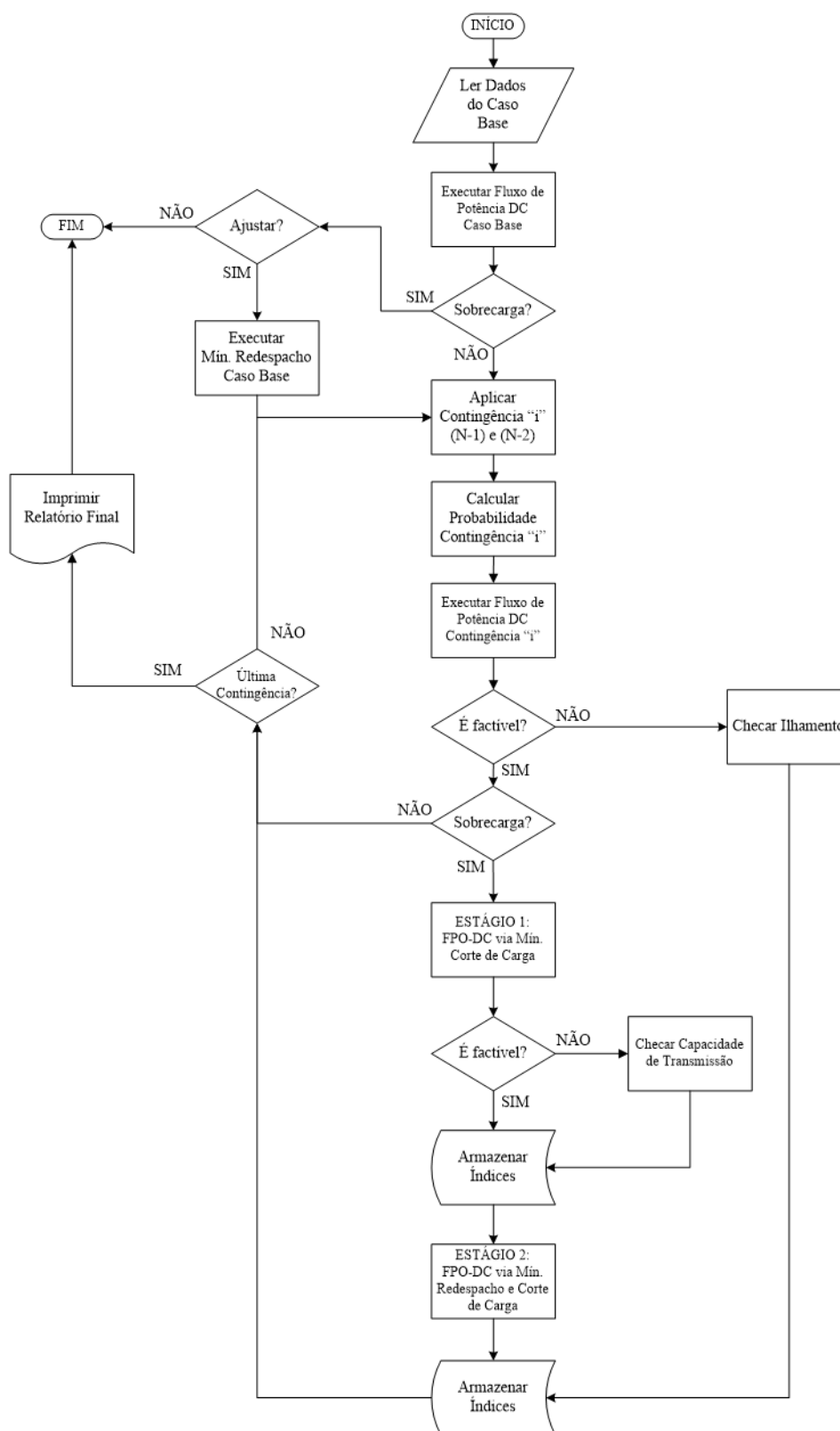


Figura 2.14: Fluxograma simplificado da metodologia de classificação de nós.

Se a solução é factível e sobrecargas são detectadas, o programa parte para as avaliações dos estágios 1 e 2. Se sobrecargas não são detectadas, a atual contingência analisada é considerada segura e o programa continua a verificar as remanescentes.

Quando sobrecargas ocorrem, o Estágio 1 representa a abordagem de mínimo corte de carga, como descrito em (2.14). Se o Estágio 1 é factível, os valores LS são salvos e o programa prossegue para o Estágio 2. Caso contrário, a ocorrência do evento capacidade insuficiente de transmissão é verificada. Neste caso, os valores LS são obtidos usando as heurísticas descritas na Seção 2.6.1. O Estágio 2 representa a abordagem de mínimo corte de carga com redespacho de geração, como descrito em (2.18). Note que cortes de carga também podem ocorrer neste estágio. Entretanto, o corte de carga total deverá ser sempre menor ou igual ao obtido para o Estágio 1. Os valores LS e RLS são salvos para a atual contingência analisada e o programa prossegue para a próxima contingência.

Se o fluxo de potência DC não encontrar uma solução para uma dada contingência “N-1” ou “N-2”, então é verificado se o evento de contingência analisado criou algum tipo de ilhamento no sistema. Eventos de ilhamento são detectados (e identificados) usando o *algoritmo de topologia do sistema*. Dependendo do tipo de ilhamento, os valores LS e RLS são avaliados usando as heurísticas apresentadas na Seção 2.6.2. O programa então segue para a próxima contingência. Se não há contingências remanescentes a serem analisadas, relatórios finais com a lista de classificação são mostrados.

2.8 ASPECTOS ADICIONAIS

2.8.1 Classificação de Subestações de acordo com sua Função

Outra ideia interessante, que pode ser facilmente implementada dentro da metodologia, é classificar barras no sistema de acordo com sua função e

classificá-las em listas separadas. Por exemplo, as subestações poderiam ser classificadas como: (i) Geração; (ii) Carga; e (iii) Subestações de Interligação. Classificação de subestações com características similares (por exemplo, considerando apenas o carregamento nas subestações) podem ajudar os planejadores do sistema em muitas decisões, uma vez que diferentes tipos de subestações exigiriam soluções diferentes (e investimentos) a fim de melhorar seu desempenho.

2.8.2 Contingências de Ordem mais Elevada

Neste trabalho é considerado que um evento de contingência (por exemplo, na linha/transformador “A”) possa ser causado por fatores internos e/ou externos. Entretanto, há também a possibilidade que a falha de um simples equipamento afete dois ou mais componentes (por exemplo, circuitos em torres comuns). Em outras palavras, cada cenário de contingência, mesmo aqueles de ordem superior, tem uma probabilidade associada de ocorrência. Durante a metodologia de classificação, apenas contingências “N-1” e “N-2” são diretamente consideradas. Entretanto, na versão final do programa, o usuário é capaz de especificar certas contingências de ordem superior, que, por experiência, ele sabe que são possíveis. Este procedimento permitirá considerar contingências de ordem superior sem comprometer o custo computacional. Nesses casos, o usuário terá apenas que informar uma lista de contingências de ordem superior e suas respectivas probabilidades de ocorrência usadas como fatores de ponderação dos indicadores.

2.9 EXEMPLOS NUMÉRICOS

Nesta seção, a metodologia de classificação estática de nós é testada utilizando alguns sistemas acadêmicos. O principal objetivo é ilustrar o processo de avaliação do índice SPI, que está descrito nas seções anteriores e comparar esses resultados com os obtidos em [L14]. Para este fim, dois sistemas são utilizados: (i) o sistema teste IEEE RTS; e (ii) o sistema *Brazilian*

Birds com dois diferentes pontos de operação. Em cada caso, os resultados obtidos são discutidos em detalhes e alguns eventos de contingência, incluindo “N-1” e “N-2”, são selecionados e usados como exemplos explicativos para proporcionar uma visão mais aprofundada da metodologia.

2.9.1 Sistema IEEE RTS-79

O Sistema IEEE RTS [IEEE79] é um sistema teste bem conhecido que foi publicado em 1979 pelo IEEE Subcomitê de Aplicação de Métodos Probabilísticos. Este sistema tem sido extensivamente usado para testar novos modelos de confiabilidade e aplicações computacionais de sistema de potência, contendo 24 barras, 38 circuitos, 32 unidades geradoras (com capacidades variando de 24 a 400 MW, totalizando 3405 MW de capacidade instalada) e 17 pontos de carga (com um total de 2850 MW). Os dados das barras e a configuração de despacho inicial com a ordem de prioridade para o redespacho das máquinas (aplicada no cálculo de corte de carga no Estágio 2) são mostrados nas tabelas 2.2 e 2.3, respectivamente. Todos os dados deste sistema encontram-se no Apêndice A.1 no formato PTI e o diagrama unifilar desta rede está ilustrado na Figura 2.15.

Tabela 2.2: Dados de barras do sistema IEEE RTS

Barra	Ger. Máx. [MW]	Carga [MW]	Barra	Ger. Máx. [MW]	Carga [MW]	Barra	Ger. Máx. [MW]	Carga [MW]
1	192,0	108,0	9	–	175,0	17	–	–
2	192,0	97,0	10	–	195,0	18	400,0	333,0
3	–	180,0	11	–	–	19	–	181,0
4	–	74,0	12	–	–	20	–	128,0
5	–	71,0	13	591,0	265,0	21	400,0	–
6	–	136,0	14	–	194,0	22	300,0	–
7	300,0	125,0	15	215,0	317,0	23	660,0	–
8	–	171,0	16	155,0	100,0	24	–	–

Por fim, a Tabela 2.4 apresenta os dados estocásticos das linhas e transformadores da rede IEEE RTS-79.

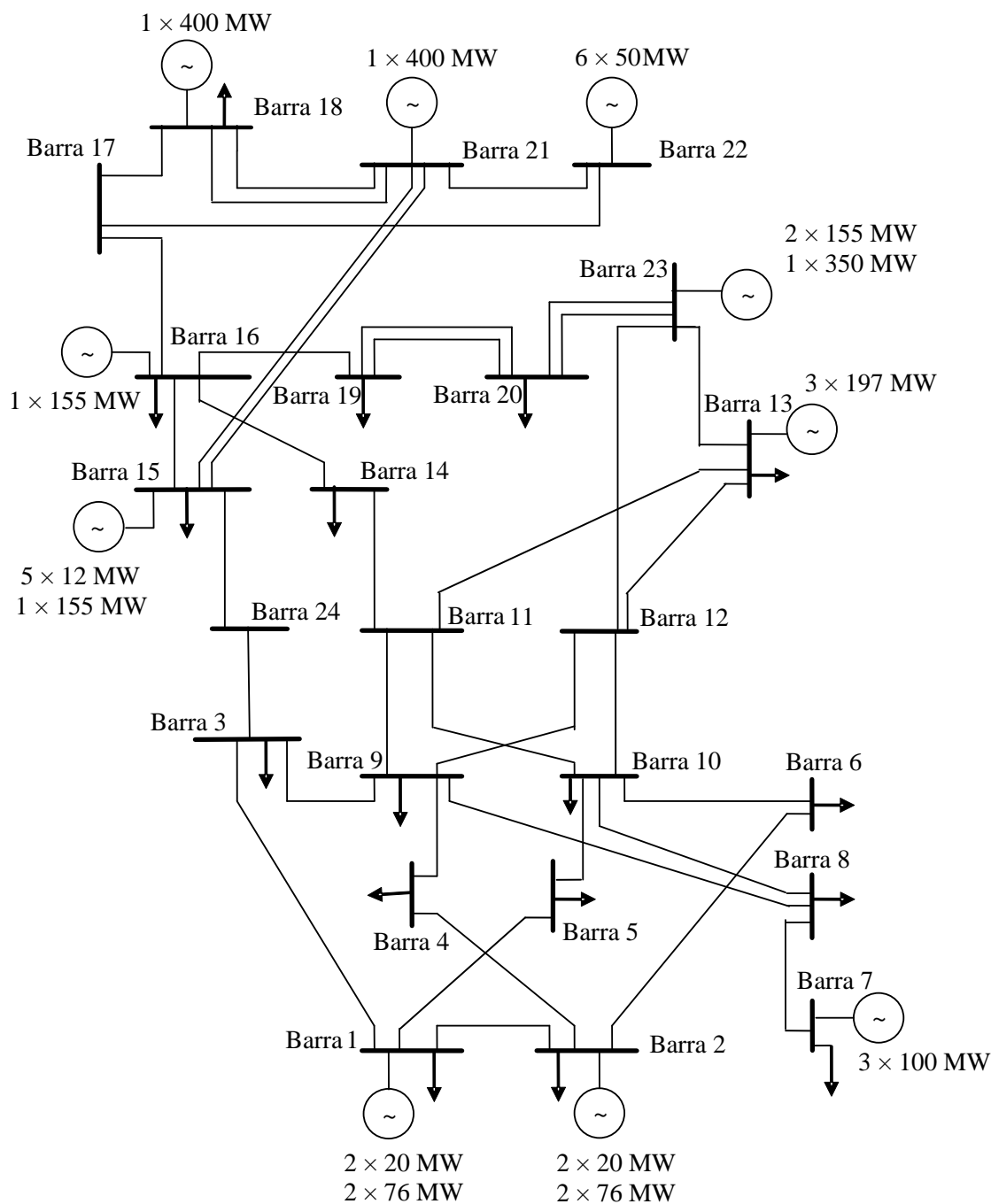


Figura 2.15: Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS-79.

Tabela 2.3: Despacho de geração analisado para o sistema IEEE RTS

Barra	Ordem de Mérito	Despacho de Geração [MW]	Barra	Ordem de Mérito	Despacho de Geração [MW]
1	8	172,0	16	4	155,0
2	8	172,0	18	2	400,0
7	5	240,0	21	2	400,0
13	3	190,5	22	1	300,0
15	7	215,0	23	6	660,0

Tabela 2.4: Dados probabilísticos dos elementos de transmissão do sistema

Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	Taxa de Falha λ [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Reparo μ [horas]	Barra <i>i</i>	Barra <i>j</i>	Taxa de Falha λ [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Reparo μ [horas]
1	2	0,24	16	12	13	0,4	11
1	3	0,51	10	12	23	0,52	11
1	5	0,33	10	13	23	0,49	11
2	4	0,39	10	14	16	0,38	11
2	6	0,48	10	15	16	0,33	11
3	9	0,38	10	15	21	0,41	11
3	24	0,02	768	15	21	0,41	11
4	9	0,36	10	15	24	0,41	11
5	10	0,34	10	16	17	0,35	11
6	10	0,33	35	16	19	0,34	11
7	8	0,3	10	17	18	0,32	11
8	9	0,44	10	17	22	0,54	11
8	10	0,44	10	18	21	0,35	11
9	11	0,02	768	18	21	0,35	11
9	12	0,02	768	19	20	0,38	11
10	11	0,02	768	19	20	0,38	11
10	12	0,02	768	20	23	0,34	11
11	13	0,4	11	20	23	0,34	11
11	14	0,39	11	21	22	0,45	11

Das tabelas abaixo é possível concluir que o IEEE RTS tem um bom desempenho estático. De acordo com a Tabela 2.5, o único evento “N-1” que causa alguns problemas é a falha da linha “L.T.: 7-8-1”, que representa uma barra de geração/carga isolada. Conforme Subseção 2.6.2, os valores LS e RLS serão iguais a $|G - L|$ para esta situação, i.e., o valor absoluto da diferença entre a geração e a carga, que neste caso é $|240 \text{ MW} - 125 \text{ MW}| = 115 \text{ MW}$.

Uma situação semelhante ocorre para a contingência dupla “L.T.: 17-22-1 / L.T.: 21-22-1”, que acarreta em geração isolada. Neste caso, uma vez que ambos os fluxos estão saindo do nó, os valores LS e RLS serão iguais à potência gerada na Barra 22 antes desta contingência, i.e., 300 MW.

Note que as probabilidades de ocorrência de qualquer contingência dupla são baixas, em comparação aos eventos simples. A contingência dupla “TRAF:3-24-1 / TL: 15-24-1” caracteriza o isolamento de uma barra do sistema que não é de geração nem carga, sem criar dois subsistemas separados. Conforme

Subseção 2.6.2, os valores LS e RLS são iguais ao fluxo de potência que foi transmitido na barra antes do evento de contingência.

Tabela 2.5: Tabela de desempenho do “nó” para o IEEE RTS

Contingências “N-1”						
Evento [†]	LS [MW]	Status [‡]	RLS [MW]	Status [‡]	Probabilidade	
L.T.:7-8-1	115,00	I	115,00	I	3,3397E-04	
Contingências “N-2”						
Evento #1 [†]	Evento #2 [†]	LS [MW]	Status [‡]	RLS [MW]	Status [‡]	Probabilidade
L.T.:2-4-1	L.T.:4-9-1	74,00	I	74,00	I	1,7852E-07
L.T.:1-5-1	L.T.:5-10-1	71,00	I	71,00	I	1,4265E-07
L.T.:2-6-1	L.T.:6-10-1	136,00	I	136,00	I	7,0562E-07
L.T.:7-8-1	L.T.:8-9-1	152,06	I	152,06	I	1,6783E-07
L.T.:7-8-1	L.T.:8-10-1	131,71	I	131,71	I	1,6783E-07
L.T.:8-9-1	L.T.:8-10-1	58,23	I	58,23	I	2,4619E-07
L.T.:11-14-1	L.T.:14-16-1	369,40	I	369,40	I	2,2803E-07
L.T.:15-16-1	L.T.:15-24-1	49,01	NF	0	F	2,0817E-07
L.T.:15-21-1	L.T.:15-21-2	157,34	NF	0	F	2,5866E-07
L.T.:14-16-1	L.T.:16-19-1	204,47	NF	0	F	1,9878E-07
L.T.:15-16-1	L.T.:16-17-1	153,10	NF	0	F	1,7769E-07
L.T.:17-22-1	L.T.: 21-22-1	300,00	I	300,00	I	3,7399E-07
L.T.:12-23-1	L.T.:13-23-1	96,08	NF	0	F	3,9217E-07
TRAF:3-24-1	L.T.:15-24-1	217,19	I	217,19	I	8,8203E-07

[†] L.T. (Linha de Transmissão) / TRAF (Transformador): Barra - Barra_k - Número do Circuito.

[‡] I = Ilhamento; F = Factível; NF = Não Factível.

As contingências duplas “L.T.: 7-8-1 / L.T.: 8-9-1” e “L.T.: 7-8-1 / L.T.: 8-10-1” são exemplos de eventos de ilhamento, mas o nó analisado (Barra 8) não está isolado do sistema principal. Ambas as contingências estão ilustradas na Figura 2.16.

Neste estudo, todos os fluxos estão entrando na Barra 8. Portanto, usando as heurísticas descritas na Subseção 2.6.2, os valores de LS e RLS serão iguais à soma dos fluxos de potência que existiram nas linhas com defeito, anteriormente às contingências duplas. Para a contingência “L.T.: 7-8-1 / L.T.: 8-9-1”, LS e RLS são iguais a 152,06 MW. Do mesmo modo, LS e RLS para a contingência “L.T.: 7-8-1 / L.T.: 8-10-1” são iguais a 131,71 MW.

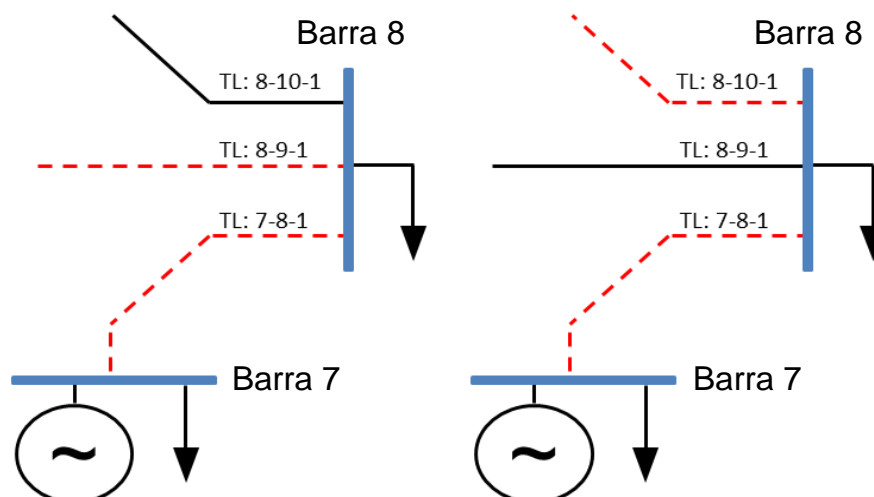


Figura 2.16: Contingências aplicadas ao IEEE RTS.

A Tabela 2.6 apresenta os valores SPI e a classificação para o sistema IEEE RTS, considerando as probabilidades individuais de saída das linhas de transmissão/transformadores. As colunas P_{N-1} e P_{N-2} referem-se às contribuições de todas as contingências “N-1” e “N-2”, respectivamente, que compõem o índice. É possível observar que as barras 8 e 7 estão classificadas como os nós mais críticos do sistema. Isto era esperado, uma vez que a saída da linha de transmissão que conecta esses nós acarreta em cortes de carga e que tem uma probabilidade de ocorrência maior do que os eventos “N-2”. Também note que a parcela P_{N-1} que compõe o índice SPI é a dominante comparada ao valor de P_{N-2} , uma vez que as contribuições deste último são mínimas.

O Nó 24, importante interligação entre a parte alta (230 kV) e baixa (138 kV) do sistema, e o Nó 22 são o terceiro e quarto nós mais críticos, respectivamente, devido aos altos cortes de carga resultantes das contingências “N-2”, mas com probabilidades muito baixas. Note que o corte de carga resultante no Nó 14 é maior que no Nó 22, mas este último tem uma maior probabilidade de perda das linhas de transmissão, resultando num nó mais crítico.

O ilhamento no Nó 22 causa uma perda na geração de 300 MW. Já o ilhamento do Nó 14, por outro lado, causa um corte de carga direto de 194 MW e, também a interrupção de uma importante interligação de fluxo (aproximadamente 175 MW). A lista de classificação continua com os todos nós em que houve cortes de carga. Os nós que não estão listados na Tabela 2.6 tem valor SPI nulo e, portanto, nesta análise são considerados seguros.

Tabela 2.6: Índice de desempenho do nó para o IEEE RTS

Nó	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
8	7,6814E-02	1,2392E-04	7,6938E-02
7	7,6814E-02	0	7,6814E-02
24	0	3,8314E-04	3,8314E-04
22	0	2,2440E-04	2,2440E-04
6	0	1,9193E-04	1,9193E-04
14	0	1,6847E-04	1,6847E-04
16	0	6,7849E-05	6,7849E-05
15	0	5,0900E-05	5,0900E-05
21	0	4,0698E-05	4,0698E-05
23	0	3,7679E-05	3,7679E-05
4	0	2,6420E-05	2,6420E-05
5	0	2,0256E-05	2,0256E-05

O usuário desta ferramenta também pode optar pela melhor estratégia para a análise de risco; dependendo do critério adotado para o cálculo do indicador SPI: se apenas as contribuições em um dos estágios (LS ou RLS) ou ambos como mostrada na tabela acima.

Uma análise comparativa do resultado acima pode ser feita considerando a metodologia descrita em [L14]. Basicamente, a única diferença entre elas é que pesos são aplicados a todas as contingências “N-1” e “N-2” invés de probabilidades individuais de ocorrência. A Tabela 2.7 apresenta a lista com os valores dos índices SPI, considerando os fatores de ponderação para os eventos “N-1” (w_{N-1}) e “N-2” (w_{N-2}) iguais a 0,1 e 0,01, respectivamente.

Os cálculos dos cortes de carga para os estágios 1 e 2 são os mesmos. Logo, não houve mudança na ordem de classificação entre as duas abordagens para

os dois primeiros nós. Com relação aos restantes, houve uma reordenação dos nós, uma vez que os eventos “N-2” têm probabilidades equivalentes em [L14]. Também, a magnitude do índice se alterou significativamente, visto que neste trabalho considera-se a probabilidade de funcionamento da rede salvo as falhas nos elementos de transmissão e não um peso equivalente. Portanto, a análise da criticidade nodal proposta nesta tese representa uma situação mais realista.

Tabela 2.7: Índices de desempenho do “nó” para o IEEE RTS – [L14]

Nó	Contingência	LS [MW]	RLS [MW]	Total	Pesos	SPI [MW]
8	(N-1)	115,00	115,00	230,00	0,10	29,84
	(N-2)	342,00	342,00	684,00	0,01	
7	(N-1)	115,00	115,00	230,00	0,10	23,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	
14	(N-1)	0	0	0	0,10	7,39
	(N-2)	369,40	369,40	738,81	0,01	
22	(N-1)	0	0	0	0,10	6,00
	(N-2)	300,00	300,00	600,00	0,01	
24	(N-1)	0	0	0	0,10	4,34
	(N-2)	217,19	217,19	434,38	0,01	
16	(N-1)	0	0	0	0,10	3,58
	(N-2)	357,57	0	357,57	0,01	
6	(N-1)	0	0	0	0,10	2,72
	(N-2)	136,00	136,00	272,00	0,01	
15	(N-1)	0	0	0	0,10	2,06
	(N-2)	206,34	0	206,34	0,01	
21	(N-1)	0	0	0	0,10	1,57
	(N-2)	157,34	0	157,34	0,01	
4	(N-1)	0	0	0	0,10	1,48
	(N-2)	74,00	74,00	148,00	0,01	
5	(N-1)	0	0	0	0,10	1,42
	(N-2)	71,00	71,00	142,00	0,01	
23	(N-1)	0	0	0	0,10	0,96
	(N-2)	96,08	0	96,08	0,01	

2.9.2 Sistema *Brazilian Birds*

O sistema *Brazilian Birds* (BB) consiste de duas áreas de 230 kV interconectadas por linhas de transmissão de 440 kV. O sistema tem 43 barras,

21 linhas e 19 transformadores. Além disso, o sistema tem unidades geradoras em quatro barramentos: 5 unidades de 100 MW na barra Canário, 4 unidades de 75 MW na barra Sabiá, 5 unidades de 115 MW na barra Tucano e 4 unidades de 158 MW na barra Gavião. A carga total do sistema BB é de 1200 MW.

A fim de analisar este sistema, dois casos de despacho de geração são explorados:

- Caso 1: Caso Base, em que a classificação de desempenho nodal será realizada;
- Caso 2: Novo Caso de Despacho, em que as unidades geradoras de Gavião têm sua potência despachada aumentada em 200 MW, enquanto as unidades nas barras Canário e Sabiá compensam esta alteração reduzindo sua geração.

A Tabela 2.8 mostra os despachos iniciais e a ordem prioridade para o redespacho das unidades geradoras (aplicada no cálculo do corte de carga no Estágio 2 do método) para ambos os casos. A central elétrica Canário é a Barra *swing* e, portanto, a geração é fixa nos valores indicados na tabela para as outras centrais. A Figura 2.17 mostra o diagrama unifilar do sistema cujos parâmetros da rede elétrica e dados dinâmicos das unidades geradoras estão descritos em [BBTS].

Tabela 2.8: Casos analisados do sistema *Brazilian Birds*

Nó	Nome	Ordem de Mérito	Despacho de Geração [MW]	
			Caso 1	Caso 2
10	Canário [†]	1	357,2	281,9
11	Sabiá	1	200,0	100,0
20	Tucano	1	400,0	400,0
21	Gavião	1	300,0	500,0

[†] Barra *Swing*.

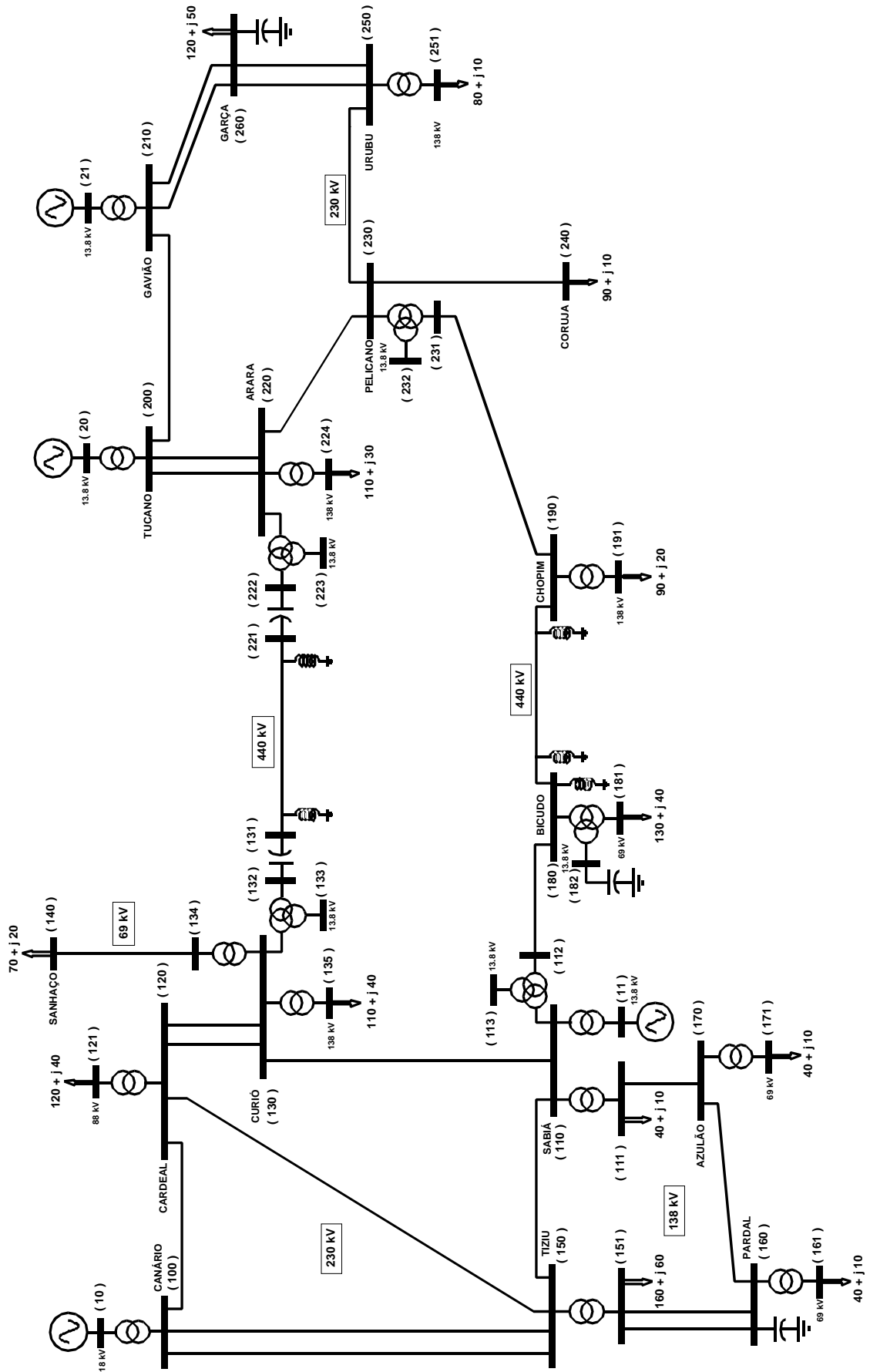


Figura 2.17: Diagrama unifilar do sistema *Brazilian Birds*.

Os dados probabilísticos da rede elétrica brasileira para as diversas classes de tensão de linhas de transmissão e transformadores utilizados nesta análise estão resumidos na Tabela 2.9 e fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) [O02], para o cálculo das probabilidades de cada cenário de contingência, utilizadas como um fator de ponderação no cálculo dos índices de desempenho SPI's.

Tabela 2.9: Dados probabilísticos da rede elétrica brasileira

Linhas de Transmissão			
Classe de Tensão [kV]	Taxa de Falha λ [falhas/(km.ano)]	Reatância Média [%/km]	Tempo Médio t_r de reparo [horas]
69	3,1949	0,6334	1,0142
88	0,0399	0,6070	1,0142
138	0,04092	0,260	2,958
230	0,01981	0,0740	2,286
345	0,01804	0,0316	3,142
440	0,01057	0,0166	3,411
500, 525	0,01382	0,0127	1,521
765	0,00978	0,005786	14,635
Transformadores			
Classe de Tensão [kV]	Taxa de Falha λ [falhas/(unidade.ano)]	Tempo Médio t_r de reparo [horas]	
Todas	0,020	40,0	
Compensação Série[†]			
Classe de Tensão [kV]	Disponibilidade (A)	Indisponibilidade (U)	
Todas	0,9999	0,0001	

[†] Valor típico para este equipamento.

A Tabela 2.10 apresenta os índices SPI e os correspondentes resultados de classificação para o Caso 1 do sistema *Brazilian Birds*, considerando as probabilidades individuais de ocorrência dos eventos como fatores de ponderação. A fim de reduzir o tamanho da tabela, apenas os dez nós mais críticos do sistema são mostrados. A lista de classificação estática completa deste sistema é apresentada no Apêndice B.1.

Note que os Nós 134 (Curió) e 140 (Sanhaço) estão classificados como os nós mais críticos do sistema. Estes nós transportam toda a potência para a carga

conectada ao nó 140, significando um corte total desta carga, além de uma alta indisponibilidade na linha de transmissão que conecta esses nós.

Tabela 2.10: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 1) – análise estática

Nó	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
134	4,0063E-01	7,6131E-05	4,0071E-01
140	3,9998E-01	0	3,9998E-01
200	7,1264E-02	2,4522E-04	7,1509E-02
20	7,1264E-02	0	7,1264E-02
100	6,3639E-02	4,0703E-04	6,4046E-02
10	6,3639E-02	0	6,3639E-02
210	5,3448E-02	1,4896E-04	5,3597E-02
21	5,3448E-02	0	5,3448E-02
230	4,8587E-02	7,7654E-05	4,8664E-02
240	4,8587E-02	0	4,8587E-02

Na sequência desta lista estão os nós 200 e 20, que representam a conexão de transmissão de toda a geração em Tucano, respectivamente, totalizando 400 MW. Assim, a saída de qualquer um desses nós resulta em perdas consideráveis de geração.

O Nó 100 é o quinto nó mais crítico e este representa a conexão de transmissão para toda a geração em Canário, que também significa uma grande quantidade de perda na geração.

O sexto nó mais crítico é o Nó 10, que é uma barra de geração onde estão as unidades geradoras de Canário com aproximadamente 360 MW, significando perda total desta geração. Nesta abordagem, note que a parcela PI_{N-1} que compõe o índice SPI é predominante, uma vez que as contribuições do montante PI_{N-2} são mínimas.

Pode-se também adotar outras estratégias para a análise de risco, considerando apenas as contribuições em um dos estágios (LS ou RLS) para o cálculo do índice SPI ou ambos como mostrada na tabela acima, ficando a critério do usuário. Por exemplo, no Apêndice B.1 encontra-se uma

classificação nodal se apenas as contribuições do Estágio 2 são consideradas, ou seja, a estratégia para o cálculo do índice é a quantidade de corte de carga permitindo o redespacho das unidades geradoras sob todas as contingências “N-1” e “N-2” possíveis no entorno de cada nó da rede.

Uma análise comparativa dos resultados da tabela acima pode ser feita considerando a metodologia apresentada em [L14]. Basicamente, a única diferença entre elas é que pesos são aplicados a todas as contingências “N-1” e “N-2” em vez de probabilidades individuais de saídas dos elementos de transmissão da rede. Esta abordagem é útil quando não se têm disponíveis os dados probabilísticos de taxas de falhas e reparos dos diversos elementos de transmissão da rede em estudo.

A Tabela 2.11 apresenta a lista com os valores dos índices SPI para os nós mais bem classificados, considerando os fatores ponderação para os eventos “N-1” (w_{N-1}) e “N-2” (w_{N-2}) iguais a 0,1 e 0,01, respectivamente.

Tabela 2.11: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 1) – [L14]

Nó	Contingência	LS [MW]	RLS [MW]	Total	Pesos	SPI [MW]
200	(N-1)	400,00	400,00	800,00	0,10	106,84
	(N-2)	1483,79	1200,00	2683,79	0,01	
100	(N-1)	357,20	357,20	714,40	0,10	94,26
	(N-2)	1210,74	1071,60	2282,34	0,01	
20	(N-1)	400,00	400,00	800,00	0,10	80,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	
210	(N-1)	300,00	300,00	600,00	0,10	79,95
	(N-2)	1067,47	927,82	1995,29	0,01	
10	(N-1)	357,20	357,20	714,40	0,10	71,44
	(N-2)	0	0	0	0,01	
21	(N-1)	300,00	300,00	600,00	0,10	60,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	
1180	(N-1)	260,00	260,00	520,00	0,10	57,20
	(N-2)	260,00	260,00	520,00	0,01	
110	(N-1)	200,00	200,00	400,00	0,10	56,00
	(N-2)	800,00	800,00	1600,00	0,01	
220	(N-1)	110,00	110,00	220,00	0,10	40,86
	(N-2)	1063,79	822,15	1885,95	0,01	
11	(N-1)	200,00	200,00	400,00	0,10	40,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	

Note que os nós 134 (Sanhaço) e 140 (Curió) não estão entre os nós mais críticos deste sistema, uma vez que o peso para qualquer contingência “N-1” é a mesma. E como se trata de uma linha de transmissão em 69 kV ligando esses nós, em nível de subtransmissão, sua probabilidade de saída é maior do que de outros elementos.

Já a perda da linha de transmissão que conecta as barras 230 (Pelicano) e 240 (Coruja) provoca o corte de toda a carga ligada à barra 240, com sua respectiva probabilidade de ocorrência.

Observa-se que a magnitude dos índices muda significativamente, visto que neste trabalho considera-se a probabilidade de funcionamento da rede salvo as falhas nos elementos de transmissão e não um peso equivalente. Portanto, a análise da criticidade nodal deste documento apresenta resultados mais realistas, alocando investimentos onde são mais propensos a contingências com altos cortes de carga. Assim, pode-se afirmar que são duas análises de desempenho da rede distintas.

A Tabela 2.12 apresenta os índices SPI e os correspondentes resultados de classificação para o Caso 2 do sistema *Brazilian Birds*, considerando as probabilidades de ocorrência dos eventos como fatores de ponderação. O principal objetivo deste caso é analisar a influência do despacho de geração inicial nos índices SPI. A fim de reduzir o tamanho da tabela, apenas os dez nós mais críticos do sistema são mostrados. A lista de classificação completa deste caso é apresentada no Apêndice B.2.

Observe que os nós 134 (Curió) e 140 (Sanhaço) estão novamente no topo da lista como os nós mais críticos da rede, uma vez que a indisponibilidade da linha de transmissão que conecta estes nós é alta, além do corte de toda a carga ligada ao Nó 140. Outra vez a parcela PI_{N-1} que compõe o índice SPI é predominante, uma vez que as contribuições do montante PI_{N-2} são mínimas,

dados por sua baixa probabilidade. As contribuições das contingências duplas serão mais relevantes se a rede for deteriorada, com altas indisponibilidades.

Na sequência estão os nós 200 e 210, que representam a conexão de transmissão de toda a geração em Tucano e Gavião, respectivamente, totalizando 900 MW. Assim, a saída de qualquer um desses nós resulta em perdas consideráveis de geração. Logo, este resultado mostra a importância desta região para o sistema quando há perdas de circuitos ao redor destes nós.

Tabela 2.12: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 2) – análise estática

Nó	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
134	4,0067E-01	7,6227E-05	4,0074E-01
140	3,9998E-01	0	3,9998E-01
200	1,9210E-01	3,2708E-04	1,9242E-01
210	1,7717E-01	3,3361E-04	1,7750E-01
220	1,4726E-01	2,7255E-04	1,4753E-01
221	1,4052E-01	7,5916E-05	1,4059E-01
131	1,4023E-01	7,4899E-05	1,4031E-01
21	8,9080E-02	0	8,9080E-02
260	8,8086E-02	9,9288E-05	8,8185E-02
190	8,6953E-02	2,9673E-04	8,7250E-02

Note que neste segundo caso, o Nó 100 (Canário) nem aparece entre nós mais bem classificados, uma vez que o montante de potência na área 2 (em que se situam os nós Tucano e Gavião) é muito maior comparado com o montante de perda de geração em Canário. Portanto, este fato aponta que o despacho de geração inicial é um dos parâmetros que tem grande influência na classificação nodal.

Pode-se também adotar outras estratégias para a análise de risco, considerando apenas as contribuições em um dos estágios (LS ou RLS) para o cálculo do índice SPI ou ambos como mostrada na tabela acima, ficando a critério do usuário. Por exemplo, no Apêndice B.2 encontra-se uma classificação se apenas as contribuições do Estágio 2 são consideradas, ou seja, a estratégia para o cálculo do índice é a quantidade de corte de carga

permitindo o redespacho das unidades geradoras sob todas as contingências “N-1” e “N-2” possíveis no entorno de cada nó da rede.

Assim como no Caso 1, uma análise comparativa dos resultados da tabela acima pode ser feita considerando a metodologia apresentada em [L14]. A Tabela 2.13 apresenta a lista com os valores dos índices SPI para os nós mais bem classificados, considerando os fatores de ponderação para os eventos “N-1” (w_{N-1}) e “N-2” (w_{N-2}) iguais a 0,1 e 0,01, respectivamente e para este ponto de operação inicial.

Tabela 2.13: Índices de desempenho do nó para o sistema BB (Caso 2) – [L14]

Nó	Contingência	LS [MW]	RLS [MW]	Total	Pesos	SPI [MW]
210	(N-1)	648,47	500,00	1148,47	0,1	149,84
	(N-2)	1999,01	1500,00	3499,01	0,01	
200	(N-1)	590,91	400,00	990,91	0,1	129,09
	(N-2)	1733,21	1266,68	2999,89	0,01	
21	(N-1)	500,00	500,00	1000,00	0,1	100,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	
20	(N-1)	400,00	400,00	800,00	0,1	80,00
	(N-2)	0	0	0	0,01	
220	(N-1)	377,59	110,00	487,59	0,1	76,70
	(N-2)	1801,58	992,07	2793,64	0,01	
100	(N-1)	281,90	281,90	563,80	0,1	73,29
	(N-2)	845,70	845,70	1691,40	0,01	
1180	(N-1)	260,00	260,00	520,00	0,1	57,20
	(N-2)	260,00	260,00	520,00	0,01	
10	(N-1)	281,90	281,90	563,80	0,1	56,38
	(N-2)	0	0	0	0,01	
130	(N-1)	187,61	113,85	301,46	0,1	52,98
	(N-2)	1324,09	959,00	2283,10	0,01	
230	(N-1)	166,68	90,00	256,68	0,1	41,41
	(N-2)	956,74	617,69	1574,42	0,01	

Novamente, os nós 134 (Sanhaço) e 140 (Curió) não estão entre os nós mais críticos deste sistema, uma vez que o peso para as contingências “N-1” são os mesmos para qualquer evento do sistema. E como se trata de uma linha de transmissão em 69 kV ligando esses nós, em nível de subtransmissão, sua

probabilidade de saída é maior do que os outros elementos, assim como a magnitude do índice se alterou significativamente.

Esta abordagem somente fornece uma classificação igual à Tabela 2.13 se tirarmos médias para as probabilidades das listas de contingências “N-1” e “N-2”, definindo estas médias como os fatores de ponderação w_{N-1} e w_{N-2} . Mas a magnitude do índice SPI diminui consideravelmente.

A Figura 2.18 mostra os cinco nós/barras mais bem classificadas para a rede *Brazilian Birds* avaliada pela metodologia estática. As barras representam em escala os índices SPI das tabelas 2.10 (Caso 1) e 2.12 (Caso 2). Do ponto de vista estático, está clara a relevância das barras 200 (Tucano) e 210 (Gavião), particularmente quando o despacho de geração nesta área é aumentado (i.e., Caso 2). Pode ser também visualizada a influência do despacho e das probabilidades de saída dos elementos de transmissão na *criticidade* nodal do ponto de vista estático.

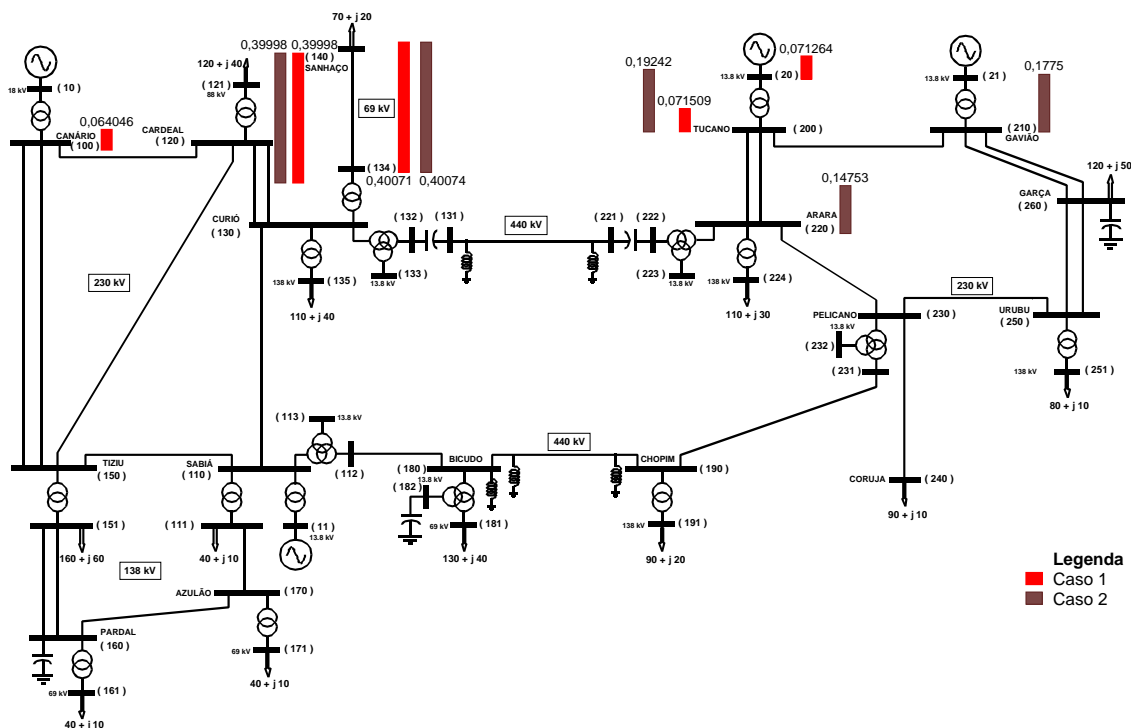


Figura 2.18: Sistema *Brazilian Birds* – barras mais bem classificadas para os casos 1 e 2 (análise estática).

2.10 COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma nova metodologia de classificação nodal, do ponto de vista estático, oferecendo uma lista consistente de classificação de nós ou barras, em que os planejadores do sistema podem facilmente identificar instalações críticas em toda a rede elétrica. O processo de classificação estático é baseado na análise de todas as contingências “N-1” e “N-2”, considerando apenas equipamentos diretamente conectados a um dado nó. Programas de fluxo de potência ótimo são executados para cada evento de contingência, sua respectiva probabilidade de ocorrência calculada e a quantidade total de corte de carga são usadas como base para a construção de um índice de desempenho (estático) do nó (SPI); um valor que mede o quão crítico um nó é. O índice SPI de cada barra do sistema é avaliado e depois usado como critério final de classificação.

A abordagem proposta e o programa computacional associado foram testados usando dois sistemas acadêmicos: os sistemas IEEE RTS-79 e *Brazilian Birds*. Em todos os casos, a metodologia proposta foi executada com sucesso e forneceu resultados de classificação consistentes. Para ilustrar o desempenho computacional, a ferramenta gastou aproximadamente 0,85 segundos (Intel Core 2 Quad Q8400, 2,66 GHz) para classificar o sistema BB (Caso 1). Em processadores mais modernos, como Intel Core i7-5820K 3,3 GHz, este tempo computacional seria bem inferior.

Uma análise comparativa dos resultados deste capítulo foi realizada usando a metodologia apresentada em [L14], demonstrando que a nova proposta fornece resultados distintos, pois necessita de dados probabilísticos, como taxas de falha e de reparo para melhor caracterizar as disponibilidades dos elementos de transmissão, e conseqüentemente, as configurações de rede. Logo, a análise da criticidade nodal, apresentada neste documento, deve levar a resultados mais realísticos e práticos para as listas de classificação. Desta

forma, os investimentos poderão ser bem alocados para melhorar o desempenho daquelas instalações que são mais propensas a contingências.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais.

CAPÍTULO 3

CRITICIDADE NODAL BASEADA NO DESEMPENHO DINÂMICO DA REDE

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a metodologia para medir a criticidade nodal da rede (análise dinâmica) é descrita e testada, incluindo suas principais características e modelos, hipóteses e resultados. Esta ferramenta calcula a margem de estabilidade transitória, ou seja, uma medida que informa o grau de estabilidade do sistema elétrico frente a uma perturbação.

Este método é focado em uma nova abordagem para melhorar a robustez e a precisão do método SIME (*Single Machine Equivalent*). O método SIME utiliza o princípio clássico do “Critério das Áreas Iguais” (*Equal Area Criterion – EAC*). A margem de energia é a diferença entre a máxima energia potencial pós-falta disponível e a energia cinética acrescentada ao sistema pela falta. Para estimar esta margem, é necessário conhecer as potências equivalentes elétrica e mecânica da máquina em função do deslocamento angular do seu rotor.

O método SIME, originalmente, baseia-se na técnica de mínimos quadrados ponderados para extrapolar a curva da potência elétrica da máquina em função do ângulo do rotor, como uma função polinomial de segunda ordem. Este ajuste usa três ou mais potências elétricas (ou acelerantes) e valores angulares tomados em passos sucessivos de tempo. Tem-se observado que esta aproximação pode fornecer resultados razoavelmente precisos apenas para condições em que a margem positiva é pequena, i.e., quando os deslocamentos do ângulo são suficientemente grandes, preferencialmente

próximos à fronteira de instabilidade. A abordagem proposta é utilizar a equação de transferência de potência (função seno) de uma única máquina conectada a um barramento infinito através de uma impedância externa, como a característica potência-ângulo da máquina equivalente. Então, o aspecto fundamental é determinar o valor desta impedância externa vista pelo equivalente da máquina. Uma vez conhecidas estas características, a energia potencial máxima pode ser aproximada e, teoricamente, a margem pode ser calculada bem como a energia cinética injetada no sistema por uma falta, que alcança um valor máximo. Portanto, a margem é dada pela diferença entre as máximas energias potencial e cinética, esta última criada pela falta. Os detalhes serão explicados ao longo deste capítulo.

A metodologia de classificação nodal baseada no desempenho dinâmico é inicialmente testada usando alguns sistemas acadêmicos. O principal objetivo é descrever e ilustrar o processo de classificação dinâmico (estabilidade transitória). Para esta finalidade, dois sistemas teste são avaliados: (i) o sistema *New England* (IEEE 39 Barras); e (ii) o sistema *Brazilian Birds* (BB). As contingências utilizadas nesta avaliação consistem de curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu) com suas respectivas probabilidades de ocorrência, tempo de exposição ao curto de 100 milissegundos para a rede *New England* e entre 100 e 400 milissegundos para o sistema BB. Também é realizada uma discussão, comparando os resultados com o método desenvolvido em [L14].

3.2 DESENVOLVIMENTO CONCEITUAL

3.2.1 Método SIME Original

Uma breve revisão do método SIME [PER00] é apresentada a seguir.

A instabilidade angular transitória em sistemas elétricos de potência é causada inicialmente pela separação de apenas duas áreas de geração. Certamente,

efeitos em cascata podem levar a mais separações, mas o interesse obviamente é evitar a primeira instabilidade. A separação é causada por um desequilíbrio de potência em que geradores de uma área aceleram (ou desaceleram) em relação às outras. Isto leva ao conceito de dois grupos coerentes de geradores, denominados grupos críticos e não-críticos. A identificação desses grupos, que é crucial para o método, é feita quando a energia cinética alcança um mínimo, que corresponde ao ponto de ângulo máximo de separação ou ângulo de retorno. O grupo crítico são as máquinas com menor inércia. Se o grupo crítico acelera com relação ao grupo não-crítico, diz-se que este oscila para frente, se desacelera, então oscila para trás.

O grupo crítico é composto dos geradores com ângulo crescente (decrecente) em relação ao centro de ângulo (*Center of Angle – COA*) de uma ilha elétrica, se este oscila para frente (para trás).

Uma vez que os grupos críticos e não-críticos são determinados, as respectivas máquinas são agregadas em relação aos seus respectivos COA's. A partir daí, esses COA's são substituídos por uma máquina-barra infinita (*One-Machine Infinite Bus – OMIB*), como mostram as expressões abaixo.

Expressões para o cálculo das quantidades de grupos agregados:

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k \quad (3.1)$$

$$M_N = \sum_{k \in N} M_k \quad (3.2)$$

$$\delta_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (3.3)$$

$$\delta_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \delta_j(t) \quad (3.4)$$

$$\omega_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (3.5)$$

$$\omega_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \omega_j(t) \quad (3.6)$$

$$Pe_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} Pe_k(t) \quad (3.7)$$

$$Pm_C(t) = \frac{1}{M_C} \sum_{k \in C} Pm_k(t) \quad (3.8)$$

$$Pe_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} Pe_j(t) \quad (3.9)$$

$$Pm_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} Pm_j(t) \quad (3.10)$$

em que o subscrito C denota o grupo de máquinas críticas e N as máquinas não-críticas.

A seguir, são apresentadas as expressões para o cálculo do equivalente OMIB, ou seja, o sistema é reduzido a uma máquina equivalente:

$$\delta(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (3.11)$$

$$\omega(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (3.12)$$

$$M = \frac{M_C \times M_N}{M_C + M_N} \quad (3.13)$$

$$Pm(t) = M[Pm_C(t) - Pm_N(t)] \quad (3.14)$$

$$Pe(t) = M[Pe_C(t) - Pe_N(t)] \quad (3.15)$$

$$Pa(t) = Pm(t) - Pe(t) \quad (3.16)$$

As equações (3.1)–(3.16) representam o mapeamento de um sistema multimáquina em um sistema OMIB, que permite a aplicação do *Critério das Áreas Iguais*.

A Figura 3.1 ilustra o conceito do EAC, onde Pe_0 , Pe_{df} e Pe_{pf} são as características potência-ângulo OMIB pré-falta, durante a falta e pós-falta, respectivamente, δ_0 é o ângulo do rotor pré-falta, δ_{ch} é o ângulo do rotor pós-

falta, em que a potência acelerante muda de positiva para negativa, δ_r é o ângulo de retorno, i.e., a máxima excursão angular para um cenário estável, δ_u é o ponto de equilíbrio instável, A_{acc} é a área de aceleração ($P_m > P_e$), A_{dec} é a área de desaceleração ($P_e > P_m$) e A_{mar} é a área da margem, i.e., a *margem de energia* do sistema para uma determinada falta. Para simplificar a análise, a potência mecânica (P_m) é considerada constante. A soma ($A_{dec} + A_{mar}$) é a energia potencial total disponível para absorver a energia cinética introduzida no sistema pela falta. O cálculo da A_{mar} requer que a função $P_{e_{pf}}$ versus ângulo seja conhecida (ou estimada com boa precisão).

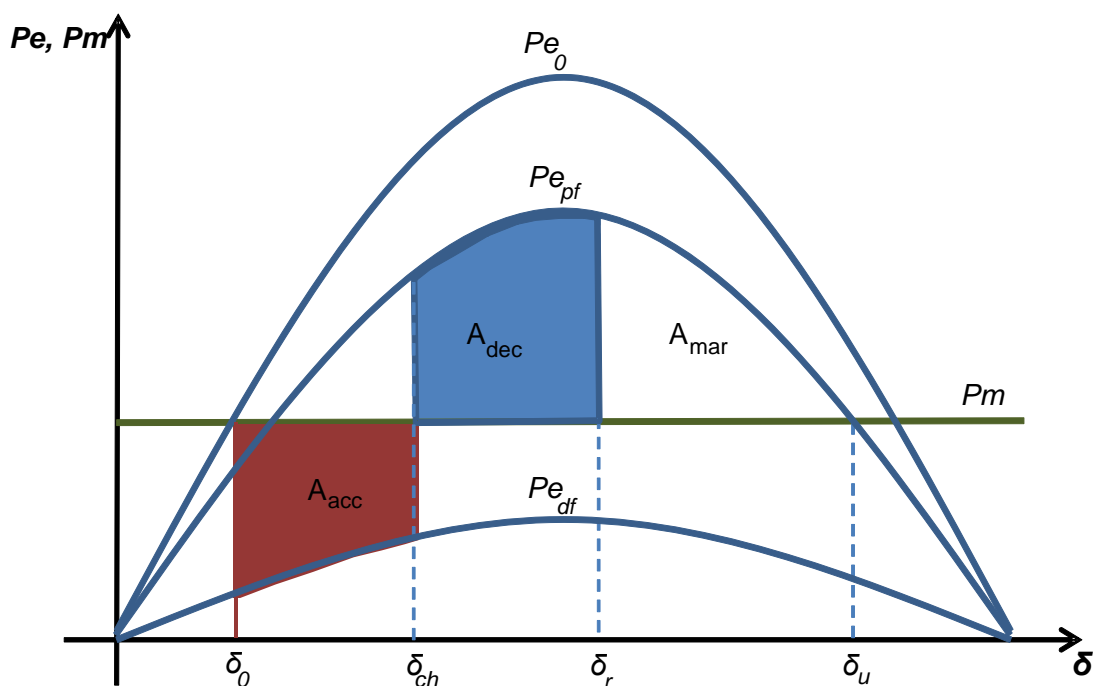


Figura 3.1: Critério das áreas iguais.

Durante a falta, a máquina acelera, uma vez que a potência acelerante ($P_a = P_m - P_e$) é positiva. No instante em que a potência acelerante torna-se negativa (na maioria das vezes é o tempo de eliminação da falta), a velocidade da máquina é máxima e esta começa a desacelerar. A energia total adquirida pelo sistema pode ser determinada como a energia cinética neste ponto, como segue:

$$A_{acc} = \frac{1}{2} M \omega_{ch}^2 \quad (3.17)$$

A condição para o sistema ser transitoriamente estável é que a área de desaceleração (A_{dec}) deve ser maior ou igual à área de aceleração (A_{acc}). Em outras palavras, o ângulo de retorno δ_r , deve ser menor ou igual ao ângulo instável δ_u .

A instabilidade é detectada pelo cruzamento do ponto de equilíbrio instável, que é caracterizada pela mudança da potência acelerante de negativa para positiva e pela derivada do ângulo ser positiva. Neste ponto, a energia remanescente no sistema, não dissipada na área de desaceleração, é a margem de energia negativa e pode ser calculada precisamente pela seguinte expressão:

$$\eta_u = \frac{1}{2} M \omega_u^2 \quad (3.18)$$

onde ω_u é a velocidade do equivalente da máquina no ponto de cruzamento.

O ponto chave na precisão do método SIME é o cálculo da área de margem positiva (A_{mar}) para casos estáveis. Em [PER00] dois métodos são propostos para estimar esta margem. O primeiro método é a aproximação *triangular*, segundo a expressão abaixo:

$$A_{mar} = \frac{1}{2} [Pe_{pf}(\delta_r) - Pm](\delta_u - \delta_r) \quad (3.19)$$

Obviamente, este método requer o conhecimento do ângulo instável δ_u , mas este ângulo não é conhecido se o sistema é estável. Na prática, repetidas simulações com aumento de estresse da máquina são necessários para encontrar este ângulo instável. Isto faz a aproximação triangular ineficiente e de pouco interesse.

O segundo método sugerido é aproximar a potência elétrica pós-falta (Pe_{pf}), definido pela expressão (3.20):

$$Pe(\delta) = a\delta^2 + b\delta + c \quad (3.20)$$

onde a , b e c são calculados através da aproximação de mínimos quadrados ponderados usando três ou mais passos sucessivos de tempo. Na prática, verificou-se que $Pe_{pf}(\delta)$ não é tão bem comportado como ilustrado na Figura 3.1 e, para cenários estáveis com grandes margens, os pontos podem não ser representativos da real característica. Além disso, se o caso é bastante estável, a excursão do ângulo é pequena e os pontos disponíveis para o ajuste da curva podem ser insuficientes. Consequentemente, grandes erros podem ocorrer. Novamente, para usar este método de forma eficaz, seria necessário executar sucessivas simulações com aumento do nível de estresse para conseguir uma boa aproximação, que é, outra vez, bastante ineficiente.

3.2.2 Melhoria do Método SIME

Um método melhorado (i.e., mais rápido e preciso) para calcular margens positivas é crucial para a abordagem SIME, a fim de obter uma avaliação rápida e confiável da estabilidade de todo o sistema, como proposto em [LJML13]. O objetivo é ser capaz de estimar a margem de energia (positiva ou negativa) em poucos milissegundos após a eliminação da falta, quer quando o sistema atinja energia cinética mínima (margem positiva) ou instabilidade é detectada (margem negativa).

A ideia central, para o cálculo de margens positivas, é aproximar a $Pe(\delta)$ pós-falta (característica transferência de potência pós-falta do sistema OMIB) pela seguinte função:

$$Pe(\delta) = \frac{E_m(\delta)E_\infty}{X_e} \sin(\delta) + P_0 \quad (3.21)$$

onde $E_m(\delta)$ é a tensão equivalente da máquina atrás de sua reatância transitória, que é modelada em função do ângulo do rotor; E_∞ é a tensão na barra infinita, que é assumida como constante; δ é o ângulo do rotor da máquina equivalente; e P_0 representa uma potência local referente ao equivalente OMIB. Para usar esta aproximação, $E_m(\delta)$, E_∞ , e X_e precisam ser estimados. Se isto for possível, P_0 pode ser calculado para ajustar a equação num ponto particular. Observou-se que a Equação (3.21) fornece aproximações mais precisas e consistentes da $Pe(\delta)$ do que as propostas inicialmente pela abordagem SIME, que se baseiam exclusivamente em métodos de extrapolação usando $Pe(\delta)$ e δ . Devido à alta não-linearidade exibida por estas trajetórias, tais extrapolações podem ser completamente errôneas e inconsistentes com respeito ao tamanho da margem, modelos adotados, localização da falta, etc.

Nota: A aproximação $Pe(\delta) = P_{12} \sin(\delta) + P_0$ foi também testada, onde P_{12} é uma constante e P_{12} e P_0 são calculados usando valores em passos sucessivos de tempo. Mas isto leva aos mesmos problemas da aproximação por mínimos quadrados ponderados da Equação (3.20). Também, considerando que a constante P_{12} é uma fonte de erro, visto que a excitação do gerador pode mudar significativamente de cenários não-estressados para stressados.

$E_m(\delta)$ é estimada, na abordagem proposta em [LJML13], como a média das tensões atrás da reatância transitória para os geradores do grupo crítico, i.e.:

$$E_m(\delta) = \frac{1}{N_c} \sum_{k \in C} E_k(\delta) \quad (3.22)$$

onde N_c é o número de geradores no grupo crítico. E_∞ é estimado da mesma maneira para o grupo não-crítico (geradores remanescentes), mas nos testes realizados até o momento, tem-se estimado o ângulo de retorno e admitindo-o constante, i.e., não é considerado como uma função do deslocamento do ângulo.

X_e é estimado, na abordagem proposta, como a média ponderada da impedância externa vista por cada gerador mais sua própria reatância transitória.

$$X_e = M_C \times \left[\sum_{k \in C} M_k / (x_{ek} + x'_{dk}) \right]^{-1} \quad (3.23)$$

onde x'_{dk} e x_{ek} são a reatância transitória e a impedância externa vista pelo gerador k , respectivamente. Assim, a informação que falta para completar a aproximação proposta é a impedância externa vista por cada gerador. Uma maneira de encontrar esta informação está implícita no cálculo da impedância de Thévenin, vista por cada gerador do grupo, considerando os outros geradores do grupo como circuito aberto. Porém, dependendo do número de geradores no grupo crítico, este cálculo pode ser bastante caro computacionalmente. Então, é usada a seguinte abordagem alternativa.

Assumindo que a interconexão entre os grupos críticos e não-críticos é basicamente reativa e que as máquinas no grupo oscilam coerentemente, pode-se escrever:

$$\bar{V}_{nk}(t) = j(x_{ek})\bar{I}_k(t) + \bar{E}_\infty \quad (3.24)$$

onde \bar{V}_{nk} e x_{ek} são a tensão no terminal e a impedância externa vista pela máquina k , respectivamente. Considerando ainda que \bar{E}_∞ é constante (barra infinita), pode-se estimar:

$$|x'_{ek}| = \left| \frac{d\bar{V}_{nk}(t)}{dt} / \frac{d\bar{I}_k(t)}{dt} \right| \quad (3.25)$$

A impedância externa vista por cada máquina individual (x_{ek}) é calculada como uma média dos valores de x'_{ek} , calculados por (3.25) durante um intervalo de tempo pós-falta.

Nota: As aproximações deste modelo são bastantes razoáveis comparados com a aproximação global do modelo SIME. Em geral, não existe barra infinita, mas em um sistema multimáquina, para uma única máquina, o resto da rede se comporta como um barramento infinito. Também, a interconexão entre os grupos críticos e não-críticos não é puramente reativa, mas tipicamente o componente resistivo é relativamente pequeno.

Observação Importante: Note que a impedância externa pode ser teoricamente estimada imediatamente após a eliminação da falta. Consequentemente, toda a área de desaceleração pode ser calculada. A área de aceleração é conhecida, como mencionado acima, tão logo as mudanças da potência acelerante de positiva para negativa. Para condições não muito estressadas, isto ocorre na eliminação da falta; para condições estressadas isto pode ocorrer alguns milissegundos após a eliminação da falta; e para condições muito estressadas pode nem sequer acontecer. Mas esta última situação pode ser sinalizada como uma condição severa sem a necessidade de simulação de períodos muito longos. Assim, para as outras duas condições, a margem de energia (área total de desaceleração menos a área de aceleração) pode ser estimada, em sua maioria, alguns milissegundos após a eliminação da falta, que resulta em uma abordagem muito rápida para classificação de contingência e término antecipado da simulação.

O modo de implementar o algoritmo SIME depende do objetivo de sua utilização. Por exemplo, para um cenário de contingência, é desejável estimar a margem de estabilidade apenas a alguns milissegundos após a eliminação da falta. No entanto, para o diagnóstico de uma simulação no domínio completo de tempo, a urgência não é necessária e a estimativa pode ser mais convenientemente realizada em ângulos de retorno ou de detecção de instabilidade.

A seguinte estratégia de implementação é usada para todos os diagnósticos na simulação no domínio do tempo:

- i) Iniciar a simulação no domínio do tempo;
- ii) Para a condição pós-falta do sistema, verificar se há instabilidade ou o ângulo de retorno em cada intervalo de tempo;
- iii) Se instabilidade é detectada, determinar o grupo crítico, estimar a margem de energia negativa e parar a simulação;
- iv) Se um ponto de retorno é encontrado, determinar o grupo crítico e estimar a margem de energia positiva.

Nota: Se o sistema é instável, é possível determinar os circuitos que provavelmente serão abertos por ação da proteção devido à perda de sincronismo e então calcular o balanço de carga em cada uma das ilhas resultantes. Isto pode ser feito, como proposto em [RLJM00], usando o ponto de detecção de instabilidade para identificar o corte na linha (ramos tendo os ângulos terminais movendo-se em sentido oposto).

Para a classificação de contingências, a estratégia usada é a seguinte:

- i) Iniciar a simulação no domínio do tempo;
- ii) Se o sistema está em uma condição pós-falta e instabilidade é detectada, calcular a margem de energia negativa e parar a simulação;
- iii) Se o sistema foi simulado por um intervalo de tempo mínimo (alguns milissegundos) na condição pós-falta e a energia cinética atingiu um valor máximo, calcular a margem de energia positiva (ou negativa) e parar a simulação.

Para todo passo de tempo na condição pós-falta do sistema, o programa calcula os ângulos individuais da máquina em relação ao centro de inércia, a velocidade angular individual da máquina em relação à velocidade no centro de inércia, a energia cinética e o produto interno (*dot product*) por ilha elétrica. Essas são as grandezas usadas no método TEF (*Transient Energy Function*),

mas extremamente úteis como auxílio para o método SIME. As respectivas equações são triviais, como segue:

$$M_T = \sum_{i=1,n} M_i \quad (3.26)$$

$$\delta_{COA}(t) = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1,n} M_i \delta_i(t) \quad (3.27)$$

$$\omega_{COA}(t) = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1,n} M_i \omega_i(t) \quad (3.28)$$

$$\bar{\delta}_i = \delta_i - \delta_{COA} \quad (3.29)$$

$$\bar{\omega}_i = \omega_i - \omega_{COA} \quad (3.30)$$

$$Vke = 0.5 \sum_{i=1,n} M_i \bar{\omega}_i^2 \quad (3.31)$$

$$P_{COI} = \sum_{i=1,n} Pac_i \quad (3.32)$$

$$\bar{P}ac_i = Pac_i - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \quad (3.33)$$

$$dotproduct = \sum_{i=1,n} \bar{P}ac_i \times \bar{\omega}_i \quad (3.34)$$

O produto interno é útil para a confirmação de detecção de instabilidade e término antecipado. A energia cinética é útil para detecção rápida do final da área de aceleração (um valor máximo) e o ângulo de retorno (um valor mínimo). Os ângulos referidos ao COA (centro de inércia) são úteis para determinação dos grupos críticos e não-críticos. Os dois grupos são classificados de acordo com estes ângulos (positivos ou negativos).

Se o grupo crítico desacelera em relação ao COA, diz-se que este oscila “para trás”. Caso contrário, este oscila “para frente”.

Note que embora o método utilizado seja essencialmente o método SIME, este leva as vantagens das propriedades do método TEF.

3.2.3 Cálculo das Margens MW

Em [PER00] (páginas 88-91), a metodologia proposta para traduzir a margem de energia em margem MW é baseada em um regime de compensação do Critério das Áreas Iguais, visto que a potência mecânica é alterada. Tem-se observado através de cálculos, que a maioria dos termos da compensação são desprezíveis, pois elas são função do quadrado do tempo de eliminação da falta (tipicamente alguns milissegundos). Dado também que existem outras aproximações nos cálculos das margens, o seguinte componente do regime de compensação é usado.

$$A_{mar} = \Delta P_m (\delta_u - \delta_0) \quad (3.35)$$

onde A_{mar} é a margem de energia, δ_u é o ponto de equilíbrio instável, δ_0 é o ponto de operação inicial e ΔP_m é a margem MW. Para casos estáveis com oscilação para frente/trás, ΔP_m é o montante de potência que pode ser aumentado/diminuído no grupo crítico de modo que o sistema torna-se criticamente estável. Para casos instáveis com oscilação para frente/trás, ΔP_m é o montante de potência que precisa ser diminuído/aumentado no grupo crítico, de modo que o sistema torna-se criticamente estável.

3.2.4 Cenários de Contingência

Uma aplicação útil da abordagem proposta são os cenários de contingência. Isto fica bem simplificado pela aproximação da característica da potência elétrica pela Equação (3.21). Note que a estimativa das impedâncias externas vista por cada gerador pode ser calculada usando poucos passos de tempo após a eliminação da falta. As tensões atrás da reatância transitória também são avaliadas. Dado que o excesso de energia que precisa ser absorvido (energia cinética) é também conhecido, o balanço de energia pode ser estimado antes das máquinas críticas atingirem o ângulo de retorno. Em termos práticos, a estimativa pode ser feita em poucos milissegundos após a

eliminação da falta, que acelera significativamente a avaliação da segurança do ponto de vista de estabilidade transitória.

O principal problema deste cálculo é que o grupo crítico não é precisamente conhecido antes do ângulo de retorno. Entretanto, este pode ser estimado, por exemplo, usando uma técnica de agrupamento baseada nos deslocamentos do ângulo. Isto não foi feito no escopo deste trabalho. A implementação atual utiliza o balanço de energia individual do gerador. Mais precisamente, o balanço de energia é calculado para cada gerador como se este fosse o grupo crítico. Se ao menos um gerador apresentar uma pequena margem positiva ou negativa, a contingência é classificada como crítica. Esta abordagem foi gerada de observações que sempre que um caso apresente um grupo crítico com pequena margem de energia positiva ou negativa, um ou mais geradores no grupo também apresentam pequena margem positiva ou negativa.

Algumas observações sobre margens individuais:

- i) A margem de energia individual do gerador é potencialmente útil para definição da maioria das estratégias eficientes de redespacho (melhoria da margem / mudança MW), mas isto não tem sido examinado em detalhes ainda;
- ii) A relação quantitativa entre as margens de energia individual e limite do grupo MW até agora não foi identificada.

A estimativa de margem de energia, quando feita em poucos passos após a eliminação da falta, tende a ser conservativa (margem estimada menor que a margem real), porque não leva em conta o aumento da excitação da máquina síncrona. Entretanto, é possível classificar erroneamente um caso (por exemplo, como instável, quando de fato é estável, e vice-versa) porque as condições para instabilidade não podem ser testadas se a simulação é terminada prematuramente. Mas quando filtrado, não deve ser um problema.

3.3 ÍNDICES DE ESTABILIDADE

Índices de segurança são muito úteis para análises de sistema de potência que exigem cálculo de grandes quantidades de contingências. Esses índices fornecem meios de avaliar absoluta e relativamente a segurança do sistema (pontos fortes e fracos). Em particular, eles são essenciais na avaliação do risco de segurança.

Índices de adequação podem ser facilmente calculados por avaliação estática (tipo fluxo de potência), mas índices de segurança são mais desafiadores devido à avaliação de estabilidade transitória. Tipicamente, os índices de estabilidade utilizados para avaliações de segurança são o tempo crítico de eliminação da falta (*Critical Clearing Time – CCT*) ou a Margem MW. O *CCT* é basicamente o tempo máximo em que uma falta pode ser mantida sem causar perda de estabilidade do sistema. A Margem MW fornece a quantidade máxima de fluxo de potência que pode ser alterada (aumentada ou diminuída) em um elemento de transmissão sem causar perda de estabilidade do sistema.

Ambos os índices são úteis para avaliações de segurança quando interpretados e comparados com outras métricas similares. Por exemplo, uma margem de transferência de potência pode ser bem compreendida se considerado a capacidade de geração e os níveis de carga em ambos os lados de um elemento de transmissão, a direção do estresse e a capacidade nominal desse elemento. Se essas condições não são conhecidas, um valor de Margem MW será inútil.

O *CCT* pode ser interpretado independente do contexto operativo se for calculado em relação ao tempo esperado de eliminação da falta dos respectivos circuitos e níveis de tensão, mas novamente o *CCT* dependerá de uma direção particular de estresse do sistema.

Além disso, outra desvantagem desses índices é que eles exigem cálculos iterativos, por exemplo, busca binária, que é computacionalmente caro quando uma enorme quantidade de contingências deve ser simulada.

Portanto, para algumas análises do sistema de potência, em particular a avaliação do risco de segurança, é desejável calcular um índice de estabilidade transitória não-iterativo (não requer repetitivas simulações, aumentando / diminuindo os níveis de estresse para conseguir uma boa precisão), adimensional. Assim, para cada simulação de uma perturbação, o índice fornece a proximidade do sistema à instabilidade. Com base nesses simples requisitos, um novo índice de estabilidade transitória é então desenvolvido. Duas diferentes formas de calcular o índice são usadas dependendo se a margem de estabilidade é positiva ou negativa.

3.3.1 Índice de Margem Positiva

O índice de margem positiva é baseado na proximidade das trajetórias angulares do gerador em atingir o limite de energia potencial [P89], i.e., pode ser interpretada como uma “medida de distância” em relação à condição de instabilidade do sistema. É utilizada a abordagem SIME para identificar o grupo crítico e sua respectiva trajetória angular, como descrito nas seções anteriores. A Figura 3.2, semelhante a Figura 3.1, mostra as variáveis da trajetória do ângulo SIME utilizadas nos cálculos do índice de margem positiva (I_p).

O índice de margem positiva (I_p) é dado por:

$$I_p = \frac{\delta_u - \delta_r}{\delta_u - \delta_s + \delta_a} \quad (3.36)$$

onde δ_u é o ângulo SIME no ponto de equilíbrio instável dado por (3.21), δ_r é o ângulo de retorno, δ_s é o ângulo no ponto de equilíbrio pós-falta e δ_a é um pequeno ângulo constante (e.g., 10 graus). Portanto, essas variáveis são referidas à topologia do sistema pós-falta.

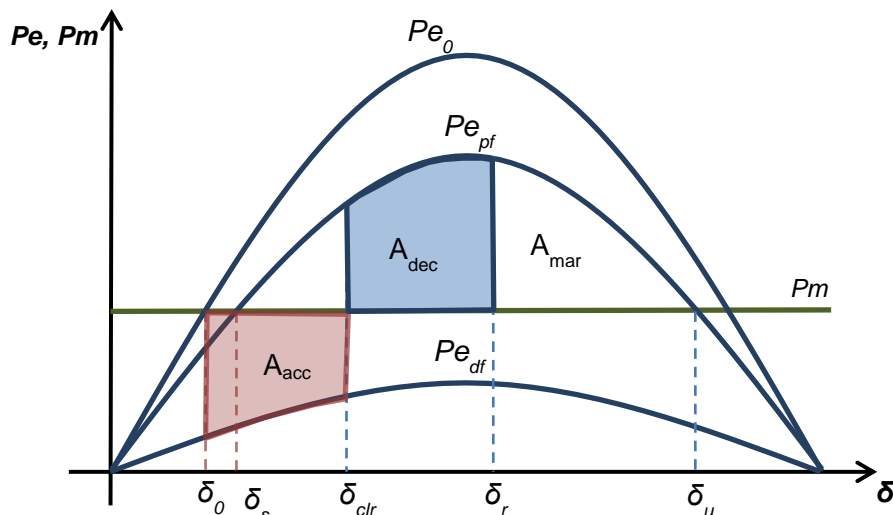


Figura 3.2: Critério das áreas iguais baseado no método SIME.

Percebe-se que este índice pode variar de “0” a “1”, onde “0” significa um caso criticamente estável ($\delta_u = \delta_r$), quase instável e “1” significa um sistema muito estável ($\delta_r = \delta_s$). Este índice é adimensional e tem o mesmo significado se o grupo crítico possui apenas um pequeno gerador ou toda uma zona elétrica.

A implementação é tal que o ângulo de retorno δ_r , seja calculado para a maior trajetória de oscilação, não necessariamente a primeira.

3.3.2 Índice de Margem Negativa

O índice calculado pela Equação (3.36) é válido evidentemente somente para casos estáveis. Portanto, é necessário calcular um índice similar para casos instáveis. A escolha utilizada neste trabalho é a seguinte:

$$I_n = -\frac{Vke_{\min}}{Vke_{\max}} \quad (3.37)$$

onde Vke_{\min} é o valor da energia cinética mínima pós-falta da trajetória SIME, avaliada próximo ao ponto de detecção de instabilidade e Vke_{\max} é o valor da energia cinética máxima pós-falta da trajetória SIME. Note que esses valores de energia cinética são significativos apenas para um curto período após a

eliminação da falta. Após a perda de estabilidade, o sistema ganhará energia cinética adicional que distorcerá o índice em questão. Portanto, é necessário encerrar a simulação (término antecipado) logo que é detectada instabilidade. Mais uma vez, instabilidade é detectada quando a trajetória cruza o limite de energia potencial [P89].

Este índice pode variar de “-1” a “0”, onde “0” significa uma condição criticamente instável (quase estável) e “-1” uma condição altamente instável. Um caso criticamente instável pode normalmente ser classificado como estável por uma pequena mudança no despacho na geração. Isto é ilustrado na Figura 3.3, onde a área de aceleração, A_{acc} , é levemente maior que a área de desaceleração, A_{dec} . Neste caso, Vke_{max} ocorre na eliminação da falta, δ_{clr} , e Vke_{min} no ponto de equilíbrio instável, δ_u . Um caso altamente instável é ilustrado na Figura 3.4.

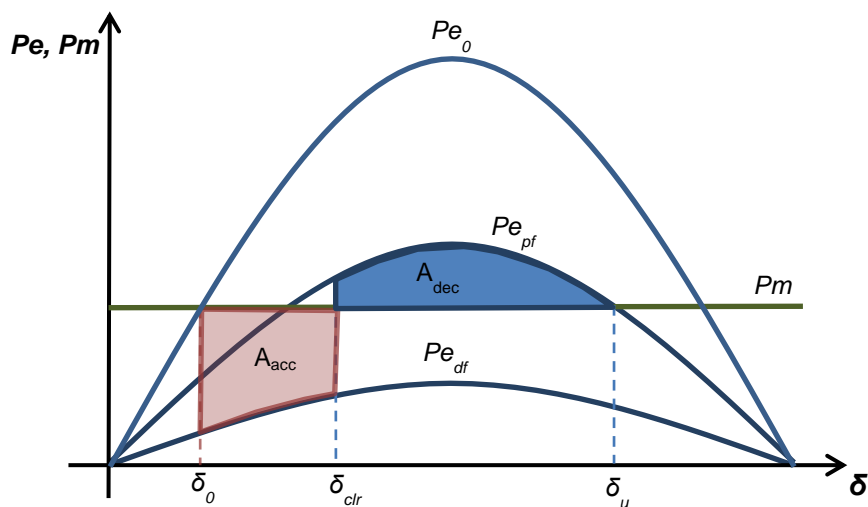


Figura 3.3: Condição instável – área de aceleração levemente maior do que a área de desaceleração.

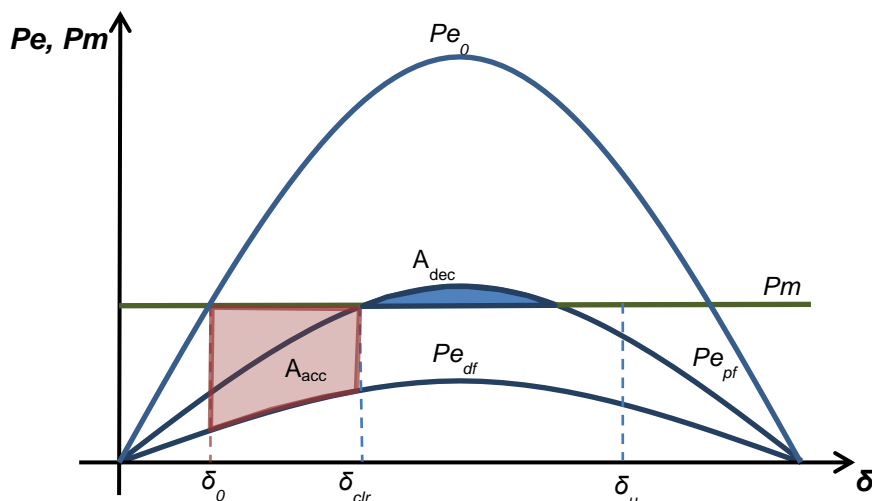


Figura 3.4: Caso instável – área de aceleração muito maior do que a área de desaceleração.

3.3.3 Índice de Estabilidade Combinado

O índice de estabilidade final é a combinação de ambos os índices de margem positiva e negativa, i.e., I_p e I_n , e este varia de “-1” a “1”. Alternativamente, este pode ser compensado e dimensionado para variar na faixa de “0” a “1”, onde o indicador na faixa de $[0;0,5)$ aponta um caso estável e na faixa $[0,5;1]$ sinaliza um sistema instável. Este índice combinado é então utilizado neste trabalho, representando a estabilidade média (*Average Stability – AS*) calculado para cada nó, denominado “Índice AS”, i.e., a soma de todos os índices de estabilidade combinados dividido pelo número de circuitos conectados ao nó sob análise.

Outro índice também é proposto, que avalia apenas quando há instabilidade no sistema, denominado “Índice ANU”, representando o número médio de eventos instáveis (*Average Number of Unstable events – ANU*), i.e., é o número de eventos que resultam em instabilidade no entorno do nó dividido pelo número total de circuitos conectados a ele.

Uma vez que qualquer sistema está sujeito a diversos tipos de perturbações, uma avaliação da criticidade nodal mais realista, do ponto de vista dinâmico, é combinar os índices de estabilidade citados acima (AS e ANU) para cada nó da rede considerando diferentes tipos de eventos e ponderando-os de acordo com a sua respectiva probabilidade de ocorrência nas diversas áreas de um sistema. Neste trabalho, curtos-circuitos monofásico e trifásico são considerados, e os índices AS e ANU resultantes para cada nó i da rede são:

$$AS(i) = w_{1\phi} \times AS_{1\phi}(i) + w_{3\phi} \times AS_{3\phi}(i) \quad (3.38)$$

$$ANU(i) = w_{1\phi} \times ANU_{1\phi}(i) + w_{3\phi} \times ANU_{3\phi}(i) \quad (3.39)$$

onde $w_{1\phi}$ e $w_{3\phi}$ são as probabilidades associadas à ocorrência de qualquer curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente em uma determinada área para o Nó i da rede. O mesmo procedimento é repetido para os nós remanescentes do sistema.

Dados estatísticos mostram que o curto-circuito monofásico é o tipo de perturbação mais frequente no sistema, enquanto que o trifásico é o mais raro. Portanto, valores sugeridos e aplicados nos exemplos numéricos da Seção 3.6 para $w_{1\phi}$ e $w_{3\phi}$ são: 0,95 e 0,05, respectivamente.

3.3.4 Falta Monofásica

O critério de estabilidade baseia-se em qualquer falta trifásica à terra ou uma falta assimétrica. Neste último, é necessário aproximar o efeito do desequilíbrio de potência assimétrica na sequência positiva, que é tipicamente a única sequência representada nos estudos de estabilidade. A aproximação é realizada por cálculo de uma reatância equivalente que trará as tensões e correntes de sequência positiva a valores observados por uma falta assimétrica. O processo é trabalhoso e não é adequado para avaliações

automáticas de segurança. Portanto, é necessário elaborar métodos diretos e adequados para uma análise de contingência em larga escala.

Para faltas monofásicas, a tensão de sequência positiva na barra *defeituosa* (i.e., sob falta) cai para valores na faixa de “0,5” a “0,7” pu, dependendo dos valores de impedância da sequência. Baseado neste fato, uma aproximação simples de faltas monofásicas é feita pelo seguinte procedimento:

- i) Especificar o nível desejável da tensão de sequência positiva, V_f nas barras sob falta. O valor de “0,5” pu é definido para este evento;
- ii) Calcular o equivalente de Thévenin, Z_{th} , vista pela barra defeituosa;
- iii) O valor da reatância de falta, x_f , é então calculado através da seguinte equação de divisor de tensão:

$$V_f = \left| \frac{jX_f}{Z_{th} + jX_f} \right| \quad (3.40)$$

A impedância de Thévenin é calculada diretamente resolvendo a matriz Jacobiana das equações diferencial e algébrica representando o modelo dinâmico para uma injeção de corrente unitária na barra sob falta.

$$J^{-1}I = Z \quad (3.41)$$

onde J é a matriz Jacobiana, I é o vetor de injeção de corrente com “1” na linha da barra sob falta e “0” nas outras linhas e Z é o vetor impedância vista da barra de falta. No vetor Z , Z_{th} é o valor de impedância na linha da barra *defeituosa*.

A implementação deste cálculo é bastante simples quando o método de integração numérica resolve todas as equações (algébrica e diferencial) simultaneamente. Neste caso, a matriz Jacobiana já está disponível em todo passo de tempo.

Outros tipos de faltas assimétricas podem ser calculados pelo mesmo procedimento, mas especificando o nível de tensão de sequência positiva, V_f , com valores típicos para cada tipo de falta.

3.4 ALGORITMO COMPUTACIONAL

Os conceitos apresentados nas seções anteriores são utilizados para elaborar o algoritmo computacional para a metodologia proposta de classificação nodal baseada no desempenho dinâmico e está ilustrada na Figura 3.5. Primeiro, a base de dados contendo as informações elétricas da rede é carregada usando um arquivo de entrada. Em seguida, uma solução do caso base é obtida usando um programa de fluxo de potência AC. O próximo passo é verificar a convergência deste fluxo de potência. Note que não há sentido em continuar com a metodologia de classificação nodal, se o fluxo de potência não encontra uma solução para o caso base.

Se há uma solução para o caso base do fluxo de potência AC, então a análise de estabilidade transitória começa aplicando um evento dinâmico padronizado no qual uma linha de transmissão “ j ” de um nó “ k ” está sujeita a um curto-circuito (monofásico ou trifásico), seguido pela remoção desta linha. O programa nomeado FASTAB, que é integrado ao pacote do *software* ORGANON, é então executado neste estágio para calcular os índices de estabilidade que medem o impacto deste evento no nó da rede.

Um novo evento associado à outra linha conectada no mesmo nó é então analisado pela mesma ferramenta, até que todas as linhas desta barra sejam analisadas. Este procedimento é repetido para todos os nós/barras remanescentes do sistema e a ferramenta SRANK Dinâmico redimensiona os índices apresentados pelo FASTAB, admitindo um fator de ponderação (probabilidade de ocorrência) para este tipo de evento numa determinada área do sistema.

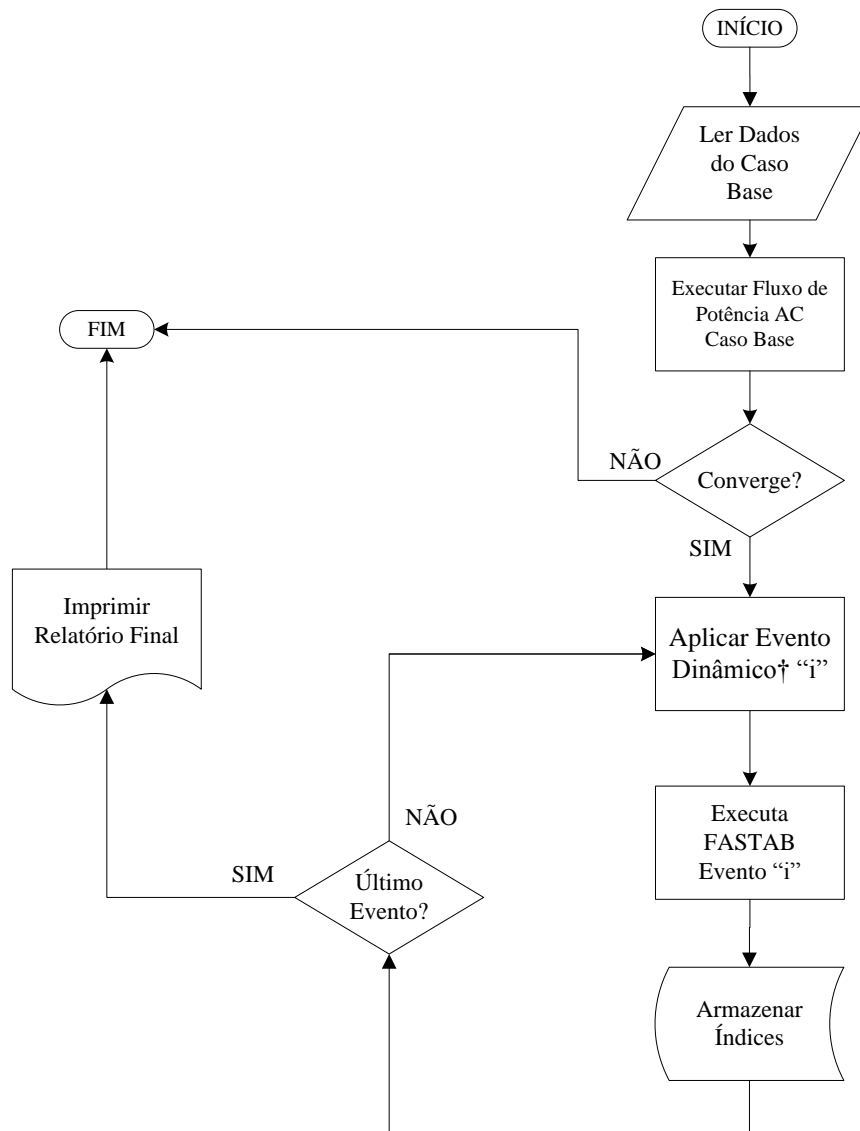


Figura 3.5: Fluxograma simplificado da metodologia proposta de classificação dinâmica de nós.

†Eventos dinâmicos: Curtos-circuitos monofásico e trifásico.

Este procedimento é novamente executado, agora para outro tipo de perturbação, calculando novos índices de estabilidade para todos os nós da rede e ponderando-os de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência.

Finalmente, são impressos relatórios de saída, contendo listas de classificação nodal para os tipos de perturbação analisados e uma nova lista combinando os

índices para as faltas citadas acima, ponderando-os de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência, terminando assim esta análise.

3.5 ORGANON

Para a classificação das subestações e nós quanto ao seu desempenho dinâmico (estabilidade transitória) é utilizado o *software* ORGANON, mais precisamente uma ferramenta acoplada a este, denominada FASTAB, a qual realiza o cálculo dos índices de estabilidade. O ORGANON é um programa computacional para análise e avaliação de segurança de sistemas elétricos de potência [SSAB11]. A grande vantagem desta ferramenta é a sua capacidade de avaliação automática e simultânea do comportamento dinâmico do sistema em diferentes condições de carga, geração e topologia da rede, sem recorrer à necessidade de inspeção visual, otimizando o tempo e possibilitando a exploração de um maior número de cenários. Uma breve descrição das características desta poderosa ferramenta [PSPQ11] é apresentada a seguir.

O ORGANON é um sistema de avaliação da segurança de sistemas de potência aplicado tanto a problemas de natureza estática (*Voltage Stability Assessment* - VSA), quanto de natureza dinâmica (*Dynamic Security Assessment* - DSA). Este *software* emprega computação de alto desempenho e algoritmos com grande robustez numérica, possibilitando uma modelagem detalhada da rede elétrica em ambiente de processamento distribuído. O programa contém módulos para cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, simulação eletromecânica e rotinas de diagnóstico automático para detecção de instabilidade e verificação de critérios.

Na análise dinâmica, o ORGANON oferece várias opções para se realizar um diagnóstico de estabilidade, feita através de inspeção visual, utilizando curvas e tabelas, ou ainda pelo método quantitativo, com base em conceitos de funções de energia e produto interno.

A simulação eletromecânica é implementada considerando a solução simultânea da rede elétrica e da dinâmica do sistema, resultando em um sistema de equações diferenciais e algébricas de difícil integração numérica (*stiffness*), que requer a adoção de métodos de solução com rápida atenuação de oscilações numéricas. O programa utiliza um método de integração "preditor-corretor", resultante da combinação dos métodos "*Linear Multistep - LM*" do tipo "*Adams-Bashforth-Moulton - ABM*" e "*Backward Differentiation Formulae - BDF*", com ordem variando de 1 a 2 e passo de integração variando de 0,0001s a 40s.

O sistema pode ser utilizado tanto para tarefas simples, quanto para cálculos mais complexos como na obtenção de uma região de segurança dinâmica em ambiente de tempo real, atualizando os resultados de forma automática e em intervalos de tempo predefinidos através do processamento distribuído. Essa flexibilidade possibilita uma maior integração entre as equipes de estudos de planejamento e programação da operação com as de operação em tempo real.

3.6 EXEMPLOS NUMÉRICOS

Nesta seção, a metodologia (análise dinâmica) é testada utilizando alguns sistemas acadêmicos. O principal objetivo é ilustrar o processo de classificação nodal baseado no desempenho dinâmico, que está descrito nas seções anteriores. Para este fim, dois sistemas são usados: (i) o sistema teste *New England* (IEEE 39 Barras); e (ii) o sistema *Brazilian Birds* (BB). Os eventos usados para esta avaliação consistem de curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, e tempo de exposição à falta de 100 milissegundos para o sistema IEEE 39 Barras e entre 100 e 400 milissegundos para o sistema BB.

Em cada caso, os resultados obtidos são discutidos em detalhes e alguns índices são selecionados e usados como exemplos explicativos para

proporcionar uma visão mais aprofundada da metodologia. Também é realizada uma discussão, comparando os resultados com o método desenvolvido em [L14].

3.6.1 Sistema *New England* (IEEE 39-Barras)

O sistema teste IEEE 39 Barras *New England* é usado para ilustrar alguns dos principais eventos dinâmicos. Esta rede é uma representação simplificada de um sistema de transmissão de 345 kV contendo 39 Nós, 34 linhas de transmissão, 12 transformadores e 10 unidades geradoras, com uma carga total de aproximadamente 6100 MW.

A Figura 3.6 mostra o diagrama unifilar do sistema *New England*, cujos parâmetros da rede elétrica (formato da versão PSS/E32 utilizados no programa da PTI - Siemens) e dados dinâmicos das unidades geradoras estão no Apêndice A.2.

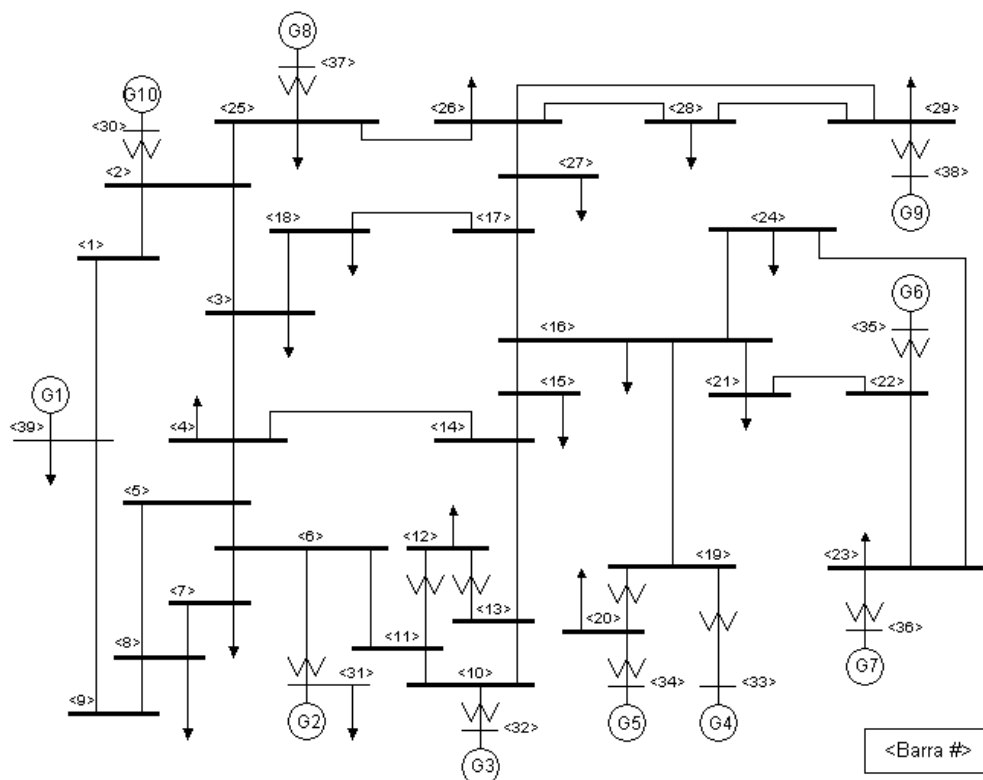


Figura 3.6: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE *New England*.

A Tabela 3.1 mostra os índices de desempenho dos nós obtido através da análise de estabilidade transitória do sistema *New England*. Para este resultado, curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu) e tempo de exposição ao curto de 100 milissegundos são considerados. As colunas apresentam os índices médios de estabilidade (Índice AS) e número médio de eventos instáveis (Índice ANU) calculados para cada nó da rede baseando-se nesses eventos.

Tabela 3.1: Índices de desempenho nodal para o sistema IEEE *New England*:
estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS
21	0	0,1560	16	0,6000	0,5439	16	0,0300	0,1005
22	0	0,1082	21	0,5000	0,5200	21	0,0250	0,1742
24	0	0,0995	17	0,3333	0,3737	22	0,0167	0,1204
17	0	0,0985	22	0,3333	0,3528	17	0,0167	0,1123
1	0	0,0963	25	0,3333	0,3460	25	0,0167	0,1006
15	0	0,0958	2	0,2500	0,3205	2	0,0125	0,1008
28	0	0,0895	24	0	0,2105	24	0	0,1051
2	0	0,0892	15	0	0,1777	15	0	0,0999
18	0	0,0885	18	0	0,1700	1	0	0,0982
25	0	0,0877	3	0	0,1652	18	0	0,0926
35	0	0,0870	8	0	0,1520	28	0	0,0913
8	0	0,0852	4	0	0,1492	8	0	0,0885
33	0	0,0845	14	0	0,1472	39	0	0,0867
39	0	0,0845	26	0	0,1461	35	0	0,0845
29	0	0,0820	5	0	0,1442	23	0	0,0845
23	0	0,0815	11	0	0,1427	27	0	0,0834
27	0	0,0808	23	0	0,1408	29	0	0,0831
9	0	0,0793	6	0	0,1402	9	0	0,0813
16	0	0,0772	1	0	0,1343	33	0	0,0803
14	0	0,0755	27	0	0,1330	14	0	0,0791
3	0	0,0738	39	0	0,1283	3	0	0,0784
11	0	0,0737	13	0	0,1278	11	0	0,0771
38	0	0,0725	28	0	0,1248	26	0	0,0752
26	0	0,0715	7	0	0,1225	4	0	0,0744
4	0	0,0705	9	0	0,1185	5	0	0,0715
5	0	0,0677	10	0	0,1152	38	0	0,0689
30	0	0,0650	29	0	0,1043	7	0	0,0653
37	0	0,0635	19	0	0,0685	30	0	0,0650
7	0	0,0623	20	0	0,0675	13	0	0,0648
13	0	0,0615	30	0	0,0645	19	0	0,0614

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS
19	0	0,0610	12	0	0,0633	37	0	0,0603
6	0	0,0510	35	0	0,0365	6	0	0,0555
10	0	0,0455	31	0	0,0335	10	0	0,0490
31	0	0,0395	–	–	–	31	0	0,0392
20	0	0,0262	–	–	–	20	0	0,0283
12	0	0,0225	–	–	–	12	0	0,0245

Pode ser visto que não há eventos de instabilidade angular quando o estudo é baseado em faltas monofásicas, uma vez que a coluna “Índice ANU” está toda preenchida com zeros. Porém, observando os índices AS, os nós 21, 22 e 24 são os mais bem classificados nesta análise e com maior potencial de causar instabilidade no sistema.

No caso em que as faltas no sistema são trifásicas, há vários eventos simulados com instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna “Índice ANU” da Tabela 3.1 (Falta Trifásica). Os nós 16, 21, 17, 22, 25 e 2 apresentam problemas de estabilidade que não são observados quando a evento é monofásico, tornando-se muito mais críticas neste ponto de vista. Note que o Nó 16 tem um índice ANU igual a 0,60, que significa que três dos cinco circuitos conectados a esta barra tem problemas de estabilidade transitória, sendo o nó mais crítico para as condições preestabelecidas do sistema (i.e., despacho de geração e evento). Na análise proposta em [L14], somente este tipo de evento é considerado. Neste trabalho, tenta-se avançar nesta análise considerando outras perturbações, uma vez que eventos trifásicos são os mais severos à rede, ocasionando vários problemas, porém com rara ocorrência.

Neste contexto, a tabela também mostra os índices AS e ANU combinados de acordo com a probabilidade de ocorrência dos eventos analisados anteriormente, como fatores de ponderação dos índices, reclassificando-os. Numericamente são iguais a 0,95 e 0,05, para os curtos-circuitos monofásico e trifásico, respectivamente. O Nó 22 torna-se mais crítico do que o Nó 17

observado pelo aumento do valor do índice AS, uma vez que, para faltas monofásicas, tem-se um índice AS maior para este ponto da rede. No mais, para os nós remanescentes, houve uma reordenação dos nós e com base nos valores estimados AS e ANU, estes podem ser considerados seguros.

3.6.2 Sistema *Brazilian Birds*

O sistema *Brazilian Birds* (BB) consiste de duas áreas de 230 kV interconectadas por linhas de transmissão de 440 kV. O sistema tem 43 barras, 21 linhas de transmissão e 19 transformadores. Além disso, o sistema tem unidades geradoras em quatro barramentos: 5 unidades de 100 MW na barra Canário, 4 unidades de 75 MW na barra Sabiá, 5 unidades de 115 MW na barra Tucano e 4 unidades de 158 MW na barra Gavião. A carga total do sistema BB é de 1200 MW. A Figura 3.7 mostra o diagrama unifilar do sistema cujos parâmetros da rede elétrica e dados dinâmicos das unidades geradoras estão descritos em [BBTS].

Como na análise estática, dois casos de despacho de geração são considerados, como descrito na Seção 2.9.2.

A Tabela 3.2 apresenta os índices de estabilidade transitória dos nós para o sistema BB – Caso 1 considerando curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, utilizados como fatores de ponderação dos índices. O tempo de exposição aos curtos é de 100 milissegundos (ms). A fim de reduzir o tamanho da tabela, apenas os vinte e cinco nós mais críticos do sistema são mostrados. A lista completa deste caso, além das classificações considerando apenas as contribuições de um evento, i.e., monofásico ou trifásico, é apresentada no Apêndice B.1.

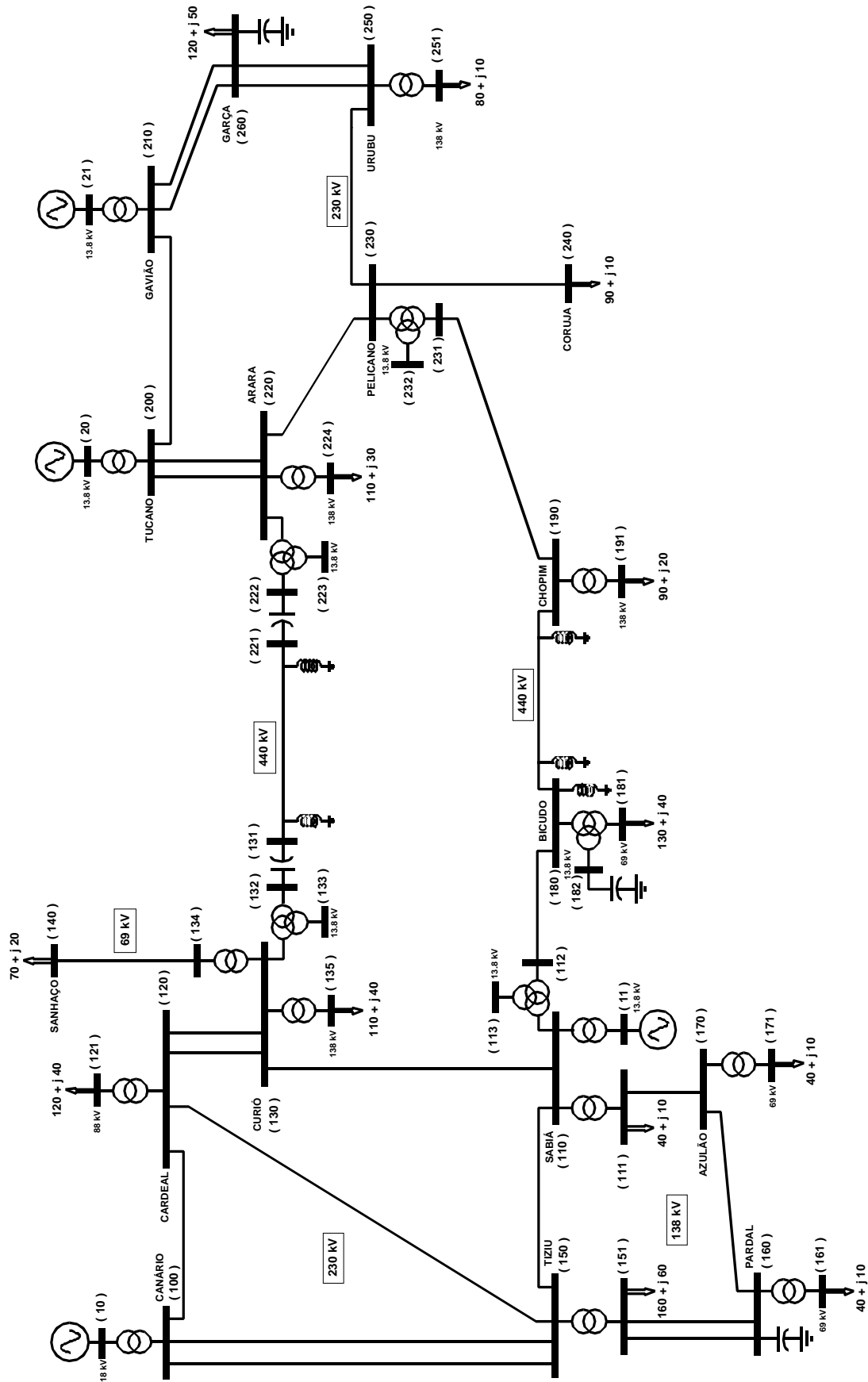


Figura 3.7: Diagrama unifilar do sistema *Brazilian Birds*.

Tabela 3.2: Índices de desempenho do nó para o *Brazilian Birds* (Casos 1, 1.a e 1.b): estabilidade transitória

Caso 1 (100 ms)			Caso 1.a (200 ms)			Caso 1.b (400 ms)		
Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS
222	0	0,1064	100	0,0375	0,1024	150	0,0500	0,1428
221	0	0,0964	222	0	0,1107	100	0,0375	0,1753
231	0	0,0795	221	0	0,0987	200	0,0375	0,1076
131	0	0,0753	1220	0	0,0866	120	0,0100	0,1023
10	0	0,0747	131	0	0,0864	11	0	0,1190
100	0	0,0710	231	0	0,0863	222	0	0,1126
1220	0	0,0710	10	0	0,0824	131	0	0,1019
112	0	0,0678	11	0	0,0807	10	0	0,0992
1230	0	0,0626	1230	0	0,0672	110	0	0,0973
20	0	0,0584	132	0	0,0661	221	0	0,0966
1110	0	0,0573	110	0	0,0649	231	0	0,0924
132	0	0,0542	120	0	0,0641	1220	0	0,0884
11	0	0,0541	150	0	0,0640	151	0	0,0858
21	0	0,0456	220	0	0,0536	130	0	0,0837
110	0	0,0434	1130	0	0,0524	1230	0	0,0809
1130	0	0,0404	130	0	0,0504	210	0	0,0802
150	0	0,0361	151	0	0,0497	132	0	0,0787
210	0	0,0338	190	0	0,0488	20	0	0,0779
190	0	0,0329	160	0	0,0429	160	0	0,0728
151	0	0,0326	1110	0	0,0420	21	0	0,0727
220	0	0,0326	111	0	0,0400	111	0	0,0664
180	0	0,0319	180	0	0,0390	1130	0	0,0657
230	0	0,0276	170	0	0,0379	121	0	0,0652
130	0	0,0239	210	0	0,0345	170	0	0,0643
120	0	0,0235	230	0	0,0325	190	0	0,0641

No Caso 1 não há eventos de instabilidade angular em nenhum dos tipos de falta em estudo, uma vez que a coluna “Índice ANU”, na tabela, está toda preenchida com zeros. Porém, os nós 222, 221 e 1220 (Arara), 10 e 100 (Canário), 231 (Pelicano) e 131 (Curió) representam os nós mais críticos deste sistema observando os índices AS. Note que os balanços de potência nas duas áreas (esquerdo = 1 e direito = 2) são: $Area_1 \rightarrow G_1 = 557,2 / L_1 = 710,0$ MW e $Area_2 \rightarrow G_2 = 700,0 / L_2 = 490,0$ MW. Portanto, a instabilidade no sistema ocorrerá através do aumento do tempo de exposição dos curtos-circuitos.

A Tabela 3.2 também mostra duas variações do Caso 1, quando os tempos de exposição aos curtos-circuitos são aumentados para 200 ms (Caso 1.a) e 400

ms (Caso 1.b). Observe que o Nó 100 (Canário) torna-se mais crítico no Caso 1.a com ANU = 0,0375, indicando que em 75% das linhas (três das quatro) conectadas a esta barra e removidas após ser submetida à falta trifásica mostraram problemas de estabilidade transitória e não houve instabilidade para falta monofásica como visto no Apêndice B.1. Pode ser observado que as barras 150 (Tiziu) e 200 (Tucano) começam a aumentar seu nível crítico, indicado por seu associado índice AS.

Aumentando o tempo de exposição para 400 ms (Caso 1.b), há vários eventos simulados com instabilidade angular, que pode ser observado pela coluna “Índice ANU” da Tabela 3.2 (Caso 1.b). Embora este tempo de exposição seja incomum, a intenção é estressar a estabilidade do sistema BB para ilustrar a resposta do processo de classificação proposto. Como mostrado na Tabela 3.2 (Caso 1.b), os nós 150 (Tiziu), 100 (Canário), 200 (Tucano) e 120 (Cardeal) apresentam problemas de estabilidade que não são observados no Caso 1. Esses nós tornaram-se muito mais críticos do ponto de vista de estabilidade transitória. Conforme apresentado no Apêndice B.1, o Nó Tiziu (Barra 150) tem um índice ANU igual a 1 considerando somente a falta trifásica, o que significa que 100% dos circuitos conectados a este nó mostraram problemas de estabilidade transitória, apresentando como o nó mais crítico para as condições preestabelecidas do sistema (i.e., despacho de geração e tipos de curto-circuito). Todos esses casos de estabilidade/instabilidade foram verificados através de simulações individuais no tempo usando programas padrões de estabilidade transitória.

Os resultados considerando esses eventos separadamente também estão no Apêndice B.1. Na metodologia apresentada em [L14], somente perturbações trifásicas são consideradas neste problema, uma vez que as consequências na rede são mais severas em relação às monofásicas, porém com rara ocorrência. Isto pode ser observado em relação aos valores dos índices AS e ANU. Ainda, neste tipo de avaliação, é interessante avaliar outros tipos de eventos e analisar seus efeitos na rede, dos mais comuns aos mais raros. Logo, salvo as conexões com os nós em que os eventos trifásicos resultaram em instabilidade,

há uma clara reordenação na classificação dos nós quando se considera outros tipos de perturbação.

Mais dois casos são analisados pela ferramenta, considerando o Caso 2 (Tabela 2.8: Casos analisados do sistema *Brazilian Birds*) em que as unidades geradoras de Gavião têm seu despacho de potência aumentado em 200 MW, de modo a compensar as diminuições de geração nas barras Canário e Sabiá. Observe que os balanços de potência nas duas áreas são: $Area_1 \rightarrow G_1 = 381,9 / L_1 = 710,0$ MW e $Area_2 \rightarrow G_2 = 900,0 / L_2 = 490,0$ MW. A $Area_1$ é agora muito dependente da geração na $Area_2$ e, conseqüentemente, das linhas de transmissão de 440 kV. A fim de reduzir o tamanho da tabela, apenas os vinte e cinco nós mais críticos do sistema são mostrados. A lista de classificação completa deste caso é apresentada no Apêndice B.2.

No Caso 2, um tempo de exposição aos curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu) é de 100 milissegundos, com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente são considerados. A Tabela 3.3 mostra os índices AS e ANU resultantes dos efeitos das perturbações citadas acima para os nós considerando a análise transitória do sistema BB. A maioria dos nós classificadas no topo da lista estão eletricamente próximas às interconexões (i.e., 222, 221, 231, etc.). Isto indica sua importância, uma vez que a remoção das linhas de conexão associadas pode representar perda de sincronismo entre as duas áreas. Os nós 222 e 221 (Arara), e 231 (Pelicano) tem um índice ANU igual a 1, que significa que 100% dos circuitos conectados a estas barras apresentaram problemas de estabilidade transitória para os dois tipos de faltas, monofásico e trifásico.

Um tempo de exposição aos curtos-circuitos de 200 ms é considerado no Caso 2.a. Aumentando o tempo de exposição de 100 ms para 200 ms, pode ser observado que alguns nós próximos às linhas de interconexão permanecem classificadas no topo da lista, mais as barras 100 (Canário) e 210 (Gavião), que

também apresentam alguns problemas de instabilidade, principalmente devido à duração e magnitude das perturbações.

Tabela 3.3: Índices de desempenho do nó para o *Brazilian Birds* (Casos 2, 2.a): estabilidade transitória

Caso 2 (100 ms)			Caso 2.a (200 ms)		
Nó	Índice ANU	Índice AS	Nó	Índice ANU	Índice AS
222	1,0000	0,8087	222	1,0000	0,7815
221	1,0000	0,7480	221	1,0000	0,7388
231	1,0000	0,6380	231	1,0000	0,6401
131	0,9750	0,6231	132	1,0000	0,5034
132	0,9500	0,4880	1220	0,6667	0,5268
1220	0,6667	0,5411	1230	0,6667	0,5248
1230	0,6667	0,5101	1130	0,6667	0,3369
1130	0,6334	0,3259	131	0,5250	0,4732
190	0,3333	0,2231	190	0,3333	0,2196
230	0,2500	0,2326	230	0,2500	0,2417
220	0,2000	0,1779	220	0,2000	0,1833
130	0,1358	0,0733	100	0,0125	0,0914
10	0	0,0803	210	0,0125	0,0819
210	0	0,0675	130	0,0071	0,0741
100	0	0,0628	10	0	0,0864
250	0	0,0545	11	0	0,0613
260	0	0,0469	120	0	0,0580
11	0	0,0385	150	0	0,0577
180	0	0,0352	110	0	0,0567
200	0	0,0293	250	0	0,0492
110	0	0,0259	260	0	0,0461
150	0	0,0251	180	0	0,0453
120	0	0,0161	151	0	0,0426
151	0	0,0156	160	0	0,0397
112	0	0,0103	200	0	0,0377

Como citado anteriormente, somente perturbações trifásicas são consideradas no problema de avaliação da criticidade nodal proposta em [L14]. Os índices AS e ANU resultantes para cada tipo de evento estão no Apêndice B.2. Em faltas trifásicas, as consequências na rede serão mais severas em relação às monofásicas, porém com rara ocorrência, como pode ser observado quanto às magnitudes dos índices. Ainda, neste tipo de avaliação, é interessante avaliar outros tipos de eventos e analisar seus efeitos na rede, dos mais comuns aos

mais raros. Logo, há uma clara reordenação na classificação dos nós quando se considera outros tipos de faltas.

A Figura 3.8 mostra os cinco nós/barras mais bem classificadas para a rede *Brazilian Birds* avaliada pela ferramenta denominada SRANK Dinâmico. As barras representam em escala os índices AS das tabelas 3.2 (Caso 1) e 3.3 (Caso 2). Do ponto de vista de estabilidade transitória, está clara a relevância das barras de interconexão de 440 kV, i.e., 222 e 221 (Arara), 131 e 132 (Curió), e 231 (Pelicano), apenas quando o despacho desta área é aumentado (i.e., Caso 2).

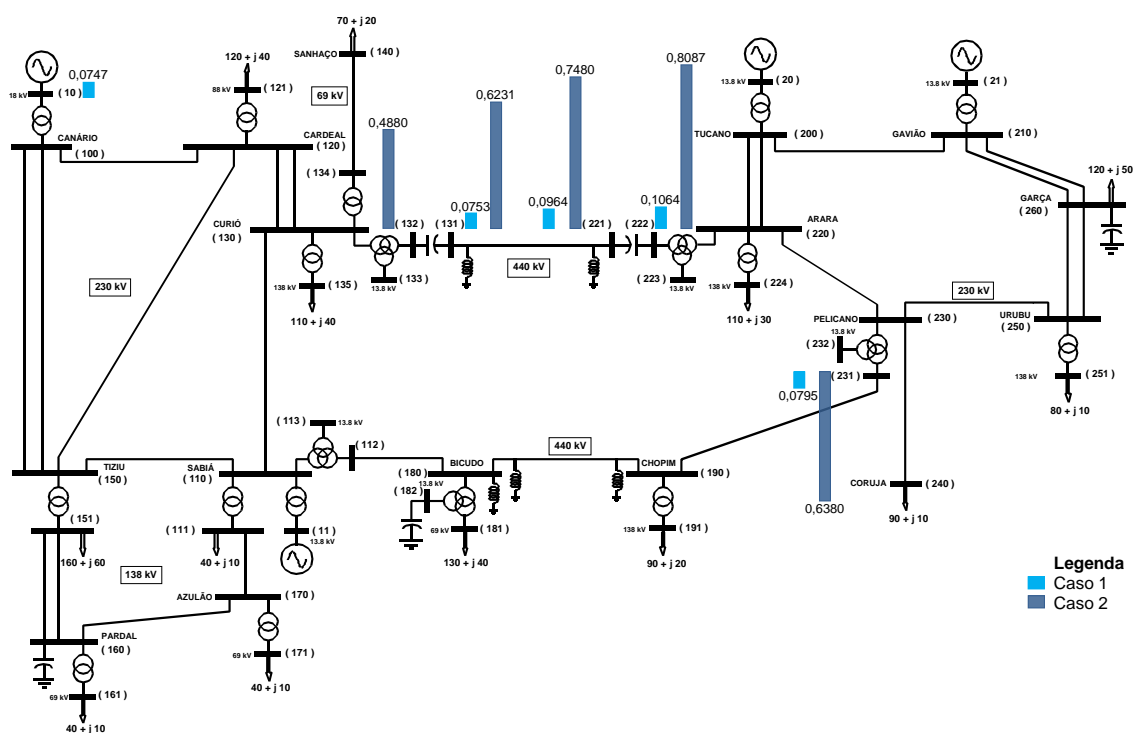


Figura 3.8: Sistema *Brazilian Birds* – barras mais bem classificadas para os casos 1 e 2 (análise dinâmica).

3.7 COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma nova metodologia de avaliação da criticidade nodal, do ponto de vista dinâmico (estabilidade transitória), oferecendo uma lista consistente de classificação de nós ou barras. O evento

padrão é a aplicação de curtos-circuitos monofásico e trifásico nos circuitos ao redor do nó e executadas simulações no domínio do tempo para cada um desses eventos, assim obtendo um conjunto de índices que são usados para classificar os nós do sistema elétrico de potência.

Os índices de estabilidade são adimensionais e fornecem informações relativamente precisas para classificação de contingência e análise estatística. Porém, como qualquer outro índice de estabilidade, não é uma medida de estabilidade absoluta, pois pode mudar significativamente com a condição operativa. O processo automático para imitar o efeito de faltas assimétricas no domínio da sequência positiva é essencial para automatizar o processo se o critério de estabilidade é baseado em faltas assimétricas.

Dois sistemas acadêmicos foram usados: os sistemas IEEE 39-Barras e o *Brazilian Birds*. Em ambos os casos, a metodologia proposta foi executada com sucesso e forneceu resultados de classificação consistentes. O sistema IEEE 39-Barras confirmou o bom desempenho da metodologia proposta. Já na análise de estabilidade transitória com o sistema BB, é importante notar que as linhas de interligação (e os correspondentes nós) são os pontos mais frágeis desse sistema, uma vez que limita a capacidade de transmissão entre as duas principais áreas geradoras. Além disso, perdas na geração não afetam drasticamente o desempenho dinâmico do sistema, desde que as unidades geradoras remanescentes na rede sejam suficientes para atender toda a demanda de potência, mesmo considerando eventos classificados como grandes perturbações.

Uma análise comparativa dos resultados deste capítulo foi realizada usando a avaliação apresentada em [L14], demonstrando que as metodologias fornecem resultados distintos, pois se considera outras perturbações, e.g., faltas monofásicas, avaliando seus efeitos na rede, compondo novos índices dinâmicos com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Desta forma, os investimentos poderão ser bem alocados para melhorar o desempenho

daquelas instalações que são mais propensas a problemas de estabilidade transitória.

Como era de se esperar, a ferramenta respondeu com sucesso ao classificar os nós, apontando que dependendo do despacho, magnitude das perturbações e conectividade da rede, tais fatores impactarão sobre os resultados de classificação obtidos. Evidentemente, todos os parâmetros envolvidos nas análises estática e dinâmica afetarão também os resultados. Para ilustrar o tempo de processamento, a ferramenta gastou aproximadamente 49,61 segundos (Intel Core 2 Quad Q8400, 2,66 GHz) para classificar o sistema BB (Caso 1.a) levando em consideração as faltas monofásicas e trifásicas. Em processadores mais modernos, como Intel Core i7-5820K 3,3 GHz, este tempo computacional seria bem inferior.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais.

CAPÍTULO 4

CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

4.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo propõe uma nova metodologia para medir a criticidade de subestações em redes elétricas baseadas nos índices de desempenho estático e dinâmico, discutidos nos capítulos anteriores, incluindo os principais conceitos, características e resultados. Como dito anteriormente, a avaliação não leva em conta os detalhes dentro de uma subestação (equipamento específico, arranjos, etc.), mas as consequências em conjunto com falhas em equipamentos de transmissão e avaliadas, estática e dinamicamente.

Obter listas de classificação considerando agora um conjunto de barramentos ou nós pertencentes a uma subestação é o principal objetivo deste capítulo, agrupando seus respectivos índices de desempenho. Também são definidos os elementos de transmissão que compõem esta instalação e como os índices estáticos e dinâmicos são computados.

Por fim, a nova metodologia de classificação é testada e validada usando sistemas acadêmicos. O principal objetivo é descrever e ilustrar este novo critério. Para esta finalidade, o sistema *Brazilian Birds* (BB) é utilizado para ilustrar este todo o procedimento, do ponto de vista das subestações, com três diferentes despachos/topologias: (i) Caso 2, i.e., caso redespachado avaliado nos capítulos 2 e 3. Uma análise de sensibilidade é realizada, demonstrando a potencialidade e aplicação desta ferramenta; (ii) uma versão alternativa incluindo PCH's, com a topologia e despacho realizados em [LVFM14, V14].

Uma comparação de resultados usando o método descrito nesta referência é realizada e discutida; e por fim (iii) uma simplificação na topologia da rede usada no item anterior é efetuada com as unidades geradoras agora conectadas num único transformador. A ideia é avaliar o impacto desta simplificação, uma vez que quando se faz análise de contingências, a representação da rede deve ser a mais próxima possível da realidade.

Em cada caso, os resultados obtidos são amplamente discutidos de modo a assegurar a consistência da metodologia proposta.

4.2 DEFINIÇÃO DE ÍNDICES POR SUBESTAÇÃO

Uma subestação pode ser definida como sendo um conjunto de equipamentos destinados a transformar e regular as tensões geradas ou potências transportadas, permitir a operação segura das partes componentes do sistema, eliminar ou reduzir as faltas e permitir o estabelecimento de alternativas para o suprimento (o mais contínuo possível) da energia elétrica.

Nos estudos de avaliação de desempenho estático e dinâmico, os equipamentos de transmissão que compõem uma subestação e são submetidos às falhas são listados abaixo:

- Transformadores;
- Capacitores série;
- Reatores Série.

E os elementos na rede básica que transportam potência elétrica a grandes distâncias, interligando duas subestações são:

- HVDC's (*High-Voltage Direct Current*);
- Linhas de transmissão.

Logo, o ponto chave deste método é identificar os equipamentos de transmissão que compõem uma subestação e como a falha destes são tratados no cálculo dos índices de risco. Nas seções a seguir, são descritos, em detalhes, como os índices estático e dinâmico são obtidos, baseados nos capítulos anteriores.

4.2.1 Índice de Desempenho Estático da Subestação

O índice de desempenho estático da subestação (SPI – *Static Performance Index*) mede o nível de criticidade de uma subestação considerando um conjunto específico de regras ou critérios. Aquelas subestações com valores mais elevados de SPI são consideradas deficientes e com necessidades mais urgentes de investimento, bem como para a avaliação nodal.

Nesta abordagem, o índice SPI de uma dada subestação é calculada baseada nas contribuições de corte de carga para todas as contingências “N-1” e “N-2” em todos os elementos de transmissão que pertencem a uma subestação ou que a interconecta a outras instalações com sua respectiva probabilidade de ocorrência. A fim de ilustrar este processo, considere a Subestação Azulão do sistema *Brazilian Birds* (BB) mostrado na Figura 4.1.

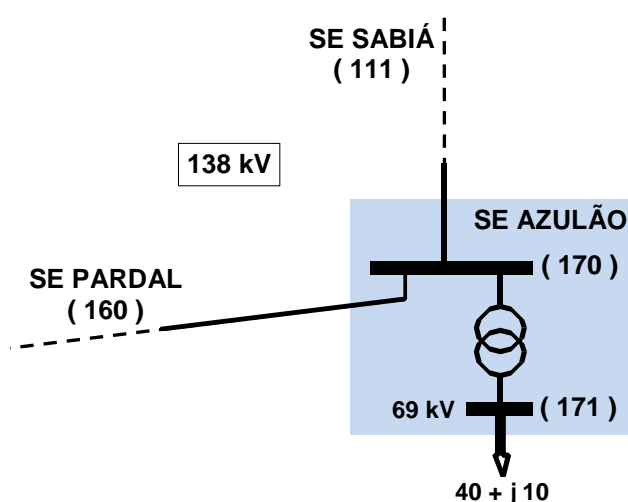


Figura 4.1: Subestação Azulão do sistema BB.

Primeiramente são identificados os elementos que compõem cada subestação do sistema, i.e., nós, transformadores e compensadores série; e os elementos que ligam a outras instalações, e.g., linhas de transmissão e HVDC's, através de um algoritmo de topologia da rede. A Subestação Azulão é composta por dois nós ligados por um transformador que reduz o nível de tensão e é conectada à rede através de duas linhas de transmissão que interligam as subestações de Sabiá e Pardal.

A avaliação de todas as contingências “N-1” segue o mesmo procedimento da avaliação nodal e está descrita, em detalhes na Seção 2.4. Resumidamente, qualquer cenário é analisado usando um algoritmo de fluxo de potência DC padrão, verificando se esta falha causa sobrecargas em qualquer circuito; se sobrecargas não são detectadas, esta contingência é considerada segura e não contribui para o valor do índice SPI de Azulão. Caso contrário, um algoritmo de FPO DC é executado, onde todas as sobrecargas são eliminadas usando corte de carga como única opção (Estágio 1) e o montante total de corte de carga em todo o sistema é salvo. Agora, um segundo FPO DC é executado para eliminar sobrecargas utilizando tanto redespacho de geração quanto corte de carga (Estágio 2) e, mais uma vez, o montante total de corte de carga é salvo.

Uma vez que todas as contingências “N-1” tenham sido analisadas, a metodologia começa a verificar as contingências “N-2”. Logo, todas as combinações dois a dois dos elementos que se conectam diretamente à esta subestação são avaliadas. Por exemplo, o evento “N-2” em que ambas as linhas “160-170” e “111-170” são removidas do sistema, uma nova condição operativa é obtida via fluxo de potência DC. Se quaisquer sobrecargas são detectadas, ações corretivas são aplicadas executando um fluxo de potência ótimo DC. Mais uma vez, o montante de corte de carga no Estágio 1 (apenas corte de carga) e Estágio 2 (redespacho de geração e corte de carga) são avaliados e salvos. O mesmo processo descrito para a contingência “N-2” acima é então repetida para as contingências “N-2” remanescentes, que são circuito “160-170” e transformador “170-171”; e linha “111-170” e transformador

“170-171”. Os valores correspondentes de corte de carga (para os estágios 1 e 2) são armazenados em todos os casos.

Note que nesta avaliação há um aumento significativo nas combinações dois a dois de falhas dos equipamentos em relação à análise nodal, principalmente quando há um maior número de elementos conectados em nós diferentes para a mesma subestação. A Subestação Tiziu é um exemplo desta situação e está ilustrada na Figura 4.2.

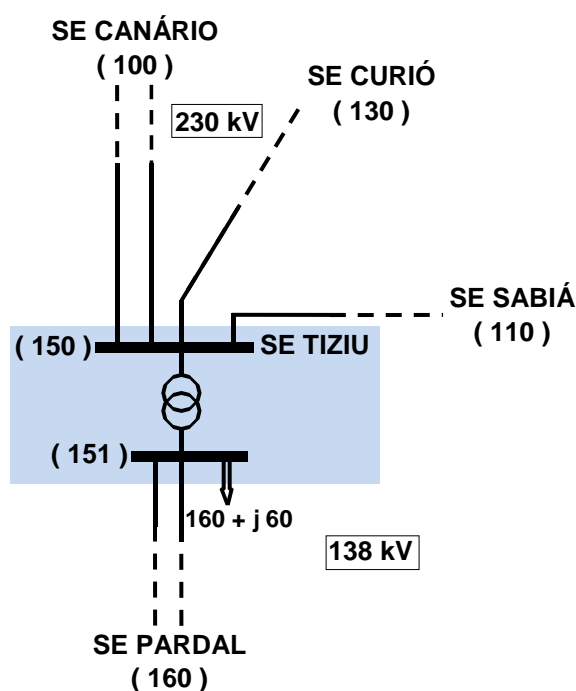


Figura 4.2: Subestação Tiziu do sistema BB.

Esta subestação é composta pelos nós 150 e 151, com um transformador e seis linhas de transmissão. Neste caso, há vários eventos que não são avaliados na análise nodal, uma vez que muitos desses elementos estão conectados em nós distintos, mas se conectam a mesma subestação e devem ser avaliados, e.g., contingências “150-100(1)” e “151-160(1)”, “151-160(2)” e “150-110”, entre outras.

O índice de desempenho SPI para a Subestação Azulão é obtido considerando dois termos, PI_{N-1} e PI_{N-2} que representam as contribuições de todas as contingências “N-1” e “N-2” de todos os elementos de transmissão conectados a ela, respectivamente. Logo, o indicador é a soma dessas duas parcelas.

O mesmo procedimento descrito acima é repetido para todas as subestações do sistema e seus correspondentes valores são usados como critério de classificação. Finalmente, uma lista de classificação de subestações de todo o sistema elétrico pode agora ser obtida.

Com relação aos problemas de sobrecarga no Estágio 1 devido a capacidades insuficientes de transmissão e ilhamento no sistema após as contingências “N-1” ou “N-2” são tratados segundo as mesmas heurísticas descritas e detalhadas na Seção 2.6. Logo, a metodologia proposta e o programa computacional devem ser capazes de identificar tais condições e lidar com eles corretamente.

4.2.2 Índices de Desempenho Dinâmico da Subestação

Com base nos índices de desempenho dos nós AS e ANU, o índice de desempenho dinâmico para uma subestação pode ser calculado. De acordo com as definições na Subseção 3.3.3, o valor de AS de um nó da rede é a soma de todos os índices de estabilidade calculados para cada circuito ligado a este nó dividido pelo número total de circuitos. Já o valor de ANU mede o número médio de eventos instáveis, i.e., a quantidade total de eventos que resultaram em instabilidade nos circuitos deste nó dividido pelo número de circuitos conectados a esta barra.

Do mesmo modo que para a avaliação estática, primeiramente são identificados os nós, i.e., barras, e elementos de transmissão que compõem cada subestação do sistema ou que se interconectam às outras através de um algoritmo de topologia da rede.

De acordo com as premissas acima, pode-se definir os índices médios de estabilidade (AS e ANU) para qualquer subestação do sistema. O valor AS é a soma ponderada dos índices de estabilidade AS nodais que pertencem a esta instalação divididos pela soma dos circuitos ligados em cada nó referente a esta subestação. Os pesos no somatório são o número de circuitos ligados no entorno de um nó da subestação, i.e.,

$$AS(s) = \frac{\sum_{j \in S} [N_{circ}(j) \times AS(j)]}{\sum_{j \in S} N_{circ}(j)} \quad (4.1)$$

onde $AS(s)$ é o índice médio de estabilidade da subestação s , $N_{circ}(j)$ é o número de circuitos no entorno do nó j e $AS(j)$ é o índice médio de estabilidade para o nó j . A mesma interpretação vale para o índice ANU, i.e.,

$$ANU(s) = \frac{\sum_{j \in S} [N_{circ}(j) \times ANU(j)]}{\sum_{j \in S} N_{circ}(j)} \quad (4.2)$$

onde $ANU(s)$ e $ANU(j)$ são os números médios de eventos instáveis para a subestação s e para o nó j , respectivamente.

Considerando, por exemplo, a Subestação Tiziu ilustrada na Figura 4.2, que é composta pelos nós 150 e 151, com um transformador e seis linhas de transmissão. Os índices médios de estabilidade para esta subestação são $AS_{Tiziu} = (5 \times AS_{150} + 3 \times AS_{151}) / 8$ e $ANU_{Tiziu} = (5 \times ANU_{150} + 3 \times ANU_{151}) / 8$, com AS_{150} e ANU_{150} ; e AS_{151} e ANU_{151} os índices médios de estabilidade dos nós 150 e 151, respectivamente.

Do ponto de vista dinâmico, uma avaliação da criticidade de subestações mais realista, é combinar os índices de estabilidade citados acima (AS e ANU) considerando diferentes tipos de eventos e ponderando-os de acordo com a sua respectiva probabilidade de ocorrência nas diversas áreas de um sistema.

Neste caso, para curtos-circuitos monofásico e trifásico, os índices AS e ANU resultantes para cada subestação s da rede são:

$$AS(s) = w_{1\phi} \times AS_{1\phi}(s) + w_{3\phi} \times AS_{3\phi}(s) \quad (4.3)$$

$$ANU(s) = w_{1\phi} \times ANU_{1\phi}(s) + w_{3\phi} \times ANU_{3\phi}(s) \quad (4.4)$$

onde $w_{1\phi}$ e $w_{3\phi}$ são as probabilidades associadas à ocorrência de qualquer curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente em uma determinada área para a Subestação s da rede. O mesmo procedimento é repetido para as subestações remanescentes do sistema. Note que para uma subestação ter um índice ANU igual a 1, todos os eventos devem apresentar instabilidade, i.e., todas as faltas nos circuitos de cada nó que compõe a subestação são instáveis para os tipos de eventos considerados nas simulações. Ambos os índices variam na faixa de “0” a “1”.

4.3 EXEMPLOS NUMÉRICOS

Nesta seção, o processo de classificação estática e dinâmica de subestações é testado utilizando o sistema *Brazilian Birds*. O principal objetivo é ilustrar todo o processo de cálculo dos índices de desempenho descrito ao longo das seções deste capítulo.

Para este fim, esta rede é avaliada em três diferentes despachos/topologias: (i) Caso 2: com a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1 e analisados nos capítulos anteriores. Uma análise de sensibilidade é realizada, demonstrando a potencialidade desta ferramenta; (ii) uma versão alternativa incluindo PCH's, despacho e topologia da rede como investigado em [LVFM14, V14]. Uma comparação de resultados usando o método descrito nesta referência também é discutida; e (iii) uma simplificação na topologia da rede usada no item anterior é realizada, em que as unidades geradoras estão agora conectadas num único transformador. A ideia é avaliar o impacto desta

simplificação, uma vez que quando se faz análise de contingências, a representação da rede deve ser a mais próxima possível da realidade.

Para a classificação baseada no desempenho dinâmico, os eventos consistem de curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, e tempo de exposição à falta de 100 milissegundos para o Caso 2; e de 150 e 500 milissegundos para o Caso PCH.

4.3.1 Sistema *Brazilian Birds*: Caso 2

Como já descrito nas seções anteriores, o sistema *Brazilian Birds* (BB) consiste de duas áreas de 230 kV interconectadas por linhas de transmissão de 440 kV. O sistema tem 43 barras, 21 linhas e 19 transformadores. A carga total do sistema BB é de 1200 MW. A metodologia é testada usando o ponto de operação do Caso 2, i.e., a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1, como mostra a Tabela 2.8, na Subseção 2.9.2.

4.3.1.1 Análise Estática

A Tabela 4.1 apresenta os índices de desempenho estático das subestações (SPI) do sistema BB. As colunas PI_{N-1} e PI_{N-2} referem-se às contribuições de todas as contingências "N-1" e "N-2", respectivamente, que compõem o índice. No Apêndice C.1 mostram várias listas contendo as contingências "N-2" e uma lista considerando apenas um dos estágios (LS ou RLS, apenas) como critério de classificação. Já a lista com as contingências "N-1" é a mesma que se encontra no Apêndice B.2.

Para o cálculo das probabilidades de cada cenário de contingência utiliza-se dos dados da Tabela 2.9, que fornece dados probabilísticos da rede elétrica brasileira para linhas de transmissão e transformadores, e são usados como fatores de ponderação no cálculo dos índices de desempenho SPI's.

Note que as subestações (i.e., conjunto de nós) de Curió e Sanhaço são as mais críticas do sistema. Estas transportam toda a potência para a carga conectada à Sanhaço, significando um corte total desta carga, além de uma alta indisponibilidade na linha de transmissão que liga estas subestações.

Tabela 4.1: Índices de desempenho de subestação para o sistema BB (Caso 2) – análise estática

Subestação	P_{N-1} [MW]	P_{N-2} [MW]	SPI [MW]
CURIÓ	5,7364E-01	2,9945E-03	5,7663E-01
SANHAÇO	3,9998E-01	0	3,9998E-01
ARARA	2,9461E-01	1,1243E-03	2,9573E-01
TUCANO	1,9210E-01	3,2708E-04	1,9242E-01
GAVIÃO	1,7717E-01	3,3361E-04	1,7750E-01
PELICANO	1,3317E-01	4,2240E-04	1,3359E-01
GARÇA	8,8086E-02	9,9288E-05	8,8185E-02
CHOPIM	8,6953E-02	2,9673E-04	8,7250E-02
CANÁRIO	5,0223E-02	1,7720E-04	5,0401E-02
CORUJA	4,8587E-02	0	4,8587E-02
BICUDO	4,6322E-02	7,8036E-05	4,6400E-02
CARDEAL	2,1379E-02	1,0343E-04	2,1483E-02
TIZIU	1,9804E-02	1,2039E-04	1,9925E-02
SABIÁ	1,7816E-02	3,9213E-05	1,7855E-02
URUBU	1,4253E-02	4,2759E-05	1,4296E-02
AZULÃO	7,1264E-03	1,5972E-05	7,1424E-03
PARDAL	7,1264E-03	1,0602E-05	7,1370E-03

Na sequência desta lista estão Arara e Tucano, que representam a conexão e a transmissão da geração em Tucano, respectivamente, totalizando 400 MW. Assim, a saída de alguns elementos ligados a estas subestações resulta em perdas consideráveis de geração.

Já Gavião é a quinta subestação mais crítica e esta representa a conexão de transmissão para toda a sua potência gerada, que também significa uma grande quantidade de perda na geração. E Pelicano é a sexta subestação mais crítica mostrando a importância desta região quando há perdas de circuitos nesta área.

Observe que na avaliação proposta de subestações, a parcela $P_{I_{N-1}}$ que compõe o índice SPI é predominante, uma vez que as contribuições do montante $P_{I_{N-2}}$ são mínimas, devido às baixas probabilidades das contingências duplas, apesar de ser um evento mais danoso ao sistema, com altos cortes de carga.

4.3.1.2 Análise Dinâmica

A Tabela 4.2 apresenta os índices de estabilidade transitória AS e ANU das subestações para a rede BB – Caso 2 considerando curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, utilizados como fatores de ponderação dos índices. O tempo de exposição aos curtos é de 100 milissegundos. As colunas apresentam os índices médios de estabilidade (Índice AS) e número médio de eventos instáveis (Índice ANU) calculados para cada subestação da rede baseando-se nesses eventos.

Tabela 4.2: Índices de desempenho de subestação para o *Brazilian Birds* (Caso 2) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0,5000	0,4016	ARARA	0,5000	0,4088	ARARA	0,5000	0,4020
PELICANO	0,5000	0,3731	PELICANO	0,5000	0,3856	PELICANO	0,5000	0,3737
CURIÓ	0,3684	0,2009	CHOPIM	0,2500	0,1654	CURIÓ	0,3527	0,1959
CHOPIM	0,2500	0,1674	CURIÓ	0,0526	0,1004	CHOPIM	0,2500	0,1673
CANÁRIO	0	0,0643	CANÁRIO	0	0,1034	CANÁRIO	0	0,0663
GAVIÃO	0	0,0522	GAVIÃO	0	0,0879	GAVIÃO	0	0,0540
GARÇA	0	0,0455	GARÇA	0	0,0733	GARÇA	0	0,0469
URUBU	0	0,0428	URUBU	0	0,0591	URUBU	0	0,0436
TUCANO	0	0,0221	TUCANO	0	0,0520	TUCANO	0	0,0236
TIZIU	0	0,0200	TIZIU	0	0,0489	TIZIU	0	0,0215
SABIÁ	0	0,0163	CARDEAL	0	0,0454	SABIÁ	0	0,0166
BICUDO	0	0,0152	SABIÁ	0	0,0218	BICUDO	0	0,0154
CARDEAL	0	0,0120	BICUDO	0	0,0197	CARDEAL	0	0,0137
AZULÃO	0	0,0043	CORUJA	0	0,0165	AZULÃO	0	0,0048
–	–	–	AZULÃO	0	0,0156	CORUJA	0	0,0008

Quando o estudo é baseado em faltas monofásicas, as subestações Arara, Pelicano, Curió e Chopim apresentam problemas de estabilidade angular em alguns circuitos conectados a elas, e são classificadas como as mais críticas baseadas neste critério. Logo atrás vêm as subestações Canário e Gavião, observando os índices AS com potencial de causar instabilidade ao sistema.

Na situação em que as faltas no sistema são trifásicas, novamente as subestações Arara, Pelicano, Chopim e Curió estão no topo da lista, com vários eventos simulados com instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna “Índice ANU” da Tabela 4.2 (Falta Trifásica). Note que, devido à severidade deste tipo de falta, há um aumento de seus níveis críticos na maioria delas, indicado por seus associados índices AS.

A tabela também mostra os índices AS e ANU combinados de acordo com a probabilidade de ocorrência dos eventos analisados anteriormente, como fatores de ponderação dos índices. As subestações Arara, Pelicano, Curió e Chopim permanecem no topo da lista, pois são as únicas que apresentam problemas de estabilidade para as duas perturbações. No mais, para as subestações remanescentes, com base nos valores estimados AS e ANU, estas podem ser considerados seguras para as condições preestabelecidas do sistema (i.e., despacho de geração e tipos de curto-circuito).

Portanto, as subestações mais bem classificadas, do ponto de vista dinâmico, estão eletricamente próximas às interconexões de 440 kV. Isto comprova sua importância, uma vez que a remoção das linhas de conexão pode representar perda de sincronismo entre as duas áreas.

4.3.1.3 Análise de Sensibilidade

Esta subseção tem por objetivo fazer uma análise de sensibilidade dos índices de desempenho estático e de estabilidade transitória em relação a alguns parâmetros de entrada, como adição de circuitos (linhas de transmissão e transformadores), ações de melhorias na manutenção ou na ausência delas em

linhas de transmissão. Os resultados dessas ações são comparados com o Caso 2 como referência, avaliadas estática e dinamicamente nas subseções anteriores.

A Tabela 4.3 mostra os parâmetros que foram variados considerando a análise estática. Três listas de subestações baseadas no desempenho estático são apresentadas na Tabela 4.4, alterando os parâmetros dados pela Tabela 4.3, um por vez. Assim, obtêm-se novas classificações de subestações, identificando se o índice SPI de cada subestação apresenta variações significativas em relação a esses parâmetros.

Tabela 4.3: Variação dos parâmetros para análise de sensibilidade – estática

Opção	Descrição
A	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito entre os nós 134 e 140; • Segundo transformador em Curió, entre os nós 130 e 135.
B	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na disponibilidade (A) da linha de transmissão entre Sanhaço e Curió.
C	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da indisponibilidade (U) da linha de transmissão entre Pelicano e Coruja.

A primeira coluna mostra quando se adiciona um novo circuito entre as subestações Curió e Sanhaço (L.T.:134-140) e um segundo transformador em Curió (TRAF:130-135). Note agora que, a Subestação Curió desce para a quarta posição e a Subestação Sanhaço para a última posição da lista. Este fato aponta uma redução de seus níveis críticos, uma vez que há mais ramos no entorno dessas instalações, diminuindo a parcela das contribuições das contingências “N-1” ou até mesmo se anulando, que é a porção dominante. No mais, as outras subestações sofrem pequenas variações nos seus índices.

Ao invés de inserir novos circuitos, que pode ser uma solução inviável financeiramente e muitas vezes sem uma infraestrutura disponível para tal expansão, as concessionárias podem optar por outros procedimentos de inspeção e manutenção em linhas de transmissão e transformadores a fim de melhorar os parâmetros de taxa de falha e reparo desses equipamentos.

Tabela 4.4: Índices de desempenho de subestação para o sistema BB (Caso 2) – análise estática

Opção A		Opção B		Opção C	
SE	SPI [MW]	SE	SPI [MW]	SE	SPI [MW]
ARARA	2,6084E-01	ARARA	2,9653E-01	PELICANO	8,8156E+01
GAVIÃO	1,7701E-01	CURIÓ	2,0742E-01	CORUJA	8,7828E+01
TUCANO	1,5772E-01	TUCANO	1,9294E-01	CURIÓ	2,8840E-01
CURIÓ	1,5588E-01	GAVIÃO	1,7798E-01	SANHAÇO	2,0004E-01
PELICANO	1,3325E-01	PELICANO	1,3395E-01	ARARA	1,4791E-01
GARÇA	8,7967E-02	GARÇA	8,8422E-02	TUCANO	9,6238E-02
CHOPIM	8,7043E-02	CHOPIM	8,7485E-02	GAVIÃO	8,8774E-02
CANÁRIO	5,0053E-02	CANÁRIO	5,0536E-02	GARÇA	4,4105E-02
CORUJA	4,8440E-02	CORUJA	4,8717E-02	CHOPIM	4,3637E-02
BICUDO	4,6260E-02	BICUDO	4,6525E-02	CANÁRIO	2,5207E-02
CARDEAL	2,1418E-02	SANHAÇO	3,2260E-02	BICUDO	2,3206E-02
TIZIU	1,9865E-02	CARDEAL	2,1541E-02	CARDEAL	1,0744E-02
SABIÁ	1,7802E-02	TIZIU	1,9978E-02	TIZIU	9,9651E-03
URUBU	1,4253E-02	SABIÁ	1,7903E-02	SABIÁ	8,9301E-03
AZULÃO	7,1209E-03	URUBU	1,4334E-02	URUBU	7,1498E-03
PARDAL	7,1155E-03	AZULÃO	7,1616E-03	AZULÃO	3,5722E-03
SANHAÇO	1,1838E-03	PARDAL	7,1562E-03	PARDAL	3,5695E-03

Nesse contexto, a segunda coluna mostra os indicadores quando há um aumento na disponibilidade da linha de transmissão entre Sanhaço e Curió devido a estas ações. A Subestação Curió desce para a segunda posição da lista e Sanhaço não está nem entre as dez primeiras. O índice SPI aponta uma redução de seus níveis críticos, uma vez que a indisponibilidade da linha de transmissão entre estas subestações é menor, também diminuindo a parcela de contribuição das contingências “N-1”.

Esta metodologia também pode representar deterioração em alguns equipamentos devido à falta de uma manutenção adequada ou próximas do fim de sua vida útil. A terceira coluna ilustra este fato, aumentando a indisponibilidade da linha de transmissão entre as subestações de Pelicano e Coruja.

Observe que estas subestações estão no topo da lista, causado pelo aumento considerável seus índices estáticos, principalmente da parcela das

contingências “N-1”, uma vez que a indisponibilidade da linha de transmissão entre estas subestações é grande. No mais, não houve alteração na ordem de classificação das outras subestações. Logo, o impacto se dá apenas no entorno das instalações onde há alguma modificação nos parâmetros.

Portanto, a análise da criticidade de subestações baseada no desempenho estático representa uma análise real encontrada pelos responsáveis da operação e planejamento da rede elétrica. A partir destes resultados, aloca-se investimentos nas instalações onde são mais propensas a contingências, expandindo a rede ou melhorias nos procedimentos de manutenção nos diversos equipamentos de transmissão.

A Tabela 4.5 mostra os parâmetros da rede que foram variados considerando a análise dinâmica do Caso 2 do sistema BB para condições preestabelecidas (i.e. despacho, duração e tipos das faltas e probabilidade de ocorrência dos eventos). Essas opções foram selecionadas uma vez que há problemas de estabilidade nesses circuitos.

Tabela 4.5: Variação dos parâmetros para análise de sensibilidade – dinâmica

Opção	Descrição
A	• Segundo circuito entre os nós 190 e 231.
B	• Segundo transformador de três enrolamentos em Pelicano.
C	• Combinação das estratégias anteriores A e B.

Três listas de subestações baseadas no desempenho dinâmico são apresentadas na Tabela 4.6, alterando alguns parâmetros do Caso 2 do sistema BB dados pela tabela acima. Assim, obtêm-se novas classificações de subestações, identificando as variações dos índices combinados AS e ANU para cada subestação em relação a esses parâmetros.

A primeira coluna mostra quando se adiciona um novo circuito entre as subestações Chopim e Pelicano (L.T.:190-231). Observam-se melhorias na estabilidade do sistema, pois os índices de estabilidade AS e ANU das

subestações reduziram-se. Agora, Pelicano é a segunda subestação mais crítica, ainda com alguns circuitos apresentando problemas de instabilidade, indicado pelo seu respectivo índice ANU. A Subestação Chopim está apenas na oitava posição, com índice ANU igual a zero. Isto significa que esta instalação está segura e não há instabilidade em nenhum circuito conectado a ela e com baixo índice AS. Ademais, as outras subestações, em geral, também sofreram significativas melhorias na estabilidade.

Tabela 4.6: Índices de desempenho de subestação para o *Brazilian Birds* (Caso 2) – estabilidade transitória

Opção A			Opção B			Opção C		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0,4286	0,2380	ARARA	0,5000	0,3662	ARARA	0	0,0685
PELICANO	0,3636	0,3327	CHOPIM	0,2500	0,1810	URUBU	0	0,0463
URUBU	0	0,0545	PELICANO	0,0625	0,0508	GARÇA	0	0,0461
GAVIÃO	0	0,0510	CURIÓ	0,0526	0,0663	GAVIÃO	0	0,0444
GARÇA	0	0,0497	GAVIÃO	0	0,0532	CANÁRIO	0	0,0381
CANÁRIO	0	0,0392	URUBU	0	0,0482	CURIÓ	0	0,0264
CURIÓ	0	0,0328	GARÇA	0	0,0477	SABIÁ	0	0,0240
CHOPIM	0	0,0278	CANÁRIO	0	0,0437	CHOPIM	0	0,0204
TUCANO	0	0,0271	TUCANO	0	0,0206	TUCANO	0	0,0172
SABIÁ	0	0,0121	SABIÁ	0	0,0154	PELICANO	0	0,0162
CARDEAL	0	0,0108	BICUDO	0	0,0150	CARDEAL	0	0,0115
BICUDO	0	0,0079	CARDEAL	0	0,0106	BICUDO	0	0,0098
AZULÃO	0	0,0028	AZULÃO	0	0,0063	PARDAL	0	0,0076
TIZIU	0	0,0023	CORUJA	0	0,0015	TIZIU	0	0,0071
CORUJA	0	0,0017	TIZIU	0	0,0004	AZULÃO	0	0,0058
PARDAL	0	0,0001	–	–	–	CORUJA	0	0,0017

Também se pode inserir um segundo transformador ao invés de novos circuitos. A segunda coluna mostra quando se adiciona mais um transformador de três enrolamentos em Pelicano. Assim como na Opção A, note que há melhorias na estabilidade do sistema, pois os índices de estabilidade AS e ANU reduziram-se. Pelicano é a terceira subestação mais crítica, mas o valor ANU diminuiu para 0,0625, com poucos circuitos que resultaram em instabilidade. Curió também tem seus valores reduzidos, melhorando seu desempenho frente a estas perturbações. Chopim e Arara mantiveram-se com seus valores praticamente inalterados.

Por fim, a terceira coluna ilustra uma soma das duas estratégias anteriores, i.e., as adições de um segundo circuito entre as subestações Chopim e Pelicano (L.T.:190-231) e um novo transformador de três enrolamentos em Pelicano. Não há algum evento de instabilidade angular, uma vez que a coluna “Índice ANU” está toda preenchida com zeros. Para este investimento na rede, todos os problemas de estabilidade foram solucionados.

Portanto, a topologia da rede tem uma forte influência na estabilidade angular de um sistema. Porém, investir em novas linhas e transformadores para melhorias na estabilidade pode ser impraticável do ponto de vista financeiro. Estes testes foram realizados apenas para demonstrar a potencialidade e aplicações desta ferramenta. Na verdade, o que se usa são esquemas de alívio de geração e carga, adição de resistores de freio, etc. Tais esquemas, genericamente denominados de esquemas de ação corretiva (*Remedial Action Schemes* - RAS), ou mais recentemente de Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS, em inglês, *Special Protection Schemes* - SPS), serão detalhados e implementados na rede BB no Capítulo 5.

4.3.2 Sistema *Brazilian Birds* considerando Participação de PCH's

Nesta seção, o sistema *Brazilian Birds* é modificado com a instalação de duas PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), uma ligada ao Nó 160 (Pardal 138 kV) e outra ao Nó 240 (Coruja 230 kV) com potência despachada de 8 MW cada uma. O principal objetivo é comparar os resultados apresentados usando o método descrito nestes trabalhos [LVFM14, V14] com a metodologia de avaliação da criticidade de subestações exposta neste documento.

A Figura 4.3 ilustra o novo diagrama unifilar cujos parâmetros da rede e dados dinâmicos das máquinas estão descritos em [BBTS], no documento “Brazilian Birds Test System Data”.

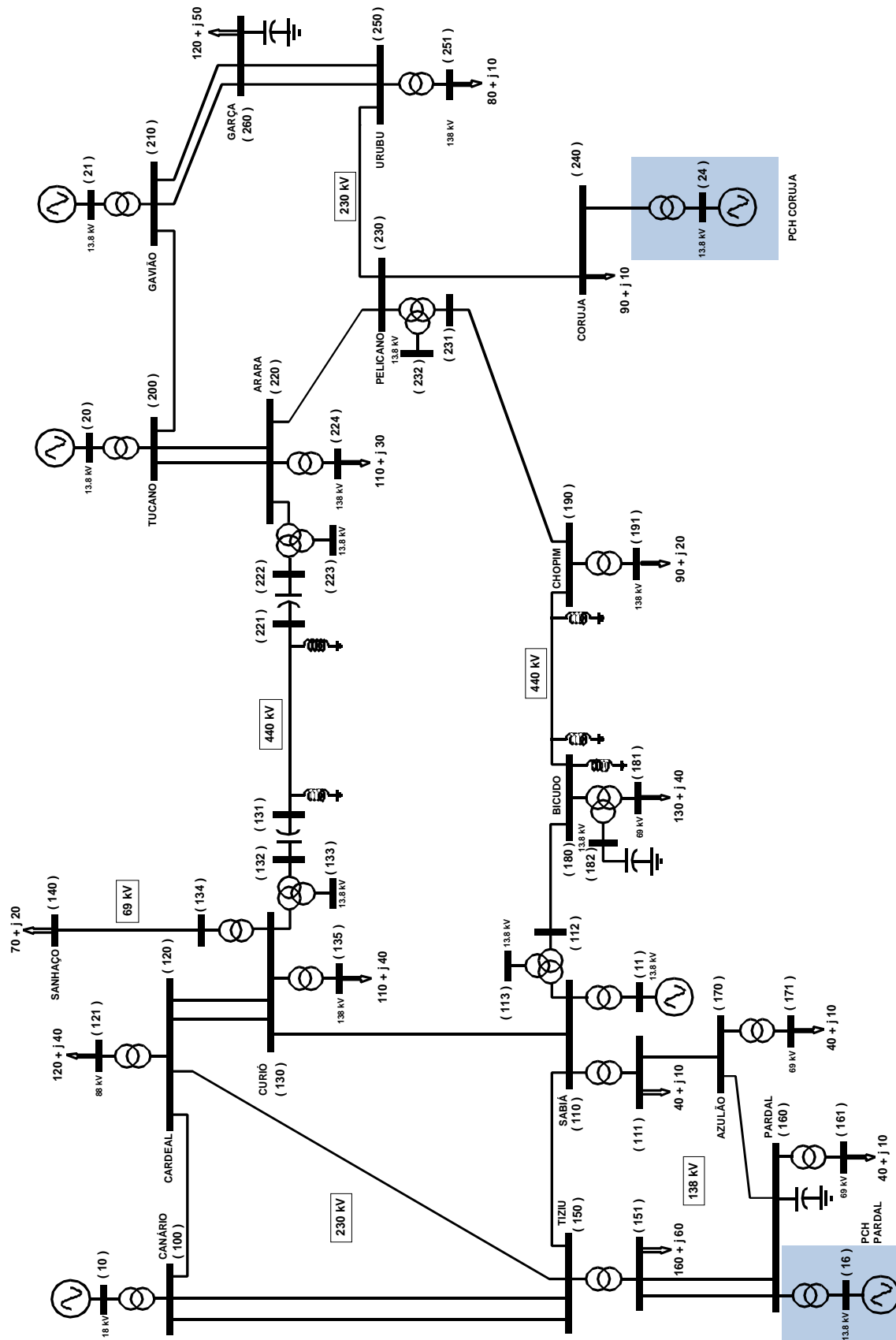


Figura 4.3: Diagrama unifilar do sistema *Brazilian Birds* – Caso PCH.

4.3.2.1 Caso PCH

As tabelas a seguir apresentam os índices de risco de estático e dinâmico das subestações. A Tabela 4.7 mostra as subestações com maiores riscos segundo o índice estático SPI com as colunas PI_{N-1} e PI_{N-2} referindo-se às contribuições de todas as contingências “N-1” e “N-2”, respectivamente, que compõem o indicador. No Apêndice C.2 mostram várias listas contendo as contingências “N-1” e “N-2” e uma lista se apenas um dos estágios é considerado (LS ou RLS) como critério de classificação.

Para o cálculo das probabilidades de cada cenário de contingência utiliza-se dos dados da Tabela 2.9, que fornece dados probabilísticos da rede elétrica brasileira para linhas de transmissão e transformadores, que são usados como fatores de ponderação no cálculo dos valores de SPI's.

Tabela 4.7: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH) – análise estática

Subestação	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
CURIÓ	4,1835E-01	2,4432E-03	4,2080E-01
SANHAÇO	3,9881E-01	0	3,9881E-01
GAVIÃO	6,9280E-02	2,2357E-04	6,9503E-02
TUCANO	6,0931E-02	4,1926E-04	6,1350E-02
CANÁRIO	5,3344E-02	2,4478E-04	5,3588E-02
CORUJA	4,5974E-02	4,4234E-06	4,5979E-02
PELICANO	4,4553E-02	1,4606E-04	4,4699E-02
SABIÁ	3,7305E-02	9,1012E-05	3,7396E-02
BICUDO	2,4159E-02	6,6176E-05	2,4225E-02
ARARA	1,9540E-02	4,1908E-04	1,9960E-02
CHOPIM	1,5988E-02	1,9517E-04	1,6183E-02
URUBU	1,4211E-02	2,8744E-05	1,4240E-02
CARDEAL	8,5268E-03	4,1918E-05	8,5687E-03
AZULÃO	7,1056E-03	1,5018E-05	7,1206E-03
PARDAL	1,4211E-03	6,2627E-06	1,4274E-03
GARÇA	0	2,8236E-05	2,8236E-05
TIZIU	0	8,9705E-07	8,9705E-07

Novamente, as subestações de Curió e Sanhaço são as mais críticas do sistema. Estas transportam toda a potência para a carga conectada à Sanhaço, significando um corte total desta carga, além de uma alta indisponibilidade na linha de transmissão que liga estas subestações.

Na sequência desta lista estão Gavião e Tucano, que representam a conexão e a transmissão de toda a geração das máquinas ligadas à elas, respectivamente, totalizando aproximadamente 730 MW. Assim, a saída de alguns elementos ligados a estas subestações resulta em perdas consideráveis de geração.

E Canário é a quinta subestação mais crítica, significando também uma grande quantidade de perda da sua geração. Note que a parcela P_{N-1} que compõe o índice SPI é a predominante, uma vez que as probabilidades das contingências duplas são muito baixas, apesar de ser um tipo de evento mais danoso ao sistema, com altos cortes de carga.

Para a classificação baseada no desempenho dinâmico, os eventos consistem de curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, e tempo de exposição à falta de 150 milissegundos com a atuação da proteção primária.

Tabela 4.8: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
CANÁRIO	0	0,0635	CANÁRIO	0	0,0882	CANÁRIO	0	0,0648
GAVIÃO	0	0,0606	GAVIÃO	0	0,0738	GAVIÃO	0	0,0613
TIZIU	0	0,0530	TIZIU	0	0,0714	TIZIU	0	0,0539
TUCANO	0	0,0390	CARDEAL	0	0,0585	TUCANO	0	0,0380
CARDEAL	0	0,0326	GARÇA	0	0,0580	CARDEAL	0	0,0339
ARARA	0	0,0268	SABIÁ	0	0,0544	ARARA	0	0,0265
CURIÓ	0	0,0257	PARDAL	0	0,0460	CURIÓ	0	0,0265
CHOPIM	0	0,0191	URUBU	0	0,0449	CHOPIM	0	0,0194
SABIÁ	0	0,0115	CURIÓ	0	0,0411	SABIÁ	0	0,0136
AZULÃO	0	0,0077	CHOPIM	0	0,0241	AZULÃO	0	0,0084
PELICANO	0	0,0043	AZULÃO	0	0,0216	PARDAL	0	0,0056
PARDAL	0	0,0035	ARARA	0	0,0204	PELICANO	0	0,0051
–	–	–	TUCANO	0	0,0187	GARÇA	0	0,0029
–	–	–	PELICANO	0	0,0187	URUBU	0	0,0022
–	–	–	BICUDO	0	0,0144	BICUDO	0	0,0007

Neste resultado, não há eventos de instabilidade angular em nenhum dos tipos de falta em estudo, uma vez que a coluna “Índice ANU”, na tabela, está toda preenchida com zeros. Porém, as subestações Canário, Gavião e Tiziu representam as instalações mais críticas deste sistema observando os índices AS. Logo, a instabilidade no sistema ocorrerá através do aumento do tempo de exposição dos curtos-circuitos.

Aumentando o tempo de exposição para 500 milissegundos (Caso PCH.a) com a atuação da proteção de retaguarda, há vários eventos simulados com instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna “Índice ANU” da Tabela 4.9. Este tempo é considerado na análise proposta em [LVFM14] quando a perturbação é eliminada através da atuação da proteção de retaguarda.

Tabela 4.9: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH.a) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
CURIÓ	0,0370	0,0654	TIZIU	1,0000	1,0000	TIZIU	0,0500	0,1423
CANÁRIO	0	0,1487	PARDAL	0,7778	0,5781	PARDAL	0,0389	0,0916
TUCANO	0	0,1462	AZULÃO	0,7500	0,7694	AZULÃO	0,0375	0,0944
GAVIÃO	0	0,1309	PELICANO	0,6875	0,7252	CURIÓ	0,0370	0,0669
TIZIU	0	0,0972	GAVIÃO	0,6667	0,6667	PELICANO	0,0344	0,0705
CARDEAL	0	0,0924	CANÁRIO	0,6364	0,6960	GAVIÃO	0,0333	0,1577
GARÇA	0	0,0788	SABIÁ	0,3333	0,3179	CANÁRIO	0,0318	0,1761
SABIÁ	0	0,0674	ARARA	0,0500	0,1178	SABIÁ	0,0167	0,0799
PARDAL	0	0,0660	CURIÓ	0,0370	0,0945	ARARA	0,0025	0,0378
AZULÃO	0	0,0589	CARDEAL	0	0,2144	TUCANO	0	0,1411
CHOPIM	0	0,0496	GARÇA	0	0,1817	CARDEAL	0	0,0985
URUBU	0	0,0450	URUBU	0	0,1247	GARÇA	0	0,0839
BICUDO	0	0,0408	BICUDO	0	0,0640	CHOPIM	0	0,0492
PELICANO	0	0,0361	TUCANO	0	0,0454	URUBU	0	0,0490
ARARA	0	0,0336	CHOPIM	0	0,0406	BICUDO	0	0,0419
SANHAÇO	0	0,0215	SANHAÇO	0	0,0370	SANHAÇO	0	0,0223
CORUJA	0	0,0155	CORUJA	0	0,0217	CORUJA	0	0,0158

Quando o estudo é baseado em faltas monofásicas, a Subestação Curio apresenta problemas de estabilidade angular em alguns circuitos conectados a

ela, com valor ANU igual a 0,0370. Logo atrás veem as subestações Canário e Tucano, observando os índices AS com maior potencial de causar instabilidade ao sistema.

Na situação em que as perturbações no sistema são trifásicas, há vários eventos simulados com instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna “Índice ANU” da Tabela 4.9. As subestações Tiziu, Pardal, Azulão, Pelicano, Gavião, Canário, Sabiá, Arara e Curió apresentam problemas de estabilidade. Note que, devido à severidade deste tipo de falta, há um aumento de seus níveis críticos, indicado por seus associados índices AS.

A tabela também mostra os índices AS e ANU combinados usando fatores de ponderação que são as probabilidades de ocorrência dos eventos analisados anteriormente. Logo, as subestações Tiziu, Pardal e Azulão permanecem no topo da lista, devido aos altos valores ANU para as faltas trifásicas.

A seguir são descritos brevemente a metodologia e uma comparação dos resultados da análise proposta em [LVFM14, V14]. Trata-se de uma ênfase sistêmica, isto é, depende da configuração da barra, do porte da subestação, da topologia do sistema e de suas condições operativas. A ideia é avaliar probabilisticamente o impacto (estático e dinâmico) de falhas originadas dentro de subestações para todo o sistema de potência.

Logo, a Tabela 4.10 mostra os indicadores de confiabilidade e a classificação das subestações para os desempenhos estático e dinâmico considerando a metodologia proposta em [LVFM14, V14].

A coluna “*Ranking* Estático” mostrada na tabela abaixo, prioriza as subestações que devem receber investimentos em função da EENS (*Expected Energy Not Supplied*) que é um indicador de adequação. Os montantes de cortes de carga pós-falhas são medidos via formulação AC usando fluxo de potência ótimo com controles de limites de geração de potência reativa e de

tensão nas barras PV. Não são considerados redespachos de potência ativa no sistema. As restrições são os limites de fluxos nos ramos e limites de tensão nas barras. Assim, a Subestação Tiziu possui a maior expectativa de energia não suprida, sendo, portanto, a de pior desempenho e assim por diante.

Tabela 4.10: Indicadores e ranking para as subestações da rede BB (Caso PCH) – análise estática e dinâmica – [LVFM14]

Resultados			Ranking			
Subestação	LOSP	EENS [MWh/ano]	Estático		Dinâmico e Estático	
Arara	$7,91 \times 10^{-6}$	40,52	Tiziu	1	Pelicano	1
Bicudo	0	70,78	Bicudo	2	Tucano	2
Canário	0	7,87	Tucano	3	Arara	3
Cardeal	0	25,70	Arara	4	Tiziu	4
Curió	0	16,87	Pelicano	5	Bicudo	5
Gavião	0	1,18E-01	Cardeal	6	Cardeal	6
Pelicano	$3,04 \times 10^{-5}$	25,79	Curió	7	Curió	7
Sabiá	0	0	Canário	8	Canário	8
Tiziu	0	255,60	Gavião	9	Gavião	9
Tucano	$8,43 \times 10^{-6}$	42,85	Sabiá	10	Sabiá	10

Estes resultados são comparados com a classificação obtida com a abordagem proposta neste trabalho se considerar apenas as contribuições do Estágio 1, i.e., os cortes de carga como única opção para eliminar sobrecargas nos elementos de transmissão do sistema. Esta classificação está no Apêndice C.2.

Note que as listas são distintas, uma vez que não se leva em consideração nesta proposta detalhes como configurações, arranjos e modelos Markovianos dos diversos equipamentos das subestações. Considerar nas restrições do FPO AC as tensões nas barras dentro dos limites operacionais são também relevantes. Por exemplo, a Subestação Tiziu (arranjo tipo barra principal mais barra de transferência) possui o maior EENS, e tem uma configuração mais simples e menos robusta em relação às outras, apontando para um maior EENS. Se as subestações do sistema possuísem configurações semelhantes, a classificação poderia se aproximar, mas não serão iguais.

A coluna “*Ranking* Dinâmico” ordena as subestações utilizando-se dos indicadores estático e dinâmico: é definido um *ranking* com base na EENS, mas as subestações que oferecem riscos de perda da estabilidade transitória têm prioridade e se encontram no topo da lista. Esta análise consiste da aplicação de faltas monofásicas e o índice LOSP (*Loss of Stability Probability*) representa uma probabilidade de risco de perda de sincronismo das máquinas. O sistema é considerado seguro se: (i) mantiver o sincronismo entre as suas máquinas, alcançando um novo ponto de operação após a eliminação da perturbação; (ii) frequência das máquinas não deve sofrer variações acima de 5% em relação a frequência nominal do sistema; e (iii) a resposta do sistema deve ser amortecida.

Assim, apenas as subestações nas posições 1, 2 e 3 oferecem riscos à segurança operativa do sistema dado pelo seu indicador LOSP. Esta tabela é confrontada com a classificação obtida com a abordagem proposta neste trabalho se também considerarmos apenas as contribuições das faltas monofásicas na composição do índice, com as mesmas durações para as perturbações. Esta classificação se encontra nas tabelas 4.8 e 4.9, coluna “Falta monofásica”.

Sob este ponto de vista, as listas também são distintas. Na Tabela 4.8 não há eventos de instabilidade angular com tempo de eliminação da falta de 150 ms, uma vez que a coluna “Índice ANU” está toda preenchida com zeros. Se considerarmos um período maior, e.g. 500 milissegundos, a Subestação Curió é a única que há perda de sincronismo das máquinas em alguns circuitos conectados a ela. Nesta tese, as faltas ocorrem fora da subestação, i.e., nos elementos de transmissão e a proteção atua na eliminação deste defeito através da remoção do circuito.

Já os indicadores LOSP são computados a partir da saída de vários terminais, i.e., de alguns circuitos ou muitas vezes de toda a subestação. As probabilidades das saídas destes circuitos se devem aos estados de seus

equipamentos, avaliados por modelos Markovianos como falha simples (falhas e manutenções programadas), ocorrências de disjuntor com polo preso e falhas duplas. Esta justificativa terá um impacto dinâmico maior ao sistema, com grandes riscos de perda de sincronismo das máquinas, como também para o indicador de adequação EENS (maiores cortes de carga). Portanto, pode-se afirmar que as metodologias são distintas, mas se complementam.

4.3.2.2 Caso PCH 2

Neste caso é representado por uma modificação na topologia da rede do sistema BB: as unidades geradoras são conectadas à subestação por um único transformador equivalente. As tabelas a seguir apresentam os índices de risco de estático e dinâmico das subestações, com as mesmas considerações para obtenção destes indicadores.

A Tabela 4.11 exibe os índices de desempenho estático das subestações (SPI) deste caso. As colunas PI_{N-1} e PI_{N-2} referem-se às contribuições de todas as contingências “N-1” e “N-2”, respectivamente, que compõem o índice. No Apêndice C.3 mostram várias listas contendo as contingências “N-1” e “N-2” e uma lista considerando apenas um dos estágios (LS ou RLS, apenas) como critério de classificação.

Note que não há mudanças na ordem de classificação dos índices de risco apresentados na tabela abaixo, com os valores de SPI praticamente inalterados considerando esta simplificação na topologia da rede uma vez que o indicador é calculado pela soma dos montantes de corte de carga avaliados após as falhas dos equipamentos.

Por fim, a Tabela 4.12 apresenta a classificação baseada no desempenho dinâmico. Os eventos consistem de curtos-circuitos monofásico e trifásico (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, e tempo de exposição à falta de 150 milissegundos.

Tabela 4.11: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH 2) – análise estática

Subestação	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
CURIÓ	4,1877E-01	2,4456E-03	4,2122E-01
SANHAÇO	3,9921E-01	0	3,9921E-01
GAVIÃO	6,9278E-02	1,7156E-04	6,9450E-02
TUCANO	6,0903E-02	2,3670E-04	6,1140E-02
CANÁRIO	5,3292E-02	1,8802E-04	5,3480E-02
CORUJA	4,6010E-02	4,4279E-06	4,6014E-02
PELICANO	4,4587E-02	1,4628E-04	4,4733E-02
SABIÁ	3,7306E-02	8,3208E-05	3,7390E-02
BICUDO	2,4183E-02	6,6243E-05	2,4250E-02
ARARA	1,9560E-02	4,0417E-04	1,9964E-02
CHOPIM	1,6004E-02	1,9559E-04	1,6199E-02
URUBU	1,4226E-02	2,8777E-05	1,4254E-02
CARDEAL	8,5353E-03	4,1960E-05	8,5773E-03
AZULÃO	7,1128E-03	1,5039E-05	7,1278E-03
PARDAL	1,4226E-03	6,2683E-06	1,4288E-03
GARÇA	0	2,0543E-05	2,0543E-05
TIZIU	0	1,5087E-06	1,5087E-06

Tabela 4.12: Índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso PCH 2) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
CANÁRIO	0	0,0701	CANÁRIO	0	0,1030	CANÁRIO	0	0,0718
CARDEAL	0	0,0531	TIZIU	0	0,0927	CARDEAL	0	0,0549
TIZIU	0	0,0477	CARDEAL	0	0,0899	TIZIU	0	0,0499
TUCANO	0	0,0457	GAVIÃO	0	0,0767	TUCANO	0	0,0462
CHOPIM	0	0,0299	SABIÁ	0	0,0628	SABIÁ	0	0,0306
SABIÁ	0	0,0289	TUCANO	0	0,0560	CHOPIM	0	0,0297
CURIÓ	0	0,0268	CURIÓ	0	0,0553	GAVIÃO	0	0,0287
GAVIÃO	0	0,0262	GARÇA	0	0,0520	CURIÓ	0	0,0282
ARARA	0	0,0200	PARDAL	0	0,0437	ARARA	0	0,0208
AZULÃO	0	0,0167	URUBU	0	0,0397	GARÇA	0	0,0183
GARÇA	0	0,0165	AZULÃO	0	0,0368	AZULÃO	0	0,0177
PELICANO	0	0,0095	ARARA	0	0,0352	PELICANO	0	0,0099
PARDAL	0	0,0044	CHOPIM	0	0,0260	PARDAL	0	0,0064
–	–	–	PELICANO	0	0,0178	URUBU	0	0,0020
–	–	–	BICUDO	0	0,0056	BICUDO	0	0,0003

Observe que, neste resultado, não há eventos de instabilidade angular em nenhum dos estudos realizados, uma vez que as colunas “Índice ANU” da tabela estão todas preenchidas com zeros. Mas há pequenas diferenças nos índices AS das subestações. Portanto, pode-se afirmar que a topologia da rede tem influência na estabilidade angular de um sistema, como concluído na subseção de análise de sensibilidade deste capítulo.

4.4 COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo descreveu uma nova metodologia de classificação de subestações baseadas em índices de risco estático e dinâmico. Esta abordagem é uma extensão dos conceitos discutidos nos capítulos anteriores, avaliando as consequências para o sistema em falhas de equipamentos externos à subestação, i.e., não leva em conta os detalhes como equipamento específico, arranjos, etc.

O processo de classificação de subestações consiste basicamente em identificar os vários elementos de transmissão e nós que compõem uma subestação através de um algoritmo de topologia de rede e como a falha destes são combinados no cálculo dos indicadores estático e dinâmico de nós analisados nos capítulos anteriores, obtendo novas listas de desempenho para subestações.

A abordagem proposta e sua associada ferramenta computacional foram testadas e validadas usando o sistema acadêmico *Brazilian Birds* do ponto de vista das subestações para as seguintes situações:

- Caso 2, i.e., avaliado nos capítulos 2 e 3 e uma análise de sensibilidade para os dois índices estático e dinâmico é realizada, demonstrando a potencialidade e aplicação desta ferramenta;
- Uma versão alternativa incluindo PCH's, com a topologia e despacho realizados em [LVFM14, V14];

- A topologia da rede é simplificada em relação ao item anterior com as unidades geradoras agora conectadas num único transformador, avaliando o impacto desta simplificação nos índices e na classificação das subestações.

Em todos os casos, a metodologia proposta foi executada com sucesso e forneceu resultados consistentes para classificar instalações deficientes e mais propensas a receber investimentos.

Também, os reforços e ampliações na rede são distintos para as duas análises. Logo, a uma vez definidos novos reforços baseados no desempenho estático, por exemplo, novos estudos devem ser efetuados considerando a estabilidade transitória, verificando se há deterioração dos índices em alguma subestação da rede.

Uma comparação entre esta metodologia e a proposta em [LVFM14] foi realizada, constatando que são duas metodologias distintas, mas complementares. Vários efeitos e impactos não são vistos nesta abordagem, pois esta última analisa falhas em equipamentos dentro da subestação que resultam em perdas de vários terminais, contabilizando tanto o montante de corte de carga quanto o risco de o sistema ser transitoriamente instável. Em contrapartida, a avaliação da criticidade neste trabalho é rápida e automática.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais.

CAPÍTULO 5

CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES USANDO ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a metodologia para medir a criticidade de subestações em redes elétricas baseadas nos índices de desempenho dinâmico do capítulo anterior é usada para melhorar a segurança do sistema através de Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS). São esquemas de proteção eficientes, confiáveis e de baixo custo para que a operação de um sistema elétrico se realize de forma apropriada e contínua dentro dos limites pré-estabelecidos.

A avaliação da criticidade de subestações usando EPS é testada e validada usando o sistema acadêmico *Brazilian Birds*. O principal objetivo é descrever e ilustrar todo o processo considerando o ponto de operação do Caso 2, i.e., com a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1 e analisados nos capítulos anteriores, demonstrando o grande potencial desses esquemas de proteção afim de melhorar o desempenho do sistema do ponto de vista de estabilidade transitória.

Primeiramente, como o *software* ORGANON passou por atualizações no algoritmo de cálculo do índice de estabilidade AS, aperfeiçoando-o, um comparativo dos índices de estabilidade AS e ANU das subestações é realizado, comprovando que a nova versão continua avaliando corretamente a estabilidade do sistema frente a uma perturbação, assim como na sua versão anterior.

5.2 COMPARAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE

Nesta seção, um breve comparativo dos índices de estabilidade AS e ANU das subestações é realizado, uma vez que a ferramenta utilizada para o cálculo destes indicadores (FASTAB – pacote integrado ao *software* ORGANON), como mencionado, passou recentemente por alterações em seu algoritmo, aperfeiçoando-o. Logo, o principal objetivo desta seção é demonstrar que a nova versão continua avaliando corretamente a estabilidade do sistema frente a uma perturbação, assim como na sua versão anterior. Maiores detalhes sobre as atualizações nos cálculos dos índices podem ser encontrados no documento técnico do próprio *software* [O17].

Assim, as tabelas abaixo apresentam os índices de estabilidade transitória das subestações para a rede BB – Caso 2 considerando curtos-circuitos monofásicos e trifásicos (admitância associada de 10.000 pu) e tempo de exposição aos curtos de 100 milissegundos.

A Tabela 5.1 ilustra os resultados quando a perturbação é monofásica. Para este caso, constata-se que as duas versões da ferramenta assinalam para resultados semelhantes, com os índices ANU iguais para as subestações. Já os índices AS, verifica-se que os valores são diferentes, uma vez que o processo de cálculo foi modificado.

Tabela 5.1: Comparação dos índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso 2) – estabilidade transitória (Falta Monofásica)

FASTAB			Nova versão FASTAB		
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0,5000	0,4016	ARARA	0,5000	0,5100
PELICANO	0,5000	0,3731	PELICANO	0,5000	0,4718
CURIÓ	0,3684	0,2009	CURIÓ	0,3684	0,2144
CHOPIM	0,2500	0,1674	CHOPIM	0,2500	0,1525
CANÁRIO	0	0,0643	GAVIÃO	0	0,0841
GAVIÃO	0	0,0522	CANÁRIO	0	0,0797
GARÇA	0	0,0455	TUCANO	0	0,0687

FASTAB			Nova versão FASTAB		
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
URUBU	0	0,0428	URUBU	0	0,0514
TUCANO	0	0,0221	GARÇA	0	0,0235
TIZIU	0	0,0200	TIZIU	0	0,0154
SABIÁ	0	0,0163	BICUDO	0	0,0134
BICUDO	0	0,0152	CARDEAL	0	0,0110
CARDEAL	0	0,0120	PARDAL	0	0,0076
AZULÃO	0	0,0043	SABIÁ	0	0,0073
–	–	–	CORUJA	0	0,0070
–	–	–	AZULÃO	0	0,0036
–	–	–	SANHAÇO	0	0,0025

Por fim, a Tabela 5.2 exibe os índices de estabilidade quando a perturbação é trifásica. Nesta situação, constata-se que as duas versões da ferramenta também apontam para resultados similares, com os índices ANU aproximadamente iguais para as subestações da rede BB. Já os índices AS, verifica-se que os valores são distintos, mas continuam indicando corretamente a potencialidade da rede para estabilidade/instabilidade.

É importante destacar que a classificação quanto à criticidade das subestações manteve-se em si a mesma, identificando aquelas instalações mais propensas a problemas de estabilidade transitória. Portanto, os resultados que virão a seguir serão provenientes desta nova versão da ferramenta FASTAB.

Tabela 5.2: Comparação dos índices de desempenho de subestação para a rede BB (Caso 2) – estabilidade transitória (Falta Trifásica)

FASTAB			Nova versão FASTAB		
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0,5000	0,4088	ARARA	0,5000	0,5322
PELICANO	0,5000	0,3856	PELICANO	0,5000	0,4965
CHOPIM	0,2500	0,1654	CURIÓ	0,3684	0,2240
CURIÓ	0,0526	0,1004	CHOPIM	0,2500	0,1704
CANÁRIO	0	0,1034	GAVIÃO	0	0,2077
GAVIÃO	0	0,0879	TUCANO	0	0,1594
GARÇA	0	0,0733	CANÁRIO	0	0,1156
URUBU	0	0,0591	URUBU	0	0,0890
TUCANO	0	0,0520	GARÇA	0	0,0572

FASTAB			Nova versão FASTAB		
Subestação	Índice ANU	Índice AS	Subestação	Índice ANU	Índice AS
TIZIU	0	0,0489	CARDEAL	0	0,0348
CARDEAL	0	0,0454	TIZIU	0	0,0318
SABIÁ	0	0,0218	BICUDO	0	0,0262
BICUDO	0	0,0197	SABIÁ	0	0,0254
CORUJA	0	0,0165	CORUJA	0	0,0195
AZULÃO	0	0,0156	PARDAL	0	0,0180
–	–	–	AZULÃO	0	0,0116
–	–	–	SANHAÇO	0	0,0070

5.3 ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS (EPS)

Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS), na terminologia em inglês *Special Protection Schemes* (SPS), são esquemas de proteção eficientes, confiáveis e de baixo custo para que a operação de um sistema elétrico se realize de forma apropriada e contínua dentro dos limites pré-estabelecidos [A02].

Os EPS devem ser especificados para que o elemento ou elementos envolvidos em uma condição extrema na rede, como uma falta trifásica por exemplo, sejam desligados tão logo quanto possível para evitar danos a estes elementos ou mesmo que os efeitos da falta se manifestem sob áreas maiores do sistema elétrico [A02]. Este esquema é uma ótima solução de melhoria da estabilidade transitória, por exemplo, e será implementada no sistema acadêmico *Brazilian Birds* na Seção 5.4.

Algumas das ações eficazes para prevenir a perda de sincronismo estão citadas a seguir [A02]:

- Rejeição/corte de geração e controle rápido de válvulas de turbinas a vapor;
- Ilhamentos quando há desbalanços de potência entre dois subsistemas;
- Corte automático de carga;
- Resistor de freio;
- “Chaveamento” de reatores ou capacitores.

A implementação dos EPS neste trabalho consiste basicamente nos dois primeiros itens, os quais são descritos com mais detalhes. Maiores informações sobre as outras ações podem ser encontradas na referência [A02].

O corte de geração é um esquema no qual uma predeterminada quantidade de geração é desligada após a detecção de condições operativas que levam o sistema a instabilidade. A quantidade e a localização da geração a ser desligada, normalmente, baseia-se em intensos estudos que visam determinar as características do sistema e a ação que é mais efetiva. A prática deste tipo de ação é comumente usada em unidades hidrelétricas, pois são unidades mais robustas e o risco de dano à unidade é praticamente nulo, em relação às térmicas [A02].

A rejeição de geração melhora a estabilidade transitória, reduzindo o torque acelerante das máquinas que permanecem em serviço depois de uma grande perturbação [A02].

O ilhamento (separação) de áreas é usado somente quando podem ser claramente definidas áreas específicas com geração e carga, preferencialmente equilibradas, dentro de um grande sistema interligado. A instabilidade entre áreas normalmente é caracterizada por uma variação brusca no fluxo de potência nas interligações [A02].

De maneira geral, os EPS são constituídos por três partes principais [A02]:

- Sinais de entrada: medições de grandezas elétricas, estado de linhas de transmissão, transformadores, etc.;
- Um sistema de tomada de decisões baseada nas informações de entrada;
- Ações de controle: como corte de carga/geração, separação de áreas de uma rede.

O sistema de tomada de decisões é processado tipicamente em CLP's (Controladores Lógicos Programáveis), monitorando um conjunto de subestações e usinas estrategicamente selecionadas. Estes dispositivos

eletromecânicos, analógicos ou digitais que, normalmente após a transdução dos sinais pertinentes, são responsáveis pela detecção de condições intoleráveis ou indesejáveis ao sistema elétrico, tomando a decisão de abertura de disjuntores local ou remotamente [A02].

Logo, o sistema de proteção envia um sinal de “trip” para os disjuntores, a fim de isolar a menor porção possível do sistema sob falta. Com isto, o sistema de proteção oferece um meio econômico para a manutenção da continuidade do sistema elétrico [A02].

5.4 EXEMPLOS NUMÉRICOS

Nesta seção, o processo de classificação dinâmica de subestações é testado utilizando o sistema *Brazilian Birds*, com a Área 2 na condição de exportadora para a Área 1 (Caso 2) e analisados nos capítulos anteriores. O objetivo principal é identificar se EPS são realmente necessários e também determinar qual(is) ação(ões) de controle que irá prevenir a perda da integridade de rede, que depende da localização e tipo da falta em que ocorre perda de sincronismo entre as máquinas.

Os eventos para a avaliação dinâmica das subestações consistem de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos (admitância associada de 10.000 pu), com probabilidade de ocorrência dos eventos de 0,95 e 0,05, respectivamente, e tempo de exposição à falta de 100 milissegundos.

5.4.1 Sistema *Brazilian Birds*: Caso 2

Em resumo, o sistema *Brazilian Birds* (BB) consiste de duas áreas de 230 kV interconectadas por linhas de transmissão de 440 kV, com 43 barras, 21 linhas e 19 transformadores. A carga total do sistema BB é de 1200 MW. A metodologia é testada usando o ponto de operação do Caso 2, i.e., a Área 2 na

condição de exportadora para a Área 1, como mostra a Tabela 2.8, na Subseção 2.9.2.

A Figura 5.1 apresenta o diagrama unifilar desta rede com destaque para suas subestações cujos parâmetros da rede elétrica e dados dinâmicos das unidades geradoras estão descritos em [BBTS].

Para controlar a frequência, EPS são usados para manter a frequência do sistema dentro dos limites operacionais. Quando o sistema está operando com frequência abaixo do nominal, utiliza-se relés localizados em subestações distribuidoras que cortam alimentadores por nível (corte por frequência absoluta) e/ou taxa de queda de frequência (corte por variação de frequência).

O corte de carga é geralmente realizado em diversos blocos discretos (estágios) a fim de evitar um corte excessivo da carga e permitir que a frequência se recupere antes do próximo estágio de corte. Neste exemplo, os estágios são baseados na filosofia de frequência absoluta, com 5 estágios para cada uma das áreas do sistema. Os ajustes dos estágios, tempo de atuação e seus respectivos montantes de corte de carga estão mostrados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Esquema de proteção por subfrequência

Estágio	Frequência Absoluta [Hz]	Tempo Atuação [s]	Montante de Corte de Carga [%]
1	58,5	0,350	17
2	58,2	0,350	17
3	57,9	0,350	7
4	57,6	0,350	7
5	57,3	0,350	7

Já para o problema da sobrefrequência, um esquema de corte de geração em dois estágios na Barra 21 (Gavião) é usado para manter a frequência da rede. O ajuste desta proteção é mostrado na Tabela 5.4. Os parâmetros destes esquemas (sub e sobrefrequência) também podem ser vistos no Apêndice D.1.

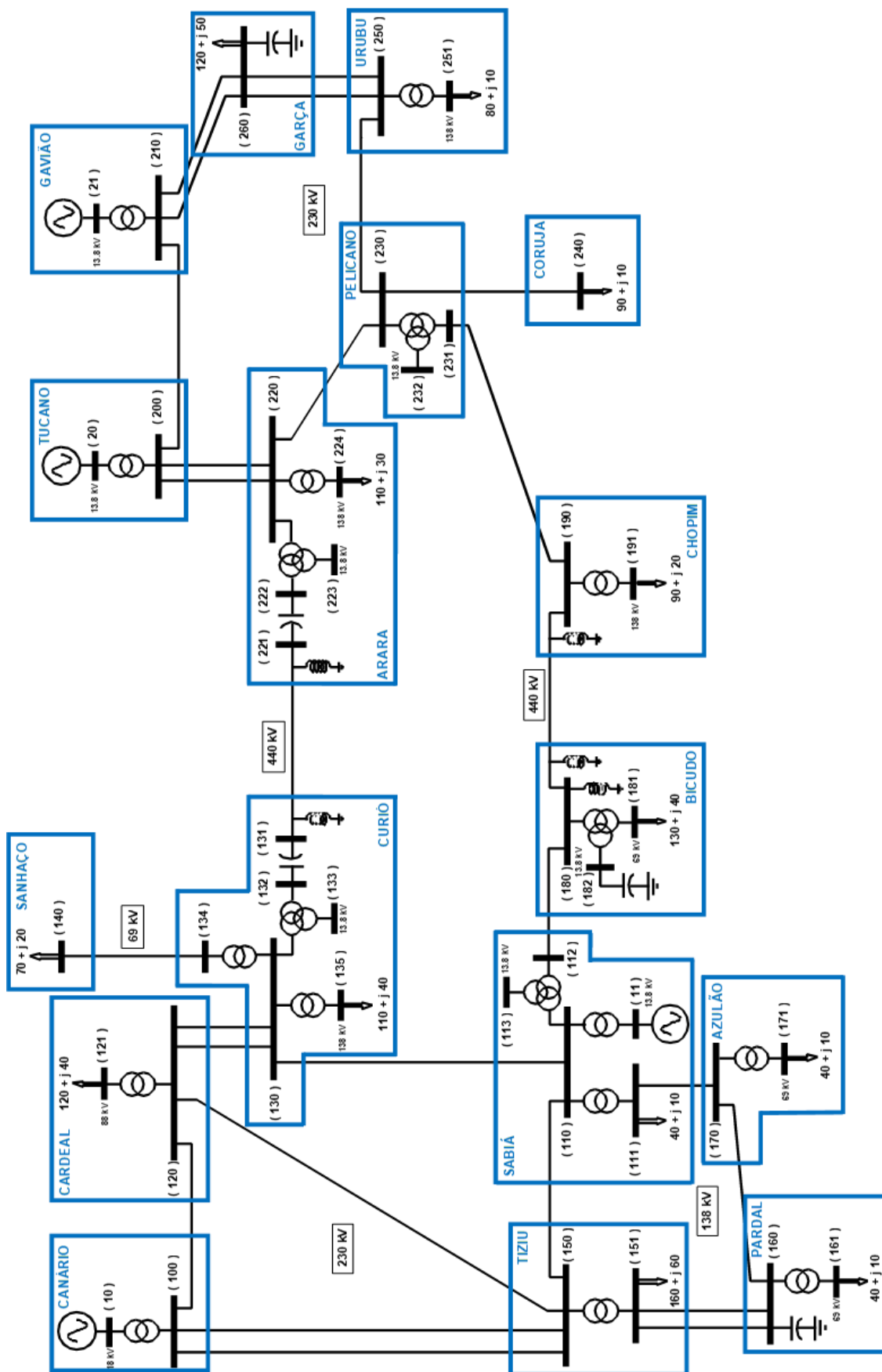


Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema *Brazilian Birds* destacando as subestações.

Tabela 5.4: Esquema de proteção por sobrefrequência

Estágio	Frequência [Hz]	Tempo Atuação [s]	Nº Unidades Geradoras
1	61	0,350	1
2	62	0,350	1

A Tabela 5.5 apresenta os índices de estabilidade transitória AS e ANU das subestações para a rede BB com as proteções de sub e sobrefrequência, mas sem as ações de controle efetivas para manter a estabilidade da rede. As colunas apresentam os índices médios de estabilidade (Índice AS) e o número médio de eventos instáveis (Índice ANU) calculados para cada subestação da rede baseando-se em eventos monofásicos e trifásicos. A tabela também mostra os indicadores combinados de acordo com a probabilidade de ocorrência dos eventos e usado como fatores de ponderação.

Tabela 5.5: Índices de desempenho de subestação para a rede BB sem EPS (Caso 2) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0,5000	0,5100	ARARA	0,5000	0,5322	ARARA	0,5000	0,5111
PELICANO	0,5000	0,4718	PELICANO	0,5000	0,4965	PELICANO	0,5000	0,4730
CURIÓ	0,3158	0,2144	CURIÓ	0,3158	0,2002	CURIÓ	0,3158	0,2137
CHOPIM	0,2500	0,1525	CHOPIM	0,2500	0,1704	CHOPIM	0,2500	0,1534
GAVIÃO	0	0,0841	GAVIÃO	0	0,2077	GAVIÃO	0	0,0903
CANÁRIO	0	0,0797	TUCANO	0	0,1594	CANÁRIO	0	0,0815
TUCANO	0	0,0687	CANÁRIO	0	0,1156	TUCANO	0	0,0732
URUBU	0	0,0514	URUBU	0	0,0890	URUBU	0	0,0533
GARÇA	0	0,0235	GARÇA	0	0,0572	GARÇA	0	0,0252
TIZIU	0	0,0154	CARDEAL	0	0,0348	TIZIU	0	0,0162
BICUDO	0	0,0134	TIZIU	0	0,0318	BICUDO	0	0,0141
CARDEAL	0	0,0110	BICUDO	0	0,0262	CARDEAL	0	0,0122
PARDAL	0	0,0076	SABIÁ	0	0,0254	SABIÁ	0	0,0082
SABIÁ	0	0,0073	CORUJA	0	0,0195	PARDAL	0	0,0081
CORUJA	0	0,0070	PARDAL	0	0,0180	CORUJA	0	0,0076
AZULÃO	0	0,0036	AZULÃO	0	0,0116	AZULÃO	0	0,0040
SANHAÇO	0	0,0025	SANHAÇO	0	0,0070	SANHAÇO	0	0,0027

Note que há vários eventos que resultaram em instabilidade angular, que pode ser observada pela coluna “Índice ANU” para os dois tipos de perturbação, isto é, curtos-circuitos monofásicos e trifásicos nas subestações Arara, Pelicano,

Curió e Chopim. Logo, verifica-se a necessidade de implementar ações de controle provenientes de EPS nestas instalações.

As perturbações monofásicas e trifásicas que levam a instabilidade da rede estão listadas na Tabela 5.6 e são, neste caso, exatamente as mesmas. Note que elas estão localizadas na região entre as duas linhas de interconexão de 440 kV. As contingências 1 a 7 e 10 a 15 estão relacionadas a uma dessas interconexões conectando as subestações de Curió (Área 1) e Arara (Área 2). E as contingências 8, 9 e 16 à 19 estão relacionadas ao outro corredor, que conecta as subestações Chopim e Pelicano. Essas instalações estão classificadas no topo da lista da Tabela 5.5.

Tabela 5.6: Contingências críticas da rede BB (Caso 2)

CTG	SE	Falta no Nó	Saída do Circuito [†]	CTG	SE	Falta no Nó	Saída do Circuito [†]
1	Curió	132	DSER:131-132-1	10	Arara	221	DSER:221-222-1
2		131	L.T.:131-221-1	11		222	
3	Arara	221		12		222	TRAF:222-1220-1
4	Curió	132	TRAF:132-1130-1	13		1220	
5		1130		14		220	TRAF:220-1220-1
6		130	TRAF:130-1130-1	15		1220	
7		1130		16		231	Pelicano
8	Chopim	190	L.T.:190-231-1	17	1230	TRAF:231-1230-1	
9	Pelicano	231		18	230		
-	-	-	-	19	1230		

[†]L.T. (Linha de Transmissão) / TRAF (Transformador) / DSER (Capacitor Série): Barra_i - Barra_k - Nº Circuito.

Logo, os esquemas implementados neste sistema devem ser capazes de identificar o estado operativo da rede e tomar decisões afim de manter a estabilidade do sistema para estas contingências.

As figuras 5.2 e 5.3 confirmam a perda de sincronismo, mostrando as trajetórias angulares entre as máquinas do sistema BB para duas das contingências citadas na Tabela 5.6. A Figura 5.2 apresenta as oscilações para uma falta monofásica na Barra 221 com tempo de exposição de 100 milissegundos e saída do ramo 221-222#1 e a Figura 5.3 para a falta trifásica

na Barra 131 e eliminação em 100 milissegundos com remoção do ramo 131-221#1. Nestes eventos, a simulação foi encerrada após alguns milissegundos da eliminação da falta (detecção de instabilidade).

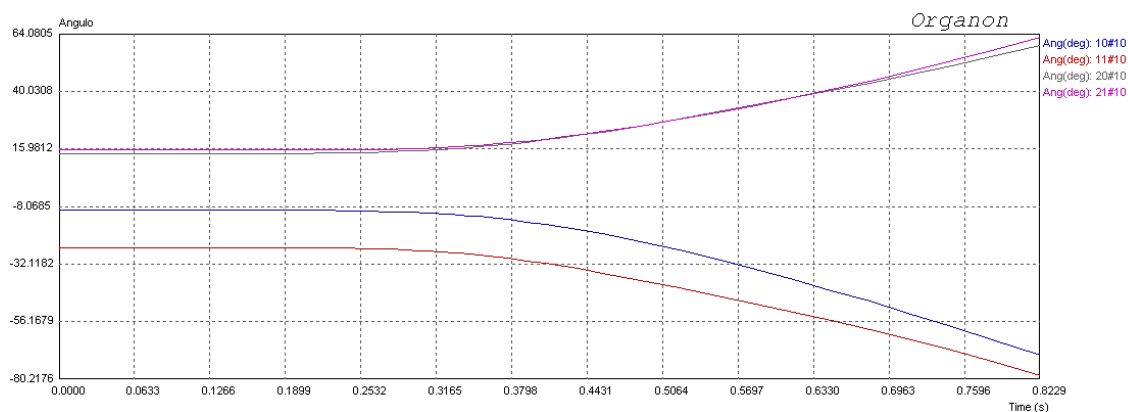


Figura 5.2: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 – Contingência 10.

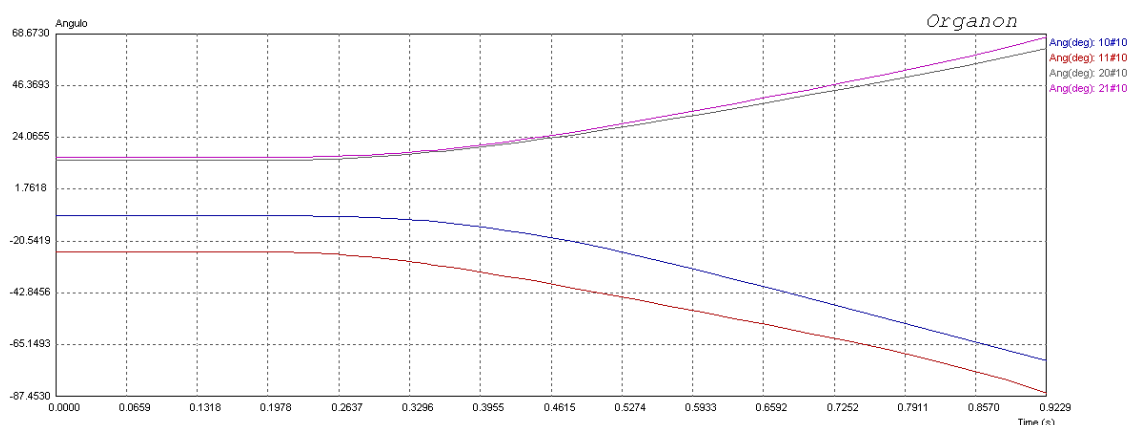


Figura 5.3: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 – Contingência 2.

Uma vez identificados os eventos, ações corretivas como rejeição/corte de geração e/ou de ilhamento são testados para estas condições operativas. Nestes EPS, apenas o esquema de corte de geração foi bastante eficiente no controle destes eventos, uma vez que as contingências estão eletricamente próximas às unidades geradoras com maiores despachos, em Tucano e Gavião.

Todas as medições, lógicas e atuações devem estar num arquivo no formato ".sps" para que o *software* ORGANON, juntamente com os arquivos de dados da rede e dinâmicos das máquinas, use automaticamente nas simulações no domínio do tempo. Os esquemas para atuação de corte de geração estão apresentados no Apêndice D.1. A Tabela 5.7 mostra apenas as ações tomadas para cada uma das contingências da Tabela 5.6, com o número de unidades geradoras a serem desligadas e tempo de atuação após a eliminação da falta.

Tabela 5.7: Ações de controle dos EPS

Esquema	Corte de Geração [†]	Tempo para Atuação [ms]	CTG
1	1 UG Tucano 2 UG's Gavião	200	1 à 7; 16 e 17
2	2 UG's Tucano 2 UG's Gavião	200	8 e 9
3	2 UG's Tucano 3 UG's Gavião	200	10 à 13
4	3 UG's Tucano 2 UG's Gavião	200	18 e 19
5	3 UG's Tucano 3 UG's Gavião	200	14 e 15

[†] UG: Unidade Geradora.

Claro que outras ações podem ser tão eficazes quanto os apresentados aqui, mas o objetivo deste capítulo não é encontrar a melhor ação, e sim manter a estabilidade da rede sob qualquer curto-circuito trifásico ou monofásico pré-estabelecido.

A Tabela 5.8 apresenta a classificação de subestações baseada no desempenho dinâmico considerando os mesmos eventos e agora com atuação dos EPS para as contingências que levam a problemas de instabilidade. Note que, neste resultado, não há eventos de instabilidade angular em nenhuma das simulações realizadas, uma vez que as colunas "Índice ANU" da tabela estão todas preenchidas com zeros. Há também uma significativa redução do índice AS em relação à Tabela 5.5, principalmente para as subestações que estavam no topo da lista, como as subestações Arara, Pelicano, Curió e Chopim.

Agora, as subestações Arara, Pelicano e Gavião são classificadas como as mais críticas observando apenas os índices AS com potencial de causar instabilidade ao sistema.

Tabela 5.8: Índices de desempenho de subestação para a rede BB com EPS (Caso 2) – estabilidade transitória

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS	SE	Índice ANU	Índice AS
ARARA	0	0,1367	ARARA	0	0,2564	ARARA	0	0,1427
PELICANO	0	0,1247	PELICANO	0	0,2188	PELICANO	0	0,1294
GAVIÃO	0	0,0841	GAVIÃO	0	0,2077	GAVIÃO	0	0,0903
CANÁRIO	0	0,0797	TUCANO	0	0,1594	CANÁRIO	0	0,0815
TUCANO	0	0,0687	CANÁRIO	0	0,1156	TUCANO	0	0,0732
CURIÓ	0	0,0588	URUBU	0	0,0890	CURIÓ	0	0,0593
URUBU	0	0,0514	CURIÓ	0	0,0701	URUBU	0	0,0533
CHOPIM	0	0,0421	CHOPIM	0	0,0668	CHOPIM	0	0,0434
GARÇA	0	0,0235	GARÇA	0	0,0572	GARÇA	0	0,0252
TIZIU	0	0,0154	CARDEAL	0	0,0348	TIZIU	0	0,0162
BICUDO	0	0,0134	TIZIU	0	0,0318	BICUDO	0	0,0141
CARDEAL	0	0,0110	BICUDO	0	0,0262	CARDEAL	0	0,0122
PARDAL	0	0,0076	SABIÁ	0	0,0254	SABIÁ	0	0,0082
SABIÁ	0	0,0073	CORUJA	0	0,0195	PARDAL	0	0,0081
CORUJA	0	0,0070	PARDAL	0	0,0180	CORUJA	0	0,0076
AZULÃO	0	0,0036	AZULÃO	0	0,0116	AZULÃO	0	0,0040
SANHAÇO	0	0,0025	SANHAÇO	0	0,0070	SANHAÇO	0	0,0027

Portanto, os EPS contribuíram de forma decisiva para a manutenção de níveis satisfatórios de segurança de desempenho do sistema de suprimento de energia elétrica.

As curvas das figuras a seguir mostram com clareza que os esquemas são muito eficientes na manutenção da estabilidade da rede BB. As figuras 5.4 a 5.7 ilustram as trajetórias das grandezas elétricas considerando um curto-circuito do tipo monofásico para a contingência 10 da Tabela 5.6, o mesmo da Figura 5.2 que resultou em problemas na rede por instabilidade angular. Agora, com atuação do esquema 3 da Tabela 5.7, as oscilações foram amortecidas.

Note nos gráficos que o esquema de corte de geração atuou em 500 milissegundos (200 milissegundos após a eliminação da falta), reduzindo a geração em Tucano e Gavião como mostra a Figura 5.7. Com isso, há um aumento na geração nas unidades de geração localizadas em Sabiá e Canánio.

Da mesma forma, a proteção por subfrequência também atuou, cortando um montante de carga por estágio, conforme mostrado na Tabela 5.3, de forma a manter a frequência dentro dos limites operacionais.

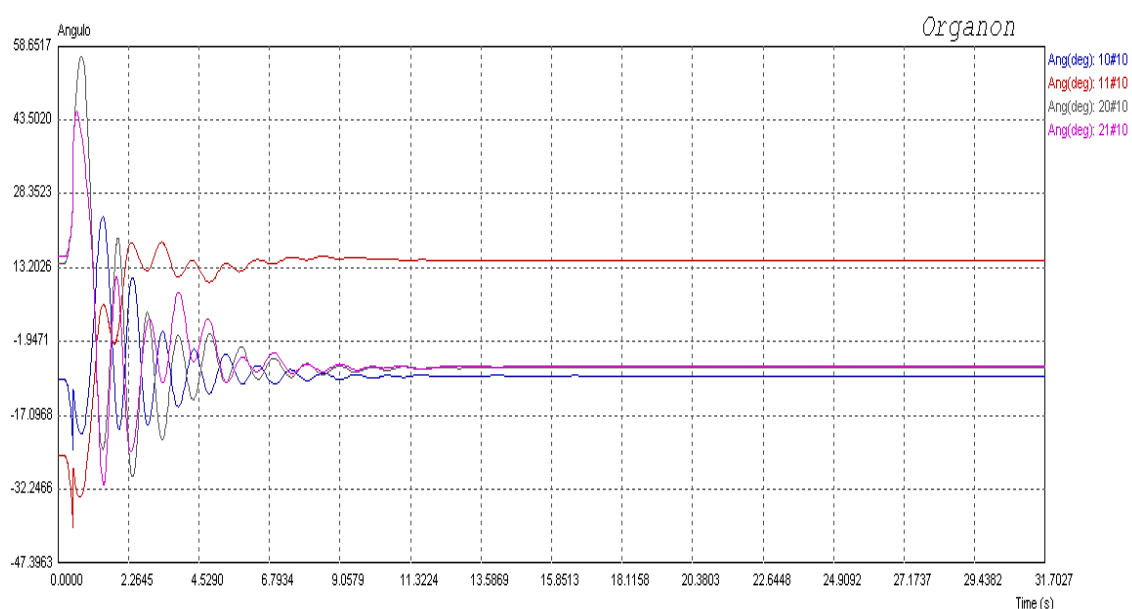


Figura 5.4: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.

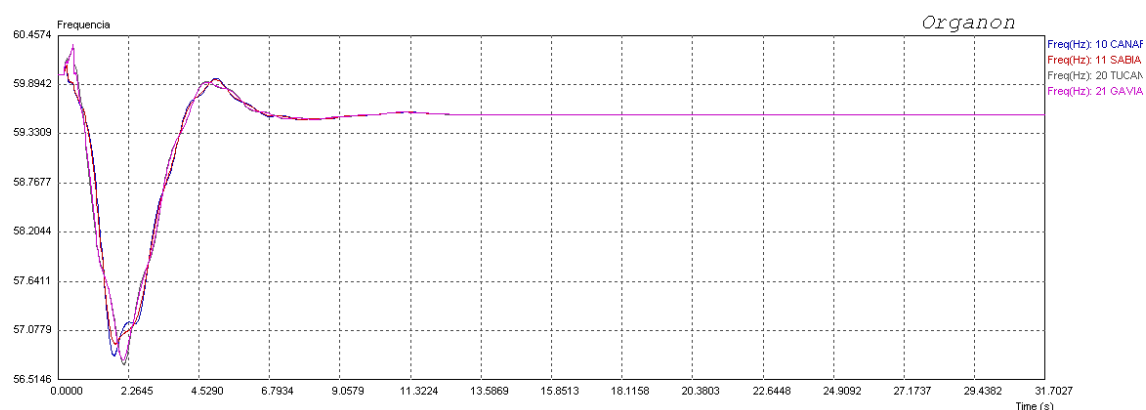


Figura 5.5: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.

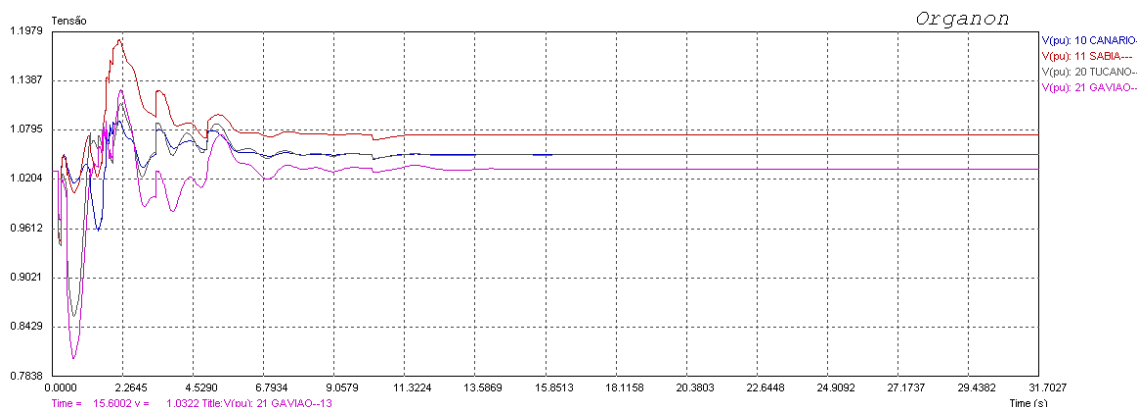


Figura 5.6: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.

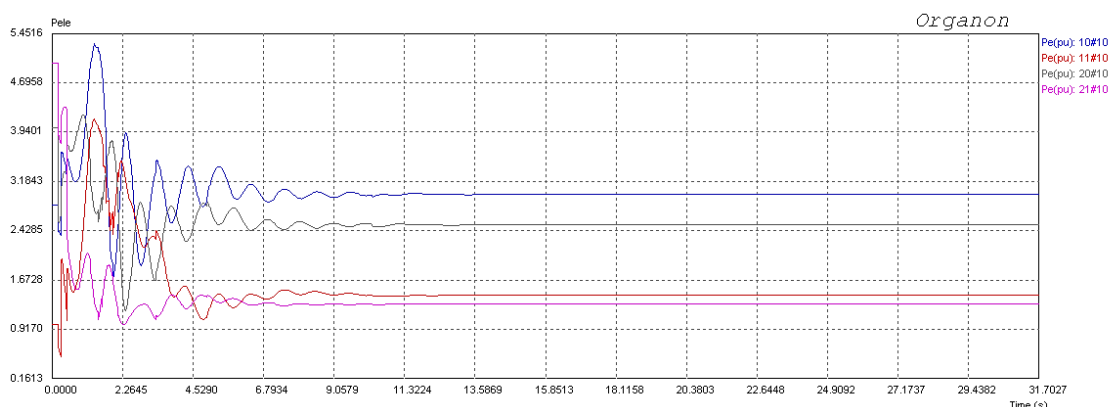


Figura 5.7: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta monofásica na Barra 221 com EPS – Contingência 10.

Ainda, com os EPS da Tabela 5.7 implementados na rede BB e considerando o mesmo evento da Figura 5.3, o esquema 1 atuará e a estabilidade do sistema é alcançada ao final da simulação como mostram as figuras 5.8 a 5.11.

Este esquema também atuou em 500 milissegundos (200 milissegundos após a eliminação da falta), cortando uma unidade geradora em Tucano e outras duas unidades geradoras em Gavião. Afim de compensar esta perda, as outras unidades de geração em Sabiá e Canário aumentam a sua geração para atender as cargas do sistema como mostra a Figura 5.11.

Ainda nesta simulação, a Figura 5.9 ilustra as excursões de frequência nas barras de geração e verifica-se que a proteção por subfrequência não atuou,

pois a frequência absoluta definida no primeiro estágio é de 58,5 [Hz] conforme apresentado na Tabela 5.3 e, não há problema para a operação em frequências fora da nominal desde que por um tempo limitado.

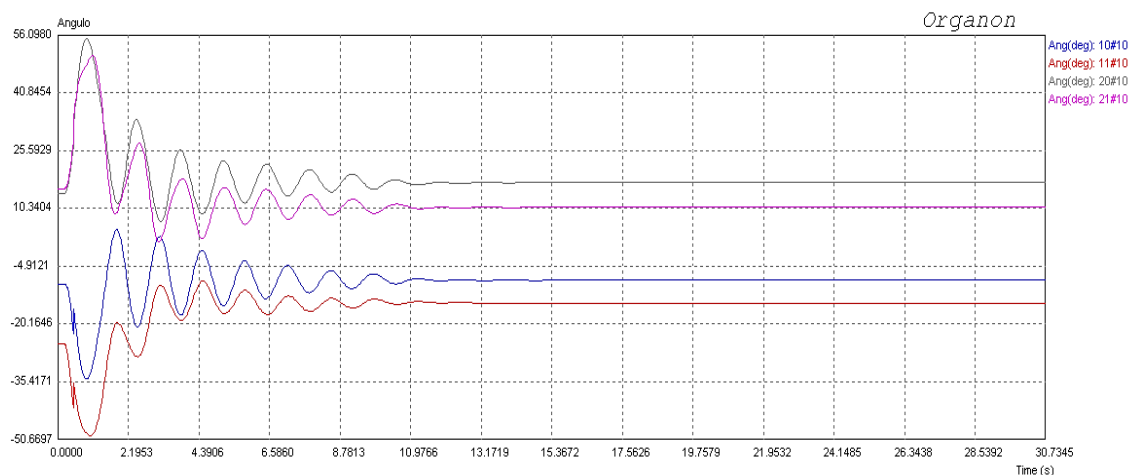


Figura 5.8: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.

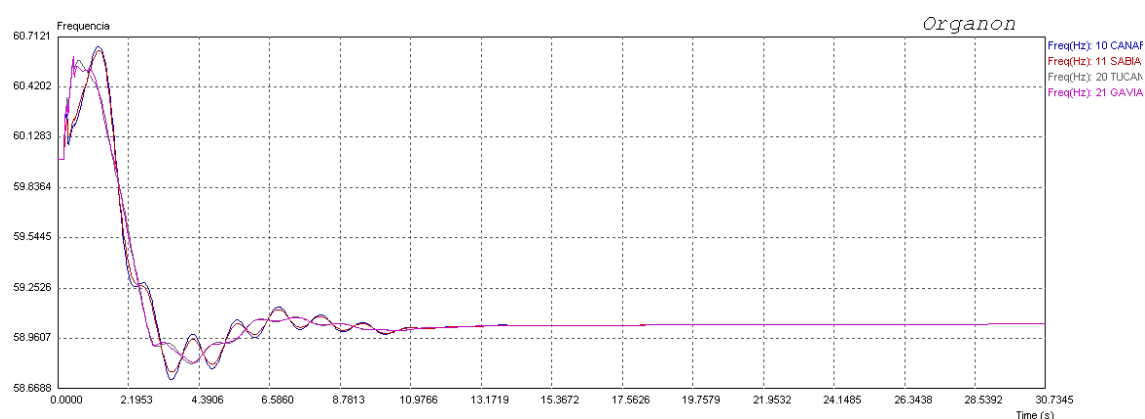


Figura 5.9: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.

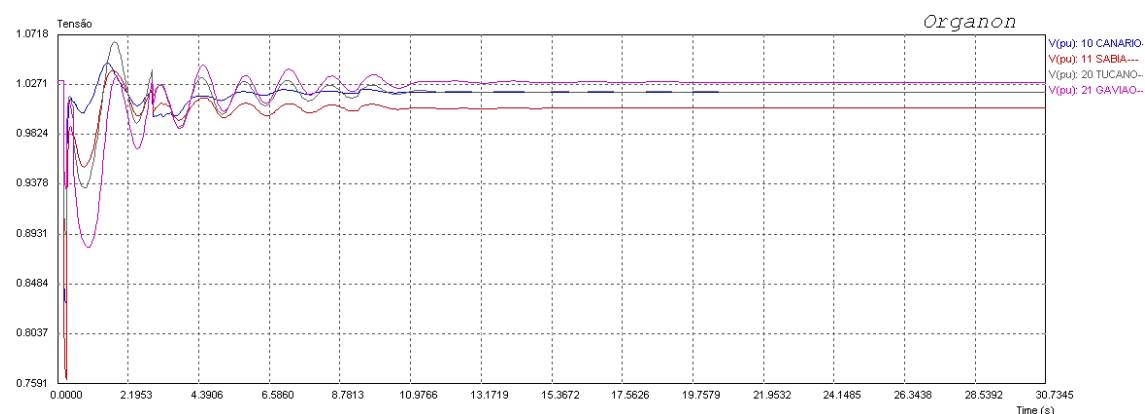


Figura 5.10: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.

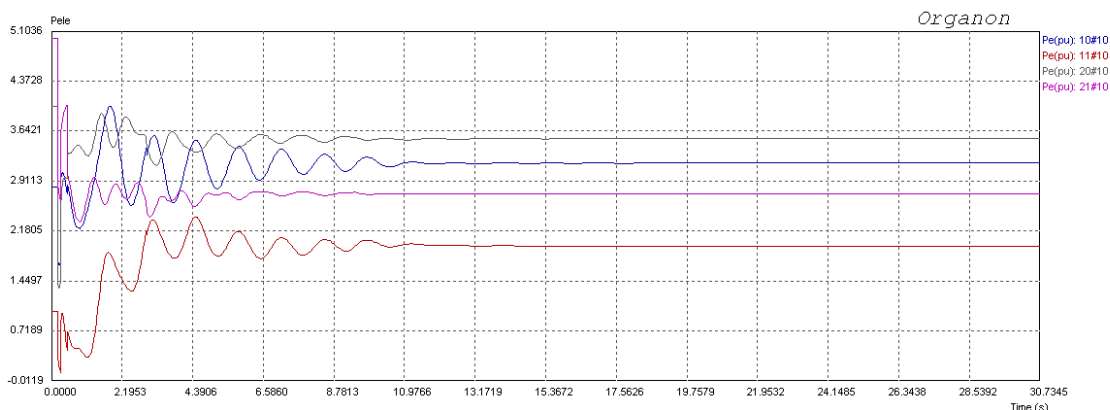


Figura 5.11: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 131 com EPS – Contingência 2.

Esquemas mais elaborados, com combinações de várias ações de controle serão exigidos quando a perturbação é mais severa. Por exemplo, um curto-circuito do tipo trifásico e aumentando o tempo de exposição em 200 milissegundos para a contingência 11 da Tabela 5.6 resulta em uma perda de sincronismo entre as máquinas da rede BB, como mostra a Figura 5.12.

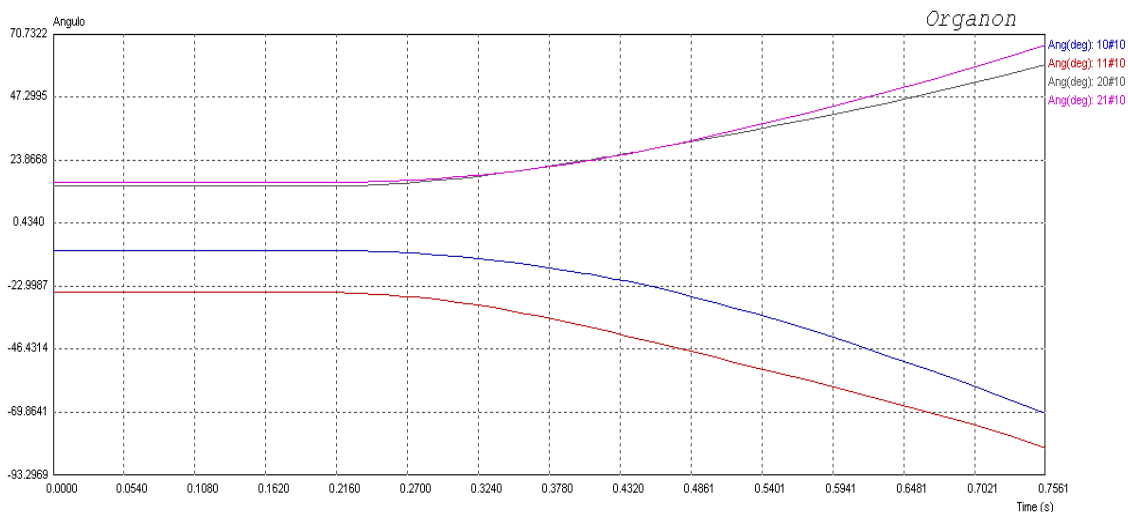


Figura 5.12: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1.

A estabilidade do sistema é alcançada mediante uma combinação de duas ações de controle, mais especificamente esquemas de corte de geração de uma unidade geradora em Tucano (Barra 20) e outras duas unidades geradoras em Gavião (Barra 21) e ainda a separação das Áreas 1 e 2 com

abertura do ramo 180-190#1 com atuação em 200 milissegundos após a eliminação da falta, garantindo a integridade da rede como ilustra as figuras 5.13 a 5.16.

Nesta simulação, a proteção por subfrequência atuou apenas no corte de carga na Área 1 nos cinco estágios definidos na Tabela 5.3, mantendo a frequência dentro dos limites operacionais.

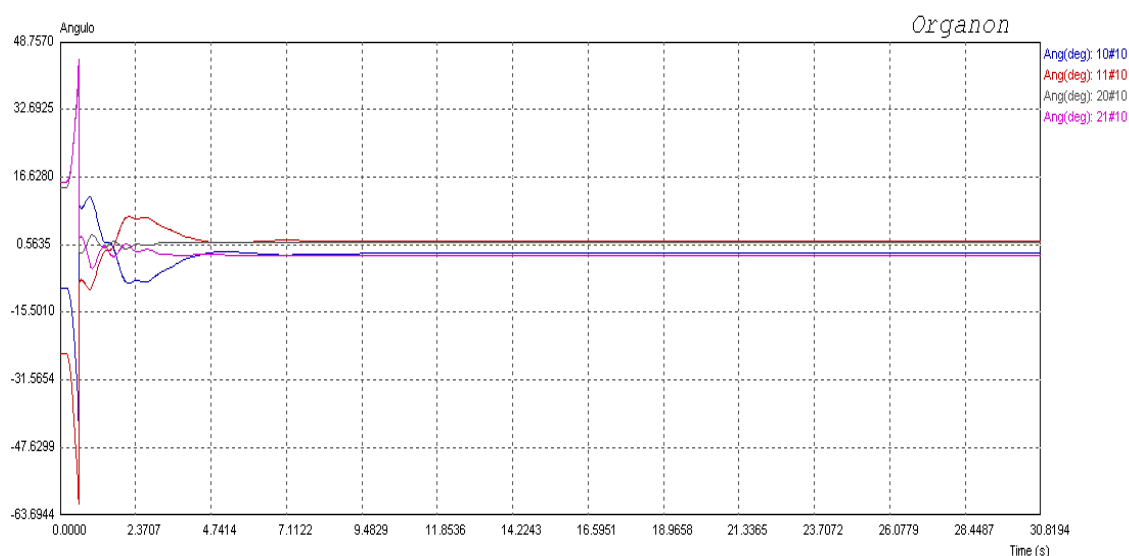


Figura 5.13: Trajetórias angulares [graus] das máquinas para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.

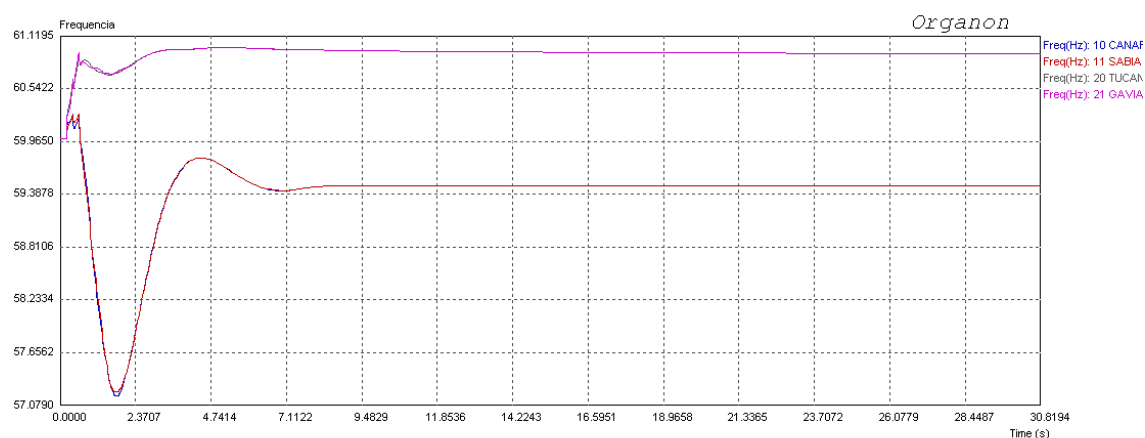


Figura 5.14: Excursões de frequência [Hz] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.

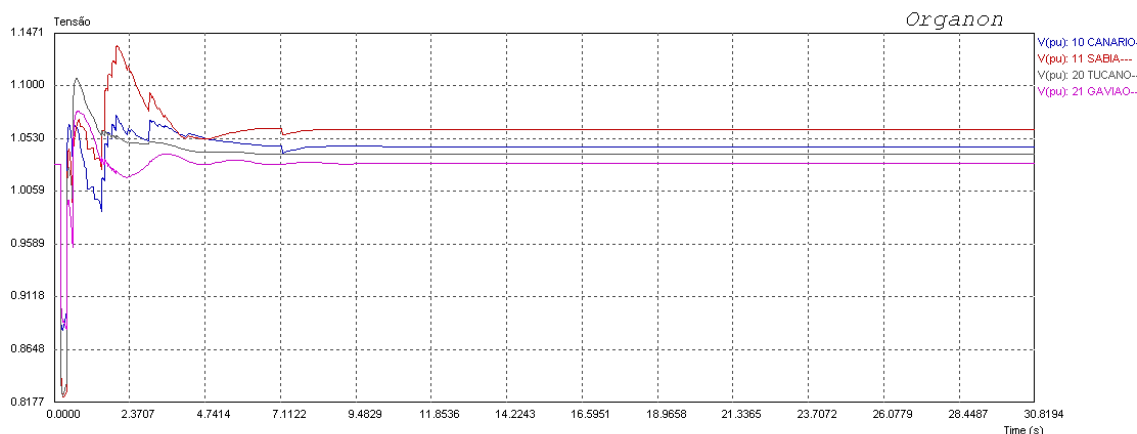


Figura 5.15: Variação de tensão [pu] nas barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.

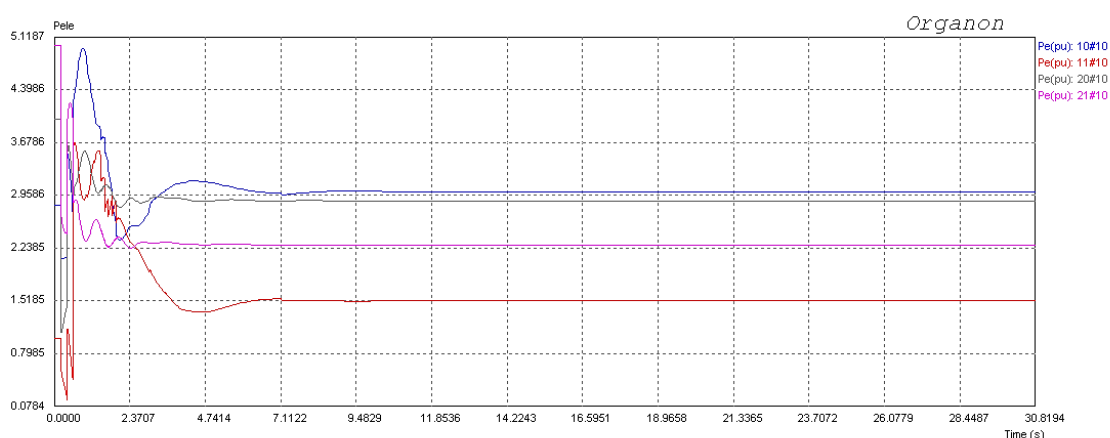


Figura 5.16: Potência Elétrica [pu] das barras de geração para a falta trifásica na Barra 222 e eliminação desta em 200 ms com saída do ramo 221-222#1 com EPS.

5.5 COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo apresentou a avaliação da criticidade de subestações, do ponto de vista dinâmico, agora utilizando os Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS) para manter a integridade da rede quando se está submetido a perturbações que levam a instabilidade do sistema, sendo uma solução viável técnica e economicamente sem a necessidade de expandir o sistema, tornando a operação mais segura.

Este novo processo para classificar as subestações consiste em identificar quais eventos levam o sistema a instabilidade e a partir deste, elaborar ações automáticas para preservar a estabilidade. Os esquemas mais eficazes para este fim são a rejeição/corte de geração e ilhamentos quando há desbalanços de potência entre dois subsistemas, entre outros. Para utilizar estas ações, deve-se adicionar uma proteção de subfrequência, cortando uma porcentagem de carga em cada estágio quando não há reserva de potência disponível ou restrição de transmissão.

O sistema acadêmico *Brazilian Birds* foi testado e uma nova classificação é obtida, usando os EPS como meio de manter a integridade da rede. Os eventos considerados nesta classificação são curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, ponderando-os de acordo com sua probabilidade de ocorrência. Foi observada a efetividade destes esquemas através das simulações realizadas.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta, principalmente por identificar as possíveis fragilidades da rede de forma rápida e elaborar EPS onde são necessários aumentando a segurança de sistemas elétricos de potência.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Esta tese apresentou novas metodologias para classificar nós e subestações em sistemas elétricos de potência baseados nos desempenhos estático e dinâmico (estabilidade transitória) em sistemas elétricos de potência. A abordagem é capaz de oferecer um *ranking* de nós (i.e., barras) ou subestações, pelo qual os planejadores e operadores do sistema identificam as instalações mais propensas a receber novos investimentos.

No Capítulo 2 foi apresentada uma nova metodologia de classificação nodal, do ponto de vista estático, oferecendo uma lista consistente de classificação de nós ou barras. O processo de classificação estático é baseado na análise de todas as contingências “N-1” e “N-2”, considerando apenas equipamentos diretamente conectados a um dado nó. Programas de fluxo de potência ótimo linear DC com perdas são executados para cada evento de contingência, sua respectiva probabilidade de ocorrência calculada e a quantidade total de corte de carga são usadas como base para a construção de um índice de desempenho (estático) do nó (SPI); um valor que mede o quão crítico um nó é. O índice SPI de cada barra do sistema é avaliado e depois usado como critério final de classificação. Os resultados mostraram que a metodologia foi executada com sucesso e forneceu resultados de classificação consistentes, fornecendo listas mais realistas e práticas, de forma que os investimentos poderão ser bem alocados para melhorar o desempenho daquelas instalações que são mais propensas a contingências com cortes de carga consideráveis.

Uma nova metodologia de avaliação da criticidade nodal, do ponto de vista dinâmico (estabilidade transitória) foi mostrada no Capítulo 3, oferecendo uma lista consistente de classificação de nós ou barras considerando dois índices

de estabilidade/instabilidade, denominados AS (*Average Stability*) e ANU (*Average Number of Unstable events*), medindo o impacto de certos eventos padrões (curtos-circuitos monofásico e trifásico) nos circuitos ao redor de um correspondente nó da rede com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Este processo de classificação calcula margem de estabilidade transitória que, com razoável precisão, são uma característica fundamental para a automação e velocidade da avaliação de estabilidade transitória do sistema de potência, permitindo uma rápida análise da segurança em ambientes de tempo real ou próximo deste. Este processo é focado em uma nova abordagem para melhorar a consistência e a precisão do método SIME (*Single Machine Equivalent*). Os resultados demonstram que a metodologia foi executada com sucesso e forneceu resultados de classificação consistentes, alocando investimentos para melhorar o desempenho daquelas instalações mais propensas a problemas de estabilidade transitória.

No Capítulo 4 descreveu uma metodologia de classificação de subestações baseadas em índices de risco estático e dinâmico estendendo a discussão dos capítulos anteriores, avaliando as consequências para o sistema em falhas de equipamentos externos à subestação, i.e., não leva em conta os detalhes como equipamento específico, arranjos, etc. Contudo, a ferramenta está apta a considerar este detalhamento na classificação.

O processo de classificação de subestações consiste basicamente em identificar os vários elementos de transmissão e nós que compõem uma subestação através de um algoritmo de topologia de rede, e como a falha destes são combinados no cálculo dos indicadores estático e dinâmico de nós, obtendo novas listas de desempenho. A abordagem proposta e sua associada ferramenta computacional foram testadas e validadas com sucesso, fornecendo resultados consistentes para classificar instalações deficientes e mais propensas a receber investimentos. Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta em aplicações em redes elétricas reais.

Também, vale salientar que investimentos como reforços e ampliações na rede são distintos para as duas análises. Logo, uma vez definidos novos reforços baseados no desempenho estático, por exemplo, novos estudos devem ser efetuados considerando a estabilidade transitória, verificando se há deterioração dos índices em alguma subestação da rede. Além disso, como vários efeitos e impactos não são vistos nesta abordagem, outras análises devem ser realizadas, e.g., falhas em equipamentos dentro da subestação que resultam em perdas de vários terminais, contabilizando tanto o montante de corte de carga quanto o risco do sistema ser transitoriamente instável.

Por fim, o Capítulo 5 mostrou a avaliação da criticidade de subestações, do ponto de vista dinâmico, utilizando os Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS) para manter a integridade da rede quando se está submetido a perturbações que levam a instabilidade do sistema, sendo uma solução viável técnica e economicamente sem a necessidade de expandir o sistema, tornando a operação mais segura. Os esquemas mais eficazes para este fim e implementados neste trabalho são a rejeição/corte de geração e ilhamentos. Os eventos considerados nesta classificação são curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, ponderando-os de acordo com sua probabilidade de ocorrência. Foi observada a efetividade destes esquemas através das simulações realizadas.

Portanto, os resultados obtidos e o desempenho computacional do programa demonstram o potencial desta ferramenta, principalmente por identificar as possíveis fragilidades da rede de forma rápida e elaborar EPS onde são necessários aumentando a segurança de sistemas elétricos de potência.

Ainda existe um grande potencial para desenvolver novos estudos baseados nos índices de desempenho estático e dinâmico. Dentre as principais sugestões para trabalhos futuros podem-se citar as seguintes:

- Aplicação em sistemas reais de grande porte, por exemplo, o sistema brasileiro, utilizando a metodologia de classificação de subestações baseadas nos desempenhos estático e dinâmico;

- Para sistemas reais, definir limites aceitáveis, critérios e/ou padrões para os indicadores de desempenho estático e dinâmico das subestações do sistema;
- Avaliar a criticidade das subestações considerando vários despachos com carga leve, média, pesada;
- Avaliar a criticidade das subestações considerando diferentes condições hidrológicas, séries de ventos, etc.;
- Avaliar a criticidade das subestações do ponto de vista dinâmico considerando religamento com e sem sucesso;
- Desenvolver uma ferramenta capaz de trabalhar com processamento distribuído, cujo objetivo é reduzir o tempo computacional necessário para obter os índices de risco, principalmente se considerado a análise de sistemas de grande porte.

Finalmente, deve-se destacar que o desenvolvimento deste trabalho possibilitou a publicação de um artigo periódico, além da participação de um congresso nacional. Tais publicações são listadas a seguir:

Periódico Internacional:

A.M. Leite da Silva, J.L. Jardim, L.R. Lima, and Z.S. Machado Jr., "A Method for Ranking Critical Nodes in Power Networks Including Load Uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, p. 1341-1349, 2016.

Congresso Nacional:

L.R. Lima, A.M. Leite da Silva, J.L. Jardim e Z.S. Machado Jr., "Avaliação da Criticidade Estática e Dinâmica de Subestações em Sistemas Elétricos de Potência," *XXI CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Vitória, ES, 2016, pp. 725-731.

APÊNDICE A

DADOS DAS REDES ELÉTRICAS

Dados dos sistemas analisados nesta tese, no formato PSS/E, usada no programa de análise de sistemas de potência da Siemens Power Technologies International – PTI.

A.1 SISTEMA IEEE RTS-79

(.RAW) - Formato PSS/E30

```
0, 100.0, 30, 0, 0, 60.00 / PSS(R)E 30
System IEEE RTS - Report: IEEE Trans PAS - Vol.PAS-98 No 6 N

1, 'BUS__01', 138.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03500, -8.2600, 1
2, 'BUS__02', 138.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03500, -8.3500, 1
3, 'BUS__03', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.96210, -5.8000, 1
4, 'BUS__04', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.97830, -10.3200, 1
5, 'BUS__05', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98720, -10.6500, 1
6, 'BUS__06', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.95210, -13.0200, 1
7, 'BUS__07', 138.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03500, -8.6200, 1
8, 'BUS__08', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.97620, -11.9800, 1
9, 'BUS__09', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.96960, -7.6400, 1
10, 'BUS__10', 138.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.96720, -9.7500, 1
```

11, 'BUS__11	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	0.98080,	-2.1500,	1	
12, 'BUS__12	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	0.99010,	-1.4900,	1	
13, 'BUS__13	'	230.0000	3,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.02000,	0.0000,	1	
14, 'BUS__14	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	0.98000,	2.2200,	1	
15, 'BUS__15	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.01400,	11.5100,	1	
16, 'BUS__16	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.01700,	10.4000,	1	
17, 'BUS__17	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.03720,	14.8900,	1	
18, 'BUS__18	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.05000,	16.2400,	1	
19, 'BUS__19	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.02110,	8.9000,	1	
20, 'BUS__20	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.03680,	9.5300,	1	
21, 'BUS__21	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.05000,	17.0700,	1	
22, 'BUS__22	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.05000,	22.7200,	1	
23, 'BUS__23	'	230.0000	2,	0.000,	0.000,	1,	1,	1.05000,	10.5700,	1	
24, 'BUS__24	'	230.0000	1,	0.000,	0.000,	1,	1,	0.97640,	5.1800,	1	
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA											
1, '01'	1,	1,	1,	108.000,	22.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
2, '02'	1,	1,	1,	97.000,	20.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
3, '03'	1,	1,	1,	180.000,	37.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
4, '04'	1,	1,	1,	74.000,	15.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
5, '05'	1,	1,	1,	71.000,	14.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
6, '06'	1,	1,	1,	136.000,	28.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
7, '07'	1,	1,	1,	125.000,	25.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
8, '08'	1,	1,	1,	171.000,	35.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
9, '09'	1,	1,	1,	175.000,	36.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
10, '10'	1,	1,	1,	195.000,	40.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
13, '11'	1,	1,	1,	265.000,	54.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
14, '12'	1,	1,	1,	194.000,	39.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
15, '13'	1,	1,	1,	317.000,	64.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
16, '14'	1,	1,	1,	100.000,	20.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
18, '15'	1,	1,	1,	333.000,	68.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
19, '16'	1,	1,	1,	181.000,	37.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
20, '17'	1,	1,	1,	128.000,	26.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	0.000,	1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA											
1, '01'	172.000,	0.000,	80.000,	-50.000,	1.0350,	0,	500.000,	0.000,	1.000,	0.0000,	0.0000,
1.0000,	1,	100.0,	192.000,	0.000,	1,	1.000,	0,	0.000,	0,	0.000,	0.0000,
2, '02'	172.000,	0.000,	80.000,	-50.000,	1.0350,	0,	500.000,	0.000,	1.000,	0.0000,	0.0000,
1.0000,	1,	100.0,	192.000,	0.000,	1,	1.000,	0,	0.000,	0,	0.000,	0.0000,
7, '03'	240.000,	0.000,	180.000,	0.000,	1.0350,	0,	500.000,	0.000,	1.000,	0.0000,	0.0000,
1.0000,	1,	100.0,	300.000,	0.000,	1,	1.000,	0,	0.000,	0,	0.000,	0.0000,
13, '04'	190.500,	0.000,	240.000,	0.000,	1.0200,	0,	500.000,	0.000,	1.000,	0.0000,	0.0000,
1.0000,	1,	100.0,	591.000,	0.000,	1,	1.000,	0,	0.000,	0,	0.000,	0.0000,


```

    9,    11,    0,'1 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, '    ', 1, 1, 1.00000
0.23000E-02, 0.83900E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 400.00, 510.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
    9,    12,    0,'1 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, '    ', 1, 1, 1.00000
0.23000E-02, 0.83900E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 400.00, 510.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
    10,   11,    0,'1 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, '    ', 1, 1, 1.00000
0.23000E-02, 0.83900E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 400.00, 510.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
    10,   12,    0,'1 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, '    ', 1, 1, 1.00000
0.23000E-02, 0.83900E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 400.00, 510.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA
    1,    0,    0.000, 10.000, 'No Name '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DATA
0 / END OF VSC DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
    6, 0, 1.10000, 0.90000, 0, 100.00, '    ', -100.00, 1,-100.00, 1, 0.00
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS CONTROL DEVICE DATA
0 / END OF FACTS CONTROL DEVICE DATA

```

A.2 SISTEMA NEW ENGLAND (IEEE 39-BARRAS)

(.RAW) - Formato PSS/E32

```

0, 100.0, 32, 0, 0, 60.00 / PSS(R)E 32
SISTEMA NEW ENGLAND

1, 'bus#1', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 1.03598, -8.6645
2, 'bus#2', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 1.01930, -5.7379
3, 'bus#3', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99137, -8.7208
4, 'bus#4', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.95513, -9.7647
5, 'bus#5', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.95426, -8.6337
6, 'bus#6', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.95549, -7.8892
7, 'bus#7', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 0.94747, -10.3109
8, 'bus#8', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.94813, -10.8610
9, 'bus#9', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 1.00848, -10.6081
10, 'bus#10', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 0.96211, -5.0756
11, 'bus#11', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 0.95851, -6.0338
12, 'bus#12', 154.0000, 1, 2, 1, 1, 0.93901, -5.9943
13, 'bus#13', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.96041, -5.8370
14, 'bus#14', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.96102, -7.6012
15, 'bus#15', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.96898, -7.7427
16, 'bus#16', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.98820, -6.0736
17, 'bus#17', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99235, -7.3021
18, 'bus#18', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99051, -8.3070
19, 'bus#19', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 0.98980, -0.2695
20, 'bus#20', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 0.98705, -1.2553
21, 'bus#21', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99512, -3.5013
22, 'bus#22', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 1.02149, 1.2062
23, 'bus#23', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 1.02018, 0.9792
24, 'bus#24', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99647, -5.9490
25, 'bus#25', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 1.02824, -4.2547
26, 'bus#26', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 1.01765, -5.4501
27, 'bus#27', 345.0000, 1, 1, 1, 1, 0.99979, -7.5371
28, 'bus#28', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 1.01906, -1.7267
29, 'bus#29', 345.0000, 1, 2, 1, 1, 1.02056, 1.1902
30, 'bus#30', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 1.04750, -3.3090

```

```

31,'bus#31      ', 22.0000, 3, 2, 1, 1, 0.98200, 0.0000
32,'bus#32      ', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 0.98310, 2.8243
33,'bus#33      ', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 0.99720, 4.9271
34,'bus#34      ', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 1.01230, 3.9233
35,'bus#35      ', 22.0000, 2, 1, 1, 1, 1.04930, 6.1811
36,'bus#36      ', 22.0000, 2, 1, 1, 1, 1.06350, 8.9969
37,'bus#37      ', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 1.02780, 2.5481
38,'bus#38      ', 22.0000, 2, 2, 1, 1, 1.02650, 8.2688
39,'bus#39      ', 345.0000, 2, 2, 1, 1, 1.03000, -10.3498
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
3,'1 ' , 1, 1, 1, 322.000, 2.400, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
4,'1 ' , 1, 1, 1, 500.000, 184.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
7,'1 ' , 1, 2, 1, 233.800, 84.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
8,'1 ' , 1, 1, 1, 522.000, 176.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
12,'1 ' , 1, 2, 1, 7.500, 88.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
15,'1 ' , 1, 1, 1, 320.000, 153.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
16,'1 ' , 1, 1, 1, 329.000, 32.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
18,'1 ' , 1, 1, 1, 158.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
20,'1 ' , 1, 2, 1, 628.000, 103.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
21,'1 ' , 1, 1, 1, 274.000, 115.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
23,'1 ' , 1, 1, 1, 247.500, 84.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
24,'1 ' , 1, 1, 1, 308.600, -92.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
25,'1 ' , 1, 2, 1, 224.000, 47.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
26,'1 ' , 1, 1, 1, 139.000, 17.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
27,'1 ' , 1, 1, 1, 281.000, 75.500, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
28,'1 ' , 1, 2, 1, 206.000, 27.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
29,'1 ' , 1, 2, 1, 283.500, 26.900, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
31,'1 ' , 1, 2, 1, 9.200, 4.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
39,'1 ' , 1, 2, 1, 1104.000, 250.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA
0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA
30,'10', 250.000, 168.492, 99999.000, -9999.000, 1.0475, 0, 300.000, 0.0000, 1.0000, 0.0000, 0.0000,
1.0000, 1, 100.0, 9999.000, 0.000, 1, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000
31,'10', 524.352, 144.256, 99999.000, -9999.000, 0.9820, 0, 612.000, 0.0000, 1.0000, 0.0000, 0.0000,
1.0000, 1, 100.0, 9999.000, 0.000, 1, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000
32,'10', 650.000, 148.078, 99999.000, -9999.000, 0.9831, 0, 765.000, 0.0000, 1.0000, 0.0000, 0.0000,
1.0000, 1, 100.0, 9999.000, 0.000, 1, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000
33,'10', 632.000, 49.359, 99999.000, -9999.000, 0.9972, 0, 700.000, 0.0000, 1.0000, 0.0000, 0.0000,
1.0000, 1, 100.0, 9999.000, 0.000, 1, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000
34,'10', 508.000, 139.280, 99999.000, -9999.000, 1.0123, 0, 613.000, 0.0000, 1.0000, 0.0000, 0.0000,
1.0000, 1, 100.0, 9999.000, 0.000, 1, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000, 0, 0.000

```



```

10, 13,'0 ', 0.40000E-03, 0.43000E-02, 0.07290, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
13, 14,'0 ', 0.90000E-03, 0.10100E-01, 0.17230, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
14, 15,'0 ', 0.18000E-02, 0.21700E-01, 0.36600, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
15, 16,'0 ', 0.90000E-03, 0.94000E-02, 0.17100, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
16, 17,'0 ', 0.70000E-03, 0.89000E-02, 0.13420, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
16, 19,'0 ', 0.16000E-02, 0.19500E-01, 0.30400, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
16, 21,'0 ', 0.80000E-03, 0.13500E-01, 0.25480, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
16, 24,'0 ', 0.30000E-03, 0.59000E-02, 0.06800, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
17, 18,'0 ', 0.70000E-03, 0.82000E-02, 0.13190, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
17, 27,'0 ', 0.13000E-02, 0.17300E-01, 0.32160, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
21, 22,'0 ', 0.80000E-03, 0.14000E-01, 0.25650, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
22, 23,'0 ', 0.60000E-03, 0.96000E-02, 0.18460, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
23, 24,'0 ', 0.22000E-02, 0.35000E-01, 0.36100, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
25, 26,'0 ', 0.32000E-02, 0.32300E-01, 0.51300, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
26, 27,'0 ', 0.14000E-02, 0.14700E-01, 0.23960, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
26, 28,'0 ', 0.43000E-02, 0.47400E-01, 0.78020, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
26, 29,'0 ', 0.57000E-02, 0.62500E-01, 1.02900, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
28, 29,'0 ', 0.14000E-02, 0.15100E-01, 0.24900, 0.0, 0.0, 0.0, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 1, 1,
0.00, 0, 1.0000
0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2, 30, 0,'0 ', 1, 1, 1, 0.000, 0.000, 1, ' ', ' ', 1, 0, 1.00000
0.00000E+00, 0.18100E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
6, 31, 0,'0 ', 1, 1, 1, 0.000, 0.000, 1, ' ', ' ', 1, 0, 1.00000
0.00000E+00, 0.25000E-01, 100.000

```



```

    25,    37,    0,'0 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, ' ', 1, 0, 1.00000
0.60000E-03, 0.23200E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
    29,    38,    0,'0 ', 1, 1, 1,    0.000,    0.000, 1, ' ', 1, 0, 1.00000
0.80000E-03, 0.15600E-01, 100.000
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.00000, 1.00000, 0.00000, 0.00000, 33, 0,
0.00000, 0.00000
1.00000, 0.00000
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA
    1,    0,    0.000, 10.000, 'Areal '
    2,    0,    0.000, 10.000, 'No Name '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DATA
0 / END OF VSC DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS CONTROL DEVICE DATA
0 / END OF FACTS CONTROL DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA
Q / END OF DATA

```

(.DYN) – Arquivo de Dados Dinâmicos

```

!-----!
!-----!
!
!   ARQUIVO:           NEW ENGLAND 39 Barras
!
!   FORMATO:           ORGANON VERSÃO 1.4.7
!
!   ÚLTIMA ALTERAÇÃO EM .... 09/02/2012
!                       POR .... Mauricio Campos Passaro (ONS)
!                       Karen Salim
!
!-----!
!-----!

```

```

!
!-----!
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  30  4  0  11  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
2.134  0.319  0.224  2.049  0.478  0.224  0.0  300.  0.185  0.0  3.797  0.0330  0.438  5.8  0.0
0.0700  0.0943  0.4881 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) ( -E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
5.0  0.06  1  0.83  1  1  0.040  1  -4.16  5.2  2.8  0.0410  3.8
0.368  1  1 /
!GOV11 (-R>0--) (-T1>0-) (--T2--) (--T3--) (-Plim-) (--Ka--) (PmaxPU) (PminPU)
0.05  0.4  0.1  3  0.9  2  0.9  0.31 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  31  4  0  9  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.7241  0.2586  0.2029  1.6587  0.4524  0.2029  0.0  612  0.145  0.0  3.826  0.0225  0.5084  3.41  0.0
0.0225  0.14  0.48 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) ( -E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
6.2  0.05  1  0.83  1  1  0.114  0.5  -4.16  5.2  2.8  0.041  3.8
0.368  1  1 /
!GOV09 (-R>0--) (-T1>0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T2--) (-T3>0-)
0.05  0.49  15  0  2.1  7 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  32  4  0  15  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)

```

```

1.87      0.37      0.2805      1.74      0.467      0.2805      0.0      765      0.23      0.0      6.7      0.0350      0.41      6.05
0.0      0.070      0.1375      0.407/
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) (-E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
5      0.06      1      0.83      1      1      0.080      1      -4.16      5.2      2.8      0.041      3.8
0.368      1      1 /
!GOV15 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Pmax-) (-Pmin-)
0.0      0.0      0.02      0.673      3      0.45      14.3      0.7      1.0      10      0.5 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
33 4 0 12 0 0. 0. 0.05 0 0 10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H--) (--D--) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.86      0.282      0.233      1.81      0.466      0.233      0      700      0.164      0      5.8      0.035      1.2      3.6      0
0.0540      0.128      0.4576/
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) (-E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
5      0.06      1      0.83      1      1      0.080      1      -4.16      5.2      2.8      0.041      3.8
0.368      1      1 /
!GOV12 (--K---) (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (-Uo>0-) (-Uc<0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T4--) (--K1--) (--K2--) (--T5--) (--K3--) (--K4--) (--T6--) (--
K5--) (--K6--) (--T7--) (--K7--) (--K8--)
20      0.0      0.0      0.1      0.1      -0.5      10      0.4      0.32      0.27      0      10      0      0
0.13      0.25      0      0.12      0.48      0 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
34 4 0 9 0 0. 0. 0.05 0 0 10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H--) (--D--) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.7241      0.2586      0.2029      1.6587      0.4524      0.2029      0      613      0.145      0      3.826      0.0316      0.5084      3.41
0      0.0592      0.12      0.45 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) (-E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
40      0.02      1      0.83      1      1      0.030      1      -4.16      5.2      2.8      0.041      3.8
0.368      1      1 /
!GOV09 (-R>0--) (-T1>0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T2--) (-T3>0-)
0.05      0.49      27      0.4      2.1      7 /
!-----!

```

```

!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  35  4  0  9  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
  1.834  0.419  0.314  1.798  0.83  0.314  0  798  0.26  0  5.318  0.0530  0.97  5.016  0
    0.039  0.0833  0.362 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) ( -E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
  5  0.02  1  0.83  1  1  0.0605  1.246  -4.16  5.2  2.8  0.041  3.8  0.368
  1  1 /
!GOV09 (-R>0--) (-T1>0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T2--) (-T3>0-)
  0.05  0.49  33  0.4  2.1  7 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  36  4  0  12  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
  1.84  0.28  0.215  1.77  0.478  0.215  0  660  0.155  0  3.8  0.0340  0.52
  3.141  0  0.0582  0.1231  0.4737/
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) ( -E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
  40  0.02  1  0.83  1  1  0.030  1  -4.16  5.2  2.8  0.041  3.8
  0.368  1  1 /
!GOV12 (--K---) (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (-Uo>0-) (-Uc<0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T4--) (--K1--) (--K2--) (--T5--) (--K3--) (--K4--) (--T6--) (--
K5--) (--K6--) (--T7--) (--K7--) (--K8--)
  20  0.0  0.0  0.1  0.1  -0.5  10  0.42  0.347  0.3  0  7  0.2  0
    0.6  0.5  0  0  0 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
  37  4  0  12  0  0.  0.  0.05  0  0  10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
  1.84  0.28  0.215  1.77  0.478  0.215  0  660  0.155  0  3.8  0.0340  0.52
  3.141  0  0.0582  0.1231  0.4737/

```

```

!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1-) (S[E1]-) (-E2-) (S[E2]-) (-Tc1-) (-
Tb1--)
0.368 1 5 0.02 1 0.83 1 1 0.04635 1.26 -4.16 5.2 2.8 0.041 3.8
1 /
!GOV12 (--K---) (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (-Uo>0-) (-Uc<0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T4--) (--K1--) (--K2--) (--T5--) (--K3--) (--K4--) (--T6--) (--
K5--) (--K6--) (--T7--) (--K7--) (--K8--)
20 0.0 0.0 0.1 0.1 -0.5 10 0.42 0.347 0.3 0 7 0.2 0
0.6 0.5 0 0 0 0 /
!-----!
!
!-----!
SM05
! (No ) AVR PSS GOV (Bcr1 ( Rc ) ( Xc ) ( Tr ) UEL OEL GRP 'xxxxxxxx'
38 4 0 15 0 0. 0. 0.05 0 0 10 ' ' ' '
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (Sbase-) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (--H---) (--D---) (-
Tlld-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.643 0.3169 0.246 1.573 0.4793 0.246 0 1151 0.1922 0 7.61 0.0430 0.84 5.32 0
0.0650 0.1071 0.5235/
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1-) (S[E1]-) (-E2-) (S[E2]-) (-Tc1-) (-
Tb1--)
0.368 1 40 0.02 1 0.83 1 1 0.030 1 -4.16 5.2 2.8 0.041 3.8
1 /
!GOV15 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Pmax-) (-Pmin-)
0 0 0.02 0.673 3 0.45 14.3 0.7 1 10 0.5 /
!-----!
!
!-----!
SM01
! (No ) GOV GRP 'xxxxxxxx'
39 0 10 ' '
!SM01 (--Xd--) (--Ra--) (Sbase-) (--Xt--) (--H---) (--D---)
0.005 0 1000 0 500.0 10.0/
!-----!
!
!-----!
-999/
-999/
-999/

```

APÊNDICE B

RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE

NODAL PARA O SISTEMA BB

B.1 CASO 1

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-1"

EVENTO	PROBABILIDADE	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:11-110-1	8,9080E-05	200,00		200,00		Gen. Loss
TRAF:130-134-1	8,9080E-05	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-2	8,9080E-05	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-135-1	8,9080E-05	110,00		110,00		Load Loss
L.T.:134-140-1	2,8570E-03	70,00		70,00		Load Loss
TRAF:10-100-1	8,9080E-05	357,20		357,20		Gen. Loss
TRAF:120-121-1	8,9080E-05	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:150-151-1	8,9080E-05	110,97	F	110,97	F	
TRAF:170-171-1	8,9080E-05	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:181-1180-1	8,9080E-05	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:180-1180-1	8,9080E-05	130,00		130,00		Interconnect
TRAF:160-161-1	8,9080E-05	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:190-191-1	8,9080E-05	90,00		90,00		Load Loss
TRAF:20-200-1	8,9080E-05	400,00		400,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	8,9080E-05	300,00		300,00		Gen. Loss
TRAF:220-224-1	8,9080E-05	110,00		110,00		Load Loss
L.T.:230-240-1	2,6993E-04	90,00		90,00		Load Loss
TRAF:250-251-1	8,9080E-05	80,00		80,00		Load Loss

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-2"

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:112-1110-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	90,59		90,59		Isolated Bus
TRAF:11-110-1	TRAF:110-111-1	8,1338e-09	200,00		200,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	TRAF:110-1110-1	8,1338e-09	200,00		200,00		Gen. Loss

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:11-110-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	200,00		200,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	200,00		200,00		Gen. Loss
TRAF:110-111-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	87,13		87,13		Load Loss
TRAF:110-1110-1	TRAF:112-1110-1	8,1338e-09	90,59		90,59		Interconnect
DSER:131-132-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	132,70		132,70		Isolated Bus
TRAF:132-1130-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	132,70		132,70		Isolated Bus
TRAF:130-134-1	TRAF:130-134-2	8,1338e-09	71,84		71,84		Interconnect
TRAF:130-134-1	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	158,24		158,24		Load Loss
TRAF:130-134-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-2	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	133,60		133,60		Load Loss
TRAF:130-134-2	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,84	F	1,84	F	
TRAF:130-135-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	132,70		132,70		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:130-134-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,84		71,84		Load Loss
TRAF:130-134-2	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,84		71,84		Load Loss
TRAF:130-1130-1	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	132,70		132,70		Interconnect
TRAF:10-100-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	357,20		357,20		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	357,20		357,20		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	357,20		357,20		Gen. Loss
L.T.:100-120-1	L.T.:100-150-1	9,9623e-07	45,56	F	0	F	
L.T.:100-120-1	L.T.:100-150-2	9,9623e-07	45,56	F	0	F	
L.T.:100-150-1	L.T.:100-150-2	1,9099e-06	48,03	F	0	F	
TRAF:120-121-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	157,93		157,93		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	134,77		134,77		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	134,77		134,77		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	128,40		128,40		Load Loss
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	110,97	F	110,97	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	110,97	F	110,97	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	110,97	F	110,97	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	110,97	F	110,97	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	110,97	F	110,97	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	110,97	F	110,97	F	
TRAF:170-171-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	46,51		46,51		Load Loss
TRAF:170-171-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	46,51		46,51		Load Loss
L.T.:111-170-1	L.T.:160-170-1	9,4961e-08	46,51		46,51		Interconnect

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:180-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:180-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	130,00		130,00		Interc. Load
L.T.:112-180-1	L.T.:180-190-1	1,3626e-07	130,00		130,00		Interconnect
TRAF:180-1180-1	TRAF:181-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	129,51		129,51		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	129,51		129,51		Load Loss
L.T.:180-190-1	L.T.:190-231-1	5,4840e-07	129,51		129,51		Interconnect
TRAF:20-200-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-1	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-2	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	
L.T.:200-220-1	L.T.:200-220-2	4,1057e-07	183,79	NF	0	F	
TRAF:21-210-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	327,82		327,82		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-1	5,4176e-08	300,00		300,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-2	5,4176e-08	300,00		300,00		Gen. Loss
L.T.:210-260-1	L.T.:210-260-2	3,6084e-07	139,66	F	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	133,75		133,75		Isolated Bus
TRAF:222-1220-1	DSER:221-222-1	8,9089e-09	133,75		133,75		Isolated Bus
TRAF:220-224-1	TRAF:220-1220-1	8,1338e-09	243,75		243,75		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	178,04		178,04		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	178,04		178,04		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	222,33		222,33		Load Loss
TRAF:220-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	57,85	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	TRAF:222-1220-1	8,1338e-09	133,75		133,75		Interconnect
TRAF:231-1230-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	130,04		130,04		Isolated Bus
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4646e-08	220,92		220,92		Load Loss
L.T.:220-230-1	L.T.:230-240-1	1,8435e-07	109,14		109,14		Load Loss
L.T.:230-240-1	L.T.:230-250-1	1,1866e-07	111,77		111,77		Load Loss
TRAF:230-1230-1	TRAF:231-1230-1	8,1338e-09	130,04		130,04		Interconnect
TRAF:250-251-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	193,98		193,98		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-1	2,6456e-08	96,99		96,99		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-2	2,6456e-08	96,99		96,99		Load Loss

CLASSIFICAÇÃO ESTÁTICA DE NÓS

COMPLETO				SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 2)			
NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
134	4,0063E-01	7,6131E-05	4,0071E-01	134	2,0032E-01	3,8066E-05	2,0036E-01
140	3,9998E-01	0	3,9998E-01	140	1,9999E-01	0	1,9999E-01
200	7,1264E-02	2,4522E-04	7,1509E-02	200	3,5632E-02	6,6702E-05	3,5699E-02
20	7,1264E-02	0	7,1264E-02	20	3,5632E-02	0	3,5632E-02
100	6,3639E-02	4,0703E-04	6,4046E-02	100	3,1819E-02	1,1226E-04	3,1932E-02
10	6,3639E-02	0	6,3639E-02	10	3,1819E-02	0	3,1819E-02
210	5,3448E-02	1,4896E-04	5,3597E-02	210	2,6724E-02	4,9283E-05	2,6773E-02
21	5,3448E-02	0	5,3448E-02	21	2,6724E-02	0	2,6724E-02
230	4,8587E-02	7,7654E-05	4,8664E-02	230	2,4293E-02	3,8827E-05	2,4332E-02
240	4,8587E-02	0	4,8587E-02	240	2,4293E-02	0	2,4293E-02
1180	4,6322E-02	4,2296E-06	4,6326E-02	1180	2,3161E-02	2,1148E-06	2,3163E-02
110	3,5632E-02	4,1199E-05	3,5673E-02	110	1,7816E-02	2,0600E-05	1,7837E-02
11	3,5632E-02	0	3,5632E-02	11	1,7816E-02	0	1,7816E-02
180	2,3161E-02	5,4618E-05	2,3215E-02	180	1,1580E-02	2,7309E-05	1,1608E-02
181	2,3161E-02	0	2,3161E-02	181	1,1580E-02	0	1,1580E-02
120	2,1379E-02	1,1384E-04	2,1493E-02	120	1,0690E-02	5,6921E-05	1,0747E-02
121	2,1379E-02	0	2,1379E-02	121	1,0690E-02	0	1,0690E-02
130	2,0253E-02	6,4313E-05	2,0318E-02	130	1,0127E-02	3,2156E-05	1,0159E-02
150	1,9770E-02	1,8972E-04	1,9960E-02	150	9,8852E-03	4,8992E-05	9,9342E-03
151	1,9770E-02	2,2203E-05	1,9793E-02	151	9,8852E-03	1,1101E-05	9,8963E-03
220	1,9598E-02	1,5115E-04	1,9749E-02	220	9,7988E-03	3,6086E-05	9,8349E-03
135	1,9598E-02	0	1,9598E-02	135	9,7988E-03	0	9,7988E-03
224	1,9598E-02	0	1,9598E-02	224	9,7988E-03	0	9,7988E-03
190	1,6034E-02	1,7760E-04	1,6212E-02	190	8,0172E-03	8,8801E-05	8,1060E-03
191	1,6034E-02	0	1,6034E-02	191	8,0172E-03	0	8,0172E-03
250	1,4253E-02	2,5456E-05	1,4278E-02	250	7,1264E-03	1,2728E-05	7,1391E-03
251	1,4253E-02	0	1,4253E-02	251	7,1264E-03	0	7,1264E-03
170	7,1264E-03	1,4067E-05	7,1405E-03	170	3,5632E-03	7,0335E-06	3,5702E-03
160	7,1264E-03	1,0602E-05	7,1370E-03	160	3,5632E-03	5,3012E-06	3,5685E-03
161	7,1264E-03	0	7,1264E-03	161	3,5632E-03	0	3,5632E-03
171	7,1264E-03	0	7,1264E-03	171	3,5632E-03	0	3,5632E-03
260	0	5,0396E-05	5,0396E-05	221	0	2,3207E-05	2,3207E-05
221	0	4,6415E-05	4,6415E-05	131	0	2,3025E-05	2,3025E-05
131	0	4,6050E-05	4,6050E-05	231	0	1,0982E-05	1,0982E-05
231	0	2,1963E-05	2,1963E-05	111	0	2,0713E-06	2,0713E-06
111	0	4,1427E-06	4,1427E-06	112	0	1,9009E-06	1,9009E-06
112	0	3,8018E-06	3,8018E-06	222	0	1,1916E-06	1,1916E-06
222	0	2,3831E-06	2,3831E-06	132	0	1,1822E-06	1,1822E-06
132	0	2,3644E-06	2,3644E-06	1220	0	1,0879E-06	1,0879E-06
1220	0	2,1758E-06	2,1758E-06	1130	0	1,0794E-06	1,0794E-06

NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
1130	0	2,1587E-06	2,1587E-06	1230	0	1,0577E-06	1,0577E-06
1230	0	2,1154E-06	2,1154E-06	1110	0	7,3684E-07	7,3684E-07
1110	0	1,4737E-06	1,4737E-06	-	-	-	-

CLASSIFICAÇÃO DE NÓS (ESTABILIDADE TRANSITÓRIA) – Caso 1

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
222	0	0,1060	100	0	0,1201	222	0	0,1064
221	0	0,0960	222	0	0,1145	221	0	0,0964
231	0	0,0790	221	0	0,1045	231	0	0,0795
10	0	0,0745	131	0	0,0905	131	0	0,0753
131	0	0,0745	231	0	0,0895	10	0	0,0747
1220	0	0,0707	10	0	0,0780	100	0	0,0710
112	0	0,0685	1220	0	0,0763	1220	0	0,0710
100	0	0,0684	11	0	0,0750	112	0	0,0678
1230	0	0,0620	1230	0	0,0748	1230	0	0,0626
20	0	0,0615	132	0	0,0680	20	0	0,0584
1110	0	0,0578	150	0	0,0643	1110	0	0,0573
132	0	0,0535	120	0	0,0611	132	0	0,0542
11	0	0,0530	110	0	0,0606	11	0	0,0541
21	0	0,0480	112	0	0,0542	21	0	0,0456
110	0	0,0425	1130	0	0,0537	110	0	0,0434
1130	0	0,0397	200	0	0,0511	1130	0	0,0404
150	0	0,0346	151	0	0,0498	150	0	0,0361
220	0	0,0331	1110	0	0,0485	210	0	0,0338
210	0	0,0330	210	0	0,0480	190	0	0,0329
190	0	0,0322	250	0	0,0477	151	0	0,0326
151	0	0,0317	190	0	0,0467	220	0	0,0326
180	0	0,0315	260	0	0,0417	180	0	0,0319
230	0	0,0270	130	0	0,0401	230	0	0,0276
130	0	0,0230	180	0	0,0392	130	0	0,0239
120	0	0,0215	230	0	0,0389	120	0	0,0235
250	0	0,0195	121	0	0,0360	250	0	0,0209
111	0	0,0183	111	0	0,0337	111	0	0,0191
260	0	0,0175	170	0	0,0280	260	0	0,0187
160	0	0,0155	113	0	0,0270	200	0	0,0171
200	0	0,0153	160	0	0,0266	160	0	0,0161
113	0	0,0130	220	0	0,0225	113	0	0,0137
170	0	0,0125	182	0	0,0200	170	0	0,0133
182	0	0,0095	133	0	0,0185	182	0	0,0100
133	0	0,0085	232	0	0,0150	133	0	0,0090

NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
134	0	0,0060	134	0	0,0123	134	0	0,0063
1180	0	0,0037	191	0	0,0080	1180	0	0,0039
–	–	–	1180	0	0,0073	121	0	0,0018
–	–	–	–	–	–	232	0	0,0008
–	–	–	–	–	–	191	0	0,0004

CLASSIFICAÇÃO DE NÓS (ESTABILIDADE TRANSITÓRIA) – Caso 1.a

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
222	0	0,1100	100	0,7500	0,4836	100	0,0375	0,1024
221	0	0,0980	222	0	0,1240	222	0	0,1107
1220	0	0,0855	11	0	0,1225	221	0	0,0987
231	0	0,0855	150	0	0,1189	1220	0	0,0866
131	0	0,0850	131	0	0,1125	131	0	0,0864
10	0	0,0825	221	0	0,1120	231	0	0,0863
100	0	0,0823	110	0	0,1087	10	0	0,0824
11	0	0,0785	1220	0	0,1082	11	0	0,0807
1230	0	0,0667	120	0	0,1076	1230	0	0,0672
132	0	0,0645	231	0	0,1010	132	0	0,0661
110	0	0,0626	151	0	0,0968	110	0	0,0649
120	0	0,0618	132	0	0,0960	120	0	0,0641
150	0	0,0611	130	0	0,0891	150	0	0,0640
220	0	0,0551	1130	0	0,0822	220	0	0,0536
1130	0	0,0508	10	0	0,0800	1130	0	0,0524
130	0	0,0484	200	0	0,0785	130	0	0,0504
190	0	0,0478	1230	0	0,0777	151	0	0,0497
151	0	0,0472	160	0	0,0763	190	0	0,0488
1110	0	0,0415	121	0	0,0690	160	0	0,0429
160	0	0,0411	190	0	0,0685	1110	0	0,0420
111	0	0,0385	111	0	0,0678	111	0	0,0400
180	0	0,0382	170	0	0,0637	180	0	0,0390
170	0	0,0365	161	0	0,0630	170	0	0,0379
210	0	0,0330	210	0	0,0625	210	0	0,0345
230	0	0,0321	223	0	0,0560	230	0	0,0325
161	0	0,0300	180	0	0,0547	161	0	0,0316
200	0	0,0280	113	0	0,0535	200	0	0,0305
113	0	0,0275	1110	0	0,0517	113	0	0,0288
112	0	0,0215	260	0	0,0462	112	0	0,0227
171	0	0,0210	112	0	0,0447	171	0	0,0222
182	0	0,0205	171	0	0,0440	182	0	0,0215
133	0	0,0175	133	0	0,0420	133	0	0,0187

NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
134	0	0,0172	182	0	0,0410	134	0	0,0182
250	0	0,0170	230	0	0,0402	250	0	0,0180
260	0	0,0153	134	0	0,0367	260	0	0,0168
135	0	0,0130	250	0	0,0364	135	0	0,0141
1180	0	0,0117	240	0	0,0360	1180	0	0,0119
140	0	0,0085	135	0	0,0355	140	0	0,0092
–	–	–	220	0	0,0245	121	0	0,0035
–	–	–	140	0	0,0230	223	0	0,0028
–	–	–	191	0	0,0220	240	0	0,0018
–	–	–	1180	0	0,0148	191	0	0,0011

CLASSIFICAÇÃO DE NÓS (ESTABILIDADE TRANSITÓRIA) – Caso 1.b

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
100	0	0,1442	150	1,0000	0,6617	150	0,0500	0,1428
150	0	0,1155	100	0,7500	0,7668	100	0,0375	0,1753
11	0	0,1150	200	0,7500	0,7012	200	0,0375	0,1076
222	0	0,1115	120	0,2000	0,1826	120	0,0100	0,1023
10	0	0,1010	11	0	0,1955	11	0	0,1190
110	0	0,1001	130	0	0,1800	222	0	0,1126
131	0	0,0985	151	0	0,1775	131	0	0,1019
120	0	0,0981	131	0	0,1655	10	0	0,0992
221	0	0,0960	160	0	0,1360	110	0	0,0973
231	0	0,0912	121	0	0,1345	221	0	0,0966
1220	0	0,0883	222	0	0,1340	231	0	0,0924
20	0	0,0820	210	0	0,1328	1220	0	0,0884
151	0	0,0810	132	0	0,1300	151	0	0,0858
1230	0	0,0797	1130	0	0,1208	130	0	0,0837
130	0	0,0786	170	0	0,1183	1230	0	0,0809
210	0	0,0774	161	0	0,1145	210	0	0,0802
21	0	0,0765	231	0	0,1145	132	0	0,0787
200	0	0,0764	111	0	0,1110	20	0	0,0779
132	0	0,0760	221	0	0,1083	160	0	0,0728
160	0	0,0695	1230	0	0,1033	21	0	0,0727
111	0	0,0640	180	0	0,1000	111	0	0,0664
1130	0	0,0628	1110	0	0,0997	1130	0	0,0657
190	0	0,0623	190	0	0,0985	121	0	0,0652
121	0	0,0615	112	0	0,0980	170	0	0,0643
170	0	0,0615	1220	0	0,0910	190	0	0,0641
220	0	0,0546	113	0	0,0880	161	0	0,0570
161	0	0,0540	133	0	0,0770	220	0	0,0550

NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
230	0	0,0520	171	0	0,0755	230	0	0,0520
113	0	0,0445	182	0	0,0670	113	0	0,0467
260	0	0,0415	223	0	0,0665	260	0	0,0426
180	0	0,0390	1180	0	0,0660	180	0	0,0421
171	0	0,0390	135	0	0,0660	171	0	0,0408
1110	0	0,0368	10	0	0,0640	1110	0	0,0399
182	0	0,0340	260	0	0,0628	182	0	0,0357
1180	0	0,0312	220	0	0,0626	1180	0	0,0329
134	0	0,0303	181	0	0,0625	112	0	0,0326
135	0	0,0300	134	0	0,0623	134	0	0,0319
112	0	0,0292	230	0	0,0521	135	0	0,0318
181	0	0,0280	110	0	0,0444	133	0	0,0305
133	0	0,0280	191	0	0,0400	181	0	0,0297
250	0	0,0276	140	0	0,0390	250	0	0,0273
140	0	0,0195	251	0	0,0360	140	0	0,0205
232	0	0,0175	232	0	0,0360	232	0	0,0184
191	0	0,0165	250	0	0,0218	191	0	0,0177
251	0	0,0165	224	0	0,0165	251	0	0,0175
240	0	0,0090	240	0	0,0145	240	0	0,0093
-	-	-	-	-	-	223	0	0,0033
-	-	-	-	-	-	224	0	0,0008

B.2 CASO 2

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-1"

EVENTO	PROBABILIDADE	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:11-110-1	8,9080E-05	100,00		100,00		Gen. Loss
DSE:131-132-1	9,7570E-05	73,76	NF	0	F	
L.T.:131-221-1	1,7350E-03	76,68	NF	0	F	
TRAF:132-1130-1	8,9080E-05	73,76	NF	0	F	
TRAF:130-134-1	8,9080E-05	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	8,9080E-05	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-135-1	8,9080E-05	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:130-1130-1	8,9080E-05	73,76	NF	0	F	
L.T.:134-140-1	2,8570E-03	70,00		70,00		Load Loss
TRAF:10-100-1	8,9080E-05	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:120-121-1	8,9080E-05	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:150-151-1	8,9080E-05	111,16	F	111,16	F	
TRAF:170-171-1	8,9080E-05	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:181-1180-1	8,9080E-05	130,00		130,00		Load Loss

EVENTO	PROBABILIDADE	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:180-1180-1	8,9080E-05	130,00		130,00		Interconnect
TRAF:160-161-1	8,9080E-05	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:190-191-1	8,9080E-05	90,00		90,00		Load Loss
L.T.:190-231-1	9,2486E-04	76,68	NF	0	F	
TRAF:20-200-1	8,9080E-05	400,00		400,00		Gen. Loss
L.T.:200-220-1	6,3289E-04	95,46	NF	0	F	
L.T.:200-220-2	6,3289E-04	95,46	NF	0	F	
TRAF:21-210-1	8,9080E-05	500,00		500,00		Gen. Loss
L.T.:210-260-1	5,9333E-04	74,23	F	0	F	
L.T.:210-260-2	5,9333E-04	74,23	F	0	F	
DSER:221-222-1	9,7570E-05	76,68	NF	0	F	
TRAF:222-1220-1	8,9080E-05	76,68	NF	0	F	
TRAF:220-224-1	8,9080E-05	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:220-1220-1	8,9080E-05	76,68	NF	0	F	
TRAF:231-1230-1	8,9080E-05	76,68	NF	0	F	
TRAF:230-1230-1	8,9080E-05	76,68	NF	0	F	
L.T.:230-240-1	2,6993E-04	90,00		90,00		Load Loss
TRAF:250-251-1	8,9080E-05	80,00		80,00		Load Loss

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-2"

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:112-1110-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	3,97		3,97		Isolated Bus
TRAF:11-110-1	TRAF:110-111-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	TRAF:110-1110-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	123,07		123,07		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	100,00		100,00		Gen. Loss
TRAF:110-111-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	93,67		93,67		Load Loss
TRAF:110-1110-1	TRAF:112-1110-1	8,1338e-09	3,97		3,97		Interconnect
DSER:131-132-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	215,83		215,83		Isolated Bus
TRAF:132-1130-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	215,83		215,83		Isolated Bus
TRAF:130-134-1	TRAF:130-134-2	8,1338e-09	71,93		71,93		Interconnect
TRAF:130-134-1	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	158,30		158,30		Load Loss
TRAF:130-134-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	133,63		133,63		Load Loss
TRAF:130-134-2	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:130-135-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	215,83		215,83		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	133,16		133,16		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	115,37		115,37		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	115,37		115,37		Load Loss
TRAF:130-1130-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	73,85	NF	0	F	
TRAF:130-1130-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	
TRAF:130-1130-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,93		71,93		Load Loss
TRAF:130-134-2	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,93		71,93		Load Loss
TRAF:130-1130-1	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	215,83		215,83		Interconnect
TRAF:10-100-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	120,78		120,78		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	131,47		131,47		Load Loss
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	111,16	F	111,16	F	
TRAF:170-171-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	52,81		52,81		Load Loss
TRAF:170-171-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	52,81		52,81		Load Loss
L.T.:111-170-1	L.T.:160-170-1	9,4961e-08	52,81		52,81		Interconnect
TRAF:180-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:180-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	130,00		130,00		Interc. Load
L.T.:112-180-1	L.T.:180-190-1	1,3626e-07	130,00		130,00		Interconnect
TRAF:180-1180-1	TRAF:181-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	216,38		216,38		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	216,38		216,38		Load Loss
L.T.:180-190-1	L.T.:190-231-1	5,4840e-07	216,38		216,38		Interconnect
TRAF:20-200-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	466,68		466,68		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-1	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-2	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	
L.T.:200-220-1	L.T.:200-220-2	4,1057e-07	366,54	NF	0	F	

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:21-210-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	500,00		500,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-1	5,4176e-08	500,00		500,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-2	5,4176e-08	500,00		500,00		Gen. Loss
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-1	3,4089e-07	150,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-2	3,4089e-07	150,00	NF	0	F	
L.T.:210-260-1	L.T.:210-260-2	3,6084e-07	199,01	NF	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	218,76		218,76		Isolated Bus
TRAF:222-1220-1	DSER:221-222-1	8,9089e-09	218,76		218,76		Isolated Bus
TRAF:220-224-1	TRAF:220-1220-1	8,1338e-09	328,76		328,76		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	220,52		220,52		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	220,52		220,52		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	222,28		222,28		Load Loss
TRAF:220-1220-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	230,89	NF	0	F	
L.T.:200-220-1	L.T.:220-230-1	4,3224e-07	16,54	NF	0	F	
L.T.:200-220-2	L.T.:220-230-1	4,3224e-07	16,54	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	TRAF:222-1220-1	8,1338e-09	218,76		218,76		Interconnect
L.T.:210-260-1	L.T.:250-260-1	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-1	L.T.:250-260-2	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-2	L.T.:250-260-1	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-2	L.T.:250-260-2	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:250-260-1	L.T.:250-260-2	8,6050e-08	58,83	NF	0	F	
TRAF:231-1230-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	217,93		217,93		Isolated Bus
TRAF:230-1230-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	79,98	NF	0	F	
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4646e-08	308,84		308,84		Load Loss
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	84,08	NF	0	F	
L.T.:220-230-1	L.T.:230-240-1	1,8435e-07	108,98		108,98		Load Loss
L.T.:220-230-1	L.T.:230-250-1	2,9290e-07	175,00	NF	0	F	
L.T.:230-240-1	L.T.:230-250-1	1,1866e-07	199,86		199,86		Load Loss
TRAF:230-1230-1	TRAF:231-1230-1	8,1338e-09	217,93		217,93		Interconnect
TRAF:250-251-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	287,26		287,26		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-1	2,6456e-08	143,63		143,63		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-2	2,6456e-08	143,63		143,63		Load Loss

CLASSIFICAÇÃO ESTÁTICA DE NÓS

COMPLETO				SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 2)			
NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
134	4,0067E-01	7,6227E-05	4,0074E-01	134	2,0033E-01	3,8113E-05	2,0037E-01
140	3,9998E-01	0	3,9998E-01	140	1,9999E-01	0	1,9999E-01
200	1,9210E-01	3,2708E-04	1,9242E-01	210	4,4540E-02	7,9766E-05	4,4620E-02

NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	NÓ	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
210	1,7717E-01	3,3361E-04	1,7750E-01	21	4,4540E-02	0	4,4540E-02
220	1,4726E-01	2,7255E-04	1,4753E-01	200	3,5632E-02	7,0115E-05	3,5702E-02
221	1,4052E-01	7,5916E-05	1,4059E-01	20	3,5632E-02	0	3,5632E-02
131	1,4023E-01	7,4899E-05	1,4031E-01	100	2,5112E-02	8,8598E-05	2,5200E-02
21	8,9080E-02	0	8,9080E-02	10	2,5112E-02	0	2,5112E-02
260	8,8086E-02	9,9288E-05	8,8185E-02	230	2,4293E-02	5,1417E-05	2,4345E-02
190	8,6953E-02	2,9673E-04	8,7250E-02	240	2,4293E-02	0	2,4293E-02
231	7,7749E-02	3,6807E-05	7,7786E-02	1180	2,3161E-02	2,1148E-06	2,3163E-02
20	7,1264E-02	0	7,1264E-02	180	1,1580E-02	2,7309E-05	1,1608E-02
230	5,5417E-02	1,6225E-04	5,5579E-02	181	1,1580E-02	0	1,1580E-02
100	5,0223E-02	1,7720E-04	5,0401E-02	120	1,0690E-02	5,1717E-05	1,0741E-02
10	5,0223E-02	0	5,0223E-02	121	1,0690E-02	0	1,0690E-02
240	4,8587E-02	0	4,8587E-02	130	1,0143E-02	3,4743E-05	1,0177E-02
1180	4,6322E-02	4,2296E-06	4,6326E-02	150	9,9022E-03	4,9076E-05	9,9512E-03
130	2,6856E-02	8,8889E-05	2,6945E-02	151	9,9022E-03	1,1120E-05	9,9133E-03
180	2,3161E-02	5,4618E-05	2,3215E-02	220	9,7988E-03	4,1684E-05	9,8405E-03
181	2,3161E-02	0	2,3161E-02	135	9,7988E-03	0	9,7988E-03
120	2,1379E-02	1,0343E-04	2,1483E-02	224	9,7988E-03	0	9,7988E-03
121	2,1379E-02	0	2,1379E-02	110	8,9080E-03	1,0995E-05	8,9190E-03
150	1,9804E-02	9,8153E-05	1,9902E-02	11	8,9080E-03	0	8,9080E-03
151	1,9804E-02	2,2241E-05	1,9827E-02	190	8,0172E-03	1,4836E-04	8,1656E-03
135	1,9598E-02	0	1,9598E-02	191	8,0172E-03	0	8,0172E-03
224	1,9598E-02	0	1,9598E-02	250	7,1264E-03	1,8849E-05	7,1453E-03
110	1,7816E-02	2,1990E-05	1,7838E-02	251	7,1264E-03	0	7,1264E-03
11	1,7816E-02	0	1,7816E-02	170	3,5632E-03	7,9862E-06	3,5712E-03
191	1,6034E-02	0	1,6034E-02	160	3,5632E-03	5,3012E-06	3,5685E-03
222	1,4312E-02	3,8978E-06	1,4316E-02	161	3,5632E-03	0	3,5632E-03
250	1,4253E-02	4,2759E-05	1,4296E-02	171	3,5632E-03	0	3,5632E-03
251	1,4253E-02	0	1,4253E-02	221	0	3,7958E-05	3,7958E-05
132	1,3767E-02	3,8456E-06	1,3771E-02	131	0	3,7449E-05	3,7449E-05
1220	1,3661E-02	3,5587E-06	1,3665E-02	231	0	1,8404E-05	1,8404E-05
1230	1,3661E-02	3,5452E-06	1,3665E-02	111	0	2,2268E-06	2,2268E-06
1130	1,3141E-02	3,5110E-06	1,3145E-02	222	0	1,9489E-06	1,9489E-06
170	7,1264E-03	1,5972E-05	7,1424E-03	132	0	1,9228E-06	1,9228E-06
160	7,1264E-03	1,0602E-05	7,1370E-03	1220	0	1,7793E-06	1,7793E-06
161	7,1264E-03	0	7,1264E-03	1230	0	1,7726E-06	1,7726E-06
171	7,1264E-03	0	7,1264E-03	1130	0	1,7555E-06	1,7555E-06
111	0	4,4536E-06	4,4536E-06	112	0	8,3304E-08	8,3304E-08
112	0	1,6661E-07	1,6661E-07	1110	0	3,2291E-08	3,2291E-08
1110	0	6,4582E-08	6,4582E-08	-	-	-	-

CLASSIFICAÇÃO DE NÓS (ESTABILIDADE TRANSITÓRIA) – Caso 2

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
222	1,0000	0,8083	222	1,0000	0,8155	222	1,0000	0,8087
221	1,0000	0,7470	221	1,0000	0,7670	221	1,0000	0,7480
231	1,0000	0,6370	231	1,0000	0,6563	231	1,0000	0,6380
131	1,0000	0,6312	1230	0,6667	0,5250	131	0,9750	0,6231
132	1,0000	0,5035	1220	0,6667	0,5180	132	0,9500	0,4880
1220	0,6667	0,5423	131	0,5000	0,4688	1220	0,6667	0,5411
1230	0,6667	0,5093	190	0,3333	0,2205	1230	0,6667	0,5101
1130	0,6667	0,3360	230	0,2500	0,2382	1130	0,6334	0,3259
190	0,3333	0,2232	220	0,2000	0,1947	190	0,3333	0,2231
230	0,2500	0,2323	132	0	0,1930	230	0,2500	0,2326
220	0,2000	0,1770	1130	0	0,1342	220	0,2000	0,1779
130	0,1429	0,0760	210	0	0,1099	130	0,1358	0,0733
10	0	0,0800	100	0	0,1078	10	0	0,0803
210	0	0,0653	10	0	0,0860	210	0	0,0675
100	0	0,0604	250	0	0,0739	100	0	0,0628
250	0	0,0535	260	0	0,0733	250	0	0,0545
260	0	0,0455	200	0	0,0613	260	0	0,0469
11	0	0,0405	150	0	0,0547	11	0	0,0385
180	0	0,0348	120	0	0,0480	180	0	0,0352
200	0	0,0276	180	0	0,0428	200	0	0,0293
110	0	0,0257	151	0	0,0393	110	0	0,0259
150	0	0,0235	111	0	0,0327	150	0	0,0251
120	0	0,0144	121	0	0,0325	120	0	0,0161
151	0	0,0143	110	0	0,0292	151	0	0,0156
112	0	0,0100	130	0	0,0221	112	0	0,0103
113	0	0,0095	170	0	0,0208	113	0	0,0099
111	0	0,0083	113	0	0,0175	111	0	0,0095
182	0	0,0080	223	0	0,0165	182	0	0,0083
170	0	0,0057	240	0	0,0165	170	0	0,0065
1110	0	0,0043	232	0	0,0155	1110	0	0,0049
1180	0	0,0030	1110	0	0,0153	1180	0	0,0031
134	0	0,0027	112	0	0,0153	134	0	0,0028
–	–	–	20	0	0,0150	121	0	0,0016
–	–	–	182	0	0,0145	223	0	0,0008
–	–	–	224	0	0,0135	240	0	0,0008
–	–	–	133	0	0,0115	232	0	0,0008
–	–	–	134	0	0,0053	20	0	0,0008
–	–	–	1180	0	0,0050	224	0	0,0007
–	–	–	–	–	–	133	0	0,0006

CLASSIFICAÇÃO DE NÓS (ESTABILIDADE TRANSITÓRIA) – Caso 2.a

Falta Monofásica			Falta Trifásica			Combinado		
NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
222	1,0000	0,7825	221	1,0000	0,7830	222	1,0000	0,7815
221	1,0000	0,7365	222	1,0000	0,7630	221	1,0000	0,7388
231	1,0000	0,6372	231	1,0000	0,6947	231	1,0000	0,6401
132	1,0000	0,5020	131	1,0000	0,6382	132	1,0000	0,5034
1220	0,6667	0,5270	132	1,0000	0,5303	1220	0,6667	0,5268
1230	0,6667	0,5248	1230	0,6667	0,5253	1230	0,6667	0,5248
1130	0,6667	0,3360	1220	0,6667	0,5232	1130	0,6667	0,3369
131	0,5000	0,4645	1130	0,6667	0,3537	131	0,5250	0,4732
190	0,3333	0,2175	190	0,3333	0,2593	190	0,3333	0,2196
230	0,2500	0,2414	100	0,2500	0,3151	230	0,2500	0,2417
220	0,2000	0,1818	210	0,2500	0,3116	220	0,2000	0,1833
10	0	0,0865	230	0,2500	0,2467	100	0,0125	0,0914
100	0	0,0796	220	0,2000	0,2124	210	0,0125	0,0819
130	0	0,0725	130	0,1429	0,1043	130	0,0071	0,0741
210	0	0,0698	200	0	0,1312	10	0	0,0864
11	0	0,0645	150	0	0,1184	11	0	0,0613
110	0	0,0571	120	0	0,0979	120	0	0,0580
120	0	0,0559	151	0	0,0975	150	0	0,0577
150	0	0,0545	260	0	0,0865	110	0	0,0567
250	0	0,0490	10	0	0,0840	250	0	0,0492
180	0	0,0468	160	0	0,0771	260	0	0,0461
260	0	0,0440	111	0	0,0703	180	0	0,0453
151	0	0,0397	121	0	0,0660	151	0	0,0426
160	0	0,0377	170	0	0,0655	160	0	0,0397
111	0	0,0337	161	0	0,0625	200	0	0,0377
200	0	0,0328	250	0	0,0538	111	0	0,0355
170	0	0,0327	110	0	0,0487	170	0	0,0343
112	0	0,0280	113	0	0,0380	161	0	0,0283
161	0	0,0265	20	0	0,0360	112	0	0,0275
1110	0	0,0225	171	0	0,0355	1110	0	0,0223
113	0	0,0190	134	0	0,0335	113	0	0,0200
171	0	0,0180	135	0	0,0300	171	0	0,0189
182	0	0,0170	182	0	0,0285	182	0	0,0176
134	0	0,0108	223	0	0,0245	134	0	0,0119
20	0	0,0100	240	0	0,0230	20	0	0,0113
223	0	0,0090	232	0	0,0195	223	0	0,0098
1180	0	0,0063	112	0	0,0178	1180	0	0,0069
–	–	–	1110	0	0,0177	121	0	0,0033
–	–	–	224	0	0,0175	135	0	0,0015
–	–	–	1180	0	0,0175	240	0	0,0012
–	–	–	140	0	0,0170	232	0	0,0010

NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS	NÓ	ANU	AS
-	-	-	180	0	0,0168	224	0	0,0009
-	-	-	133	0	0,0130	140	0	0,0009
-	-	-	181	0	0,0120	133	0	0,0007
-	-	-	-	-	-	181	0	0,0006

APÊNDICE C

RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA CRITICIDADE DE SUBESTAÇÕES PARA O SISTEMA BB

C.1 CASO 2

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-2"

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
L.T.:250-260-1	L.T.:250-260-2	8,6050e-08	58,83	NF	0	F	Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	287,26		287,26		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-1	2,6456e-08	143,63		143,63		Load Loss
TRAF:250-251-1	L.T.:250-260-2	2,6456e-08	143,63		143,63		Interconnect
TRAF:230-1230-1	TRAF:231-1230-1	8,1338e-09	217,93		217,93		
L.T.:190-231-1	L.T.:220-230-1	6,3165e-07	78,43	NF	0	F	Interc. Load
L.T.:190-231-1	L.T.:230-240-1	2,5589e-07	90,00		90,00		
L.T.:190-231-1	L.T.:230-250-1	4,0656e-07	82,53	NF	0	F	Load Loss
L.T.:220-230-1	L.T.:230-240-1	1,8435e-07	108,98		108,98		
L.T.:220-230-1	L.T.:230-250-1	2,9290e-07	175,00	NF	0	F	Load Loss
L.T.:230-240-1	L.T.:230-250-1	1,1866e-07	199,86		199,86		Interconnect
TRAF:230-1230-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	435,85		435,85		
TRAF:230-1230-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	79,98	NF	0	F	Load Loss
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4646e-08	308,84		308,84		
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	84,08	NF	0	F	Isolated Bus
TRAF:231-1230-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	217,93		217,93		
TRAF:231-1230-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	79,98	NF	0	F	Interc. Load
TRAF:231-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4646e-08	90,00		90,00		
TRAF:231-1230-1	L.T.:230-250-1	3,9159e-08	84,08	NF	0	F	Interc. Load
TRAF:232-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4646e-08	90,00		90,00		
L.T.:210-260-1	L.T.:210-260-2	3,6084e-07	199,01	NF	0	F	
L.T.:210-260-1	L.T.:250-260-1	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-1	L.T.:250-260-2	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-2	L.T.:250-260-1	1,7621e-07	31,80	F	0	F	
L.T.:210-260-2	L.T.:250-260-2	1,7621e-07	31,80	F	0	F	Load Loss
TRAF:220-224-1	TRAF:220-1220-1	8,1338e-09	328,76		328,76		Interc. Load
TRAF:220-224-1	TRAF:222-1220-1	8,1338e-09	110,00		110,00		Interc. Load

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:220-224-1	TRAF:223-1220-1	8,1338e-09	110,00		110,00		Interc. Load
TRAF:220-224-1	DSER:221-222-1	8,9089e-09	110,00		110,00		Interconnect
TRAF:220-1220-1	TRAF:222-1220-1	8,1338e-09	218,76		218,76		Interconnect
TRAF:220-1220-1	DSER:221-222-1	8,9089e-09	218,76		218,76		Isolated Bus
TRAF:222-1220-1	DSER:221-222-1	8,9089e-09	218,76		218,76		
L.T.:131-221-1	L.T.:200-220-1	1,1255e-06	86,58	NF	0	F	
L.T.:131-221-1	L.T.:200-220-2	1,1255e-06	86,58	NF	0	F	
L.T.:131-221-1	L.T.:220-230-1	1,1849e-06	227,97	NF	0	F	
L.T.:200-220-1	L.T.:200-220-2	4,1057e-07	366,54	NF	0	F	
L.T.:200-220-1	L.T.:220-230-1	4,3224e-07	16,54	NF	0	F	
L.T.:200-220-2	L.T.:220-230-1	4,3224e-07	16,54	NF	0	F	Interc. Load
TRAF:220-224-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	110,00		110,00		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	220,52		220,52		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	220,52		220,52		Load Loss
TRAF:220-224-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	222,28		222,28		Interconnect
TRAF:220-1220-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	437,51		437,51		
TRAF:220-1220-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:220-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	230,89	NF	0	F	Interconnect
TRAF:222-1220-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	218,76		218,76		
TRAF:222-1220-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:222-1220-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	89,50	NF	0	F	
TRAF:222-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0839e-08	230,89	NF	0	F	Isolated Bus
DSER:221-222-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	218,76		218,76		
DSER:221-222-1	L.T.:200-220-1	6,3295e-08	89,50	NF	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:200-220-2	6,3295e-08	89,50	NF	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:220-230-1	6,6637e-08	230,89	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-1	3,4089e-07	150,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-2	3,4089e-07	150,00	NF	0	F	Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	500,00		500,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-1	5,4176e-08	500,00		500,00		Gen. Loss
TRAF:21-210-1	L.T.:210-260-2	5,4176e-08	500,00		500,00		
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-1	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:200-220-2	3,6361e-07	50,00	NF	0	F	Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-210-1	5,1179e-08	466,68		466,68		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-1	5,7788e-08	400,00		400,00		Gen. Loss
TRAF:20-200-1	L.T.:200-220-2	5,7788e-08	400,00		400,00		Interconnect
L.T.:180-190-1	L.T.:190-231-1	5,4840e-07	216,38		216,38		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	216,38		216,38		Load Loss
TRAF:190-191-1	L.T.:190-231-1	8,4448e-08	216,38		216,38		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	40,00		40,00		Load Loss
TRAF:160-161-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	40,00		40,00		Interc. Load

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:180-1180-1	TRAF:181-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1338e-09	130,00		130,00		Interconnect
L.T.:112-180-1	L.T.:180-190-1	1,3626e-07	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:180-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:180-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:181-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	130,00		130,00		Interc. Load
TRAF:181-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2820e-08	130,00		130,00		Interconnect
L.T.:111-170-1	L.T.:160-170-1	9,4961e-08	52,81		52,81		Load Loss
TRAF:170-171-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	52,81		52,81		Load Loss
TRAF:170-171-1	L.T.:160-170-1	3,2490e-08	52,81		52,81		
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-1	5,0020e-08	111,16	F	111,16	F	
TRAF:150-151-1	L.T.:151-160-2	5,0020e-08	111,16	F	111,16	F	Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	120,78		120,78		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	120,00		120,00		Load Loss
TRAF:120-121-1	L.T.:120-150-1	1,3562e-07	131,47		131,47		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-120-1	6,5014e-08	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-1	1,2464e-07	281,90		281,90		Gen. Loss
TRAF:10-100-1	L.T.:100-150-2	1,2464e-07	281,90		281,90		Interconnect
TRAF:130-134-1	TRAF:130-134-2	8,1338e-09	71,93		71,93		Load Loss
TRAF:130-134-1	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	158,30		158,30		
TRAF:130-134-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-1	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	73,76	NF	1,93	F	Load Loss
TRAF:130-134-2	TRAF:130-135-1	8,1338e-09	133,63		133,63		
TRAF:130-134-2	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-2	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	73,76	NF	1,93	F	
TRAF:130-134-2	DSER:131-132-1	8,9089e-09	73,76	NF	1,93	F	Load Loss
TRAF:130-135-1	TRAF:130-1130-1	8,1338e-09	215,83		215,83		Interc. Load
TRAF:130-135-1	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	110,00		110,00		Interc. Load
TRAF:130-135-1	TRAF:133-1130-1	8,1338e-09	110,00		110,00		Interc. Load
TRAF:130-135-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	110,00		110,00		Interconnect
TRAF:130-1130-1	TRAF:132-1130-1	8,1338e-09	215,83		215,83		Interconnect
TRAF:130-1130-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	215,83		215,83		Isolated Bus
TRAF:132-1130-1	DSER:131-132-1	8,9089e-09	215,83		215,83		
L.T.:110-130-1	L.T.:131-221-1	5,8679e-07	76,68	NF	0	F	Interc. Load
L.T.:110-130-1	L.T.:134-140-1	9,6628e-07	70,00		70,00		
L.T.:120-130-1	L.T.:131-221-1	2,1128e-06	76,68	NF	0	F	Interc. Load
L.T.:120-130-1	L.T.:134-140-1	3,4792e-06	70,00		70,00		

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
L.T.:120-130-2	L.T.:131-221-1	2,1128e-06	76,68	NF	0	F	Interc. Load
L.T.:120-130-2	L.T.:134-140-1	3,4792e-06	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:131-221-1	L.T.:134-140-1	5,0807e-06	70,00		70,00		
TRAF:130-134-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	76,68	NF	1,93	F	Load Loss
TRAF:130-134-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,93		71,93		
TRAF:130-134-2	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	1,93	F	1,93	F	
TRAF:130-134-2	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	76,68	NF	1,93	F	Load Loss
TRAF:130-134-2	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	71,93		71,93		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	133,16		133,16		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	115,37		115,37		Load Loss
TRAF:130-135-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	115,37		115,37		Interc. Load
TRAF:130-135-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	110,00		110,00		Interc. Load
TRAF:130-135-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	180,00		180,00		
TRAF:130-1130-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	73,85	NF	0	F	
TRAF:130-1130-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	
TRAF:130-1130-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	Interconnect
TRAF:130-1130-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	431,67		431,67		Interc. Load
TRAF:130-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	70,00		70,00		
TRAF:132-1130-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	73,85	NF	0	F	
TRAF:132-1130-1	L.T.:120-130-1	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	
TRAF:132-1130-1	L.T.:120-130-2	1,0848e-07	73,79	NF	0	F	Interconnect
TRAF:132-1130-1	L.T.:131-221-1	1,5842e-07	215,83		215,83		Interc. Load
TRAF:132-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:133-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6087e-07	70,00		70,00		
DSER:131-132-1	L.T.:110-130-1	3,2999e-08	73,85	NF	0	F	
DSER:131-132-1	L.T.:120-130-1	1,1882e-07	73,79	NF	0	F	
DSER:131-132-1	L.T.:120-130-2	1,1882e-07	73,79	NF	0	F	Isolated Bus
DSER:131-132-1	L.T.:131-221-1	1,7351e-07	215,83		215,83		Interc. Load
DSER:131-132-1	L.T.:134-140-1	2,8573e-07	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	TRAF:110-111-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	TRAF:110-1110-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Interc. Gen.
TRAF:11-110-1	TRAF:112-1110-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Interc. Gen.
TRAF:11-110-1	TRAF:113-1110-1	8,1338e-09	100,00		100,00		Interconnect
TRAF:110-1110-1	TRAF:112-1110-1	8,1338e-09	3,97		3,97		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	L.T.:110-130-1	3,0128e-08	123,07		123,07		Gen. Loss
TRAF:11-110-1	L.T.:110-150-1	5,6602e-08	100,00		100,00		Interc. Gen.
TRAF:11-110-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	100,00		100,00		Interc. Gen.
TRAF:11-110-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	100,00		100,00		Load Loss

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:110-111-1	L.T.:111-170-1	2,3773e-08	93,67		93,67		Interconnect
TRAF:110-1110-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	7,95		7,95		Isolated Bus
TRAF:112-1110-1	L.T.:112-180-1	2,0983e-08	3,97		3,97		

CLASSIFICAÇÃO ESTÁTICA DE SUBESTAÇÕES

SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 1)				SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 2)			
SE	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	SE	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
CURIÓ	3,6351E-01	1,7236E-03	3,6523E-01	CURIÓ	2,1013E-01	1,2709E-03	2,1140E-01
ARARA	2,8481E-01	9,1478E-04	2,8572E-01	SANHAÇO	1,9999E-01	0,0000E+00	1,9999E-01
SANHAÇO	1,9999E-01	0,0000E+00	1,9999E-01	GAVIÃO	4,4540E-02	7,9766E-05	4,4620E-02
TUCANO	1,5646E-01	2,5697E-04	1,5672E-01	TUCANO	3,5632E-02	7,0115E-05	3,5702E-02
GAVIÃO	1,3263E-01	2,5384E-04	1,3288E-01	CANÁRIO	2,5112E-02	8,8598E-05	2,5200E-02
PELICANO	1,0887E-01	2,8653E-04	1,0916E-01	PELICANO	2,4293E-02	1,3587E-04	2,4429E-02
GARÇA	8,8086E-02	9,9288E-05	8,8185E-02	CORUJA	2,4293E-02	0,0000E+00	2,4293E-02
CHOPIM	7,8936E-02	1,4836E-04	7,9084E-02	BICUDO	2,3161E-02	3,9018E-05	2,3200E-02
CANÁRIO	2,5112E-02	8,8598E-05	2,5200E-02	CARDEAL	1,0690E-02	5,1717E-05	1,0741E-02
CORUJA	2,4293E-02	0,0000E+00	2,4293E-02	ARARA	9,7988E-03	2,0948E-04	1,0008E-02
BICUDO	2,3161E-02	3,9018E-05	2,3200E-02	TIZIU	9,9022E-03	6,0197E-05	9,9624E-03
CARDEAL	1,0690E-02	5,1717E-05	1,0741E-02	SABIÁ	8,9080E-03	1,9606E-05	8,9276E-03
TIZIU	9,9022E-03	6,0197E-05	9,9624E-03	CHOPIM	8,0172E-03	1,4836E-04	8,1656E-03
SABIÁ	8,9080E-03	1,9606E-05	8,9276E-03	URUBU	7,1264E-03	1,8849E-05	7,1453E-03
URUBU	7,1264E-03	2,3911E-05	7,1503E-03	AZULÃO	3,5632E-03	7,9862E-06	3,5712E-03
AZULÃO	3,5632E-03	7,9862E-06	3,5712E-03	PARDAL	3,5632E-03	5,3012E-06	3,5685E-03
PARDAL	3,5632E-03	5,3012E-06	3,5685E-03	-	-	-	-

C.2 CASO PCH

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-1"

EVENTO	PROBABILIDADE	ELS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:250-251-1	8,8820E-05	80,00		80,00		Load Loss
TRAF:24-240-1	8,8820E-05	8,00		8,00		Gen. Loss
L.T.:230-240-1	2,6914E-04	82,77		82,77		Interconnect
TRAF:210-21-1	8,8820E-05	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:210-27-1	8,8820E-05	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:210-28-1	8,8820E-05	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	8,8820E-05	68,60		68,60		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	8,8820E-05	68,60		68,60		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	8,8820E-05	68,60		68,60		Gen. Loss
TRAF:200-25-1	8,8820E-05	68,60		68,60		Gen. Loss

EVENTO	PROBABILIDADE	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:200-26-1	8,8820E-05	68,60		68,60		Gen. Loss
OLTC:220-224-1	8,8820E-05	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:190-191-1	8,8820E-05	90,00		90,00		Load Loss
TRAF:16-160-1	8,8820E-05	8,00		8,00		Gen. Loss
L.T.:134-140-1	2,8487E-03	70,00		70,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	8,8820E-05	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:180-1180-1	8,8820E-05	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	8,8820E-05	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	8,8820E-05	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	8,8820E-05	34,00	F	34,00	F	
OLTC:170-171-1	8,8820E-05	40,00		40,00		Load Loss
OLTC:120-121-1	8,8820E-05	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	8,8820E-05	24,00	F	24,00	F	
TRAF:100-10-1	8,8820E-05	75,29		75,29		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	8,8820E-05	75,00		75,00		Gen. Loss
TRAF:100-17-1	8,8820E-05	75,00		75,00		Gen. Loss
TRAF:100-18-1	8,8820E-05	75,00		75,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	8,8820E-05	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	8,8820E-05	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	8,8820E-05	70,00		70,00		Gen. Loss

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências "N-2"

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:250-251-1	L.T.:230-250-1	3,9045e-08	219,68		219,68		Load Loss
OLTC:250-251-1	L.T.:260-250-1	2,6379e-08	109,84		109,84		Load Loss
OLTC:250-251-1	L.T.:260-250-2	2,6379e-08	109,84		109,84		Load Loss
TRAF:24-240-1	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	90,00		90,00		Load Loss
L.T.:190-231-1	L.T.:230-240-1	2,5514e-07	82,00		82,00		Interc. Load
L.T.:220-230-1	L.T.:230-240-1	1,8381e-07	90,00		90,00		Interconnect
L.T.:220-230-1	L.T.:230-250-1	2,9205e-07	26,02	NF	0	F	
L.T.:230-240-1	L.T.:230-250-1	1,1831e-07	136,20		136,20		Interconnect
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	154,48		154,48		Interconnect
TRAF:230-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	154,48		154,48		Interconnect
OLTC:231-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	82,00		82,00		Interc. Load
OLTC:231-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	82,00		82,00		Interc. Load
TRAF:232-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	82,00		82,00		Interc. Load
TRAF:232-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4574e-08	82,00		82,00		Interc. Load
L.T.:210-260-1	L.T.:210-260-2	3,5979e-07	42,41	NF	36,07	F	
TRAF:210-21-1	TRAF:210-27-1	8,1100e-09	260,00		260,00		Gen. Loss
TRAF:210-21-1	TRAF:210-28-1	8,1100e-09	260,00		260,00		Gen. Loss
TRAF:210-27-1	TRAF:210-28-1	8,1100e-09	260,00		260,00		Gen. Loss

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-1	3,3989e-07	40,00	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-2	3,3989e-07	40,00	NF	0	F	
TRAF:210-21-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:210-21-1	L.T.:210-260-1	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:210-21-1	L.T.:210-260-2	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:210-27-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:210-27-1	L.T.:210-260-1	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:210-27-1	L.T.:210-260-2	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:210-28-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	130,00		130,00		Gen. Loss
TRAF:210-28-1	L.T.:210-260-1	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:210-28-1	L.T.:210-260-2	5,4018e-08	178,47		178,47		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	TRAF:200-22-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	TRAF:200-23-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	TRAF:200-25-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	TRAF:200-26-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	TRAF:200-23-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	TRAF:200-25-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	TRAF:200-26-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	TRAF:200-25-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	TRAF:200-26-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
TRAF:200-25-1	TRAF:200-26-1	8,1100e-09	137,20		137,20		Gen. Loss
L.T.:220-200-1	L.T.:220-200-2	4,0937e-07	195,79	NF	118,61	F	
TRAF:200-20-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	101,42		101,42		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	101,42		101,42		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-22-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	101,42		101,42		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-23-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-25-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	101,42		101,42		Gen. Loss
TRAF:200-25-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-25-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-26-1	L.T.:200-210-1	5,1030e-08	101,42		101,42		Gen. Loss
TRAF:200-26-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
TRAF:200-26-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	187,91		187,91		Gen. Loss
OLTC:220-224-1	TRAF:220-1220-1	8,1100e-09	188,17		188,17		Load Loss
OLTC:220-224-1	TRAF:220-1220-2	8,1100e-09	188,17		188,17		Load Loss
OLTC:220-224-1	OLTC:222-1220-1	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	OLTC:222-1220-2	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	TRAF:223-1220-1	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	TRAF:223-1220-2	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:220-224-1	DSER:221-222-1	8,8829e-09	110,00		110,00		Interc. Load
L.T.:131-221-1	L.T.:220-230-1	1,1815e-06	83,30	NF	4,81	F	
OLTC:220-224-1	L.T.:131-221-1	1,5795e-07	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	L.T.:220-200-1	5,7620e-08	179,31		179,31		Load Loss
OLTC:220-224-1	L.T.:220-200-2	5,7620e-08	179,31		179,31		Load Loss
OLTC:220-224-1	L.T.:220-230-1	6,0661e-08	202,28		202,28		Load Loss
TRAF:220-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0661e-08	61,96	F	0	F	
TRAF:220-1220-2	L.T.:220-230-1	6,0661e-08	61,96	F	0	F	
OLTC:222-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0661e-08	23,02	NF	0	F	
OLTC:222-1220-2	L.T.:220-230-1	6,0661e-08	23,02	NF	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:131-221-1	1,7301e-07	156,34		156,34		Isolated Bus
DSER:221-222-1	L.T.:220-230-1	6,6442e-08	84,82	NF	6,33	F	
L.T.:180-190-1	L.T.:190-231-1	5,4680e-07	142,74		142,74		Interconnect
OLTC:190-191-1	L.T.:180-190-1	5,2666e-08	142,74		142,74		Load Loss
OLTC:190-191-1	L.T.:190-231-1	8,4201e-08	142,74		142,74		Load Loss
TRAF:16-160-1	OLTC:160-161-1	8,1100e-09	20,00		20,00		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	OLTC:160-161-2	8,1100e-09	20,00		20,00		Gen. Loss
OLTC:160-161-1	OLTC:160-161-2	8,1100e-09	40,00		40,00		Interconnect
TRAF:16-160-1	L.T.:151-160-1	4,9874e-08	19,12		19,12		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	L.T.:151-160-2	4,9874e-08	19,12		19,12		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	L.T.:160-170-1	3,2396e-08	17,76		17,76		Gen. Loss
OLTC:130-134-1	OLTC:130-134-2	8,1100e-09	35,93	F	35,93	F	
OLTC:130-134-1	OLTC:130-134-3	8,1100e-09	35,93	F	35,93	F	
OLTC:130-134-1	OLTC:130-135-1	8,1100e-09	133,63		133,63		Load Loss
OLTC:130-134-2	OLTC:130-134-3	8,1100e-09	35,93	F	35,93	F	
OLTC:130-134-2	OLTC:130-135-1	8,1100e-09	134,15		134,15		Load Loss
OLTC:130-134-3	OLTC:130-135-1	8,1100e-09	134,15		134,15		Load Loss
OLTC:130-135-1	TRAF:130-1130-1	8,1100e-09	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	TRAF:130-1130-2	8,1100e-09	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	OLTC:132-1130-1	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	OLTC:132-1130-2	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	TRAF:133-1130-1	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	TRAF:133-1130-2	8,1100e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	DSER:132-131-1	8,8829e-09	110,00		110,00		Interc. Load
L.T.:120-130-1	L.T.:134-140-1	3,4690e-06	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:120-130-2	L.T.:134-140-1	3,4690e-06	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:130-110-1	L.T.:134-140-1	9,6346e-07	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:131-221-1	L.T.:134-140-1	5,0659e-06	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:130-134-1	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	71,93		71,93		Load Loss
OLTC:130-134-2	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	71,93		71,93		Load Loss
OLTC:130-134-3	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	71,93		71,93		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:120-130-1	1,0816e-07	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:120-130-2	1,0816e-07	110,00		110,00		Load Loss

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	LHAMENTO
OLTC:130-135-1	L.T.:130-110-1	3,0040e-08	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:131-221-1	1,5795e-07	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	180,00		180,00		Interc. Load
TRAF:130-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:130-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:132-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:132-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:133-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:133-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6011e-07	70,00		70,00		Interc. Load
DSER:132-131-1	L.T.:131-221-1	1,7301e-07	154,82		154,82		Isolated Bus
DSER:132-131-1	L.T.:134-140-1	2,8489e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:180-1180-1	OLTC:180-1180-2	8,1100e-09	130,00		130,00		Interconnect
OLTC:180-1180-1	TRAF:181-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:181-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:182-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:181-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:181-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:182-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:182-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	TRAF:181-1180-2	8,1100e-09	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	TRAF:182-1180-1	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	TRAF:182-1180-2	8,1100e-09	34,00	F	34,00	F	
L.T.:112-180-1	L.T.:180-190-1	1,3587e-07	130,00		130,00		Interconnect
OLTC:180-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2666e-08	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	L.T.:180-190-1	5,2666e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2666e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	L.T.:180-190-1	5,2666e-08	34,00	F	34,00	F	
L.T.:111-170-1	L.T.:160-170-1	9,4684e-08	49,80		49,80		Interconnect
OLTC:170-171-1	L.T.:111-170-1	2,3704e-08	49,80		49,80		Load Loss
OLTC:170-171-1	L.T.:160-170-1	3,2396e-08	49,80		49,80		Load Loss
OLTC:150-151-1	OLTC:150-151-2	8,1100e-09	17,66	NF	92,95	F	
OLTC:120-121-1	OLTC:120-121-2	8,1100e-09	120,00		120,00		Interconnect
OLTC:120-121-1	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-130-1	1,0816e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-130-2	1,0816e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-150-1	1,3522e-07	24,00	F	24,00	F	

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:120-121-2	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-130-1	1,0816e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-130-2	1,0816e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-150-1	1,3522e-07	24,00	F	24,00	F	
TRAF:100-10-1	TRAF:100-15-1	8,1100e-09	150,29		150,29		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	TRAF:100-17-1	8,1100e-09	150,29		150,29		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	TRAF:100-18-1	8,1100e-09	150,29		150,29		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	TRAF:100-17-1	8,1100e-09	150,00		150,00		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	TRAF:100-18-1	8,1100e-09	150,00		150,00		Gen. Loss
TRAF:100-17-1	TRAF:100-18-1	8,1100e-09	150,00		150,00		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	143,76		143,76		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	L.T.:100-150-1	1,2427e-07	77,41		77,41		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	L.T.:100-150-2	1,2427e-07	79,12		79,12		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	143,76		143,76		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	L.T.:100-150-1	1,2427e-07	77,41		77,41		Gen. Loss
TRAF:100-15-1	L.T.:100-150-2	1,2427e-07	79,12		79,12		Gen. Loss
TRAF:100-17-1	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	143,76		143,76		Gen. Loss
TRAF:100-17-1	L.T.:100-150-1	1,2427e-07	77,41		77,41		Gen. Loss
TRAF:100-17-1	L.T.:100-150-2	1,2427e-07	79,12		79,12		Gen. Loss
TRAF:100-18-1	L.T.:100-120-1	6,4824e-08	143,76		143,76		Gen. Loss
TRAF:100-18-1	L.T.:100-150-1	1,2427e-07	77,41		77,41		Gen. Loss
TRAF:100-18-1	L.T.:100-150-2	1,2427e-07	79,12		79,12		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-12-1	8,1100e-09	140,00		140,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-13-1	8,1100e-09	140,00		140,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	OLTC:110-111-1	8,1100e-09	90,55		90,55		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	OLTC:112-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	OLTC:112-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	TRAF:113-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	TRAF:113-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	TRAF:110-13-1	8,1100e-09	140,00		140,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	OLTC:110-111-1	8,1100e-09	90,55		90,55		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	TRAF:110-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	TRAF:110-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	OLTC:112-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	OLTC:112-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	TRAF:113-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	TRAF:113-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-13-1	OLTC:110-111-1	8,1100e-09	90,55		90,55		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	TRAF:110-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	TRAF:110-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	OLTC:112-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
TRAF:110-13-1	OLTC:112-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-13-1	TRAF:113-1110-1	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-13-1	TRAF:113-1110-2	8,1100e-09	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:110-150-1	5,6437e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	L.T.:111-170-1	2,3704e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:130-110-1	3,0040e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	L.T.:110-150-1	5,6437e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-12-1	L.T.:111-170-1	2,3704e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-12-1	L.T.:130-110-1	3,0040e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	L.T.:110-150-1	5,6437e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
TRAF:110-13-1	L.T.:111-170-1	2,3704e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-13-1	L.T.:112-180-1	2,0922e-08	70,00		70,00		Interc. Gen.
TRAF:110-13-1	L.T.:130-110-1	3,0040e-08	70,00		70,00		Gen. Loss
OLTC:110-111-1	L.T.:111-170-1	2,3704e-08	90,55		90,55		Load Loss

CLASSIFICAÇÃO ESTÁTICA DE SUBESTAÇÕES

SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 1)				SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 2)			
SE	P_{N-1} [MW]	P_{N-2} [MW]	SPI [MW]	SE	P_{N-1} [MW]	P_{N-2} [MW]	SPI [MW]
Curió	2,0918e-1	1,2216e-3	2,1040e-1	Curió	2,0918e-1	1,2216e-3	2,1040e-1
Sanhaço	1,9941e-1	0	1,9941e-1	Sanhaço	1,9941e-1	0	1,9941e-1
Gavião	3,4640e-2	1,2652e-4	3,4766e-2	Gavião	3,4640e-2	9,7049e-5	3,4737e-2
Tucano	3,0465e-2	2,2543e-4	3,0691e-2	Tucano	3,0465e-2	1,9383e-4	3,0659e-2
Canário	2,6672e-2	1,2239e-4	2,6794e-2	Canário	2,6672e-2	1,2239e-4	2,6794e-2
Coruja	2,2987e-2	2,2117e-6	2,2989e-2	Coruja	2,2987e-2	2,2117e-6	2,2989e-2
Pelicano	2,2277e-2	7,6831e-5	2,2353e-2	Pelicano	2,2277e-2	6,9232e-5	2,2346e-02
Sabiá	1,8652e-2	4,5506e-5	1,8698e-2	Sabiá	1,8652e-2	4,5506e-5	1,8698e-2
Bicudo	1,2080e-2	3,3088e-5	1,2113e-2	Bicudo	1,2080e-2	3,3088e-5	1,2113e-2
Arara	9,7702e-3	2,7947e-4	1,0050e-2	Arara	9,7702e-3	1,3961e-4	9,9098e-3
Chopim	7,9938e-3	9,7587e-5	8,0914e-3	Chopim	7,9938e-3	9,7587e-5	8,0914e-3
Urubu	7,1056e-3	1,4372e-5	7,1200e-3	Urubu	7,1056e-3	1,4372e-5	7,1200e-3
Cardeal	4,2634e-03	2,0959e-5	4,2843e-3	Cardeal	4,2634e-3	2,0959e-5	4,2843e-3
Azulão	3,5528e-03	7,5090e-6	3,5603e-3	Azulão	3,5528e-3	7,5090e-6	3,5603e-3
Pardal	7,1056e-04	3,1313e-6	7,1369e-4	Pardal	7,1056e-4	3,1313e-6	7,1369e-4
Garça	0	1,5259e-5	1,5259e-5	Garça	0	1,2978e-5	1,2978e-5
Tiziu	0	1,4322e-7	1,4322e-7	Tiziu	0	7,5383e-7	7,5383e-7

C.3 CASO PCH 2

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências “N-1”

EVENTO	PROBABILIDADE	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:250-251-1	8,8910E-05	80,00		80,00		Load Loss
TRAF:24-240-1	8,8910E-05	8,00		8,00		Gen. Loss
L.T.:230-240-1	2,6941E-04	82,75		82,75		Interconnect
TRAF:210-21-1	8,8910E-05	389,60		389,60		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	8,8910E-05	342,50		342,50		Gen. Loss
OLTC:220-224-1	8,8910E-05	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:190-191-1	8,8910E-05	90,00		90,00		Load Loss
TRAF:16-160-1	8,8910E-05	8,00		8,00		Gen. Loss
L.T.:134-140-1	2,8515E-03	70,00		70,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	8,8910E-05	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:180-1180-1	8,8910E-05	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	8,8910E-05	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	8,8910E-05	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	8,8910E-05	34,00	F	34,00	F	
OLTC:170-171-1	8,8910E-05	40,00		40,00		Load Loss
OLTC:120-121-1	8,8910E-05	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	8,8910E-05	24,00	F	24,00	F	
TRAF:100-10-1	8,8910E-05	299,70		299,70		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	8,8910E-05	209,80		209,80		Gen. Loss

ANÁLISE ESTÁTICA: Contingências “N-2”

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:250-251-1	L.T.:230-250-1	3,9084e-08	219,71		219,71		Load Loss
OLTC:250-251-1	L.T.:260-250-1	2,6405e-08	109,85		109,85		Load Loss
OLTC:250-251-1	L.T.:260-250-2	2,6405e-08	109,85		109,85		Load Loss
TRAF:24-240-1	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	90,00		90,00		Load Loss
L.T.:190-231-1	L.T.:230-240-1	2,5540e-07	82,00		82,00		Interc. Load
L.T.:220-230-1	L.T.:230-240-1	1,8400e-07	89,99		89,99		Interconnect
L.T.:220-230-1	L.T.:230-250-1	2,9234e-07	26,16	NF	0	F	
L.T.:230-240-1	L.T.:230-250-1	1,1843e-07	136,33		136,33		Interconnect
TRAF:230-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	154,53		154,53		Interconnect
TRAF:230-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	154,53		154,53		Interconnect
OLTC:231-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	82,00		82,00		Interc. Load
OLTC:231-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	82,00		82,00		Interc. Load
TRAF:232-1230-1	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	82,00		82,00		Interc. Load
TRAF:232-1230-2	L.T.:230-240-1	2,4599e-08	82,00		82,00		Interc. Load
L.T.:210-260-1	L.T.:210-260-2	3,6015e-07	39,36	NF	17,68	F	

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-1	3,4023e-07	39,60	NF	0	F	
L.T.:200-210-1	L.T.:210-260-2	3,4023e-07	39,60	NF	0	F	
TRAF:210-21-1	L.T.:200-210-1	5,1081e-08	389,60		389,60		Gen. Loss
TRAF:210-21-1	L.T.:210-260-1	5,4072e-08	389,60		389,60		Gen. Loss
TRAF:210-21-1	L.T.:210-260-2	5,4072e-08	389,60		389,60		Gen. Loss
L.T.:220-200-1	L.T.:220-200-2	4,0978e-07	211,70	NF	79,50	F	
TRAF:200-20-1	L.T.:200-210-1	5,1081e-08	375,38		375,38		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	L.T.:220-200-1	5,7677e-08	342,50		342,50		Gen. Loss
TRAF:200-20-1	L.T.:220-200-2	5,7677e-08	342,50		342,50		Gen. Loss
OLTC:220-224-1	TRAF:220-1220-1	8,1182e-09	188,23		188,23		Load Loss
OLTC:220-224-1	TRAF:220-1220-2	8,1182e-09	188,23		188,23		Load Loss
OLTC:220-224-1	OLTC:222-1220-1	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	OLTC:222-1220-2	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	TRAF:223-1220-1	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	TRAF:223-1220-2	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	DSER:221-222-1	8,8918e-09	110,00		110,00		Interc. Load
L.T.:131-221-1	L.T.:220-230-1	1,1826e-06	83,52	NF	0	F	
OLTC:220-224-1	L.T.:131-221-1	1,5811e-07	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:220-224-1	L.T.:220-200-1	5,7677e-08	179,34		179,34		Load Loss
OLTC:220-224-1	L.T.:220-200-2	5,7677e-08	179,34		179,34		Load Loss
OLTC:220-224-1	L.T.:220-230-1	6,0722e-08	202,21		202,21		Load Loss
TRAF:220-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0722e-08	65,11	F	0	F	
TRAF:220-1220-2	L.T.:220-230-1	6,0722e-08	65,11	F	0	F	
OLTC:222-1220-1	L.T.:220-230-1	6,0722e-08	19,63	NF	0	F	
OLTC:222-1220-2	L.T.:220-230-1	6,0722e-08	19,63	NF	0	F	
DSER:221-222-1	L.T.:131-221-1	1,7318e-07	156,47		156,47		Isolated Bus
DSER:221-222-1	L.T.:220-230-1	6,6509e-08	85,00	NF	0,00	F	
L.T.:180-190-1	L.T.:190-231-1	5,4735e-07	142,90		142,90		Interconnect
OLTC:190-191-1	L.T.:180-190-1	5,2719e-08	142,90		142,90		Load Loss
OLTC:190-191-1	L.T.:190-231-1	8,4286e-08	142,90		142,90		Load Loss
TRAF:16-160-1	OLTC:160-161-1	8,1182e-09	20,00		20,00		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	OLTC:160-161-2	8,1182e-09	20,00		20,00		Gen. Loss
OLTC:160-161-1	OLTC:160-161-2	8,1182e-09	40,00		40,00		Interconnect
TRAF:16-160-1	L.T.:151-160-1	4,9924e-08	19,11		19,11		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	L.T.:151-160-2	4,9924e-08	19,11		19,11		Gen. Loss
TRAF:16-160-1	L.T.:160-170-1	3,2428e-08	17,78		17,78		Gen. Loss
OLTC:130-134-1	OLTC:130-134-2	8,1182e-09	35,88	F	35,88	F	
OLTC:130-134-1	OLTC:130-134-3	8,1182e-09	35,88	F	35,88	F	
OLTC:130-134-1	OLTC:130-135-1	8,1182e-09	133,61		133,61		Load Loss
OLTC:130-134-2	OLTC:130-134-3	8,1182e-09	35,88	F	35,88	F	
OLTC:130-134-2	OLTC:130-135-1	8,1182e-09	134,13		134,13		Load Loss
OLTC:130-134-3	OLTC:130-135-1	8,1182e-09	134,13		134,13		Load Loss
OLTC:130-135-1	TRAF:130-1130-1	8,1182e-09	110,00		110,00		Load Loss

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:130-135-1	TRAF:130-1130-2	8,1182e-09	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	OLTC:132-1130-1	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	OLTC:132-1130-2	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	TRAF:133-1130-1	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	TRAF:133-1130-2	8,1182e-09	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	DSER:132-131-1	8,8918e-09	110,00		110,00		Interc. Load
L.T.:120-130-1	L.T.:134-140-1	3,4725e-06	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:120-130-2	L.T.:134-140-1	3,4725e-06	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:130-110-1	L.T.:134-140-1	9,6442e-07	70,00		70,00		Interc. Load
L.T.:131-221-1	L.T.:134-140-1	5,0710e-06	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:130-134-1	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	71,88		71,88		Load Loss
OLTC:130-134-2	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	71,88		71,88		Load Loss
OLTC:130-134-3	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	71,88		71,88		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:120-130-1	1,0827e-07	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:120-130-2	1,0827e-07	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:130-110-1	3,0070e-08	110,00		110,00		Load Loss
OLTC:130-135-1	L.T.:131-221-1	1,5811e-07	110,00		110,00		Interc. Load
OLTC:130-135-1	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	180,00		180,00		Interc. Load
TRAF:130-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:130-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:132-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:132-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:133-1130-1	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
TRAF:133-1130-2	L.T.:134-140-1	2,6037e-07	70,00		70,00		Interc. Load
DSER:132-131-1	L.T.:131-221-1	1,7318e-07	154,99		154,99		Isolated Bus
DSER:132-131-1	L.T.:134-140-1	2,8518e-07	70,00		70,00		Interc. Load
OLTC:180-1180-1	OLTC:180-1180-2	8,1182e-09	130,00		130,00		Interconnect
OLTC:180-1180-1	TRAF:181-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:181-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	TRAF:182-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:181-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:181-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:182-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	TRAF:182-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	TRAF:181-1180-2	8,1182e-09	130,00		130,00		Load Loss
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	TRAF:182-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	TRAF:182-1180-1	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	TRAF:182-1180-2	8,1182e-09	34,00	F	34,00	F	
L.T.:112-180-1	L.T.:180-190-1	1,3600e-07	130,00		130,00		Interconnect
OLTC:180-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0943e-08	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2719e-08	34,00	F	34,00	F	

EVENTO 1	EVENTO 2	PROBAB.	LS [MW]	Status	RLS [MW]	Status	ILHAMENTO
OLTC:180-1180-2	L.T.:112-180-1	2,0943e-08	34,00	F	34,00	F	
OLTC:180-1180-2	L.T.:180-190-1	5,2719e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	L.T.:112-180-1	2,0943e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-1	L.T.:180-190-1	5,2719e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	L.T.:112-180-1	2,0943e-08	34,00	F	34,00	F	
TRAF:181-1180-2	L.T.:180-190-1	5,2719e-08	34,00	F	34,00	F	
L.T.:111-170-1	L.T.:160-170-1	9,4780e-08	49,82		49,82		Interconnect
OLTC:170-171-1	L.T.:111-170-1	2,3727e-08	49,82		49,82		Load Loss
OLTC:170-171-1	L.T.:160-170-1	3,2428e-08	49,82		49,82		Load Loss
OLTC:150-151-1	OLTC:150-151-2	8,1182e-09	92,92	F	92,92	F	
OLTC:120-121-1	OLTC:120-121-2	8,1182e-09	120,00		120,00		Interconnect
OLTC:120-121-1	L.T.:100-120-1	6,4889e-08	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-130-1	1,0827e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-130-2	1,0827e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-1	L.T.:120-150-1	1,3536e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:100-120-1	6,4889e-08	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-130-1	1,0827e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-130-2	1,0827e-07	24,00	F	24,00	F	
OLTC:120-121-2	L.T.:120-150-1	1,3536e-07	24,00	F	24,00	F	
TRAF:100-10-1	L.T.:100-120-1	6,4889e-08	299,70		299,70		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	L.T.:100-150-1	1,2440e-07	299,70		299,70		Gen. Loss
TRAF:100-10-1	L.T.:100-150-2	1,2440e-07	299,70		299,70		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	OLTC:110-111-1	8,1182e-09	209,80		209,80		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-1110-1	8,1182e-09	209,80		209,80		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	TRAF:110-1110-2	8,1182e-09	209,80		209,80		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	OLTC:112-1110-1	8,1182e-09	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	OLTC:112-1110-2	8,1182e-09	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	TRAF:113-1110-1	8,1182e-09	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	TRAF:113-1110-2	8,1182e-09	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:110-150-1	5,6493e-08	209,80		209,80		Gen. Loss
TRAF:110-11-1	L.T.:111-170-1	2,3727e-08	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:112-180-1	2,0943e-08	209,80		209,80		Interc. Gen.
TRAF:110-11-1	L.T.:130-110-1	3,0070e-08	209,80		209,80		Gen. Loss
OLTC:110-111-1	L.T.:111-170-1	2,3727e-08	90,55		90,55		Load Loss

CLASSIFICAÇÃO ESTÁTICA DE SUBESTAÇÕES

SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 1)				SIMPLIFICADO (Apenas Estágio 2)			
SE	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]	SE	PI_{N-1} [MW]	PI_{N-2} [MW]	SPI [MW]
CURIÓ	2,0939e-1	1,2228e-3	2,1061e-1	CURIÓ	2,0939e-1	1,2228e-3	2,1061e-1
SANHAÇO	1,9961e-1	0	1,9961e-1	SANHAÇO	1,9961e-1	0	1,9961e-1
GAVIÃO	3,4639e-2	1,0316e-4	3,4742e-2	GAVIÃO	3,4639e-2	6,8402e-5	3,4708e-2
TUCANO	3,0452e-2	1,4543e-4	3,0597e-2	TUCANO	3,0452e-2	9,1262e-5	3,0543e-2
CANÁRIO	2,6646e-2	9,4012e-5	2,6740e-2	CANÁRIO	2,6646e-2	9,4012e-5	2,6740e-2
CORUJA	2,3005e-2	2,2139e-6	2,3007e-2	CORUJA	2,3005e-2	2,2139e-6	2,3007e-2
PELICANO	2,2294e-2	7,6965e-5	2,2370e-2	PELICANO	2,2294e-2	6,9317e-5	2,2363e-2
SABIÁ	1,8653e-2	4,1604e-5	1,8695e-2	SABIÁ	1,8653e-2	4,1604e-5	1,8695e-2
BICUDO	1,2092e-2	3,3121e-5	1,2125e-2	BICUDO	1,2092e-2	3,3121e-5	1,2125e-2
ARARA	9,7801e-3	2,8653e-4	1,0067e-2	ARARA	9,7801e-3	1,1764e-4	9,8977e-3
CHOPIM	8,0019e-3	9,7794e-5	8,0997e-3	CHOPIM	8,0019e-3	9,7794e-5	8,0997e-3
URUBU	7,1128e-3	1,4388e-5	7,1272e-3	URUBU	7,1128e-3	1,4388e-5	7,1272e-3
CARDEAL	4,2677e-3	2,0980e-5	4,2886e-3	CARDEAL	4,2677e-3	2,0980e-5	4,2886e-3
AZULÃO	3,5564e-3	7,5196e-6	3,5639e-3	AZULÃO	3,5564e-3	7,5196e-6	3,5639e-3
PARDAL	7,1128e-4	3,1341e-6	7,1441e-4	PARDAL	7,1128e-4	3,1341e-6	7,1441e-4
GARÇA	0	1,4176e-5	1,4176e-5	GARÇA	0	6,3675e-6	6,3675e-6
TIZIU	0	7,5434e-7	7,5434e-7	TIZIU	0	7,5434e-7	7,5434e-7

APÊNDICE D

ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DO SISTEMA BB

D.1 CASO 2

(.SPS) – Arquivo de Esquemas de Proteção de Sistemas

SPS SisBB

```
! STATUS DAS LINHAS -----
S1 = TLINE(131,132,1,STATUS)      ! STATUS LT:131-132-1
S2 = TLINE(131,221,1,STATUS)      ! STATUS LT:131-221-1
S3 = TRAFO(132,1130,1,STATUS)     ! STATUS TRAFO:132-1130-1
S4 = TRAFO(130,1130,1,STATUS)     ! STATUS TRAFO:130-1130-1
S5 = TLINE(190,231,1,STATUS)      ! STATUS LT:190-231-1
NS5 = NOT(S5)                    ! Condição 2: CIRCUITO LT:190-231-1 ABERTO
S6 = TLINE(221,222,1,STATUS)      ! STATUS LT:221-222-1
S7 = TRAFO(222,1220,1,STATUS)     ! STATUS TRAFO:222-1220-1
S8 = TRAFO(220,1220,1,STATUS)     ! STATUS TRAFO:220-1220-1
NS8 = NOT(S8)                    ! Condição 5: CIRCUITO TRAFO:220-1220-1 ABERTO
S9 = TRAFO(231,1230,1,STATUS)     ! STATUS TRAFO:231-1230-1
```

```
S10 = TRAF0(230,1230,1,STATUS)      ! STATUS TRAF0:230-1230-1
NS10 = NOT(S10)                    ! Condição 7: CIRCUITO TRAF0:230-1230-1 ABERTO

! STATUS DAS UNIDADES GERADORAS -----
G10 = GEN(10,10,PG)                ! POTÊNCIA GERADA NO GERADOR DA BARRA 10 DO GRUPO 10
G10F = LPASS1(G10,4.)
NIVELG10 = PARAM(2.5)

G11 = GEN(11,10,PG)                ! POTÊNCIA GERADA NO GERADOR DA BARRA 11 DO GRUPO 10
G11F = LPASS1(G11,4.)
NIVELG11 = PARAM(0.9)

G20 = GEN(20,10,PG)                ! POTÊNCIA GERADA NO GERADOR DA BARRA 20 DO GRUPO 10
G20F = LPASS1(G20,4.)
NIVELG20 = PARAM(3.9)

G21 = GEN(21,10,PG)                ! POTÊNCIA GERADA NO GERADOR DA BARRA 21 DO GRUPO 10
G21F = LPASS1(G21,4.)
NIVELG21 = PARAM(4.9)

! CONDIÇÕES PARA O CORTE DE GERAÇÃO -----
COND1 = GT(G10F,NIVELG10)          ! Condição 1: GERAÇÃO MAIOR QUE 250 MW
COND2 = GT(G11F,NIVELG11)          ! Condição 2: GERAÇÃO MAIOR QUE 90 MW
COND3 = GT(G20F,NIVELG20)          ! Condição 3: GERAÇÃO MAIOR QUE 390 MW
COND4 = GT(G21F,NIVELG21)          ! Condição 4: GERAÇÃO MAIOR QUE 490 MW

A1 = AND(COND1,COND2,COND3,COND4)

! 2MAQ -> GAVIÃO (BARRA 21) E 1MAQ -> TUCANO (BARRA 20)
A2 = AND(S1,S2,S3,S4,S9)
COND5 = NOT(A2)

TRIP1 = AND(A1,COND5)

! 2MAQ -> TUCANO (BARRA 20) E GAVIÃO (BARRA 21)
TRIP2 = AND(A1,NS5)

! 3MAQ -> TUCANO (BARRA 20) E 2MAQ -> GAVIÃO (BARRA 21)
TRIP3 = AND(A1,NS10)

! 3MAQ -> GAVIÃO (BARRA 21) E 2MAQ -> TUCANO (BARRA 20)
```



```

A3 = AND(S6,S7)
COND6 = NOT(A3)

TRIP4 = AND(A1,COND6)

! 3MAQ -> TUCANO (BARRA 20) E 3MAQ -> GAVIÃO (BARRA 21)
TRIP5 = AND(A1,NS8)

! CORTES DE GERAÇÃO -----
! 1 MAQ
SHD20_1 = GENSHED(TRIP1,20,10,1,0.2)    ! CORTA UMA UNIDADE GERADORA NA BARRA 20, GRUPO 10, COM 200 MS DE ATRASO

! 2 MAQ'S
TRIP1_ = OR(TRIP1,TRIP2,TRIP3)
TRIP2_ = OR(TRIP2,TRIP4)

SHD20_2 = GENSHED(TRIP2_,20,10,2,0.2)    ! CORTA DUAS UNIDADES GERADORAS NA BARRA 20, GRUPO 10, COM 200 MS DE ATRASO
SHD21_2 = GENSHED(TRIP1_,21,10,2,0.2)    ! CORTA DUAS UNIDADES GERADORAS NA BARRA 21, GRUPO 10, COM 200 MS DE ATRASO

! 3 MAQ'S
TRIP3_ = OR(TRIP3,TRIP5)
TRIP4_ = OR(TRIP4,TRIP5)

SHD20_3 = GENSHED(TRIP3_,20,10,3,0.2)    ! CORTA TRÊS UNIDADES GERADORAS NA BARRA 20, GRUPO 10, COM 200 MS DE ATRASO
SHD21_3 = GENSHED(TRIP4_,21,10,3,0.2)    ! CORTA TRÊS UNIDADES GERADORAS NA BARRA 21, GRUPO 10, COM 200 MS DE ATRASO

END

```

(.DYN) – Arquivo de Dados Dinâmicos

```

SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
! 10 2 1 3 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-
Tllq-) (--Ag--) (--Bg--)
1.014 0.314 0.280 0.770 0.000 0.280 0.005 100.0 0.163 0.000 6.550 0.039 0.000 3.120 2.00
0.071 0.000 0.000 /
!AVR02 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)

```

```

15.0      0.02      0.010      1.06      -999.      999.      -6.73      6.73      -6.73      6.73      0.0      1.0      /
!PSS01 (--T1--)(--T2--)(--T3--)(--T4--)(--T5--)(--T6--)(--Tw--)(--K1--)(-Vmin-)(-Vmax-)(-Type-)
0.15      0.15      0.03      0.03      0.0001      0.0001      1.5      1.00      -0.1      0.1      1      /
!GOV03 (--At--)(--Tg--)(--Tw--)(-Rt>0-)(-Tr>0-)(--Rp--)(--Tf--)(-Lmin-)(-Lmax-)(-Vmin-)(-Vmax-)(-qnl--)(--Kd--)(--Td--)(--Dt--)(--
D---)
1.2      0.5      1.5      0.05      7.0      0.38      0.05      -2.0      0.98      -2.0      2.0      0.15      0.0      1.0      0.5
1.0      /
!
SM05
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
11 2 0 9 0 0.0000 0.0000 0.0100 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--)(--Xld-)(-Xlld-)(--Xq--)(--Xlq-)(-Xllq-)(--Ra--)(-Sbase)(--Xl--)(--Xt--)(--Tld-)(-Tlld-)(--Tlq-)(---H--)(---D--)(-
Tllq-)(-S1.0-)(-S1.2-)
1.050      0.185      0.130      0.980      0.360      0.130      0.0031      75.0      0.070      0.000      6.100      0.038      0.300      6.187      2.000
0.099      0.000      0.000      /
!AVR02 (--Ka--)(-Ta>0-)(--Kf--)(--Tf--)(-Lmin-)(-Lmax-)(-Vmin-)(-Vmax-)(Efdmin)(Efdmax)(--Kc--)(LimMod)
15.0      0.02      0.010      1.06      -999.      999.      -6.73      6.73      -6.73      6.73      0.0      /
!GOV09 (-R>0-)(-T1>0-)(PmaxPU)(PminPU)(--T2--)(-T3>0-)
0.05      0.2      1.2      0.0      0.0      0.3      /
!
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
20 2 1 3 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--)(--Xld-)(-Xlld-)(--Xq--)(--Xlq-)(-Xllq-)(--Ra--)(-Sbase)(--Xl--)(--Xt--)(--Tld-)(-Tlld-)(--Tlq-)(---H--)(---D--)(-
Tllq-)(--Ag--)(--Bg--)
1.060      0.315      0.250      0.610      0.000      0.250      0.0024      115.0      0.147      0.000      8.680      0.040      0.000      3.817      2.000
0.080      0.000      0.000      /
!AVR02 (--Ka--)(-Ta>0-)(--Kf--)(--Tf--)(-Lmin-)(-Lmax-)(-Vmin-)(-Vmax-)(Efdmin)(Efdmax)(--Kc--)(LimMod)
15.0      0.02      0.010      1.06      -999.      999.      -6.73      6.73      -6.73      6.73      0.0      /
!PSS01 (--T1--)(--T2--)(--T3--)(--T4--)(--T5--)(--T6--)(--Tw--)(--K1--)(-Vmin-)(-Vmax-)(-Type-)
0.15      0.15      0.03      0.03      0.0001      0.0001      1.5      1.00      -0.1      0.1      1      /
!GOV03 (--At--)(--Tg--)(--Tw--)(-Rt>0-)(-Tr>0-)(--Rp--)(--Tf--)(-Lmin-)(-Lmax-)(-Vmin-)(-Vmax-)(-qnl--)(--Kd--)(--Td--)(--Dt--)(--
D---)
1.2      0.5      1.5      0.05      7.0      0.38      0.05      -2.0      0.98      -2.0      2.0      0.15      0.0      1.0
0.5      1.0      /
!
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
21 4 1 3 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--)(--Xld-)(-Xlld-)(--Xq--)(--Xlq-)(-Xllq-)(--Ra--)(-Sbase)(--Xl--)(--Xt--)(--Tld-)(-Tlld-)(--Tlq-)(---H--)(---D--)(-
Tllq-)(--Ag--)(--Bg--)
0.920      0.300      0.220      0.510      0.000      0.220      0.002      158.0      0.130      0.000      5.200      0.029      0.000      3.177      2.000
0.034      0.000      0.000      /

```

```

!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1--) (S[E1]-) (-E2--) (S[E2]-) (-Tc1--) (-
Tb1--)
187.0 0.89 1.0 1.15 1.0 1.0 0.058 0.62 -1.7 1.7 1.0 0.0 1.2 0.0 1.0
/
!PSS01 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--Tw--) (--K1--) (-Vmin-) (-Vmax-) (-Type-)
0.15 0.15 0.03 0.03 0.0001 0.0001 1.5 1.00 -0.1 0.1 1 /
!GOV03 (--At--) (--Tg--) (--Tw--) (-Rt>0-) (-Tr>0-) (--Rp--) (--Tf--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Vmin-) (-Vmax-) (-qnl--) (--Kd--) (--Td--) (--Dt--) (--
D---)
1.2 0.5 1.5 0.05 7.0 0.38 0.05 -2.0 0.98 -2.0 2.0 0.15 0.0 1.0
0.5 1.0 /
!
PROT04
!(ID) ( NOME ) (BUSM) (ST) (Typ) (Num)
1 SE_20 20 5 1 2 /
!(Tp) (%) (df/dt) (Rst_f) (Rst_t) (Bk_t) (-Fs-) (T1) (-Fc-) (T2) (-Fr-) (T3)
0 17. 0.0 99. 99. 0.35 58.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 17. 0.0 99. 99. 0.35 58.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
!
PROT04
!(ID) ( NOME ) (BUSM) (ST) (Typ) (Num)
2 SE_10 10 5 1 1 /
!(Tp) (%) (df/dt) (Rst_f) (Rst_t) (Bk_t) (-Fs-) (T1) (-Fc-) (T2) (-Fr-) (T3)
0 17. 0.0 99. 99. 0.35 58.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 17. 0.0 99. 99. 0.35 58.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
0 7. 0.0 99. 99. 0.35 57.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /
!
PROT08
!(ID) ( NOME ) (BUSM) (BUSGEN) (GRP) (f1) (f2) ( T1 ) ( T2 ) (Bk_t) (NU1) (NU2)
1 GEN21 21 21 10 61. 62. 0.0 0.0 0.35 1 1
!
-999 /
1 A 2 1.00 0.0 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0. 2. 1. 0. 2. 1. 0.
2 A 2 1.00 0.0 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0. 2. 1. 0. 2. 1. 0.
-999 /
1 0.8 0.08 13.8 1 1.2 0.2 138. 1 0.6 13.8 1 1.3 13.8 1 0.1 13.8 1 1 0.35 1 140. 70. 10 /
-999 /
/

```

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A02] P.C. Almeida, "Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica," Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Jul. 2002.
- [AFPB03] C.I.F. Agreira, C.M.M. Ferreira, J.A.D. Pinto, and F.P.M. Barbosa, "Contingency Screening and Ranking Algorithm Using two Different sets of Security Performance Indices," *Proceedings IEEE Power Tech Conference*, vol. 4, Bologna, Italy, June 23-26, 2003.
- [ASDS02] D.S. Arentz, M.Th. Schilling, M.B. Do Coutto Filho, and J.C.S. Souza, "Nodal Reliability," *14th Int. Power Syst. Comput. Conf. - PSCC*, Sevilla, Spain, June 24-28, 2002.
- [ATL10] G.J. Anders, A. Torres, and A.M. Leite da Silva, "Guide to Identify and Rank Critical Facilities," CEATI Report T083700-3357, 2010.
- [BA96] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum, 1996.
- [BBTS] Brazilian Birds Test System Data for Ranking Critical Nodes. [Online]. Available at: <https://sites.google.com/site/powersystemdata/brazilian-data>
- [BDMM00] A. Bianco, C.R.R. Dornellas, N. Martins, J.C.O. Mello et al., "Power System Nodal Risk Assessment: Concepts and Applications," *Eletroevolução - Cigré Brasil*, no. 20, pp. 11-16, June 2000.
- [BL93] R. Billinton and G. Lian, "Station Reliability Evaluation using a Monte Carlo Approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, pp. 1239-1245, July 1993.
- [BV87] R. Billinton and P.K. Vohra, "Station Initiated Outages in Composite System Adequacy Evaluation," *Proc. Inst. Elect. Eng. C*, vol. 134, no. 1, pp. 10-16, Jan. 1987.
- [C10] H.D. Chiang, *Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power Systems: Theoretical Foundation, BCU Methodologies, and Applications*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2010.
- [DC06] H.M. Dola and B.H. Chowdhury, "Intentional Islanding and Adaptive Load Shedding to Avoid Cascading Outages," *IEEE PES General Meeting*, Montreal, Que., June 18-22, 2006.
- [FSMP95] R.N. Fontoura, M.Th. Schilling, J.C.O. Mello, and J.L.R. Pereira, "Topological Reduction considering Uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 739-744, May 1995.

-
- [G09] M. Groetaers dos Santos, "Segurança de Sistemas de Potência em Regime Transitório considerando Incertezas," Tese de Doutorado, IC/UFF, Niterói, RJ, Dez. 2009.
- [G94] S. Granville, "Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 136-146, Feb. 1994.
- [H11] G.A. Hamoud, "Ranking Components of High Voltage Switching and Transformer Stations," *IEEE PES General Meeting*, Detroit, MI, USA, July 24-28, 2011.
- [HAK06] G. Hamoud, G.J. Anders, and B. Kalinowski, "Defining and Evaluating Performance Measures for Transmission Stations," *9th PMAPS - Int. Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, June 11-15, 2006.
- [IEEE79] IEEE PES Task Force, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [J94] J.L. Jardim, "Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Functions," Ph.D. Thesis, Imperial College (ICSTM), University of London, UK, Oct. 1994.
- [L05] W. Li, *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*. New York: Wiley-IEEE Press, 2005.
- [L14] L.R. Lima, "Metodologia Probabilística para Classificação de Subestações considerando os Desempenhos Estático e Dinâmico da Rede," Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, MG, Mar. 2014.
- [L73] D.G. Luenberger, *Introduction to Linear and Nonlinear Programming*, 1st ed. New York: Addison-Wesley, 1973.
- [LJML13] A.M. Leite da Silva, J.L. Jardim, Z.S. Machado Jr., L.R. Lima et al., "Methodology and Computer Program for Ranking of Substations in Bulk Power Systems: Static and Dynamic Analyses - Hydro One," Research Report, Feb. 2013.
- [LR08] A.M. Leite da Silva and L.S. Rezende, "Transmission Contingency Ranking - Hydro One," Research Report 1/2, Oct. 2007 - Mar. 2008.
- [LVFM14] A.M. Leite da Silva, A. Violin, C. Ferreira, and Z.S. Machado Jr., "Probabilistic Evaluation of Substation Criticality based on Static and Dynamic System Performances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1410-1418, May 2014.
- [N03] N. Nighot, "Incorporating Substation and Switching Station Related Outages in Composite System Reliability Evaluation," Master of Science Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, Sep. 2003.

- [NERC13] North American Electric Reliability Corporation - NERC, "State of Reliability 2013," NERC Report, May 2013.
- [O02] ONS, "Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 - 2005 (Circulação Reservada)," Rio de Janeiro, RJ,.
- [O17] "Manual do Programa Organon," HPPA - High Performance Power Systems Applications, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.
- [P89] M.A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [PBB11] F. Pasqualetti, A. Bicchi, and F. Bullo, "A Graph-theoretical Characterization of Power Network Vulnerabilities," *IEEE American Control Conference*, San Francisco, CA, USA, June 29 - July 01, 2011, pp. 3918-3923.
- [PER00] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*. Norwell, Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [PSPQ11] L.D. Penna, C.A. Silva Neto, M.C. Passaro, M.A. Quadros et al., "Utilização da Ferramenta ORGANON nos Processos do ONS," *XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Florianópolis, SC, Out. 2011.
- [R05] D.G. Robinson, "Reliability Analysis of Bulk Power Systems Using Swarm Intelligence," *Proceedings of the Annual Reliability and Maintainability Symposium*, Jan. 24-27, 2005, pp. 96-102.
- [RLJM00] A.M. Rei, A.M. Leite da Silva, J.L. Jardim, and J.C.O. Mello, "Static and Dynamic Aspects in Bulk Power System Reliability Evaluations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 189-195, Feb. 2000.
- [SAA85] B. Stott, O. Alsac, and F.L. Alvarado, "Analytical and Computational Improvements in Performance-index Ranking Algorithms for Networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 154-160, July 1985.
- [SBG09] M.Th. Schilling, R. Billinton, and M. Groetaers dos Santos, "Bibliography on Power Systems Probabilistic Security Analysis 1968-2008," *Int. Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1-48, June 2009.
- [SFCM05] G.K. Stefopoulos, Fang Yang, G.J. Cokkinides, and A.P.S. Meliopoulos, "Advanced Contingency Selection Methodology," *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, Oct. 23-25, 2005, pp. 67-73.
- [SJA09] B. Stott, J.L. Jardim, and O. Alsaç, "DC Power Flow Revisited," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1290-1300, Aug. 2009.
- [SS08] A.T. Saric and A.M. Stankovic, "Applications of Ellipsoidal Approximations to Polyhedral sets in Power System Optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 956-965, Aug. 2008.

-
- [SSAB11] K.C.O. Salim, C.A. Silva Neto, L.F.C. Alberto, N.G. Bretas et al., "Análise de Segurança do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Oscilações Sustentadas," *XXI SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Florianópolis, SC, Out. 2011.
- [SSSG12] C.A. Silva Neto, M.Th. Schilling, J.C.S. Souza e M. Groetaers dos Santos, "Melhoria da Segurança Dinâmica baseada em Análise Estocástica e Metaheurística," *Controle & Automação*, vol. 23, no. 2, pp. 216-230, Mar./Abr. 2012.
- [TA11] A. Torres and G.J. Anders, "Strategic Lines and Substations in an Electric Power Network," in *Innovations in Power Systems Reliability*, G. Anders and A. Vaccaro, Eds. London: Springer Pubs, 2011, ch. 5.
- [V14] A. Violin, "Avaliação da Confiabilidade de Subestações baseada nos Desempenhos Estático e Dinâmico dos Sistemas Elétricos de Potência," Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, MG, Jan. 2014.
- [VLFM12] A. Violin, A.M. Leite da Silva, C. Ferreira e Z.S. Machado Jr., "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.
- [VLFM13] A. Violin, A.M. Leite da Silva, C. Ferreira e Z.S. Machado Jr., "Avaliação da Confiabilidade de Subestações baseada nos Desempenhos Estático e Dinâmico dos Sistemas Elétricos de Potência," *XXII SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Brasília, DF, Out. 2013.