



## AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO ASPECTOS DA DINÂMICA DO ILHAMENTO

Leonardo Fernandes Rocha

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador(es): Carmen Lucia Tancredo Borges  
Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2014

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO ASPECTOS DA DINÂMICA DO ILHAMENTO

Leonardo Fernandes Rocha

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Rodrigo Andrade Ramos, D.Sc.

---

Prof<sup>a</sup>. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2014

Rocha, Leonardo Fernandes

Avaliação Probabilística da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Incluindo Aspectos da Dinâmica do Ilhamento/Leonardo Fernandes Rocha. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XIX, 186 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges

Glauco Nery Taranto

Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 160-167.

1. Avaliação Probabilística da Confiabilidade. 2. Simulação Dinâmica. 3. Ilhamento. 4. Fontes Alternativas de Energia. 5. Geração Distribuída. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A minha esposa Carolina, pelo amor, pela sua importante presença e pelo grande estímulo que recebi em todos os momentos.

A meu filho Henrique pela enorme felicidade que me proporciona a cada instante.

Aos meus pais, Roberto e Fernanda, pela incansável dedicação e pelo grande exemplo de força, de perseverança e de ânsia pelo conhecimento.

## AGRADECIMENTOS

A meus orientadores, Professora Carmen Lucia Tancredo Borges e Professor Glauco Nery Taranto, pelo imenso apoio e pela constante presença na realização deste trabalho.

Aos amigos Jorge Isaac Rodriguez Rodriguez, Júlio Alberto Silva Dias e Sergio León Escalante Cárdenas pelos esclarecimentos, discussões e sugestões ao longo da elaboração deste trabalho.

A minha família pelo total apoio em todos os momentos.

Ao Escritório Técnico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (ETU) pela licença concedida para a finalização deste trabalho.

Aos amigos do ETU e do LASPOT pelo companheirismo e colaboração.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

## AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO ASPECTOS DA DINÂMICA DO ILHAMENTO

Leonardo Fernandes Rocha

Dezembro/2014

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges  
Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta um modelo que incorpora a influência da dinâmica do ilhamento nas avaliações da confiabilidade de sistemas de distribuição associadas com fontes alternativas de energia. Para isso, são avaliados os efeitos do processo de ilhamento em termos de tensão e de frequência, assim como o impacto das falhas dos componentes do sistema na confiabilidade. O modelo proposto está baseado numa combinação de avaliação probabilística da confiabilidade com análises da dinâmica do processo de ilhamento. A avaliação da confiabilidade está baseada em Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMC), enquanto a simulação da dinâmica do ilhamento é realizada com modelos completos de máquinas síncronas e seus reguladores de tensão e de velocidade. As fontes alternativas de energia estão representadas por modelos estocásticos a múltiplos estados. Os resultados são apresentados para sistemas de distribuição de média tensão, onde o processo de ilhamento, dentro da SMC, é avaliado através de simulação da estabilidade transitória. Dessa forma, a influência do Índice de Sobrevivência do ilhamento é incorporada ao cálculo dos índices tradicionais de confiabilidade da distribuição, permitindo a obtenção de resultados mais realistas.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

PROBABILISTIC RELIABILITY EVALUATION OF ACTIVE DISTRIBUTION  
NETWORKS INCLUDING ISLANDING DYNAMICS

Leonardo Fernandes Rocha

December/2014

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges  
Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents a model that incorporates the impact of islanding dynamics in reliability analysis of distribution networks, associated with renewable energy sources. In order to do that, the effects of islanding process in terms of voltage and frequency variations, as well as, the impact of component failures in reliability, are assessed. The proposed model is based on a combination of probabilistic reliability assessment together with the dynamics of the islanding process. The reliability analysis is based on Non-Sequential Monte Carlo simulation, while the islanding dynamics simulation is performed with complete models of synchronous machine and its voltage and speed regulators. Renewable energy sources are represented by stochastic models with multiple states. Results are obtained with a MV distribution systems, where the process of islanding within the Non-Sequential Monte Carlo simulation is evaluated as a conventional transient stability simulation. Therefore, the influence of dynamics in the survivability rate of islanding is incorporated into the calculation of conventional reliability indices, leading to a more realistic results.

# Sumário

<b>Capítulo 1 – Introdução</b> .....	1
1.1 Revisão Bibliográfica.....	3
1.2 Estrutura da Tese.....	14
<b>Capítulo 2 – Ilhamento Intencional e Automático no Âmbito dos Sistemas de Distribuição</b> .....	16
2.1 Ilhamento .....	17
2.2 Microrredes .....	19
2.3 Aspectos Normativos Relacionados com a Geração Distribuída, Incluindo a Operação Ilhada .....	21
<b>Capítulo 3 – Avaliação Probabilística da Confiabilidade Sob o Enfoque da Adequação</b> .....	29
3.1 Índices de Confiabilidade da Distribuição.....	30
3.2 Simulação Monte Carlo Não-Sequencial.....	33
3.3 Cálculo dos Índices de Confiabilidade através de SMC Não-Sequencial .....	36
3.4 Análise da Adequação.....	37
3.5 Modelos Estocásticos.....	39
3.5.1 Modelo dos Componentes da Rede.....	39
3.5.2 Modelos da Geração Distribuída .....	40
3.5.3 Modelo da Carga.....	42
<b>Capítulo 4 – Aspectos da Dinâmica do Ilhamento Considerados na Avaliação da Confiabilidade</b> .....	45
4.1 Simulação da Estabilidade Transitória.....	47
4.1.1 Formulação Geral do Problema .....	47
4.1.2 Método de Solução .....	48
4.1.3 Representação da Rede Elétrica e das Cargas.....	50
4.1.4 Representação da Máquina Síncrona .....	50
4.1.5 Representação das Malhas de Controlos de Tensão e de Velocidade nos Geradores .....	52
4.2 Modelos dos Dispositivos de Proteção .....	53
4.3 Esquema de Corte Automático de Carga e de Geração .....	55
<b>Capítulo 5 – Modelo de Avaliação da Confiabilidade Incluindo Aspectos da Dinâmica do Ilhamento</b> .....	57
5.1 Cálculo dos Índices de Confiabilidade .....	59
5.2 Algoritmo de Simulação .....	67

<b>Capítulo 6 - Resultados</b> .....	73
6.1    Estudo 1 .....	73
6.1.1    Caso Base.....	77
6.1.1.1    Carga Pesada – CP .....	79
6.1.1.2    Carga Média – CM .....	82
6.1.2    PCH.....	83
6.1.2.1    PCH 5,5 MW – Carga Pesada – CP.....	83
6.1.2.1.1    Operação Ilhada .....	83
6.1.2.1.2    Transição de Vazão e de Máquinas .....	92
6.1.2.1.3    Avaliação da Confiabilidade.....	97
6.1.2.2    PCH 5,5 MW – Carga Média – CM .....	102
6.1.2.2.1    Operação Ilhada .....	102
6.1.2.2.2    Transição de Vazão e de Máquinas .....	107
6.1.2.2.3    Avaliação da Confiabilidade.....	114
6.1.2.3    PCH 9,0 MW .....	118
6.1.2.3.1    Carga Pesada – CP.....	118
6.1.2.3.2    Carga Média – CM .....	124
6.1.2.4    Avaliação da Confiabilidade do Alimentador 3 .....	129
6.1.2.5    Análise Comparativa.....	130
6.1.2.5.1    Benefício da Proteção X Benefício da Operação Ilhada.....	131
6.1.2.5.2    PCH 5,5 MW X PCH 9,0 MW .....	133
6.1.2.5.3    Carga Pesada X Carga Média .....	133
6.2    Estudo 2 – Análise de Sensibilidade.....	136
6.3    Estudo 3 – Caso Real .....	140
6.3.1    Avaliação da Confiabilidade.....	144
<b>Capítulo 7 – Conclusões e Trabalhos Futuros</b> .....	155
7.1    Considerações Gerais.....	155
7.2    Trabalhos Futuros .....	158
<b>Capítulo 8 – Referências</b> .....	160
<b>Apêndice A – Índices de Confiabilidade do Sistema RBTS com o Esquema CA</b> .	168
<b>Apêndice B – Modelos Dinâmicos</b> .....	171
<b>Apêndice C – Gráficos da Tensão de Campo, da Potência Reativa e da Potência Mecânica</b> .....	178

## Lista de Tabelas

Tabela 6.1. Parâmetros da máquina síncrona e dos reguladores de tensão e de velocidade. .....	76
Tabela 6.2. Número de consumidores por ponto de carga, por alimentador e para o sistema RBTS-Barra2. ....	76
Tabela 6.3. Taxas de Transição entre Estados de Geração da PCH. ....	77
Tabela 6.4. Taxa Média de Falha por ponto de carga - Caso Base - CP. ....	79
Tabela 6.5. Tempo Médio de Reparo Anual por ponto de carga - Caso Base - CP. ....	80
Tabela 6.6. EENS por ponto de carga - Caso Base - CP. ....	81
Tabela 6.7. Índices de Confiabilidade do Alimentador 3 - Caso Base - CP. ....	81
Tabela 6.8. EENS por ponto de carga - Caso Base - CM. ....	82
Tabela 6.9. Índice EENS do Alimentador 3 - Caso Base - CM. ....	82
Tabela 6.10. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	84
Tabela 6.11. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	86
Tabela 6.12. Influência das transições de vazão nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	93
Tabela 6.13. Influência das transições de vazão na falha do Trechos 18 associada com uma unidade geradora da PCH em reparo - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	95
Tabela 6.14. Taxas de Transição de Vazão acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	95
Tabela 6.15. Influência das transições de máquinas nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	96
Tabela 6.16. Influência do reparo da unidade falhada para a falha do Trechos 18 - PCH 5,5 MW-PD-CP. ....	97
Tabela 6.17. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....	97
<i>Tabela 6.18. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....</i>	<i>98</i>
<i>Tabela 6.19. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....</i>	<i>100</i>
<i>Tabela 6.20: Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....</i>	<i>101</i>
Tabela 6.21. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM. ....	102
Tabela 6.22. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 5,5 MW-PD-CM. ....	103

Tabela 6.23. Influência das transições de vazão nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	108
Tabela 6.24. Influência das transições de vazão na falha do Trechos 18 associada com uma unidade geradora da PCH em reparo - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	109
Tabela 6.25. Taxas de Transição de Vazão acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	109
Tabela 6.26. Influência das transições de máquinas nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	110
Tabela 6.27. Influência do reparo da unidade falhada para a falha do Trechos 18 - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	111
Tabela 6.28. Taxas de Transição de Máquinas acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CM.....	113
Tabela 6.29. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM. ....	114
Tabela 6.30. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.....	114
Tabela 6.31. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM. ....	116
Tabela 6.32. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.....	116
Tabela 6.33. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 9,0 MW-PD-CP. ....	119
Tabela 6.34. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 9,0 MW-PD-CP.....	119
Tabela 6.35. Participação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração no IS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP. ....	120
Tabela 6.36. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.....	120
Tabela 6.37. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP. ....	121
Tabela 6.38. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.....	122
Tabela 6.39. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.....	123
Tabela 6.40. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 9,0 MW-PD-CM.....	124
Tabela 6.41. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 9,0 MW-PD-CM.....	125
Tabela 6.42. Participação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração no IS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.....	125
Tabela 6.43. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.....	126
Tabela 6.44. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.....	126
Tabela 6.45. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM. ....	127
Tabela 6.46. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.....	128

Tabela 6.47. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 - CP.....	129
Tabela 6.48. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 - CM. ....	129
Tabela 6.49. Redução Percentual de $\lambda$ em relação ao CB-CR-CP (%). ....	131
Tabela 6.50. Redução Percentual da EENS em relação ao CB-CR-CP (%). ....	132
Tabela 6.51. Redução percentual dos índices de confiabilidade do Alimentador 3 em relação ao CB-CR-CP (%). ....	132
Tabela 6.52. Redução Percentual de $\lambda$ em relação ao CB-CR-CM (%). ....	134
Tabela 6.53. Redução Percentual da EENS em relação ao CB-CR-CM (%). ....	134
Tabela 6.54. Redução percentual dos índices de confiabilidade do Alimentador 3 em relação ao CB-CR-CM (%). ....	134
Tabela 6.55. Número de Eventos de Falha Amostrados por Trecho. ....	137
Tabela 6.56. Número de Ocorrências de Cada Nível de Geração Relacionado com as Falhas nos Trechos. ....	137
Tabela 6.57. Porcentagem de Cada Nível de Geração Relacionado com as Falhas nos Trechos. ....	137
Tabela 6.58. Análise de Sensibilidade - Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW–CR–PD–CP.....	138
Tabela 6.59. Análise de Sensibilidade - Índices de Sobrevivência Parcial - PCH 5,5 MW–CR–PD–CP.....	140
Tabela 6.60. Informações dos pontos de carga.....	141
Tabela 6.61. Dados de rede. ....	141
Tabela 6.62. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - CA-CM. ....	145
Tabela 6.63. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - CA-CP. ....	146
Tabela 6.64. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - PD-CM. ....	147
Tabela 6.65. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - PD-CP.....	148
Tabela 6.66. Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) - CM. ....	150
Tabela 6.67. Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) - CP.....	150
Tabela 6.68. Índice de Sobrevivência Total por Ponto de Carga. ....	150
Tabela 6.69. Tempo Médio de Reparo Anual - CM.....	151
Tabela 6.70. Tempo Médio de Reparo Anual - CP. ....	152

Tabela 6.71. EENS - CM.....	152
Tabela 6.72. EENS - CP.....	152
Tabela 6.73. Índice de Sobrevivência Parcial.....	153
Tabela 6.74. Índice de Sobrevivência.....	153
Tabela A. 1. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW–CR–CA–CP [ocorrências/h].	168
Tabela A. 2. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW–CR–CA–CM [ocorrências/h].....	168
Tabela A. 3. Tempo Médio de Reparo Anual - PCH 5,5 MW–CR–CA–CP [h/ano]...	168
Tabela A. 4. Tempo Médio de Reparo Anual - PCH 5,5 MW–CR–CA–CP [h/ano]...	169
Tabela A. 5. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–PD–CP [kWh/ano]. .....	169
Tabela A. 6. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–CA–CM [kWh/ano].....	169
Tabela A. 7. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 – CA-CM.....	169
Tabela A. 8. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 – CA-CM.....	170

# Lista de Figuras

Figura 2.1. Exemplo de uma microrrede típica. ....	20
Figura 3.1. Modelo a dois estados adotado para componentes de rede. ....	40
Figura 3.2. Modelo de Markov da vazão do rio. ....	40
Figura 3.3. Modelo do gerador. ....	41
Figura 3.4. Modelo de geração da PCH. ....	42
Figura 3.5. Modelo Não-Cronológico da Carga. ....	44
Figura 4.1. Modelo da Máquina Síncrona. ....	52
Figura 4.2. Estrutura Computacional das Malhas de Regulação de Tensão e de Velocidade. ....	53
Figura 4.3. Estrutura Computacional do Relé de Subfrequência (81U). ....	54
Figura 4.4. Estrutura Computacional do Relé de Sobrefrequência (81O). ....	54
Figura 4.5. Estrutura Computacional do Relé de Subtensão (27). ....	54
Figura 4.6. Estrutura Computacional do Relé de Sobretensão (59). ....	55
Figura 4.7. Esquema de Alívio de Carga. ....	55
Figura 4.8. Esquema de Alívio de Geração. ....	56
Figura 5.1. Comparação entre os conceitos básicos da SMC tradicional e do modelo proposto. ....	58
Figura 5.2. Representação Gráfica do Cálculo da LOLF para o k-ésimo Estado Amostrado. ....	60
Figura 5.3. Processo híbrido de cálculo da frequência de interrupção, por estado amostrado. ....	64
Figura 5.4. Algoritmo de Simulação. ....	68
Figura 5.5. Módulo da Análise da Adequação. ....	69
Figura 5.6. Módulo da Simulação Dinâmica. ....	71
Figura 6.1. RBTS-Barra2. ....	73
Figura 6.2. Alimentador 3 do Sistema RBTS-Barra2 (Esquema de Proteção Dupla). ....	74
Figura 6.3. Esquema de alívio de carga e de geração. ....	75
Figura 6.4. Regulador de Tensão. ....	75
Figura 6.5. Regulador de Velocidade. ....	75
Figura 6.6. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN. ....	87

Figura 6.7. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN. ....	87
Figura 6.8. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN. ....	89
Figura 6.9. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN. ....	89
Figura 6.10. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN. ....	90
Figura 6.11. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN. ....	91
Figura 6.12. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 24 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN. ....	91
Figura 6.13. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 16 – Geração de 5,5 MW – PCH 5,5 MW –CP–PD–1UN. ....	94
Figura 6.14. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....	99
Figura 6.15. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP. ....	101
Figura 6.16. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 16 – Geração de 4,72 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–1UN. ....	104
Figura 6.17. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 21 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–2 UN. ....	105
Figura 6.18. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 21 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW – PD–CM–3UN. ....	106
Figura 6.19: Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 24 – Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN. ....	107
Figura 6.20. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 18 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW –CM–PD–1UN (Reparo de Máquina Falhada). ....	112
Figura 6.21. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 18 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–CM–PD–3UN (Reparo de Máquina Falhada). ....	112
Figura 6.22. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM. ....	115
Figura 6.23. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM. ....	117
Figura 6.24. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP. ....	121
Figura 6.25. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP. ....	123
Figura 6.26. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–PD–CM. ....	126
Figura 6.27. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–PD–CM. ....	128

Figura 6.28. Sistema de Distribuição.....	142
Figura 6.29. Esquemas de Proteção: (a) CA e (b) PD. ....	143
Figura 6.30. Variações da Frequência - Trecho 1 - Geração de 8,38 MW – CA-CM..	149
Figura 6.31. Variações da Tensão - Trecho 1 - Geração de 8,38 MW – CA-CM.....	149
Figura C. 1. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha). ....	178
Figura C. 2. Variação da potência reativa – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha). ....	178
Figura C. 3. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha). ....	179
Figura C. 4. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha). ....	179
Figura C. 5. Variação da potência reativa – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha). ....	180
Figura C. 6. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha). ....	180
Figura C. 7. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha). ....	181
Figura C. 8. Variação da potência reativa – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha). ....	181
Figura C. 9. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha). ....	182
Figura C. 10. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha). ....	182
Figura C. 11. Variação da potência reativa – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha). ....	183
Figura C. 12. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha). ....	183
Figura C. 13. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha). ....	184
Figura C. 14. Variação da potência reativa – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha). ....	184
Figura C. 15. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha). ....	185

Figura C. 16. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha). .....	185
Figura C. 17. Variação da potência reativa – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha). .....	186
Figura C. 18. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha). .....	186

## Lista de Abreviaturas

AENS	Average Energy Not Supplied ou Energia Não Suprida Média
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i> ou Índice de Disponibilidade Média do Serviço
ASUI	<i>Average Service Unavailability Index</i> ou Índice de Indisponibilidade Média do Serviço
CA	Chaves Automáticas
CB	<i>Caso Base</i>
CDF	<i>Cumulative Distribution Function</i> ou Curva de Distribuição de Probabilidade
CM	Carga Média
CP	Carga Pesada
CR	Com Recurso
EENS	Expectativa da Energia Não-Suprida
ENS	Energia Não Suprida
EPNS	Expectativa da Potência Não-Suprida
F&D	Frequência e Duração
GD	Geração Distribuída
IS	Índice de Sobrevivência
ISP	Índice de Sobrevivência Parcial
IST	Índice de Sobrevivência Total
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i> ou Frequência de Perda de Carga
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i> ou Probabilidade de Perda de Carga
NH1	Nível Hierárquico 1
NH2	Nível Hierárquico 2
NH3	Nível Hierárquico 3
NS	Não-Sobrevivência da Ilha
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	Proteção Dupla
S	Sobrevivência da Ilha
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> ou Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> ou Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SMC	Simulação Monte Carlo
SP	Sobrevivência Parcial da Ilha
SR	Sem Recurso
TIF	Taxa de Indisponibilidade Forçada

# Capítulo 1 – Introdução

O desenvolvimento de fontes alternativas de energia, em parte por influência de incentivos governamentais relacionados com o desenvolvimento sustentável, tem contribuído para o aumento no número de solicitações de acesso de unidades de Geração Distribuída (GD), nos sistemas de distribuição. A presença dessas unidades pode causar impactos positivos e negativos à rede, principalmente quando associado com fontes de natureza intermitente.

Dentre os principais aspectos positivos, podem ser citados o atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, por ter um tempo de implantação menor que a geração centralizada, a redução das perdas elétricas, o adiamento de investimentos em reforços ou ampliações no sistema de distribuição e a melhoria da confiabilidade. Por outro lado, os aspectos negativos apontados para a instalação dessas unidades compreendem problemas na coordenação da proteção e na regulação de tensão, além de aumento da corrente de curto-circuito e possíveis instabilidades no sistema.

Deve-se destacar, no entanto, que os sistemas de distribuição, em sua grande maioria, são constituídos por alimentadores radiais, o que acarretaria, nesses casos, em interrupções no atendimento às cargas quando ocorrem falhas no mesmo. Paralelamente, a operação da GD, de uma forma geral, não contempla a possibilidade do ilhamento intencional. Normas internacionais, inclusive, recomendam a utilização de esquemas de proteção anti-ilhamentos capazes de atuar na desconexão da GD em caso de falhas na rede da concessionária.

A manutenção do suprimento pela GD, durante falhas ou interrupções na rede de distribuição, é justamente o ponto onde a melhoria da confiabilidade poderia ser otimizada. Diante desse problema, para maximizar os benefícios da GD, tem surgido um novo conceito denominado de redes ativas de distribuição. Essas redes são definidas como sistemas de distribuição autogerenciáveis, onde geradores de pequeno e de médio porte estão integrados aos centros de controle da distribuição, com o objetivo de fornecer uma forma eficiente, segura e confiável, que permita a operação das chamadas microrredes [1].

As microrredes, por sua vez, podem ser caracterizadas como redes de distribuição contendo geradores distribuídos, que podem operar interligadas à rede da distribuidora ou, em situações de emergência, de forma ilhada, alimentadas por seus recursos próprios. Um

ponto fundamental envolvido na implantação de microrredes está na alternância entre o modo de operação conectado e o modo de operação ilhado [2].

Essa nova proposta de sistemas de distribuição tem exigido a busca por novos métodos de avaliação da confiabilidade, que permitam quantificar o impacto da operação ilhada nos pontos de cargas participantes, tanto para fins de planejamento quanto para operação. Isso porque o ilhamento de parte da rede de distribuição pode ser considerado como um dos maiores desafios atualmente existentes no estudo da confiabilidade desses sistemas. Na prática, as avaliações tradicionais de confiabilidade abordam os impactos de falhas de componentes da rede ou da GD na operação do sistema sem explorar o processo de ilhamento. A rigor, a inclusão desses aspectos em estudos de confiabilidade está diretamente ligada às características dinâmicas do sistema, tendo em vista que nas redes ativas de distribuição a presença de unidades geradoras impõe novas restrições dinâmicas aos processos de ilhamento. Assim, a complexidade envolvida pode ser comparada com os fenômenos de ilhamento de sistemas de transmissão. No entanto, o grau de complexidade e os dados estocásticos necessários para se incorporar análises dinâmicas em estudos tradicionais de confiabilidade sob aspectos de segurança são extremamente elevados e pouco práticos, tornando-se necessário a exploração de abordagens alternativas.

Dentro desse contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar um novo modelo de avaliação probabilística da confiabilidade, que inclui os aspectos da dinâmica do ilhamento. O modelo proposto combina, dentro de uma abordagem conjunta, a utilização de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMC) com Simulação Dinâmica. Além disso, permite a representação de modelos completos de máquinas síncronas e seus reguladores de tensão e de velocidade. Dessa forma, passa a ser possível verificar se após o ilhamento a rede remanescente é capaz de atingir um novo ponto de operação estável, fornecendo para a avaliação da confiabilidade informações mais precisas sobre a continuidade do atendimento às cargas, após a separação dos sistemas.

Os índices tradicionais de confiabilidade da distribuição são utilizados para verificar a severidade das falhas do sistema, que passam a incluir os efeitos do índice de Sobrevivência (IS) da rede, obtido a partir das informações da simulação dinâmica. Para isso, são consideradas as seguintes questões:

- Influência da incerteza da disponibilidade de fontes primárias e seu efeito nas análises de adequação utilizadas em estudos tradicionais de confiabilidade e, também, na simulação dinâmica.
- Possibilidade de incluir diferentes patamares de carga.
- Influência de dispositivos de manobra e proteção, incluindo a modelagem de relés de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão.
- Influência da transferência automática entre alimentadores (recurso).
- Utilização de esquemas de cortes automáticos de carga e de geração para auxiliar no processo de ilhamento.
- Comparação entre estudos tradicionais de confiabilidade e aquele proporcionado pela utilização do modelo proposto.
- Compatibilização das estruturas computacionais orientadas a objeto desenvolvidas em [3] e [4] para o desenvolvimento de ferramenta de simulação do modelo proposto.

## 1.1 Revisão Bibliográfica

Os estudos de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, dentro de uma análise que incorpora o impacto dos aspectos da dinâmica do ilhamento, são obtidos, neste trabalho, com o uso de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, que se baseia na amostragem de variáveis aleatórias para a determinação dos estados do sistema, através de uma abordagem não cronológica [5]. Diversos trabalhos estão relacionados com SMC aplicados a sistemas de potência. Dentre eles, podem ser citadas as referências [6], [7] e [8]. A avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição através de análise probabilística, por sua vez, pode ser encontrada em [9], [10], [11], [12] e [13].

Adicionalmente, o impacto de fontes não convencionais em estudos de confiabilidade foi avaliado em diversos trabalhos. Neste tema, pode-se destacar a referência [14], que introduziu o conceito da intermitência da geração e as informações da taxa de falha e de reparo das turbinas eólicas. Mais recentemente, destacam-se os trabalhos [15], [16], [17] e [18], os quais envolvem confiabilidade de sistemas de potência e geração eólica. Assim, em [15] foi desenvolvido um modelo probabilístico que representa uma fazenda eólica englobando as taxas de falha e de reparo das unidades, além da curva de potência das turbinas e os diversos estágios de velocidade do vento. Em

[16] foram apresentados alguns modelos probabilísticos para a geração eólica que incorporam o efeito da incerteza do vento. Além disso, foi feito um estudo sobre a influência desta geração operando em paralelo com gerações convencionais. Em [18] foi aplicado um modelo de múltiplos estados para a representação de usinas eólicas tanto no método de enumeração de estados como em SMC Não-Sequencial, sendo apresentado o resultado da incorporação de geração eólica com até 11 estados de geração a um sistema composto sem falhas. Em [17] foi desenvolvido um modelo computacional de representação probabilística da geração de fazendas eólicas, para estudos de confiabilidade, que alia as características estatísticas da velocidade do vento e as informações de taxa de falha e de reparo dos geradores, representando a usina por um modelo de Markov a múltiplos estados.

Por outro lado, ainda na representação de fontes alternativas de energia, em estudos de confiabilidade, destaca-se a referência [19], onde foi apresentado um modelo para avaliação da disponibilidade de geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas. O modelo combina a vazão do rio com o modelo estocástico de operação do gerador, através da representação por meio de um modelo Markoviano a múltiplos estados.

O modelo de avaliação probabilística da confiabilidade, adaptado neste trabalho para a aplicação de sistemas de distribuição incluindo a influência da operação ilhada, foi desenvolvido a partir de [3], que implementou um ambiente computacional flexível orientado a objetos, para estudos de confiabilidade de sistemas de potência, através de SMC, incluindo a representação mais precisa de fontes de energia de natureza intermitente e fluxo de potência ótimo não-linear, para a análise da adequação.

Da mesma forma, para as simulações da dinâmica do ilhamento foi utilizado o programa Simulight [4], que disponibiliza uma ferramenta para avaliação da estabilidade transitória, incluindo a possibilidade de representar os modelos completos das máquinas e dos reguladores de tensão e de velocidade, assim como os principais dispositivos de proteção.

No que se refere a estudos de avaliação dinâmica de sistemas de potência, podem ser citadas como principais fontes de pesquisas as referências [20], [21] e [22]. Paralelamente, vale destacar os trabalhos de [23], [24] e [25], que estão associados com assuntos que influenciam as avaliações da estabilidade transitória, como análises de faltas e estudos de sistemas de proteção.

O impacto de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição, por sua vez, foi apresentado em diversos trabalhos. Dentre eles, merecem destaque as referências [26], [27], [28], [29], [30], [31] e [32].

Em relação aos principais assuntos abordados nesse trabalho, podem ser identificadas diversas referências que tratam, separadamente, de alguns problemas relacionados com essas questões.

Em [33] é apresentado um estudo de avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão que inclui a avaliação probabilística associada com a segurança do sistema, através da utilização de análise da estabilidade transitória. São apresentados, então, dois conjuntos de índices (estáticos e dinâmicos) para avaliar as consequências dos fenômenos dinâmicos.

A referência [34] estende a ideia apresentada em [33]. Nesse caso, a metodologia proposta utiliza os índices tradicionais de confiabilidade de sistemas de transmissão para apresentar, separadamente, os cálculos de avaliações baseadas em aspectos de adequação e de segurança.

Em [2] é avaliado o benefício, em termos de confiabilidade, das redes ativas de distribuição considerando o ilhamento intencional, por meio de um algoritmo de alocação ótima de chaves seccionadoras automáticas, com o objetivo de explorar ao máximo a formação de ilhas. Falhas em linhas e sobrecargas são consideradas como causas de interrupção. Para isso, são utilizados modelos estocásticos para avaliar a probabilidade de ocorrência de sobrecargas e o funcionamento apropriado do ilhamento intencional. Sem considerar simulação da estabilidade transitória para avaliar a sobrevivência da ilha, faz uso apenas de informações sobre as taxas de falhas de componentes da rede e da GD, dentro de uma avaliação tradicional de confiabilidade.

Em [35] são apresentadas aplicações baseadas em um modelo de avaliação probabilística da estabilidade transitória, com o objetivo de analisar tanto a probabilidade quanto as consequências dos eventos de falta. Dois tipos de estudos são conduzidos. No primeiro, é feita uma avaliação para verificar a influência da instabilidade transitória no nível de risco do sistema. Nesse caso, as probabilidades de todas as possíveis faltas e seus impactos para um dado estado pré-falta do sistema aleatoriamente selecionado são simuladas para criar um índice de risco para o sistema. No segundo estudo, o objetivo está em estabelecer a relação quantitativa entre a probabilidade de instabilidade no sistema e a condição do mesmo para uma dada falta. Informações relacionadas com o tipo

de falta, a localização da falta, a probabilidade de sucesso de um religamento automático, o tempo de extinção da falta, dentre outras, são utilizadas nos estudos.

A Referência [36] expõe que sistemas de distribuição de baixa tensão com grandes quantidades de geradores distribuídos de pequeno porte podem ser operados de forma isolada do sistema da concessionária em certas condições. Para isso, são apresentadas estratégias de controle a serem utilizadas em tais sistemas para lidar com a operação ilhada e, também, para explorar os recursos locais de geração como forma de ajudar no restabelecimento do sistema após um *blackout*. Dessa forma, a sequência de ações necessárias para permitir os procedimentos de *blackstart* é descrita, com a expectativa de fornecer uma vantagem para a operação do sistema em termos de confiabilidade.

Em [37] é apresentado um estudo do impacto de uma GD conectada a um sistema de subtransmissão radial, com avaliações em regime permanente e análises dinâmicas. O objetivo, nesse caso, está em mostrar como organizar a unidade de geração distribuída e o sistema da concessionária de forma a permitir o ilhamento intencional para um caso específico. Estudos de caso são apresentados com o intuito de afirmar que o ilhamento de parte da rede, por meio do aproveitamento das unidades geradoras disponíveis, pode melhorar a confiabilidade do sistema e reduzir os custos de interrupção. Simulações dinâmicas são conduzidas para diversos patamares de carga, em situações relacionadas com a formação da ilha devido às faltas na rede e como consequência de manutenções programadas. Adicionalmente, o impacto em termos de tensão e de frequência é avaliado para o caso de distúrbios que podem ocorrer durante a operação ilhada, como partida de grandes motores, variações de carga e rejeição de pontos de consumo, além de faltas na ilha. O efeito da presença ou não dos reguladores de tensão e de velocidade é, também, apresentado.

Em [38] é desenvolvida a ideia de um índice de sobrevivência para sistemas de distribuição associado com a operação ilhada, porém sem considerar aspectos dinâmicos. A referência em questão está baseada em avaliação determinística que inclui análises das tensões nas barras, por meio de fluxo de potência linearizado, e balanço carga-geração.

Em [39] é apresentado o desenvolvimento e o teste de um modelo para estimar a sequência de eventos automáticos que podem ocorrer após uma contingência, levando ao ilhamento de partes da rede e às saídas em cascata. O modelo está baseado em simulações “quase-estáticas” que incluem a identificação do ilhamento, o balanço de potência da ilha, a regulação da frequência, o corte de carga por subfrequência, a saída de

geradores por sobrefrequência e o fluxo de potência na ilha. Assim, cada ilha formada é analisada em termos de excedente ou déficit de frequência, seguida por medidas corretivas, como corte de carga ou de geração. Saídas de linhas como consequência de sobrecargas são também incluídas na análise. Com isso, a avaliação continua até que todas as cargas da ilha tenham sido cortadas ou que a ilha possa operar com um nível reduzido de carga, sem violar os limites operacionais de seus componentes.

A referência [40] reporta o cenário atual da operação ilhada no Reino Unido, no que diz respeito a redes ativas de distribuição com GD. A referência afirma que diversos estudos indicam que atualmente a operação ilhada dessas redes não é economicamente viável. No entanto, destaca que o real benefício desses sistemas será alcançado com o aumento do grau de penetração da geração distribuída. Os autores afirmam, ainda, que a regulamentação existente precisa ser revisada para permitir a operação ilhada.

Em [41] é avaliada a estabilidade de aplicações relacionadas com a operação de microrredes sob pequenas e grandes perturbações, incluindo a possibilidade da operação ilhada. A modelagem do sistema avaliado inclui dinâmica e controle de um gerador de indução de dupla alimentação, turbina eólica, gerador síncrono e carga constante. As variações na velocidade do vento são incluídas no modelo usando distribuição Weibull. A referência em questão afirma que a microrrede é capaz de operar de forma estável, quando os controles mecânicos e de eletrônica de potência são incorporados no modelo do gerador eólico. Adicionalmente, são apresentadas avaliações sobre a importância da representação dos reguladores de velocidade e da presença de capacitores locais para o controle de frequência e de tensão, respectivamente. As aplicações são avaliadas com a GD conectada numa barra de 480 V, com representação de um equivalente dos sistemas de 13,2 kV e 120 kV.

Em [42] é apresentada uma avaliação sobre os requisitos técnicos da conexão de geração distribuída baseada em instalações de co-geração de consumidores industriais. Para isso, são realizados dois estudos de caso de sistemas industriais típicos de pequeno e de grande porte, através de simulações dinâmicas. A referência aborda, ainda, os problemas relacionados ao desempenho em regime permanente, incluindo questões relacionadas com a operação e o despacho da geração distribuída, a especificação dos níveis de curto-circuito, o carregamento de linhas e de transformadores, a regulação de tensão e a compensação de potência reativa, os problemas relacionados ao desempenho dinâmico, incluindo a estabilidade angular, a estabilidade de tensão, o ilhamento e a reconexão, e os problemas relacionados aos sistemas de proteção.

A referência [43] afirma que o desenvolvimento do conceito de microrredes implica na definição de uma regulamentação adequada para a integração das mesmas em sistemas de distribuição. Com isso, a referência em questão identifica custos e benefícios associados que podem levar ao desenvolvimento dessa regulamentação, incluindo a forma como os custos globais podem ser divididos entre os diferentes agentes. Dentre outros aspectos, os efeitos das microrredes na confiabilidade de sistemas de distribuição são discutidos, com destaque para a possibilidade da operação ilhada em situações de emergência na rede principal da concessionária. Apenas análises de adequação são conduzidas na proposta.

Em [44] é afirmado que os métodos convencionais de corte de carga são extremamente lentos, não permitindo o correto cálculo do montante de carga a ser rejeitada durante a operação do sistema. Isso pode acarretar corte de carga desnecessário ou insuficiente. Dessa maneira, a referência apresenta uma nova técnica que deve ser aplicada para rejeição de carga de forma ótima, mesmo na presença de sistemas de comunicação lentos, a fim de manter a estabilidade da rede de distribuição e melhorar a confiabilidade dos pontos de carga. Assim, os autores avaliam o comportamento de uma rede de 33 kV considerando cargas de diferentes tipos e tamanhos, além de GDs baseadas em unidades síncronas e fazendas eólicas. A técnica proposta é baseada em um esquema adaptativo, que considera a estimativa da magnitude do distúrbio, a localização da desconexão e o controle de ações comandadas por relés individuais.

Em [45] afirma-se que a possibilidade de melhoria na confiabilidade é a principal motivação por trás do desenvolvimento e da implantação das microrredes, cujos benefícios estão diretamente relacionados com a existência de recursos de energia despacháveis. Entretanto, a referência destaca que análises adicionais e novas metodologias são necessárias para esses sistemas, que muitas vezes estão associados com fontes de natureza intermitente. Com isso, os autores apresentam uma metodologia de avaliação para microrredes operando no modo ilhado, que aproveitam de forma mais realista a presença dessas fontes de energia, além de examinar a influência da correlação carga-geração em termos de confiabilidade. SMC é utilizada para amostrar os estados de operação e de falha dos componentes da microrrede, enquanto registros históricos são usados para levantar os dados estocásticos dos recursos de energia. Dentro dessa metodologia apresentada, os recursos de geração são alocados às cargas segundo um esquema de prioridade no atendimento, que leva em consideração a reconfiguração da microrrede em caso de faltas internas durante a operação ilhada.

Em [46] é apresentado um modelo de restabelecimento de alimentadores de distribuição, isolados após eventos de falta, baseado em sistemas multi-agentes com e sem o auxílio da GD. Com isso, os autores afirmam que o processo de detecção e isolamento das faltas e o restabelecimento do serviço superam com grandes benefícios o modelo atual. Contando com a presença de equipamentos adequados de sincronização instalados no sistema de distribuição, operações coordenadas da GD e de alimentadores de backup podem minimizar o montante de corte de carga durante eventos de falta. A referência afirma ainda que, atualmente, o uso de chaves automáticas, RTUs, servidores/Workstation, software SCADA e alimentadores de backup permitem ao sistema monitorar, controlar, detectar faltas automaticamente, isolar o trecho sob perturbação e restabelecer o serviço. Porém, com o modelo de controle e gerenciamento centralizado utilizado pelas concessionárias, a velocidade de detecção da falta fica limitada. Vale destacar que os autores não consideram no estudo o ilhamento intencional. Nesse caso, a GD é utilizada apenas de forma tradicional, atuando na redução do tempo de indisponibilidade, através do restabelecimento das cargas conectadas no trecho do alimentador isolado. A melhoria em termos de índices de frequência de interrupção não é alcançada.

Em [47] é apresentada a perspectiva da concessionária canadense BC Hydro, no que diz respeito ao ilhamento de sistemas de distribuição com geração distribuída, além de avaliar o impacto do chaveamento do modo conectado para o modo ilha na confiabilidade dos consumidores. Adicionalmente, descreve as principais considerações técnicas previstas em [48], que inclui questões sobre a disponibilidade de equipamentos com capacidade para regular a tensão e a frequência, Black Start, deadload pick-up, coordenação da proteção, sobretensões transitórias, além de requisitos operacionais e de segurança. A referência afirma que com base em registros históricos, no ano seguinte a implementação da possibilidade da operação ilhada, um evento de interrupção associado com um ilhamento intencional bem sucedido foi responsável por manter 800 consumidores rurais (1,1 MW) durante 5 horas, permitindo uma melhoria de 55% na confiabilidade das cargas da área envolvida.

Em [49] é apresentado um modelo baseado em Algoritmos Genéticos – AG que determina o tamanho e a localização ótima da GD e, também, das chaves automáticas, de forma a melhorar a confiabilidade de sistemas de distribuição, considerando a operação ilhada. O modelo avalia o benefício dessa forma de operação em termos de redução no custo da energia não suprida. Questões associadas com a simulação dinâmica do processo

de ilhação não são levadas em consideração. Os autores assumem a geração principal e a GD como 100% confiáveis.

Em [50] é apresentado um modelo para avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição que inclui a representação de geração distribuída e de sistemas de armazenamento de energia, dentro do conceito de microrredes. A representação das características estocásticas de painéis solares, da geração eólica e da disponibilidade da energia armazenada é incluída no modelo. Estudos são conduzidos para o sistema RBTS-Barra4 através de SMC sequencial.

A referência [51] afirma que alguns problemas importantes relacionados com a reconexão sincronizada de microrredes ilhadas ao sistema da concessionária precisam ser resolvidos. Assim, a referência apresenta questões que tratam desses problemas, através de diferentes ações que podem garantir o retorno seguro para o modo conectado. Simulações com diversas configurações de rede e diferentes tipos de GD são apresentadas. Dentre os problemas levantados pelos autores, destaca-se o fato da existência de diferenças entre os ângulos das tensões nas barras do sistema da concessionária e na microrrede ilhada, principalmente quando esta última está associada com unidades geradoras síncronas tradicionais. Desbalanceamento de fases na ilha também é apontado como problema que precisa ser avaliado em estudos de reconexão de microrredes.

Em [52] são apresentadas questões relacionadas com a proteção de microrredes de baixa tensão, tomando como base a norma IEC 61850 [53], que permite a implantação de requisitos e funcionalidades para sistemas de proteção e automação elétrica. Com isso, são considerados aspectos de operação associados com afundamentos de tensão devido às faltas, prioridade no atendimento aos consumidores com cargas sensíveis, seletividade da proteção para cada tipo de falta e abordagens relacionadas com a tentativa de evitar desconexões desnecessárias.

Em [54] é apresentado o impacto de um estudo de caso de uma nova estratégia relacionada com o planejamento da operação ilhada da geração distribuída, como forma de proporcionar uma melhoria na confiabilidade dos consumidores finais e, conseqüentemente, reduzir os custos de interrupção. Estudos dinâmicos e análises de curto-circuito são conduzidos em um equivalente do sistema norte brasileiro, no qual o chaveamento para o modo de operação ilhado é executado durante faltas no sistema principal, com o objetivo de manter o fornecimento de cargas críticas. As análises conduzidas incluem a avaliação do comportamento do sistema ilhado em relação às

variações na carga, à rejeição de carga, às faltas e no que diz respeito ao controle de frequência, além da variação no nível de curto-circuito. A geração distribuída é considerada como uma PCH de 30 MW conectada em uma barra de 138 kV. Nenhuma informação sobre variações na vazão do rio é levada em conta. Os autores apresentam resultados que indicam grandes variações na frequência durante o chaveamento para o modo ilhado. Por outro lado, o nível de curto-circuito no modo ilha se apresenta consideravelmente menor, segundo os resultados apresentados, o que requer uma alteração nas configurações dos relés durante a operação ilhada.

Em [55] é apresentado um modelo de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição com GD, que inclui questões relacionadas com o ilhamento de parte da rede. Os resultados da avaliação da confiabilidade são calculados através de funções densidade de probabilidade e apresentados através de uma série de histogramas. A principal contribuição do trabalho, segundo os autores, reside na nova abordagem de incluir níveis de segurança para falhas críticas e não-críticas, com suas respectivas probabilidades, como forma de monitorar a integridade do sistema.

A referência [56] afirma que o aumento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição tem tornado a operação ilhada mais realista. Os autores apontam ainda que questões sócio-ambientais e o preço dos combustíveis têm contribuído, cada vez mais, para o uso de fontes alternativas de energia, como a eólica. Partindo desta realidade, a referência apresenta um novo algoritmo usando SMC e corte de carga adaptativo, para avaliar a confiabilidade de sistemas eólico-diesel no modo de operação ilhado. No entanto, considera a sobrevivência da ilha se a potência ativa da geração local for maior que a potência ativa da carga. No modelo estão incluídas as falhas de componentes da rede e a disponibilidade da geração eólica dentro de uma avaliação tradicional de confiabilidade, sem incorporar análises da dinâmica do processo de ilhamento.

A referência [57] afirma que, atualmente, muitos sistemas de distribuição possuem significativa presença de geração distribuída e, com isso, a operação ilhada dessas redes tem se tornado uma opção viável tanto no que se refere a questões econômicas quanto para os aspectos técnicos. Consequentemente, a GD deve operar de forma ótima durante ambos os modos de funcionamento. Segundo os autores, isso pode ser alcançado através de mudanças nas estratégias de controle. Assim, a referência apresenta um resumo dos métodos já colocados em prática em sistemas reais de distribuição, além de discutir sobre as possíveis soluções que podem resolver questões

relacionadas com a manutenção dos níveis de tensão e de frequência dentro de limites aceitáveis, combinando informações dos sistemas de proteção e controle existente nas redes atuais. A partir dessas informações, são apresentadas algumas possíveis soluções para os problemas relacionados com a formação da ilha, a operação durante o modo ilhado e a reconexão da microrrede ao sistema principal.

Em [58] é apresentado um levantamento bibliográfico das principais questões associadas com a operação das microrredes, tanto no modo conectado quando no modo ilhado. Os autores afirmam que com o aumento no preço dos combustíveis, com maiores preocupações no que se refere às alterações climáticas e com o aumento da demanda, o uso de fontes alternativas de energia, tais como células combustíveis, geração eólica e painéis solares, tem se tornado uma necessidade. Assim, os principais pontos relacionados com a implantação das microrredes são qualidade e gerenciamento da energia, controle de tensão e de frequência, balanço de potência, corte de carga durante o ilhamento, proteção, estabilidade, etc. Adicionalmente, a referência aponta que outras áreas estão associadas com o desenvolvimento das microrredes, como avaliação da confiabilidade, sincronização da rede e custos de implantação e de desenvolvimento necessários para possibilitar a interconexão das tecnologias.

A referência [59] descreve o impacto do ilhamento em sistemas de distribuição e apresenta simulações dinâmicas em sistemas de distribuição radiais e malhados. A referência mostra os efeitos do descumprimento da norma IEEE 1547 [60] e a reconexão de GDs na rede da concessionária.

Em [61] é apresentada uma visão geral sobre o estado da arte de sistemas de distribuição associados com recursos de energia distribuída, descrevendo as características básicas das microrredes. Dentro desse contexto, o autor trata, também, de questões relacionadas com qualidade da energia, confiabilidade de sistemas de distribuição com microrredes e utilização de unidades combinadas calor/energia. Adicionalmente, a referência afirma que o uso das microrredes pode simplificar a implantação de muitas funções associadas com o conceito de smartgrid, incluindo confiabilidade e controle de demanda.

A referência [62] afirma que existem muitos desafios que precisam ser vencidos antes que a operação ilhada de sistemas de distribuição com GD possa se tornar uma solução viável. Com base nisso, a referência apresenta uma revisão de alguns dos principais problemas relacionados com essa questão, além de explorar algumas possíveis soluções. Dentre os aspectos abordados, podem ser destacados: técnicas de detecção de

ilhamento, aspectos de controle da GD para diferentes tipos de tecnologia, reconexão, corte de carga, proteção de sobrecorrente e a influência de faltas assimétricas.

Em [63] é conduzido um estudo preliminar dos requisitos técnicos sob a perspectiva da rede da concessionária durante a conexão da microrrede ao sistema, além de questões relacionadas com a operação no modo conectado e o processo de ilhamento. Os autores propõem ainda alguns princípios básicos e uma possível atualização da norma IEEE 1547. Além disso, são apresentados sob o ponto de vista da avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição as necessidades, a capacidade, e os esquemas do ponto de conexão. Análises de problemas associados com a conexão da microrrede, tais como qualidade da energia, controle de potência, regulação de tensão, relés de proteção, comunicação, monitoramento, medição de energia, dentre outras, são conduzidas. O modo de desconexão da microrrede considera ilhamentos intencionais e não intencionais. Adicionalmente, a referência destaca alguns princípios e requisitos para a passagem acidental da microrrede para o modo ilhado. No entanto, apesar da abrangência dos tópicos, nenhum tipo de simulação dinâmica ou de confiabilidade é conduzida nos estudos.

Em [64] é apresentada uma técnica para desenvolver um esquema de corte de carga automático associado ou não com o ilhamento de sistemas de potência, cujo objetivo é prevenir blackout e estabilizar o sistema sob qualquer condição anormal de operação. Para isso, o modelo apresenta a sequência e as condições da aplicação de diferentes esquemas de corte de carga e de estratégias de ilhamento, baseadas em práticas internacionais. Dessa forma, a proposta utiliza informações sobre a magnitude e a taxa de queda da frequência após a ocorrência de um distúrbio para determinar as configurações dos relés. A técnica proposta está baseada em um modelo heurístico que considera todas as questões relacionadas com a degradação da frequência do sistema após um evento e desenvolve uma solução abrangente para o problema da instabilidade de sistemas de potência, por meio da integração dos três modelos existentes para corte de carga automático (corte de carga tradicional, corte de carga semi-adaptativo e desintegração da rede). O esquema é ativado apenas quando a frequência do sistema cai até certo valor de referência.

Em [65] é apresentada uma abordagem de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição relacionada com aspectos de adequação e de segurança, incluindo operação ilhada. A avaliação da dinâmica do ilhamento inclui apenas questões relacionadas com controle de frequência. Modelo markoviano a dois estados é utilizado

para GD na SMC sequencial. A referência [66] complementa o trabalho apresentado em [65] propondo um modelo combinado discreto-contínuo para avaliação de adequação e de segurança de sistemas de distribuição com geração distribuída, incluindo a operação ilhada.

A referências [67] e [68] apresentam um modelo que avalia a influência da dinâmica do ilhamento na confiabilidade de microrredes baseadas em fontes alternativas. Nesse caso, é apresentado um estudo onde as análises de confiabilidade e as avaliações da dinâmica do ilhamento são tratadas de forma desacoplada. A sobrevivência da microrrede é avaliada a partir da ocorrência de um evento de falta em um ponto pré-determinado para diferentes condições de operação. Para os casos no qual a microrrede sobrevive, é efetuada uma avaliação da confiabilidade. Os efeitos do processo de ilhamento são avaliados em termos de tensão e de frequência. Modelos markovianos a múltiplos estados são utilizados na SMC não-sequencial, além de fluxo de potência ótimo CA para a análise da adequação.

Dando continuidade ao apresentado em [67] e [68], a referência [69] considera os dois estudos dentro de uma abordagem conjunta, através da utilização de simulação Monte Carlo Não-Sequencial e da representação de modelos completos de máquinas síncronas e seus reguladores de tensão e de velocidade. Essa proposta permite verificar se após o ilhamento a microrrede é capaz de atingir um novo ponto de operação estável, fornecendo para a avaliação da confiabilidade informações mais precisas sobre a continuidade do atendimento às cargas após a separação dos sistemas. O índice utilizado para verificar a severidade das falhas do sistema é a Expectância da Energia Não-Suprida (EENS), que passa a incluir o efeito do Índice de Sobrevivência (IS) da microrrede, obtido a partir das informações da simulação dinâmica.

## 1.2 Estrutura da Tese

Este trabalho está organizado em seis capítulos. No Capítulo 1 são abordados os principais objetivos deste trabalho e uma revisão bibliográfica de estudos relacionados ao tema proposto.

No Capítulo 2 são apresentadas informações sobre o emprego da GD e sua relação com o novo conceito de redes ativas de distribuição, que incorporam, na sua essência, a possibilidade do ilhamento intencional e automático, através das chamadas

microrredes. Além disso, são incluídos os principais aspectos normativos relacionados com essas questões.

O Capítulo 3 aborda os aspectos teóricos da avaliação probabilística da confiabilidade utilizada neste trabalho, incluindo os principais índices e modelos markovianos relacionados.

O Capítulo 4 mostra uma visão geral dos aspectos da dinâmica doilhamento utilizados na construção do modelo proposto.

O Capítulo 5 apresenta o modelo proposto que combina avaliação probabilística da confiabilidade com simulação da dinâmica doilhamento, dentro de uma abordagem conjunta.

No Capítulo 6 estão incluídos os resultados das simulações dos estudos selecionados para avaliar a aplicação do modelo proposto.

No Capítulo 7 constam as principais conclusões, assim como sugestões de trabalhos futuros.

## Capítulo 2 – Ilhamento Intencional e Automático no Âmbito dos Sistemas de Distribuição

As preocupações crescentes, em nível mundial, relacionadas com questões ambientais e com produção de energia têm criado uma considerável conscientização sobre a necessidade de desenvolver fontes de energia não-convencionais e meios eficientes de utilização da mesma.

Dentro desse contexto, a concepção tradicional de sistemas elétricos de potência, baseada em geração centralizada de grande porte e despachadas centralmente através de extensas linhas de transmissão, abre espaço para a Geração Distribuída (GD). A GD se caracteriza por unidades de menor capacidade, conectadas na rede da distribuidora local de energia elétrica, próximo aos centros de carga. Isso permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para a produção de energia e, dessa forma, sua escolha pode ser feita em função das necessidades das cargas ou da disponibilidade dos recursos locais.

Por essa razão, as fontes renováveis de energia, que são muitas vezes de natureza intermitente, têm encontrado um nicho de mercado, contornando seus altos custos unitários de capital e permitindo a sua inserção na matriz energética.

De acordo com [70], existe uma grande variação em relação à definição de GD, principalmente no que se refere ao tamanho das unidades utilizadas, devido as peculiaridades da regulação de cada país.

No Brasil, as unidades geradoras quando conectadas diretamente aos sistemas de distribuição são consideradas como GD, exceto as centrais hidrelétricas com capacidade instalada acima de 30 MW e as termelétricas com eficiência inferior a 75%. As usinas que utilizam biomassa são, também, definidas como GD, não estando limitadas ao percentual de eficiência energética mencionado [71].

Incentivos adicionais em relação à GD pode ser encontrado em [72], que cria melhores condições para as fontes renováveis ao estabelecer as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição. Por definição, a microgeração compreende centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto a minigeração se refere as unidades geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Em ambos os casos, as centrais

geradoras devem estar baseadas em fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas aos sistemas de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Isso tem contribuído para uma elevação no número de geradores conectados próximos aos centros de carga. O aumento da presença de GD tem sido responsável por transformar os sistemas de distribuição, inicialmente passivos e estáveis, com fluxo de potência unidirecional, em redes ativas. A rede de distribuição se torna ativa quando unidades de GD são adicionadas, gerando fluxos de potência bidirecionais [1].

Diversos fatores se mostram favoráveis em relação ao desenvolvimento das redes ativas de distribuição, tais como: pressão dos consumidores por energia confiável e de alta qualidade, interesses das concessionárias de distribuição em termos de adiamento em reforços ou ampliações no sistema, maior participação de fontes renováveis na matriz energética, etc.

Com isso, a fim de garantir a otimização na integração da GD ao sistema de distribuição, as redes ativas precisam incorporar controles flexíveis e inteligentes, que pode ser obtido através do emprego das chamadas microrredes. Uma das principais características da microrrede está na sua capacidade de operar em paralelo com o sistema da concessionária de distribuição e, em caso de indisponibilidade dessa, de forma autônoma (ilhada), através de recursos de geração próprios. Nesse cenário inovador, o ilhamento intencional e automático tem ganhado destaque significativo.

## 2.1 Ilhamento

A ocorrência de falhas em sistemas de distribuição, que são predominantemente radiais, provocam na maioria das vezes interrupções no fornecimento de energia para determinados pontos de carga. Essas interrupções podem gerar grandes prejuízos, dependendo do tipo de consumidor afetado.

A presença de GD, na rede de distribuição, pode ser usada para tentar garantir a continuidade do atendimento nessas situações de falha, por meio da operação ilhada.

A formação de ilhas elétricas ou operação ilhada se refere aos casos onde o suprimento para determinadas cargas, localizadas em trechos isolados do sistema, como consequência de falhas na rede principal da concessionária, é mantido pelos recursos de geração local.

O sucesso na formação da ilha depende da condição de operação pré-falha, que inclui o tipo de ocorrência, as diferenças entre geração e carga da ilha, as respostas dos sistemas de proteção e dos controles de tensão e de velocidade das máquinas, além da existência ou não de esquemas de cortes automáticos de carga e de geração para auxiliar durante o período transitório na estabilidade da ilha formada.

De uma forma geral, o ilhamento não é permitido. Normas internacionais [60] e padrões de concessionárias [73] [74], inclusive, recomendam a desconexão da GD em caso de falha na rede de distribuição, poucos segundos após a separação dos sistemas. A decisão pela operação ilhada somente é autorizada quando precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia fornecida durante esse modo [75], garantindo que a mesma não causará danos.

Um dos pontos negativos do ilhamento apontados pelas distribuidoras se refere a segurança das equipes de manutenção. Isso porque determinados equipamentos podem continuar energizados sem o conhecimento por parte dos responsáveis pela operação da rede. Outro ponto se refere à modificação do nível de curto-circuito da rede ilhada, que requer mudanças nos ajustes dos sistemas de proteção associados, para continuar garantindo a eficácia dos mesmos. Como observado em [76], essa mudança automática da parametrização dos dispositivos de proteção não é compatível, de uma forma geral, com os equipamentos atualmente utilizados.

Com base na referência [77], o impacto na qualidade da energia fornecida aos consumidores da ilha acaba sendo, também, um fator determinante levado em consideração pela concessionária para limitar esse tipo de operação. A justificativa recai sobre os controles da GD que, geralmente, não estão configurados para garantir níveis adequados de tensão e de frequência para as cargas participantes. Isso porque a concessionária continua sendo responsável pela energia fornecida aos consumidores da ilha, mesmo não tendo controle sobre a operação da GD.

Nesse sentido, ainda de acordo com a referência [77], até pouco tempo atrás, os estudos sobre o tema se concentravam em apresentar métodos de detecção desse modo operativo, com o intuito de garantir a correta atuação dos sistemas de proteção no sentido de evitar a formação de ilhas (sistemas anti-ilhamento).

No entanto, a manutenção do suprimento pela GD, através do ilhamento intencional e automático, pode proporcionar benefícios para a concessionária e para os consumidores nela conectados. Em termos de confiabilidade, podem ser observadas

melhorias nos indicadores de frequência e duração da interrupção e, conseqüentemente, reduções em índices baseados em energia.

## 2.2 Microrredes

Os incentivos governamentais, como consequência de crescentes preocupações socioambientais e relacionados com a ampliação da produção de energia baseada em fontes alternativas, têm contribuído para o surgimento de um novo conceito de redes de distribuição. Essas redes, denominadas de microrredes, são definidas como uma associação do sistema de distribuição de Média Tensão – MT e/ou Baixa Tensão – BT, com geradores distribuídos de pequeno e de médio porte, além de cargas e de dispositivos de armazenamento, controlados por um sistema de gerenciamento, capaz de operá-la de forma conectada com a rede principal ou, em caso de falha na distribuidora, ilhada em relação à mesma.

No modo de operação conectado, a microrrede pode importar ou exportar energia e/ou fornecer serviços ancilares [43]. Já no modo ilhado, ela opera independentemente da rede da concessionária, usando recursos locais e passando do estado de controle de fator de potência para controle de tensão na malha de regulação de tensão, e de controle de potência constante para controle de frequência na malha de regulação de velocidade.

Diversas tecnologias de geração estão associadas com esse tipo de aplicação, tais como células combustíveis, turbinas eólicas, painéis solares, micro-turbinas e unidades de geração combinada de energia elétrica e calor/frio. Assim, os possíveis benefícios relacionados com a utilização das microrredes são: melhoria da confiabilidade, redução de perdas e fornecimento de serviços ancilares, como, por exemplo, controle de tensão. Além disso, são esperados benefícios sociais como redução do impacto ambiental do sistema de geração, menor exposição dos consumidores participantes às grandes falhas no sistema e, dependendo do caso, uma diminuição nos custos dos consumidores com energia [78].

Por outro lado, o aumento no número de unidades geradoras nas redes de distribuição, principalmente durante a operação ilhada, pode ser responsável por problemas de coordenação de proteções e controles, oscilação de tensão e até mesmo instabilidade no sistema. Com isso, o desafio está em permitir a mudança de um modo de operação para o outro sem causar impacto no suporte de tensão, na estabilidade e na

confiabilidade, tornando o controle e a proteção da microrrede itens importantes para a qualidade do fornecimento de energia.

Após o término do processo de ilhamento, a microrrede opera nas condições de regime permanente até que tenha decorrido o tempo necessário para que os problemas no sistema principal sejam sanados. Nesta hora, o processo de restabelecimento pode ser acionado. Isso envolve, novamente, ajustar a geração e a carga para re-sincronizar os dois sistemas, microrrede e sistema principal, religar as unidades geradoras eventualmente desconectadas e restabelecer os consumidores perdidos durante o distúrbio na rede.

Dentro desse contexto, a Figura 2.1 apresenta um exemplo típico de sistemas de distribuição com microrrede, adaptado de [1] e de [79].

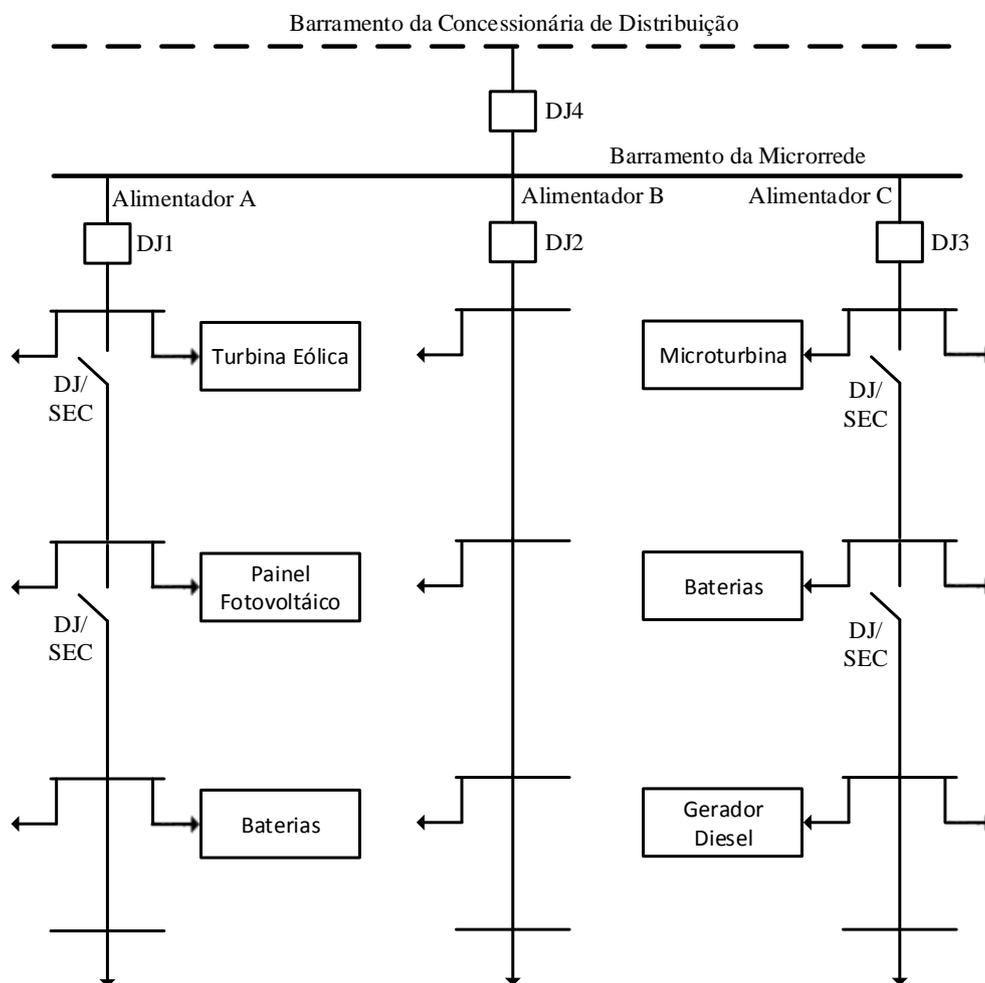


Figura 2.1. Exemplo de uma microrrede típica.

No exemplo, a microrrede consiste de cargas sensíveis e unidades de geração distribuída conectadas no sistema de distribuição. As unidades geradoras devem estar

associadas com sistemas de controle de tensão e de velocidade, além de medidores e equipamentos de proteção que serão responsáveis pelo gerenciamento da passagem do modo de operação conectada para o modo ilhado.

A microrrede do exemplo consiste, então, de 3 alimentadores radiais para o suprimento de alguns pontos de carga. As GDs estão conectadas nos Alimentadores A e C, assim como algumas cargas críticas. Por outro lado, o Alimentador B não possui cargas que requerem suprimento ininterrupto.

É possível visualizar que a microrrede da Figura 2.1 está conectada ao sistema principal através do disjuntor 4. O disjuntor 4 é operado para conectar e desconectar a microrrede do sistema principal de acordo com as necessidades de operação. Adicionalmente, os alimentadores A, B e C podem ser desconectados individualmente por meio dos disjuntores 1, 2 e 3, respectivamente. Vale destacar que os disjuntores denominados “DJ/Sec” permitem, ainda, o ilhamento parcial de cada respectivo ramal, em caso de necessidade.

No modo conectado, a microrrede permanece operando em paralelo com a rede principal de forma total ou parcial, importando ou exportando energia e fornecendo serviços ancilares para o sistema de distribuição. No caso de um distúrbio no sistema principal, a microrrede passa a operar de forma ilhada, mantendo o suprimento das cargas críticas através de seus recursos próprios. Isso pode ser alcançado através da desconexão da microrrede por meio da abertura do disjuntor 4 ou desconectando os Alimentadores A e C através dos disjuntores 1 e 3. No primeiro caso, a microrrede irá operar como um sistema autônomo, com a geração alimentando todas as cargas dos Alimentadores A, B e C. Na segunda situação, os geradores localizados nos alimentadores A e C irão suprir apenas as cargas prioritárias, enquanto os pontos de consumo localizados no alimentador B estarão sujeitos à disponibilidade do sistema principal.

### 2.3 Aspectos Normativos Relacionados com a Geração Distribuída, Incluindo a Operação Ilhada

Embora a possibilidade de ilhamento intencional e automático, dentro da proposta de microrredes, seja um conceito relativamente novo, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST [80] já mencionam diversas questões relacionadas com os aspectos citados. Os principais pontos abordados são resumidos a seguir.

O Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, com o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os principais pontos abordados nos 8 módulos do documento são:

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.
- Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes.
- Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica.
- Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais.
- Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL.
- Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

No Módulo 1 são definidos os termos técnicos e as expressões utilizadas nas várias atividades vinculadas à distribuição de energia elétrica. Dentre as expressões apresentadas, merece destaque a que se refere às microrredes. Assim, a última versão do PRODIST já menciona e define, embora de forma superficial, o novo conceito de redes ativas de distribuição como “Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída”.

Nesse contexto, o Módulo 3 se destaca por apresentar os critérios técnicos e operacionais para a conexão de unidades geradoras aos sistemas das concessionárias de distribuição, incluindo questões relacionadas com o paralelismo de unidade geradoras e a possibilidade da operação ilhada. Os principais requisitos que devem ser atendidos são:

- A conexão da GD ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição.
- O paralelismo de unidades geradoras com o sistema de distribuição não pode causar problemas técnicos à rede ou de segurança ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção.
- Para o bom desempenho da operação em paralelo, deve existir um sistema de comunicação entre a rede de distribuição e a central geradora.
- Os operadores da GD são os únicos responsáveis pela sincronização adequada das unidades geradoras com o sistema de distribuição.
- As proteções da GD devem ser ajustadas de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento.
- O tempo de religamento é definido no acordo operativo.
- No caso de paralelismo permanente, a GD deve atender aos requisitos técnicos de operação da rede de distribuição, observando os procedimentos operacionais do Módulo 4 - Procedimentos Operativos.
- Os estudos básicos de acesso da GD devem avaliar tanto no ponto de conexão como na sua área de influência no sistema elétrico os seguintes aspectos:
  - Nível de curto-circuito.
  - Capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra.
  - Adequação do sistema de proteção envolvido.
  - Ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.

O Módulo 3 apresenta, também, informações importantes sobre os critérios que devem ser atendidos em relação aos sistemas de proteção e controle para a conexão de unidades geradoras. São eles:

- Os níveis de tensão considerados para a conexão de unidades geradoras estão divididos por faixa de potência instalada. Assim, para geração entre 76 e 500 kW, a conexão deve ocorrer na Baixa Tensão ou na Média Tensão. O acesso de unidades de 501 a 30 MW, por sua vez, deve ser feito na Média Tensão (13,8 e 34,5 kV) ou na Alta Tensão (> 69 kV).
- Os dispositivos de proteção necessários para atender os requisitos mínimos do acesso de unidades geradoras dependem da potência instalada. No caso de geração até 500 kW, o sistema de proteção deve prever um elemento de desconexão (chave seccionadora para situações de manutenção), elemento de interrupção (disjuntor), transformador de acoplamento, proteção de sub e sobretensão e proteção de sub e sobrefrequência.
- Para geração acima de 500 kW, além dos equipamentos listados no item anterior, são exigidas proteções contra desequilíbrio de corrente, proteções contra desbalanço de tensão, proteção de sobrecorrente direcional e sobrecorrente com restrição de tensão.
- Nas conexões de centrais geradoras acima de 10 MW, as proteções de subtensão/sobretensão e subfrequência/sobrefrequência devem prever as operações instantânea e temporizada, levando em consideração o esquema de proteção informado.
- Toda central geradora com potência instalada acima de 300 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e de frequência.
- Para centrais geradoras com potências inferiores, estes sistemas devem ser instalados quando em operação ilhada.
- Para o paralelismo das centrais geradoras com o sistema de distribuição, deve-se levar em consideração os seguintes pontos:
  - O disjuntor ou religador do circuito alimentador no qual se estabelece o paralelismo deve ser dotado de comando de abertura por relés que detectem faltas entre fases e entre fase e terra na linha de distribuição.
  - O paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo.
  - Os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor responsável pelo paralelismo, bem como as relações dos transformadores de corrente que

os suprem, devem ser definidos observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.

- Os disjuntores nas instalações da GD, que possam fechar o paralelismo, devem ser dotados de dispositivos de intertravamento com o disjuntor de paralelismo.
  - Os relés de proteção da interligação devem operar nas seguintes condições anormais, atuando nos disjuntores:
    - Sobretensão e subtensão;
    - Sobrecorrentes de fase e de neutro;
    - Sobrefrequência e subfrequência.
  - Instalação de proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo.
  - Os dispositivos que atuam nos disjuntores de paralelismo não devem operar por perturbações ou interferências provenientes de súbita variação de tensão ou frequência e correntes harmônicas do sistema, sendo tal característica comprovada por meio de ensaios apropriados.
  - Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monopolares entre o disjuntor de entrada e os geradores.
- Na determinação de sobrecorrentes e de sobretensões devem ser levadas em conta as impedâncias de aterramento e a existência de bancos de capacitores.
  - Os geradores devem estar acoplados ao sistema de distribuição através de um transformador de acoplamento.
  - Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis.
  - A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na ilha associada.
  - Quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo.

- Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da rede de distribuição e o ponto de conexão com a central geradora de energia.
- Os estudos devem prever a possibilidade da central geradora vir a participar do controle automático de geração – CAG e do esquema de corte de geração – ECG, atendendo aos requisitos de proteção e controle estabelecidos nos Procedimentos de Rede.
- Os estudos devem prever a possibilidade da central geradora vir a participar de um agrupamento de centrais despachadas por um centro de despacho de geração distribuída.

Adicionalmente, a operação ilhada de sistemas de distribuição é abordada no Módulo 4 do PRODIST, assim como informações sobre controle e priorização de carga. Dentre os tópicos relacionados com o ilhamento, podemos destacar:

- A operação da central geradora alimentando uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, e as condições em que ela é permitida pela distribuidora, devem constar do Acordo Operativo estabelecido com a central geradora.
- A central geradora, responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, deve ser dotada de controle automático de geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função, caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente.
- A distribuidora deve desempenhar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada.
- A central geradora deverá fornecer as informações necessárias para a elaboração dos estudos de regime permanente e dinâmico e, quando solicitado pela distribuidora, adequar os parâmetros dos sistemas de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema.

Finalmente, no Módulo 8 são estabelecidos os critérios e os procedimentos relativos à qualidade da energia. Os principais pontos que merecem ser destacados são:

- Os aspectos considerados para monitorar a qualidade do serviço em regime permanente ou transitório são:
  - Tensão em regime permanente.
  - Fator de potência.
  - Harmônicos.
  - Desequilíbrio de tensão.
  - Flutuação de tensão.
  - Variações de tensão de curta duração.
  - Variações de frequência.
  
- As tensões de regime permanente para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV devem atender as faixas de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR). Nesse caso, os intervalos considerados são de  $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$  para Tensão de Atendimento (TA) adequada,  $0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$  para TA precária e  $TL < 0,90TR$  ou  $TL > 1,05T$  para TA crítica.
- O desequilíbrio de tensão nos barramentos da rede de distribuição, com exceção da Baixa Tensão, definido como a relação entre o valor eficaz da magnitude da tensão de sequência negativa e o valor eficaz da magnitude da tensão de sequência positiva, deverá ser igual ou inferior a 2%.
- O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.
- As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.
- Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- Não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas.
- Pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos.
- Pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Diferentemente do que ocorre com a frequência, o PRODIST não estabelece padrões aceitáveis de desempenho para variações de tensão, apenas classifica os fenômenos associados da seguinte forma:

- Interrupção momentânea: tensão inferior a 0,1 pu em até 3 segundos, em relação à tensão de referência;
- Afundamento momentâneo: tensão de 0,1 e 0,9 pu com duração entre 1 ciclo e 3 segundos, em relação à tensão de referência;
- Elevação momentânea: tensão superior a 1,1 pu com duração entre 1 ciclo e 3 segundos, em relação à tensão de referência.

Por outro lado, a norma IEEE 1547 [60], que trata da conexão de geração distribuída em sistemas de distribuições, apresenta as faixas aceitáveis de variações de tensão aceitas internacionalmente. São elas:

- Tensão inferior a 0,5 pu com duração de até 0,16 s.
- Tensão entre 0,5 e 0,88 pu com duração inferior à 2,00 s.
- Tensão entre 1,0 e 1,20 pu com duração inferior à 1,00 s.
- Tensão superior a 1,2 pu com duração de até 0,16 s.

# Capítulo 3 – Avaliação Probabilística da Confiabilidade Sob o Enfoque da Adequação

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência, de um modo geral, pode ser realizada através de métodos determinísticos ou por avaliação probabilística. O problema dos métodos determinísticos está na incapacidade dos mesmos em capturar a natureza estocástica do comportamento do sistema. Dessa forma, esse tipo de metodologia acaba detectando estados de falha associados com consequências desastrosas para o sistema, porém com probabilidade de ocorrência mínima. Paralelamente, casos de falhas menos severos, porém com alta probabilidade de ocorrência, podem acarretar, com base em uma análise determinística, em um alto nível de risco para o sistema.

A avaliação probabilística, por sua vez, pode identificar não só a severidade de um estado e seu impacto no comportamento e na operação do sistema, mas também a sua probabilidade de ocorrência. A combinação apropriada de severidade e probabilidade gera índices que representam, de forma mais precisa, o nível de risco do sistema, sendo, portanto, mais adequados para estudos envolvendo sistemas de distribuição associados com GD, que incorporam, na maioria das vezes, fontes alternativas de natureza intermitente [32].

Nesse contexto, para sistemas com condições operativas complexas e com um elevado número de eventos que podem se tornar severos, a avaliação probabilística através de Simulação Monte Carlo se apresenta como uma solução mais adequada, já que permite a representação mais detalhada de fenômenos e de processos associados com o estudo proposto. Aliado a isso, o número de sorteios necessários para um dado nível de precisão é independente do tamanho do sistema, ao contrário do que ocorre com técnicas analíticas de avaliação probabilística existentes. Outro ponto a considerar é a possibilidade de simular diferentes distribuições de probabilidade associadas com falhas e reparo de componentes [81].

A avaliação da confiabilidade usando SMC tem como objetivo a determinação de índices que dão suporte para uma análise quantitativa da operação do sistema. Esses

índices podem ser obtidos através de duas abordagens: Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (não cronológica) ou Simulação Monte Carlo Sequencial (cronológica).

Na SMC Não-Sequencial, o espaço de estado é amostrado aleatoriamente, sem preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema. Assim, a amostragem está baseada na distribuição de probabilidade dos estados operativos dos componentes.

Na representação cronológica, por outro lado, os estados do sistema são amostrados sequencialmente no tempo. Nesse caso, a operação da rede é obtida por amostragem de sequência de estados operativos do sistema que estão baseados na distribuição de probabilidade da duração dos estados dos componentes. Embora essa metodologia permita uma maior precisão nos cálculos dos índices, além de ser a única forma de levantar estimativas da duração específica de interrupções do fornecimento de energia e da distribuição de probabilidade dos índices relacionados à duração, tem como ponto negativo o grande esforço computacional necessário para conduzir as simulações.

Conforme mencionado anteriormente, a confiabilidade de sistemas de distribuição relacionada com a operação ilhada está diretamente ligada às características dinâmicas do sistema, uma vez que a presença de GD impõe novas restrições ao processo de ilhamento. Uma forma de incorporar análises dinâmicas em estudos de confiabilidade consiste em combinar SMC Sequencial com avaliação da estabilidade transitória, ou seja de duas análises no tempo [66]. No entanto, devido ao grau de complexidade desta simulação, dos dados estocásticos necessários e do tempo de simulação serem extremamente elevados, torna-se conveniente a exploração de abordagens alternativas.

Dessa forma, nas próximas seções serão apresentados os conceitos básicos e os modelos utilizados na construção do modelo proposto neste trabalho.

### 3.1 Índices de Confiabilidade da Distribuição

Os índices de confiabilidade podem ser obtidos tanto por ponto de carga quanto para o sistema como um todo. Os índices calculados por ponto de carga quantificam os efeitos da operação do sistema em uma localização específica, enquanto que aqueles direcionados ao sistema fornecem uma avaliação global da rede.

A maioria dos índices de confiabilidade são valores esperados de uma variável aleatória, não representando parâmetros determinísticos, mas uma média a longo prazo do fenômeno em análise [81].

Estruturalmente, os sistemas elétricos de potência compreendem os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Em estudos de avaliação da confiabilidade, esses sistemas são combinados em níveis hierárquicos. O Nível Hierárquico 1 (NH1) concentra a avaliação da confiabilidade do sistema de geração, o Nível Hierárquico 2 (NH2) se refere aos estudos de confiabilidade composta dos sistemas de geração e de transmissão, enquanto o Nível Hierárquico 3 (NH3) acrescenta o sistema de distribuição na análise.

A confiabilidade do NH3, na maioria das vezes, não é conduzida devido a elevada dimensão do problema em um sistema real. Para contornar essa situação, opta-se, geralmente, por conduzir estudos de confiabilidade de sistemas de distribuição separadamente [82].

A avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição é conduzida através do cálculo de três índices básicos aplicados a sistemas radiais, obtidos para cada um dos pontos de carga (L) em função dos parâmetros dos componentes (i), que precisam estar operando para que o suprimento seja mantido. Assim, os três índices básicos para os pontos de carga são:

1. Taxa Média de Falha –  $\lambda_L$  [ocorrência/ano]

$$\lambda_L = \sum_i \lambda_i \quad (3.1)$$

onde  $\lambda_i$  é a taxa de falha do componente i.

2. Tempo Médio de Reparo Anual –  $U_L$  [h/ano]

$$U_L = \sum_i \lambda_i \cdot r_i = \sum_i U_i \quad (3.2)$$

onde  $r_i$  é o tempo médio de reparo do componente i.

3. Tempo Médio de Reparo –  $r_L$  [h]

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.3)$$

Esses parâmetros se baseiam na hipótese de que as falhas dos componentes são eventos independentes.  $\lambda_L$  e  $U_L$  são equivalentes aos índices FIC (Frequência de Interrupção do Consumidor) e DIC (Duração de Interrupção do Consumidor), utilizados no Brasil, respectivamente [81] [82].

A partir dos índices básicos dos pontos de carga, os índices de confiabilidade de sistemas de distribuição podem ser obtidos, com o intuito de quantificar a severidade e a importância das falhas no sistema. São eles:

1. SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) ou FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [ocorrências/ano]

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_L \cdot N_L}{\sum N_L} \quad (3.4)$$

onde  $N_L$  é o número de consumidores conectados ao ponto de carga L.

2. SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) ou DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [h/ano]

$$SAIDI = \frac{\sum U_L \cdot N_L}{\sum N_L} \quad (3.5)$$

3. ASUI (*Average Service Unavailability Index* ou Índice de Indisponibilidade Média do Serviço)

$$ASUI = \frac{\sum U_L \cdot N_L}{8760 \cdot \sum N_L} \quad (3.6)$$

4. ASAI (*Average Service Availability Index* ou Índice de Disponibilidade Média do Serviço)

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (3.7)$$

5. ENS (*Energy Not Supplied* ou Energia Não Suprida) [MWh/ano]

$$ENS = \sum CM_L \cdot U_L \quad (3.8)$$

onde  $CM_L$  é a Carga Média no ponto de carga  $L$ .

6. AENS (Average Energy Not Supplied ou Energia Não Suprida Média)

$$AENS = \frac{\sum CM_L \cdot U_L}{\sum N_L} = \frac{ENS}{\sum N_L} \quad (3.9)$$

### 3.2 Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

A Simulação Monte Carlo (SMC) Não-Sequencial é muitas vezes denominada técnica de amostragem de estados, sendo amplamente utilizada em avaliação da confiabilidade de sistemas de potência. O conceito está baseado no fato de que o estado do sistema é uma combinação dos estados de todos os componentes. Por sua vez, os estados de cada componente são obtidos com base nos seus modelos estocásticos de falha, sem nenhuma preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema.

O conjunto de todos os possíveis estados  $\underline{x}$ , obtido para todas as combinações de estados dos componentes, é chamado Espaço de Estados e denotado por  $X$ . O algoritmo conceitual da SMC Não-Sequencial é mostrado abaixo [81]:

1. Selecione um estado do sistema  $\underline{x} \in X$  correspondente a um nível de carga, disponibilidade de componentes, condições de operação, etc.
2. Calcule o valor de uma função de teste  $F(\underline{x})$ , a qual quantifica o efeito das violações nos limites operativos para o estado amostrado. O efeito de ações corretivas tais como redespacho de geração e minimização do corte, pode ser incluído.
3. Atualize a estimativa  $\bar{E}(F)$ , ou seja, atualize o valor esperado dos índices de confiabilidade baseado no resultado obtido no passo (2).
4. Se a precisão das estimativas é aceitável, o processo é dito convergido. Caso contrário, retorne ao passo (1).

Os índices calculados na SMC Não-Sequencial correspondem a estimativas da expectância de diferentes funções de teste, obtidas para uma amostra cujo tamanho é o número de estados amostrados.

Considere, então, o caso de componentes modelados a 2 estados, operação e reparo, e que falhas de componentes são eventos independentes. O estado de cada componente pode ser obtido utilizando a distribuição de probabilidade acumulada (*do inglês, Cumulative Distribution Function - CDF*) de falha do componente. Para isso, seja  $x_j$  o estado do  $j$ -ésimo componente e  $TIF_j$  (Taxa de Indisponibilidade Forçada) sua probabilidade de falha. O estado  $x_j$  é obtido por meio do sorteio de um número aleatório  $U_j$  distribuído uniformemente entre  $[0,1]$ , de acordo com a Equação 3.10:

$$x_j = \begin{cases} 0 \text{ (sucesso) se } U_j > TIF_j \\ 1 \text{ (falha) se } 0 \leq U_j \leq TIF_j \end{cases} \quad (3.10)$$

No caso de componentes modelados a múltiplos estados, procedimento equivalente pode ser aplicado utilizando a sua função CDF.

Portanto, para um sistema com  $m$  componentes, o estado do sistema pode ser representado pelo vetor  $\underline{x}$ , com:

$$\underline{x} = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m) \quad (3.11)$$

onde cada estado  $\underline{x} \in X$  possui uma probabilidade de ocorrência  $P(\underline{x})$ , calculada por:

$$P(\underline{x}) = \prod_{j=1}^m P(x_j) \quad (3.12)$$

Seja, agora,  $F(\underline{x})$  uma função teste para avaliação do estado, associada a um índice de confiabilidade. A expectância dessa função de avaliação, para todos os estados do sistema, é:

$$E(F) = \sum_{\underline{x} \in X} F(\underline{x}) \cdot P(\underline{x}) \quad (3.13)$$

Uma estimativa da expectância  $\bar{E}(F)$  pode ser obtida a partir de uma amostra aleatória de N estados do sistema, de acordo com a Equação 3.14, e representa um índice de confiabilidade  $\bar{Q}$ .

$$\bar{Q} = \bar{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(\underline{x}_i) \quad (3.14)$$

A incerteza em torno da estimativa pode ser medida pela variância da estimativa da expectância, conforme a Equação 3.15:

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(F) \quad (3.15)$$

sendo V(F) a variância da função teste F( $\underline{x}$ ). Essa variância, quando o tamanho da amostra é grande o suficiente, pode ser expressa por:

$$V(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F(\underline{x}_i) - \bar{Q})^2 \quad (3.16)$$

A precisão da SMC pode ser verificada pelo coeficiente de variação, que é definido como a relação entre o desvio-padrão e a média. O coeficiente de variação da estimativa é uma medida da incerteza relativa e vale:

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (3.17)$$

Usualmente, é comum adotar o valor de 5% como limite para o coeficiente de variação [82].

### 3.3 Cálculo dos Índices de Confiabilidade através de SMC Não-Sequencial

Para o cálculo dos índices de confiabilidade, por meio de SMC Não-Sequencial, é necessário escolher de forma apropriada a função teste  $F(x)$ . O cálculo da frequência de interrupção ( $\lambda_L$ ) pode ser obtido a partir de uma função teste, análoga aquela que define o índice de confiabilidade composta LOLF (*Loss of Load Frequency* ou Frequência de Perda de Carga), por ponto de carga  $L$ , como mostram as Equações 3.18 e 3.19.

$$F(\underline{x}) = LOLF = \begin{cases} \text{Soma das taxas de transição entre } \underline{x} \text{ e} \\ \text{todos os estados de sucesso que podem} \\ \text{ser alcançados a partir de } \underline{x} \text{ em uma} \\ \text{transição se } x \text{ é um estado de falha} \\ 0, \text{ se } \underline{x} \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (3.18)$$

$$\lambda_L = LOLF_L \quad (3.19)$$

Da mesma forma, o tempo médio de reparo anual ( $U_L$ ) é determinado pela aplicação de uma função teste, análoga aquela que define o índice de confiabilidade composta LOLP (*Loss of Load Probability* ou Probabilidade de Perda de Carga), por meio das Equações 3.20 e 3.21.

$$F(\underline{x}) = LOLP = \begin{cases} 1, \text{ se } \underline{x} \text{ é um estado de falha, isto é, se} \\ \text{existe corte de carga associado ao estado} \\ \underline{x} \\ 0, \text{ se } \underline{x} \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (3.20)$$

$$U_L = 8760 \cdot LOLP_L \quad (3.21)$$

A partir dessas formulações, todos os demais índices de confiabilidade da distribuição podem ser calculados através de SMC não-sequencial.

### 3.4 Análise da Adequação

O processo de amostragem dos estados do sistema, na SMC Não-Sequencial, está associado com uma análise de adequação, que tem como objetivo identificar se o sistema, no estado amostrado, é capaz de atender a demanda de energia sem violar os limites operativos, do ponto de vista estático. Em outras palavras, a análise de adequação consiste, basicamente, em verificar se as condições operativas estão sendo atendidas, ou se é necessária alguma medida corretiva, entre elas a aplicação de corte de carga, para o sistema retornar a um estado de operação válido.

A análise de adequação dos estados amostrados, no processo de avaliação da confiabilidade proposto nesse trabalho, está baseada na solução de um estudo de fluxo de potência, com modelagem não-linear. Assim, no caso desta análise identificar a necessidade de corte de carga para atender às restrições da rede, medidas corretivas devem ser acionadas com o propósito de evitar, ou pelo menos, minimizar esse corte, caso isso seja possível.

Dessa forma, essas medidas corretivas estão relacionadas com a solução de um problema de otimização, cuja formulação é dada pelo seguinte modelo de minimização:

$$\text{Min} \sum_{i \in ND} W_i \cdot C_i \quad (3.22)$$

Sujeito a:

$$PG_i - P_{Li} - V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.23)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \text{sen}(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.24)$$

$$\sum_{i \in NG} PG_i + \sum_{i \in ND} C_i = \sum_{i \in ND} PD_i \quad (3.25)$$

$$P_{Li}^2 \cdot (1 - fp_{2i}) + Q_{Li}^2 = 0 \quad (3.26)$$

com

$$fp_{2i} = \frac{P_{Di}^2}{P_{Di}^2 + Q_{Di}^2} \quad (3.27)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.28)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max}, (i \in NG) \quad (3.29)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (3.30)$$

$$Tap_i^{min} \leq Tap_i \leq Tap_i^{max} \quad (3.31)$$

$$0 \leq C_i \leq PD_i, (i \in ND) \quad (3.32)$$

$$|T_n| \leq T_n^{max}, (n = 1, \dots, L) \quad (3.33)$$

onde:

- $PG_i$  – é a potência ativa gerada na  $i$ -ésima barra de geração [MW]
- $Q_{Gi}$  – é a potência reativa gerada na  $i$ -ésima barra de geração [Mvar]
- $PD_i$  – é a demanda total na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $PL_i$  – é a potência ativa consumida na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $QL_i$  – é a potência reativa consumida na  $i$ -ésima barra de carga [Mvar]
- $V_i$  – é a tensão na  $i$ -ésima barra [V]
- $\delta_i$  – é o ângulo de fase da tensão na  $i$ -ésima barra [rad]
- $G_{ij} + B_{ij}$  – elementos da matriz de admitâncias nodal da rede
- $fp_{2i}$  – fator de potência da carga conectada na barra  $i$
- $Tap_i$  – tap do  $i$ -ésimo transformador
- $C_i$  – é o corte de carga na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $T_n$  – é o fluxo no  $n$ -ésimo trecho [MW]
- $W_i$  – é um ponderador que reflete a importância da  $i$ -ésima barra de carga
- $ND$  – é o número de barras de carga

- NG – é o número de barras de geração
- L – é o número de trechos
- $\Omega_i$  – conjunto das barras diretamente ligadas à barra i, incluindo a própria

Nesse caso, pode ser visto que o objetivo do modelo é minimizar o corte de carga enquanto satisfaz o equilíbrio de potência, relação do fluxo, especificação dos trechos e limites das unidades geradoras. Isso inclui limitar a geração de cada barra de forma que a mesma não ultrapasse os valores estabelecidos em função da disponibilidade da fonte primária amostrada, inclusive para aquelas unidades conectadas em barras de referência.

É importante destacar, ainda, que o modelo utilizado permite considerar alguns geradores como unidades não despachadas, onde toda a potência amostrada pela SMC, em um determinado estado do sistema, para a unidade em questão, é injetada na rede. Assim, o gerador não participa do processo de otimização. Essa consideração é obtida com a adição da seguinte equação:

$$PG_{amostradaGi} - PG_i = 0 \quad (3.34)$$

onde  $PG_{amostradaGi}$  é a potência amostrada na barra i pela SMC Não-Sequencial.

Vale destacar que o modelo do FPO utilizado é flexível o suficiente para permitir sua aplicação em diversos tipos de sistemas. Dependendo da aplicação, modificações na função objetivo e nas restrições podem ser efetuadas. Com isso, redespacho de geração e políticas de cortes de carga podem ser incluídas ou excluídas quando necessário, através da especificação ou não da importância de cada barra de carga e/ou de geração.

## 3.5 Modelos Estocásticos

### 3.5.1 Modelo dos Componentes da Rede

Os componentes da rede (transformadores, trechos de alimentadores, etc) são representados por variáveis aleatórias a dois estados (operação e reparo) e descritas pelas suas taxas de falha ( $\lambda$ ) e de reparo ( $\mu$ ). A Figura 3.1 mostra o diagrama de espaço desses componentes.

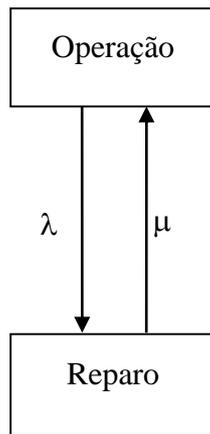


Figura 3.1. Modelo a dois estados adotado para componentes de rede.

### 3.5.2 Modelos da Geração Distribuída

Neste trabalho, as unidades de geração distribuída consideradas compreendem as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). A representação dessas unidades foi realizada por modelos markovianos a múltiplos estados, a partir do trabalho desenvolvido em [19]. O modelo combina a vazão do rio com o modelo estocástico de operação do gerador, permitindo capturar o caráter intermitente da PCH.

A vazão do rio, considerada como variável aleatória, é modelada como um processo estocástico, tendo o tempo como índice do mesmo. As taxas de transição entre os estados de vazão são representadas como um modelo de Markov, mostrado na Figura 3.2. Nesse caso, a taxa  $\lambda_{ij}$  representa a transição do estado de vazão  $i$  para o estado de vazão  $j$ .



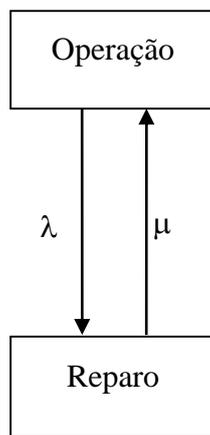
Figura 3.2. Modelo de Markov da vazão do rio.

Como no modelo da fazenda eólica, o uso da cadeia de Markov, para representar os estados de vazão da PCH, implica que o processo pode ser considerado estacionário,

com comportamento constante durante todo o período, independente do ponto de partida. Por isso, as taxas de transição são consideradas sempre constantes.

Para garantir que o regime de vazões seja um processo estacionário de Markov, pequenas variações inesperadas são descartadas. Isso é possível se a série de vazão, usada no estudo, não seguir uma tendência específica de uma estação particular e a quantidade de informação disponível for grande o suficiente, representando um longo período de tempo. Assim, esses efeitos rápidos são pouco importantes quando são calculados valores de longo prazo, como é o caso dos índices obtidos em estudos de confiabilidade.

O gerador elétrico é modelado por meio da cadeia de Markov a dois estados, como mostra a Figura 3.3. Nesse caso,  $\lambda$  e  $\mu$  são, respectivamente, a taxa de falha e o tempo de reparo do gerador.



*Figura 3.3. Modelo do gerador.*

O modelo de disponibilidade de geração da PCH combina o modelo da vazão do rio com o do gerador, de forma a incorporar os efeitos da variação da vazão, que afeta diretamente a geração de energia.

Os processos de transição dos dois modelos são considerados como eventos independentes. Isso significa que variações na vazão não são influenciadas por falhas no gerador e vice-versa.

O modelo utilizado está associado com a manipulação de séries temporais de vazões, que devido a grande quantidade de valores diferentes, requer o uso de técnicas de agrupamento, a fim de reduzir o número de estados a serem representados. A técnica usada para o modelo da PCH foi o agrupamento estatístico k-means. Assim, a PCH é representada por um modelo Markoviano de múltiplos estados individualizados, com suas

respectivas taxas de transição e tempos médios de duração. Com isso, os modelos de vazão e do gerador são adequadamente combinados para produzir o modelo da PCH, como mostra a Figura 3.4.

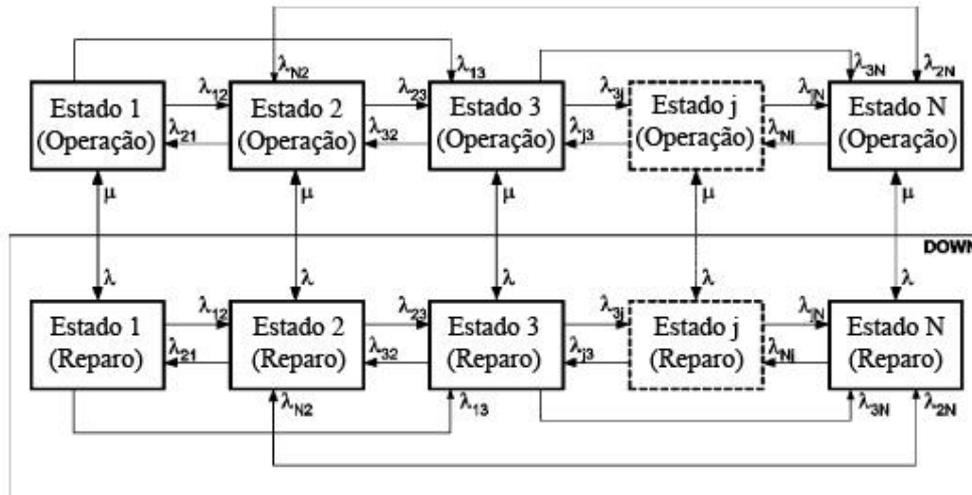


Figura 3.4. Modelo de geração da PCH.

Os agrupamentos de vazão são representados por estados de 1 a N e as transições entre eles por  $\lambda_{ij}$ . As transições entre estados de operação e reparo são representadas por  $\lambda$  e  $\mu$ . Os estados de falhas são, então, agrupados em apenas um, produzindo o modelo da PCH, com N+1 estados diferentes, sendo N operativos e um de falha.

### 3.5.3 Modelo da Carga

O modelo da carga, comumente utilizado na SMC Não-Sequencial, está baseado na adoção de um único modelo Markoviano a múltiplos estados, para representar as variações horárias das demandas. Nessa abordagem, uma única curva de carga é considerada para o sistema e cada barra de carga corresponde a um percentual do total.

As etapas necessárias para a obtenção do modelo Markoviano agregado, a partir da curva cronológica da carga, são descritas a seguir [3]:

1. Agrupamento da curva de carga – nesta etapa é aplicada uma metodologia de agrupamento de dados, gerando-se  $n$  estados que representam  $n$  patamares de níveis de carga. A curva agrupada é reordenada de forma que os níveis de carga sejam decrescentes, resultando em uma curva final não cronológica.
2. Cálculo da duração dos estados – nesta etapa é calculado, baseado na curva agrupada, o tempo de duração de cada um dos  $n$  estados.
3. Cálculo do vetor de probabilidade – a probabilidade de ocorrência  $p_i$  associada a cada patamar de carga é obtida por:

$$p_i = \frac{d_i}{T} \quad (3.35)$$

onde  $d_i$  é a duração do  $i$ -ésimo estado e  $T$  o período total da curva.

4. Composição da Curva de Distribuição de Probabilidade Acumulada (CDF): nesta etapa, a CDF da carga é obtida considerando-se que a probabilidade acumulada  $P_i$ , associada a cada nível de carga, vale:

$$P_i = \sum_{j=1}^i p_j \quad (3.36)$$

A Figura 3.5 mostra o modelo de carga agregado não-cronológico, adotado neste trabalho.

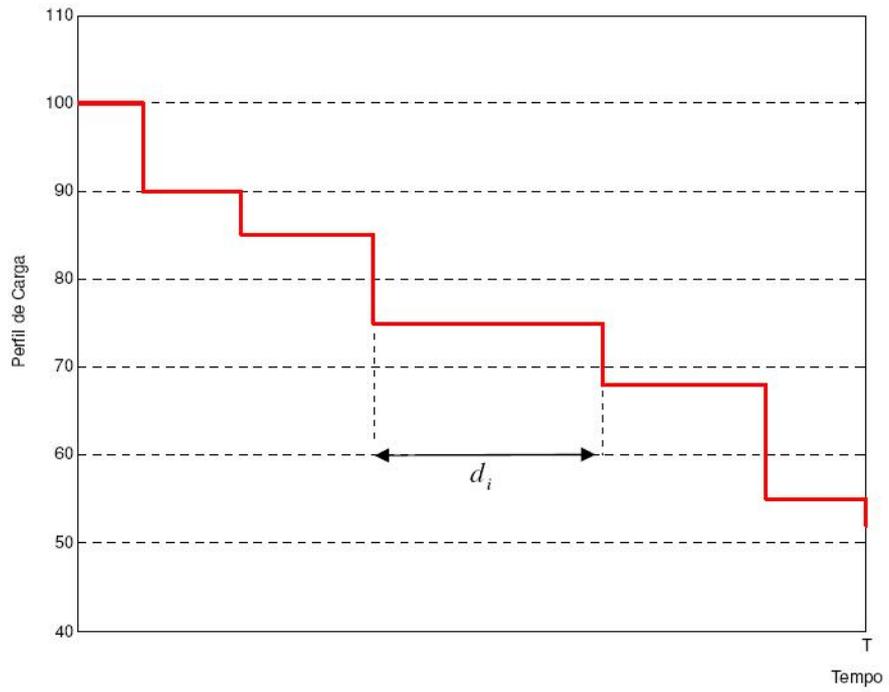


Figura 3.5. Modelo Não-Cronológico da Carga.

# Capítulo 4 – Aspectos da Dinâmica do Ilhamento Considerados na Avaliação da Confiabilidade

Como consequência da necessidade de se resolver problemas relacionados com a resposta dinâmica de sistemas de potência frente a distúrbios severos, foram introduzidos os conceitos de estabilidade de curto, de médio e de longo prazo [20]. No estudo de estabilidade de curto prazo, a análise considera as equações dinâmicas de equipamentos e de controles com características extremamente rápidas, para capturar informações que ocorrem no período de tempo imediatamente após uma perturbação no sistema. Na análise de longo prazo, por outro lado, considera-se que as oscilações de sincronização entre máquinas foram alcançadas, implicando em uma frequência uniforme. Nesse caso, o ponto de interesse está nos fenômenos de longa duração que acompanham distúrbios severos e nas variações entre geração e consumo de potências ativa e reativa. Num intervalo intermediário, por sua vez, a avaliação de médio prazo está associada com eventos que ocorrem entre o período transitório e a análise de longo prazo. Assim, o foco está, além da questão de sincronização das máquinas, nos efeitos de alguns fenômenos lentos e, também, naqueles que acarretam grandes variações de tensão e de frequência. Tanto na análise de médio prazo quanto na de longo prazo, as dinâmicas rápidas não são significativas.

A subdivisão automática da rede da concessionária de distribuição, durante falhas ou interrupções, em pequenas ilhas com geradores assumindo parcial ou integralmente as cargas participantes, requer uma análise para avaliar se os recursos disponíveis são capazes de manter adequados os níveis de tensão e de frequência para os consumidores afetados. Dessa forma, as variações nesses parâmetros estão associadas com a resposta do sistema ilhado ao tipo de perturbação e aos recursos de controle disponíveis. Grandes perturbações podem acarretar em variações significativas na frequência, na tensão e nos fluxos de potência dos alimentadores da rede ilhada. Dependendo do evento, podem ser observadas saídas em cascata, responsáveis por deteriorar o sistema e levar a um estado de não sobrevivência da ilha. Dentro desse contexto, a resposta do sistema para uma condição de ilhamento é influenciada tanto por um transitório de frequência, devido ao desbalanço carga-geração, quanto por variações de tensão devido às reservas insuficientes

de reativo. Conseqüentemente, o sistema de suprimento de energia, o controle de velocidade, o regulador de tensão e os esquemas de cortes automáticos de carga e de geração desempenham um importante papel na determinação do desempenho dinâmico da rede [20].

Com base nisso, podemos afirmar que durante o chaveamento para o modo ilha, duas situações podem ocorrer: ilha com nível de geração insuficiente e ilha com geração excedente. No primeiro caso, se a capacidade dos geradores for inferior à carga, a frequência irá cair. Caso não exista a possibilidade de aumentar a geração das máquinas, a frequência pode alcançar valores que violam os níveis estabelecidos em [80], levando a saída das unidades geradoras por meio dos esquemas de proteção por subfrequência e piorando ainda mais o problema. Nesse caso, para evitar um colapso total da ilha, devem ser empregados esquemas de cortes de cargas, de forma a compatibilizar a carga e a geração, com o objetivo de estabilizar a frequência do sistema.

Na segunda situação, caso a ilha se encontre com excesso de geração, será observado um aumento da frequência, forçando os reguladores de velocidade das máquinas a ajustar a geração de potência mecânica. Caso continue não sendo possível realizar o controle carga-frequência da ilha, a solução pode ser o desligamento de unidades geradoras, o que pode levar, no caso da operação ilhada, a uma necessidade de corte de carga.

Conforme mencionado anteriormente, o desempenho do sistema pode ser influenciado, também, pela disponibilidade de potência reativa. Portanto, variações na potência reativa gerada e absorvida podem acarretar condições de violações de tensão, fazendo com que os controles de sobre/subexcitação sejam ativados, o que, dependendo do caso, pode levar ao desligamento de unidades geradoras.

Por estes motivos, segundo [20], o problema em estudo, por estar associado com um intervalo de interesse que inclui o período transitório, necessita de uma análise que seja capaz de capturar os efeitos das dinâmicas rápidas das unidades geradoras. Assim, neste trabalho, o chaveamento para o modo de operação ilhado é analisado por meio de simulação da estabilidade transitória, fazendo uso de modelos completos de máquinas síncronas, com seus reguladores de tensão e de velocidade, com o objetivo de diagnosticar a sobrevivência ou não da ilha. Em outras palavras, a ideia está em identificar se a frequência e a tensão da ilha encontram-se em níveis adequados, de forma a garantir a continuidade do suprimento para a mesma em caso de falha no sistema principal.

A construção de um modelo para avaliar de maneira eficiente a influência do ilhamento de sistemas de distribuição em estudos de confiabilidade requer que sejam incorporados os principais aspectos que podem interferir no desempenho dinâmico da rede. Para isso, os modelos de simulação encontrados em [4] foram utilizados para representar os aspectos da dinâmica do ilhamento dentro da proposta deste trabalho.

## 4.1 Simulação da Estabilidade Transitória

Os fundamentos básicos do modelo computacional associado com a simulação da estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência, implementados em [4] e utilizados para incorporar as avaliações da dinâmica do ilhamento em estudos de confiabilidade, são descritos nas próximas seções, com base nos conceitos apresentados nas referências [4] e [20].

### 4.1.1 Formulação Geral do Problema

O modelo matemático que representa genericamente o comportamento dinâmico dos sistemas de potência pode ser descrito por um conjunto de equações diferenciais ordinárias em combinação com equações algébricas. Este conjunto pode ser resumido com base nas Equações 4.1 e 4.2:

$$\dot{x} = f(x, z) \quad (4.1)$$

$$0 = g(x, z) \quad (4.2)$$

Onde  $x$  é o vetor de variáveis de estado,  $z$  é o vetor de variáveis algébricas e  $f(x, z)$  e  $g(x, z)$  são as funções não-lineares que definem os conjuntos de equações diferenciais e algébricas, respectivamente.

Em  $f(x, z)$  estão incluídas as equações diferenciais que capturam o comportamento dos modelos dinâmicos dos componentes do sistema, incluindo aqueles que representam as máquinas síncronas, os reguladores de tensão e de velocidade, a turbina, etc. Da mesma forma, os modelos representados em  $g(x, z)$  definem o comportamento da rede e de parcelas dos elementos dinâmicos que podem ser formuladas algebricamente, como as equações elétricas do estator, da rede e de cargas estáticas, por exemplo. Com isso, o

modelo completo do sistema consiste, então, em um grande conjunto de equações diferenciais ordinárias e algébricas esparsas.

De acordo com [20], além da escolha criteriosa dos modelos de cada componente, os conjuntos de Equações 4.1 e 4.2 devem ser organizados adequadamente de forma a permitir a utilização de métodos de solução numérica. Isso porque, segundo [4], o nível de detalhamento do sistema elétrico depende do tipo de estudo, o que determina a escolha dos elementos a serem representados. No entanto, segundo as referências indicadas, em estudos de estabilidade transitória devem ser representados, pelo menos, os efeitos subtransitório e transitório das máquinas síncronas, o sistema de excitação e o sistema de regulação de velocidade.

#### 4.1.2 Método de Solução

O critério de solução do conjunto de Equações 4.1 e 4.2, pelo simulador utilizado, inclui a aplicação do método de solução alternado em combinação com o esquema implícito de integração numérica, baseado na Regra Trapezoidal Implícita [83], para tratamento das equações diferenciais ordinárias.

O esquema alternado de solução consiste em resolver separadamente, em cada passo de integração, o sistema algébrico e o diferencial alternando-se as respectivas soluções [83]. O algoritmo abaixo apresenta uma visão geral do método alternado implícito aplicado na solução das Equações 4.1 e 4.2, que podem ser reescritas como:

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \quad (4.3)$$

$$I(E, V) = Y \cdot V \quad (4.4)$$

$$u = h(E, V) \quad (4.5)$$

Onde:

- $x$  é o vetor das variáveis de estado do SEE associadas às equações diferenciais
- $A$  é a matriz quadrada, esparsa e geralmente bloco diagonal
- $B$  é uma matriz retangular, esparsa e formada por blocos
- $u$  é o vetor de variáveis algébricas que aparecem nas equações diferenciais

- $I$  é o vetor das injeções de corrente nos nós do SEE
- $Y$  é a matriz de admitâncias nodais do SEE na forma complexa
- $V$  é o vetor das tensões nodais do SEE
- $E$  é um subvetor de  $x$  constituído pelas variáveis de estado necessárias ao cálculo das injeções de corrente  $I$
- $h$  é um vetor de funções não-lineares que descrevem as variáveis  $u$

### Algoritmo do Método Alternado Implícito

Inicialização (Condições iniciais do Fluxo de Potência)

Para  $t = 1, 2, \dots, T$

Faça  $k = 0$

Calcular  $u_{(t)}^*, x_{(t)}^*$  (por extrapolação)

Calcular  $x_{(t)}^0 = F[x_{(t)}^*, u_{(t)}^*, x_{(t-\Delta t)}, u_{(t-\Delta t)}]$

Faça Enquanto  $\|\Delta x\|_2^2 > \varepsilon_0$

Faça  $l = 0$

Faça Enquanto  $\|\Delta V\|_2^2 > \varepsilon_1$

Calcular  $V_{(t)}^{l+1} = [Y]^{-1} \cdot I(E_{(t)}, V_{(t)}^l)$  (Calcular  $Y^{-1}$  por fatoração LU)

Calcular  $\Delta V = V_{(t)}^{l+1} - V_{(t)}^l$

Faça  $l = l + 1$

Fim Enquanto

Calcular  $u_{(t)}^k = h(E_{(t)}, V_{(t)})$

Calcular  $x_{(t)}^{k+1} = F[x_{(t)}^k, u_{(t)}^k, x_{(t-\Delta t)}, u_{(t-\Delta t)}]$

Calcular  $\Delta x = x_{(t)}^{k+1} - x_{(t)}^k$

Faça  $k = k + 1$

Fim Enquanto

Fim Para

### 4.1.3 Representação da Rede Elétrica e das Cargas

Na simulação dinâmica, a rede elétrica é representada em [4] por equações algébricas em termos da Matriz Admitância Nodal ( $Y$ ), como mostra a Equação 4.6, desprezando o efeito transitório da mesma que é muito mais rápido que o equivalente eletromecânico. Adicionalmente, a representação das cargas estáticas é incorporada nas equações da rede, sendo tratada como uma injeção de corrente  $I_L$ , conforme a Equação 4.7.

$$I = Y \cdot V \quad (4.6)$$

$$I_L = \frac{P_L - jQ_L}{V_L^*} \quad (4.7)$$

Onde:

- $I$  é o vetor das injeções de corrente
- $V$  é o vetor das tensões nodais
- $P_L$  e  $Q_L$  são as potências ativa e reativa da carga
- $V_L^*$  é o conjugado da tensão na barra de carga  $L$

### 4.1.4 Representação da Máquina Síncrona

Um modelo convencional da máquina síncrona [84], com parâmetros típicos [20], capaz de capturar os efeitos transitórios e subtransitórios, é utilizado no simulador através da representação das equações diferenciais derivadas da transformada de Park (eixos d-q), como mostra a Figura 4.1. Os seguintes parâmetros são considerados no conjunto completo de equações da máquina síncrona:

- $P_E$ : Potência elétrica ativa gerada na máquina, em pu
- $P_M$ : Potência mecânica da máquina, em pu
- $\Delta\omega$ : Desvio da velocidade angular da máquina, em pu
- $\omega$ : Velocidade angular da máquina, em pu
- $\omega_s$ : Velocidade angular síncrona da máquina, em rad/s

- $\delta$ : Ângulo absoluto do eixo q da máquina, em radianos
- H: Inércia do rotor em segundos
- D: Coeficiente de amortecimento
- r: resistência do estator, em % ( $R_a$ )
- $L_D$ : Indutância síncrona no eixo d, em %
- $L_Q$ : Indutância síncrona no eixo q, em %
- $L'_D$ : Indutância transitória no eixo d, em %
- $L''_D$ : Indutância subtransitória no eixo d, em %
- $L'_Q$ : Indutância subtransitória no eixo q, em %
- $L_L$ : Indutância de dispersão da armadura, em %
- $E_{FD}$ : Tensão de campo da máquina, em pu
- $E''_D$ : Tensão subtransitória da máquina projetada no eixo d, em pu
- $E'_Q$ : Tensão transitória da máquina projetada no eixo q, em pu
- $E''_Q$ : Tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q, em pu
- $I_D$ : Corrente da armadura da máquina projetada no eixo d, em pu
- $I_Q$ : Corrente da armadura da máquina projetada no eixo q, em pu
- $T'_{d0}$ : constante de tempo transitório em circuito aberto no eixo d, em segundos
- $T''_{d0}$ : constante de tempo subtransitório em circuito aberto no eixo d, em segundos
- $T''_{q0}$ : constante de tempo subtransitório em circuito aberto no eixo q, em segundos

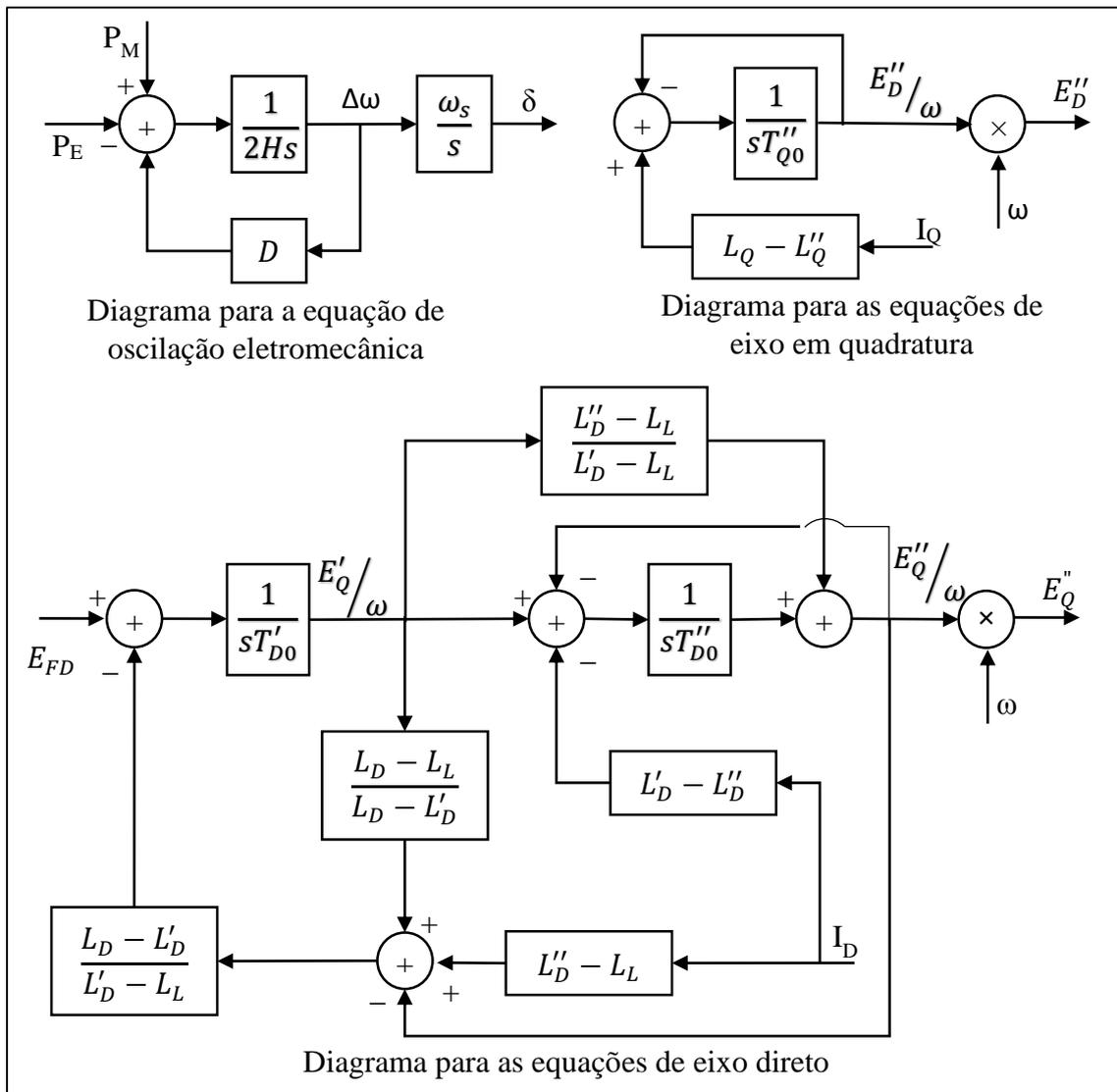


Figura 4.1. Modelo da Máquina Síncrona.

#### 4.1.5 Representação das Malhas de Controles de Tensão e de Velocidade nos Geradores

A função básica do sistema de excitação se concentra no suprimento e no ajuste automático da corrente de campo da máquina síncrona de forma a manter a tensão terminal do gerador e contribuir para o controle de tensão e para a melhoria da estabilidade do sistema.

Os reguladores de velocidade, por sua vez, têm como objetivo controlar o balanço de potência ativa das unidades geradoras, de forma a limitar as variações de frequência e, conseqüentemente, contribuir com a manutenção da estabilidade do sistema.

A estrutura computacional das malhas de regulação de tensão e de velocidade do modelo de simulação utilizado é mostrada na Figura 4.2 [83]. Onde  $V_{ref}$  é o Valor da Tensão de Referência,  $\omega_{ref}$  é a Velocidade Angular de Referência,  $E_{fd}$  é a Tensão de Excitação,  $P_M$  é a Potência Mecânica do Gerador,  $V_T$  é a Tensão Terminal do Gerador e  $\omega$  é a Velocidade Angular do Rotor.

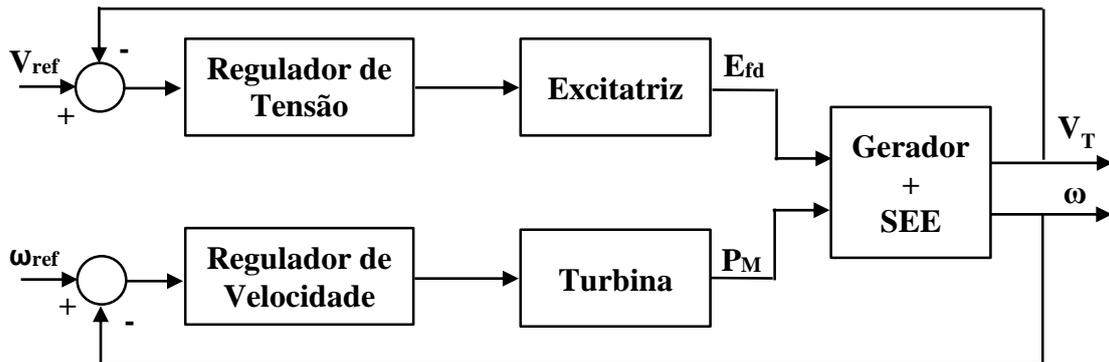


Figura 4.2. Estrutura Computacional das Malhas de Regulação de Tensão e de Velocidade.

## 4.2 Modelos dos Dispositivos de Proteção

O impacto da sobrevivência ou não das ilhas formadas, em decorrência de falhas no sistema de distribuição, no modelo de avaliação da confiabilidade proposto, está diretamente ligada, também, na resposta dos sistemas de proteção existentes, em termos de variações de frequência e de tensão. Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção, definidos em função das variações aceitáveis para esses parâmetros, conforme estabelecido em [60] e [80] e descrito no Capítulo 2, são inseridos nas estruturas computacionais dos relés de sub/sobrefrequência e de sub/sobretensão, que podem ser visualizadas nas Figuras 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6 [4]. Onde  $f$  é a frequência da rede,  $|V|$  é o módulo da tensão no ponto monitorado, Pickup é o parâmetro de sensibilização do relé e  $T_r$  é o tempo de retardo (Delay) de atuação do relé.

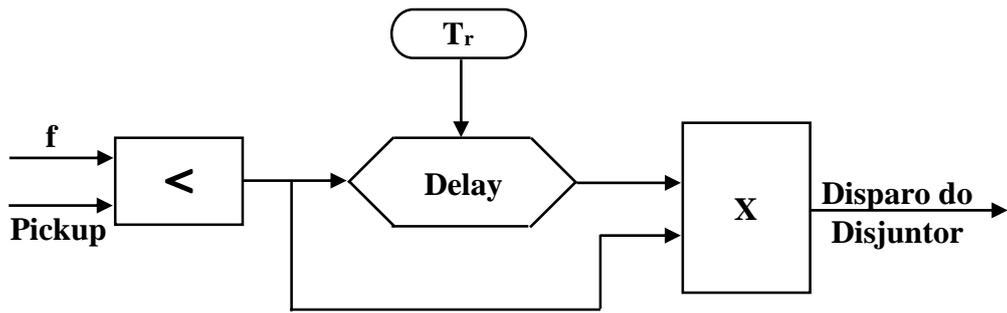


Figura 4.3. Estrutura Computacional do Relé de Subfrequência (81U).

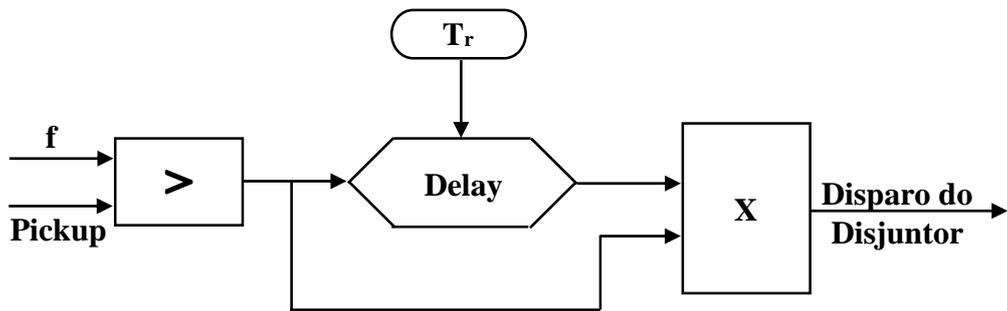


Figura 4.4. Estrutura Computacional do Relé de Sobrefrequência (81O).

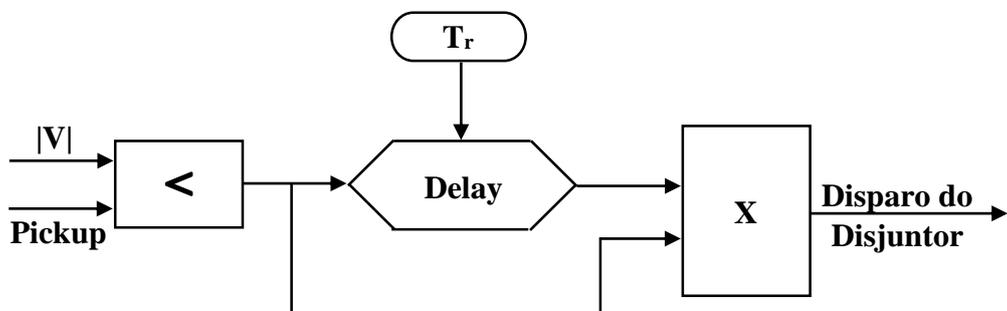


Figura 4.5. Estrutura Computacional do Relé de Subtensão (27).

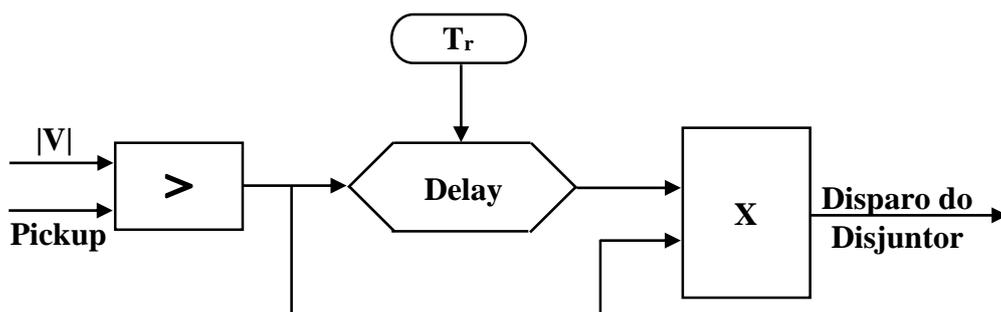


Figura 4.6. Estrutura Computacional do Relé de Sobretensão (59).

### 4.3 Esquema de Corte Automático de Carga e de Geração

O esquema de corte automático de carga e de geração é responsável por auxiliar, durante o período transitório, na busca por um ponto de operação estável para o sistema. Dessa forma, o esquema de alívio de carga considerado tem como o objetivo permitir que, durante a simulação dinâmica, porcentagens da carga sejam descartadas de acordo com as variações de frequência e de tensão. Assim, o corte de carga, quando necessário, é implementado através do ajuste dos relés de subtensão (função 27) e de subfrequência (função 81U), que comandam a abertura dos disjuntores associados com os respectivos pontos de carga, como mostra a Figura 4.7.

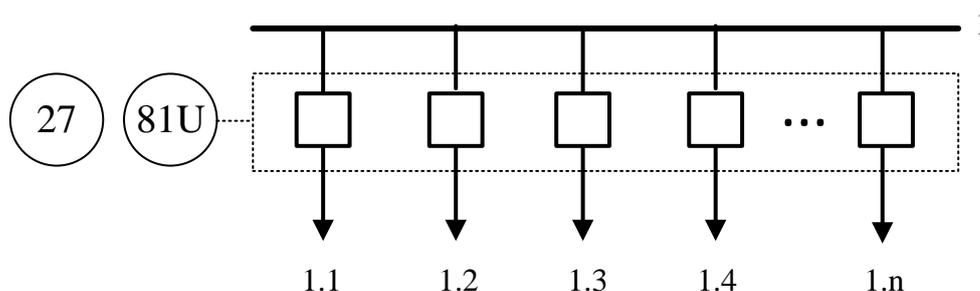


Figura 4.7. Esquema de Alívio de Carga.

O mesmo vale para as unidades geradoras, onde o corte automático das máquinas ocorre através da atuação dos relés de sobretensão (função 59) e de sobrefrequência (função 81O), que comandam a abertura dos disjuntores associados com cada unidade, de acordo com a Figura 4.8.

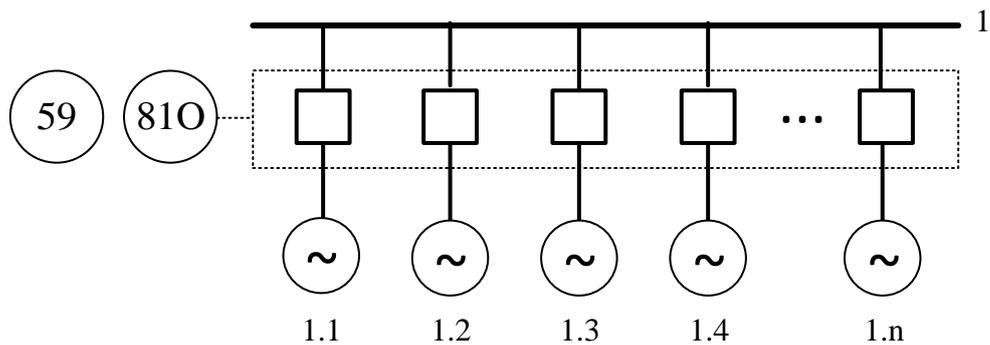


Figura 4.8. Esquema de Alívio de Geração.

Os tempos de atuação dos relés ocorrem a partir da escolha de faixas de variação desejáveis para cada porcentagem de carga e para cada unidade geradora, configurados de acordo com as referências [60] e [75], para tensão e para frequência, respectivamente.

# Capítulo 5 – Modelo de Avaliação da Confiabilidade Incluindo Aspectos da Dinâmica do Ilhamento

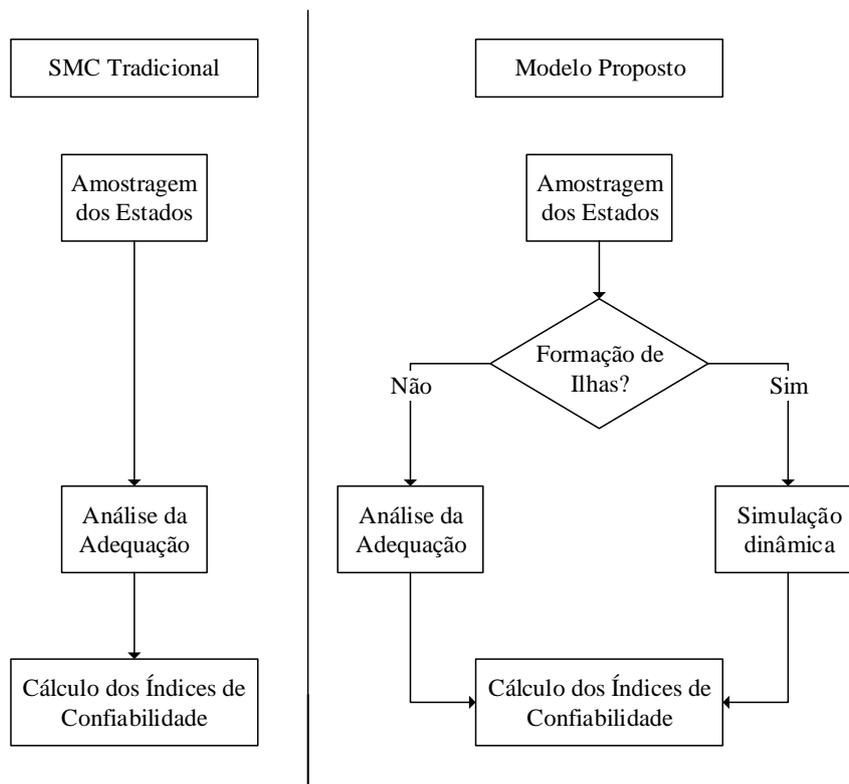
As incertezas envolvidas no planejamento e na operação de sistemas de distribuição, que incluem a possibilidade da operação ilhada, tornaram-se maiores que no passado, principalmente em relação à capacidade de sobrevivência da ilha e, também, devido à utilização de unidades geradoras baseadas em fontes de energia de natureza intermitente. Portanto, para esse tipo de avaliação da confiabilidade é necessária uma análise que leve em consideração o caráter probabilístico dos sistemas de potência, a influência da natureza intermitente de algumas fontes alternativas de energia, a localização e o tipo de equipamentos de proteção e as dinâmicas de curto e de médio prazo associadas com a formação das ilhas, além de esquemas de cortes automáticos de carga e de geração para auxiliar, durante o período transitório, na estabilidade do sistema remanescente. Dessa forma, para avaliar a confiabilidade desse tipo de rede de distribuição, é importante verificar, além do nível de risco associado, a dinâmica do sistema frente às falhas que levam ao ilhamento.

Para atender essas necessidades, este trabalho utiliza uma avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de distribuição por meio de SMC Não-Sequencial. A avaliação da confiabilidade através de SMC Não-Sequencial tem como objetivo permitir uma análise quantitativa do desempenho do sistema, com base no modelo estocástico de operação da rede, desconsiderando a cronologia do processo. O método de simulação pode ser dividido em três etapas principais: amostragem dos estados, análise da adequação dos estados amostrados e o cálculo dos índices de confiabilidade.

Os estados amostrados correspondem a “fotografias” dos estados das variáveis aleatórias do sistema. Esses estados são avaliados por uma análise da adequação, que tem como objetivo verificar, do ponto de vista estático (fluxo de potência), se existe um ponto de operação viável para o estado amostrado e em que condições isso ocorre. As informações obtidas com base nessas condições operativas são, portanto, utilizadas para calcular os índices de confiabilidade.

A possibilidade do ilhamento intencional e automático introduz restrições dinâmicas ao processo de simulação, não capturado pela análise da adequação utilizada

em estudos tradicionais de confiabilidade. Para contornar esse problema, o modelo proposto neste trabalho consiste na substituição da análise da adequação por uma simulação da estabilidade transitória, quando ocorre ilhamento. A ideia está em determinar se um ponto de operação estável é alcançável ou não para o processo de ilhamento amostrado na SMC Não-Sequencial. Em caso positivo, o balanço carga-geração do sistema ilhado passa a ser dado pela resposta da simulação dinâmica, o que determina a Sobrevivência (S) (sem corte de Carga) ou a Sobrevivência Parcial (SP) (com corte de carga). Caso contrário, se a resposta da simulação dinâmica apontar para uma instabilidade, toda a carga é cortada, caracterizando a Não Sobrevivência (NS) da ilha. A Figura 5.1 ilustra, de forma geral, o conceito do modelo proposto em comparação com a SMC tradicional.



*Figura 5.1. Comparação entre os conceitos básicos da SMC tradicional e do modelo proposto.*

Para os estados amostrados associados com a formação de ilhas, as influências das restrições dinâmicas, obtidas através de Simulação Dinâmica, são, então, incorporadas aos índices tradicionais de confiabilidade de sistemas de distribuição. Nesse caso, os índices em questão passam a incluir as consequências da simulação dinâmica

relacionadas com o índice de Sobrevivência (IS) da rede, calculado com base na Equação 5.1.

$$IS = IS_P + IS_T = \frac{N^{\circ} \text{ de ilhamentos bem sucedidos}}{N^{\circ} \text{ de vezes que ocorre ilhamento}} \quad (5.1)$$

Onde:  $IS_P$  e  $IS_T$  representam os Índices de Sobrevivência Parcial e Total, que quantificam a proporção de ilhamento bem sucedidos associados com e sem cortes de carga, respectivamente.

Assim, durante a avaliação probabilística, deve-se analisar se parte da rede é capaz de sobreviver ao ilhamento sob os aspectos dinâmicos, verificando sua influência na confiabilidade. Em outras palavras, a sobrevivência da ilha formada implica, necessariamente, que os critérios de desempenho transitórios tenham sido atendidos durante o processo de ilhamento.

Vale destacar que o número de ilhamentos bem sucedidos pode estar associado ou não com cortes de carga parciais, dependendo da resposta dos esquemas de alívio de carga e de geração. Assim, os valores dos cortes parciais ou totais ocorridos no período transitório, por ponto de carga, são incorporados aos índices de confiabilidade.

## 5.1 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Para capturar a severidade e a importância das falhas do sistema de distribuição, dentro do modelo de simulação proposto, que inclui os aspectos da dinâmica do ilhamento, foram escolhidos índices de confiabilidade baseados em F&D e em energia, tanto por ponto de carga quanto para o conjunto.

No que se refere aos pontos de carga, os três índices básicos utilizados em sistemas de distribuição, na SMC Não-Sequencial, são obtidos neste trabalho a partir do cálculo da frequência de interrupção. A metodologia utilizada é composta por uma formulação híbrida que envolve a definição do índice LOLF e o conceito de probabilidade condicional [85].

O cálculo da LOLF, por definição, conforme apresentado no Capítulo 3, consiste na aplicação da função teste da Equação 3.30. O uso dessa equação requer a identificação de todas as transições únicas possíveis capazes de transformar um estado de falha amostrado em um caso de sucesso, ou seja, sem corte de carga. Para melhor visualizar o

processo de cálculo da LOLF, considere a Figura 5.2, que apresenta um exemplo de um estado de falha amostrado para um sistema com seis componentes. Nesse exemplo, os componentes 1, 2 e 3 estão falhados ( $F_1$ ,  $F_2$  e  $F_3$ ), enquanto os componentes 4, 5 e 6 estão operando ( $OP_4$ ,  $OP_5$  e  $OP_6$ ). As taxas de falhas dos componentes em operação e as taxas de reparo dos componentes falhados são representados por  $\lambda$  e  $\mu$ , respectivamente. Dessa forma, as transições que transformam o estado de falha  $x_k$  em um caso de sucesso são aquelas que cruzam a fronteira falha/sucesso, ou seja, as transições dos componentes 1, 3 e 6. A contribuição desse estado para a LOLF pode ser vista na Equação 5.2.

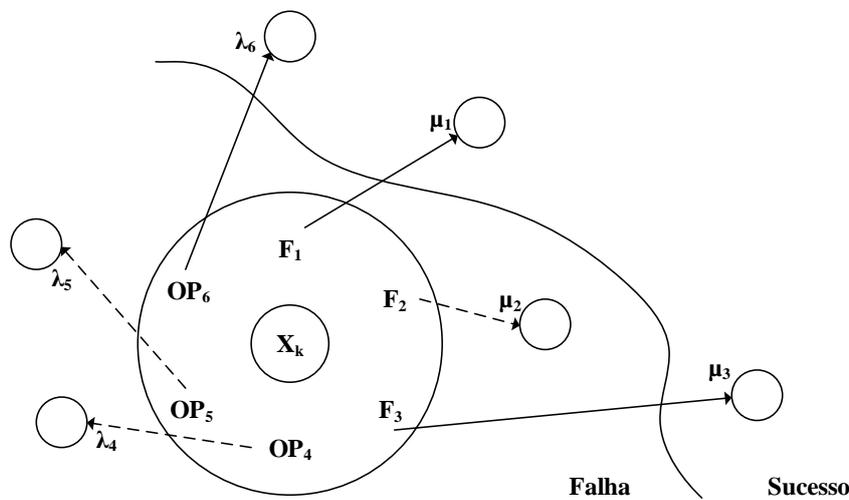


Figura 5.2. Representação Gráfica do Cálculo da LOLF para o  $k$ -ésimo Estado Amostrado.

$$F(\underline{x_k}) = \mu_1 + \mu_3 + \lambda_6 \quad (5.2)$$

É possível observar, com base na Figura 5.2 e na Equação 5.2, que o reparo do componente 1 leva o estado amostrado  $x_k$  para uma situação de sucesso, ou seja, sem corte de carga. O mesmo vale para o componente 3.

Por outro lado, a perda do componente 6 representa o caso de transição onde a fronteira que separa os estados de falha e de sucesso alcançáveis a partir de  $x_k$  é ultrapassada, implicando no acúmulo da taxa de falha  $\lambda_6$ . Esse tipo de transição, onde a perda de um componente é benéfica do ponto de vista operativo, configura uma situação de não-coerência do sistema.

Um sistema é considerado coerente quando após o reparo de um componente falhado, o desempenho do sistema nunca piora. Da mesma forma, se um componente em operação falha, o desempenho do sistema nunca melhora.

Diante disso, é possível perceber que a complexidade na utilização da Equação 3.30 está na definição de um método eficiente para identificar todos os estados de sucesso alcançáveis a partir do estado de falha sorteado, em uma transição. Isso significa que para cada estado amostrado  $x_k$ , em um sistema com  $M$  componentes modelados a dois estados, são necessárias  $M+1$  análises de adequação para atualizar a estimativa da frequência de interrupção. O número de avaliações aumenta consideravelmente em sistemas com componentes representados por múltiplos estados, o que gera um grande esforço computacional, dependendo do tamanho do sistema.

A referência [86] apresenta cinco métodos para cálculo do índice em questão. Além da aplicação direta da Equação 3.30, são comparadas soluções para minimizar o custo computacional, incluindo desconsiderar a não-coerência de forma parcial ou total. A comparação dos resultados apresentados mostra que desconsiderar a não-coerência de forma parcial introduz erros desprezíveis ao cálculo da LOLF, porém reduz de forma significativa o tempo de simulação.

A referência [85], por outro lado, apresenta uma metodologia de fácil implementação para o cálculo de índices de F&D, baseada no conceito de probabilidade condicional, que é capaz de transformar probabilidades em frequência de interrupção. Esse método permite verificar a contribuição de cada componente para os índices de frequência nas avaliações de confiabilidade, tanto a nível de sistema quanto por ponto de carga. A vantagem do modelo está no fato de que para o cálculo da LOLF é necessário o mesmo esforço computacional utilizado para obter a LOLP e a EPNS, dispensando avaliações adicionais para o estado de falha amostrado.

O modelo baseado na probabilidade condicional, que despreza totalmente a não-coerência do sistema, chega em uma formulação que requer apenas a avaliação da diferença entre os somatórios das taxas de reparo dos componentes falhados e as taxas de falhas dos componentes em operação. Para componentes modelados a múltiplos estados são consideradas as respectivas taxas de transição dos estados superiores e inferiores. A aplicação da metodologia em questão, aplicada por ponto de carga, consiste na solução da Equação 5.3.

$$F_{LOLF}^L(x_k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x_k \text{ é um estado de sucesso} \\ \sum_{i=1, i \in F^{x_k}}^M \mu_{ik} - \sum_{i=1, i \in OP^{x_k}}^M \lambda_{ik} & , \text{ para componentes modelados a dois estados} \\ \sum_{i=1}^M [\lambda_{ik}^+ - \lambda_{ik}^-] & , \text{ para componentes modelados a múltiplos estados} \end{cases} \quad (5.3)$$

Com

$$\lambda_{ik}^+ = \sum_{u=j+1}^{n_i} \lambda_{j+1,u} \quad (5.4)$$

E

$$\lambda_{ik}^- = \sum_{v=1}^{j-1} \lambda_{j,v} \quad (5.5)$$

Onde

- $F_{LOLF}^L(x_k)$  é a função teste referente à LOLF aplicada ao ponto de carga L no k-ésimo estado amostrado do sistema
- $\mu_{ik}$  é a taxa de reparo do componente i no k-ésimo estado amostrado
- $\lambda_{ik}$  é a taxa de falha do componente i no k-ésimo estado amostrado
- $\lambda_{ik}^+$  é a taxa de transição do componente i do estado degenerado j para os estados superiores u
- $\lambda_{ik}^-$  é a taxa de transição do componente i do estado degenerado j para os estados inferiores v

- $M$  é o número de componentes do sistema
- $F^{x_k}$  é o conjunto de todos os componentes falhados no estado  $x_k$
- $OP^{x_k}$  é o conjunto de todos os componentes operando no estado  $x_k$
- $n_i$  é o número de estados do componente  $i$

Vale destacar que a parcela positiva fornece a frequência de interrupção devido a todos os “reparos”, enquanto que a negativa cancela aquelas transições que não ultrapassam a fronteira falha/sucesso [85].

Essas equações são válidas apenas quando o sistema é coerente. No entanto, a não-coerência pode ocorrer quando aplicada para usinas geradoras com mais de uma unidade e representada por múltiplos estados de geração. Esse tipo de ocorrência pode ganhar destaque quando os aspectos da dinâmica doilhamento são considerados. Isso porque um ponto de operação mais favorável para a estabilidade do sistema pode ser alcançado com um número menor de unidades ou quando uma transição para um nível inferior de geração é considerada. Além disso, a Equação 5.3, quando aplicada a unidades geradoras modeladas a múltiplos estados, afirma que toda transição do estado de falha atual (parcela positiva) para estados superiores cruzam a barreira, o que pode não ser verdadeiro. A razão para isso é que uma transição de um nível de geração, associado com um estado de falha, para um patamar superior pode continuar gerando um caso de insuficiência de geração, mesmo não se caracterizando como uma situação de não-coerência.

Apesar dos benefícios desse método, seu uso em sistemas de distribuição com vários alimentadores radiais pode introduzir distorções no acúmulo da LOLF, para pontos de cargas afetados em estados amostrados com falhas simultâneas em componentes independentes. Isso porque a taxa de reparo aplicada a um determinado ponto de carga de um alimentador devido à falha de um componente deste influencia a frequência de interrupção dos pontos de carga localizados em outros alimentadores, caso ocorra corte de carga por consequência de falha de outro componente, e vice-versa. A contribuição dessas falhas simultâneas ocorre com o somatório das taxas de reparo de todos os componentes falhados, aumentando o valor acumulado para a LOLF e exigindo um número consideravelmente maior de estados amostrados para a convergência do processo de simulação. O mesmo vale para estados com falhas simultâneas em componentes da rede localizados em diferentes ramais secundários de um mesmo alimentador radial.

Para contornar esses problemas, no modelo de avaliação da confiabilidade incluindo aspectos da dinâmica do ilhamento, sem deixar de aproveitar os grandes benefícios do método baseado na probabilidade condicional, será proposto um modelo híbrido para o cálculo da frequência de interrupção. O modelo consiste em alternar a aplicação do conceito de probabilidade condicional com a definição da LOLF, esta última para estados envolvendo a formação de ilhas ou com ocorrência de falhas simultâneas, como mostra a Figura 5.3.

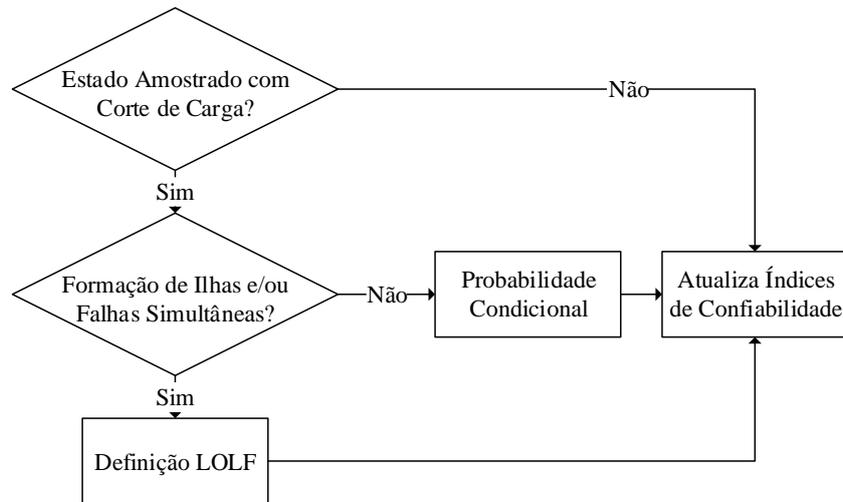


Figura 5.3. Processo híbrido de cálculo da frequência de interrupção, por estado amostrado.

Nesse contexto, a frequência de interrupção pode ser obtida através do cálculo do valor esperado  $\tilde{E}(F)$  do índice LOLF. A atualização da LOLF nos estados amostrados, quando direcionada para cada ponto de carga  $L$ , se torna:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N F_{LOLF}^L(x_k) \quad (5.6)$$

Assim, para cada estado  $x_k$  amostrado para o sistema em estudo, tem-se que:

$$F_{LOLF}^L(x_k) = \lambda_{Lk} = \begin{cases} 0, \text{ se } x_k \text{ é um estado de sucesso} \\ \text{Método da Probabilidade Condicional} \\ \text{(Equação 5.3), se } x_k \text{ não estiver associado com} \\ \text{falhas simultâneas e/ou com ilhamento} \\ \text{Definição da LOLF, caso contrário} \end{cases} \quad (5.7)$$

A aplicação da definição da LOLF na Equação 5.7 é dada por:

$$\lambda_{Lk} = \sum_{i=1}^M \lambda_{iLk} \quad (5.8)$$

com

$$\lambda_{iLk} = \begin{cases} \lambda_i, \text{ se a transição única do componente } i \text{ eliminar o corte de} \\ \text{carga no ponto } L. \\ 0, \text{ Caso contrário} \end{cases} \quad (5.9)$$

Onde:

- N é o total de estados amostrados
- k é o k-ésimo estado do sistema amostrado na SMC Não-Sequencial.
- $\lambda_{Lk}$  é Taxa Média de Falha aplicada ao ponto de carga L no k-ésimo estado amostrado
- $\lambda_{iLk}$  é a contribuição ao ponto de carga L da taxa de transição do componente i no k-ésimo estado amostrado
- $\lambda_i$  é a taxa de transição do componente i
- M é o número de componentes do sistema.

O valor da Taxa Média de Falha ( $\lambda_L$ ) do ponto de Carga L pode ser, então, obtido rescrevendo-se a Equação 5.6 no formato apresentado pela Equação 5.10, ou seja:

$$\lambda_L = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \lambda_{Lk} \quad (5.10)$$

Da mesma forma, o Tempo Médio de Reparo Anual ( $U_L$ ), em h/ano, é calculado através da aplicação da Equação 5.11:

$$U_L = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N U_{Lk} \quad (5.11)$$

Com

$$U_{Lk} = \begin{cases} 8760 \cdot F_{LOLP}^L(x_k), & \text{se não existe recurso ou se o} \\ & \text{recurso não garante o retorno do suprimento para o} \\ & \text{ponto de carga L, no estado } x_k \\ \lambda_{Lk} \cdot r_{ch}, & \text{se recurso garante o retorno do suprimento} \\ & \text{para o ponto de carga L} \end{cases} \quad (5.12)$$

Onde:

- $U_{Lk}$  é o Tempo Médio de Reparo Anual aplicado ao ponto de carga L no k-ésimo estado amostrado
- $F_{LOLP}^L(x_k)$  é a função teste referente a LOLP aplicada ao ponto de carga L no estado amostrado  $x_k$
- $r_{ch}$  é o tempo de transferência entre alimentadores (tempo de chaveamento do recurso).

Finalmente, o Tempo Médio de Reparo, em h, do ponto de carga L, pode ser obtido pela Equação 5.13:

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} \quad (5.13)$$

Os demais índices de confiabilidade de sistemas de distribuição apresentados nas Equações 3.12 a 3.17 podem ser obtidos a partir dos resultados das Equações 5.10 e 5.11.

## 5.2 Algoritmo de Simulação

O algoritmo conceitual utilizado para a avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de distribuição, incluindo a dinâmica do processo de ilhamento, foi implementado a partir das estruturas computacionais desenvolvidas em [3] e [4] e é composto pelas seguintes etapas:

1. Um modelo estocástico de múltiplos patamares de carga é obtido a partir da curva de carga horária do sistema para o período de um ano, usando técnicas de agrupamento.
2. Os estados do sistema para cada nível de carga são amostrados usando SMC Não-Sequencial. As unidades geradoras são representadas por modelos estocásticos a múltiplos estados.
3. Os estados dos componentes da rede e dos geradores são armazenados.
4. Os estados dos dispositivos de proteção são atualizados em função das informações dos componentes falhados.
5. No caso de mudanças no estado dos dispositivos de proteção, uma reconfiguração da rede é executada.
6. Se durante a amostragem dos estados forem detectadas falhas em componentes da rede que acarretem o ilhamento de sistemas configurados para operar dessa forma, siga para o passo 8 e execute o módulo da simulação dinâmica. Caso contrário, executar o módulo da análise da adequação no passo 7.
7. Módulo Análise da Adequação. Fluxo de potência AC é resolvido para o estado amostrado, com o objetivo de identificar se o sistema é capaz de suprir a demanda sem violar as restrições operativas. As informações dos cortes de carga, por ponto de suprimento, são armazenadas. Siga para o item 9.
8. Módulo da Simulação Dinâmica. Execute uma simulação da estabilidade transitória. No momento da detecção da operação ilhada, os modos de controle da GD mudam do estado de controle de fator de potência para controle de tensão na malha de regulação de tensão e de controle de potência para controle de frequência na malha de regulação de velocidade, fazendo com que os reguladores passem a operar no “modo ilha”. Os cortes de carga, por ponto de suprimento, são armazenados. Se a ilha sobrevive, o corte de carga passa a ser dado pelo ajuste de carga-geração da simulação dinâmica. Caso contrário, toda carga é cortada. Repetir as etapas 2 a 8 para todos os níveis de carga.

9. Os resultados para todos os níveis de carga são analisados, ponderando suas probabilidades de ocorrência de forma a calcular os índices anuais de confiabilidade.

As etapas de simulação descritas no algoritmo conceitual podem ser visualizadas com mais detalhes através da Figura 5.4.

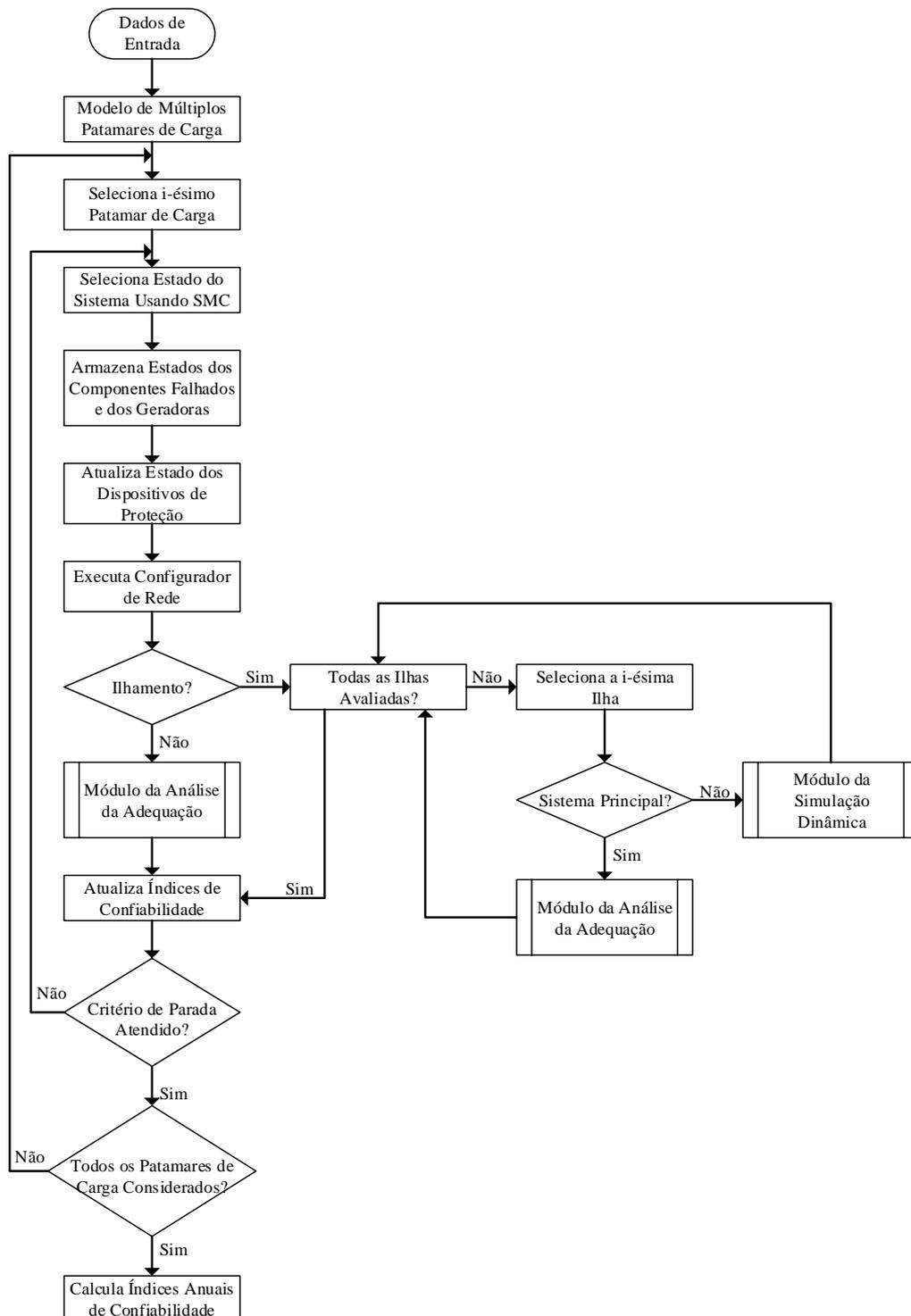


Figura 5.4. Algoritmo de Simulação.

A Figura 5.5 apresenta o algoritmo implementado para o módulo da análise da adequação, utilizado para verificar as condições de operação para os estados amostrados que não estão relacionados com ilhamentos.

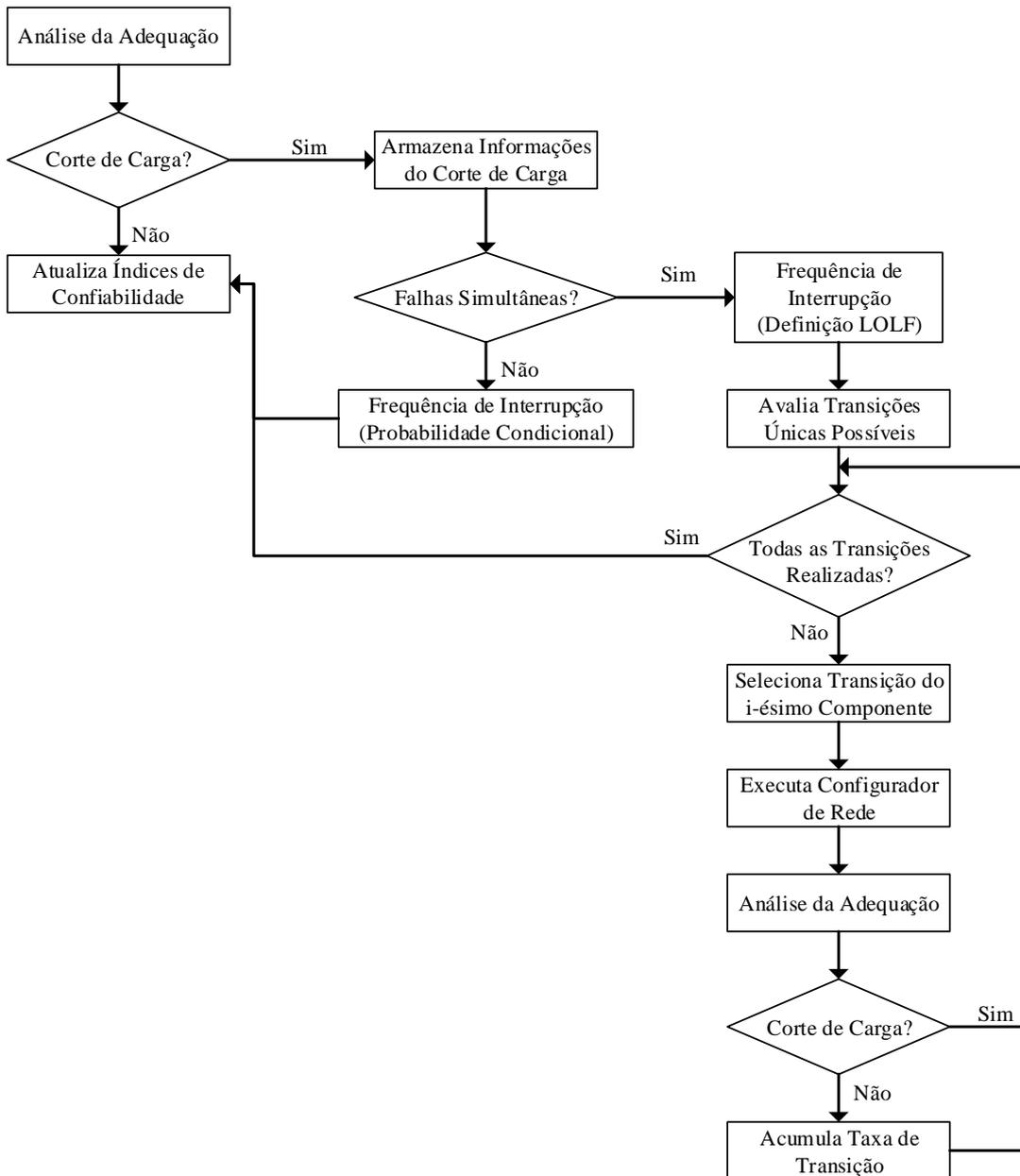


Figura 5.5. Módulo da Análise da Adequação.

É possível perceber com base na Figura 5.5 que o módulo da análise da adequação consiste na avaliação dos estados amostrados na SMC Não-Sequencial, de forma a verificar a existência de violações operativas. Em caso afirmativo, são executadas medidas corretivas que tem como objetivo evitar, ou pelo menos minimizar o corte de

carga, caso isso seja possível, conforme discutido no Capítulo 3. Nos estados isentos de cortes de carga, os índices de confiabilidade são atualizados e o processo de simulação prossegue para a próxima amostragem.

Em situações opostas, as informações dos valores dos cortes, por ponto de carga, são armazenadas e os índices são obtidos a partir do cálculo da Taxa Média de Falha ( $\lambda_L$ ). O método utilizado para atualizar a frequência de interrupção de cada ponto de carga depende da existência ou não de falhas simultâneas. Em caso afirmativo, a função baseada na definição da LOLF é executada com o uso da Equação 5.8, onde todas as transições únicas são avaliadas através de análises de adequação adicionais. A ideia é verificar os estados de sucesso (sem corte de carga) alcançáveis a partir daquele inicialmente amostrado, em uma transição. O acúmulo das taxas de transição ocorre apenas em casos onde o corte de carga é eliminado.

Por outro lado, quando o estado de falha não estiver relacionado com eventos simultâneos, o método da probabilidade condicional (Equação 5.3) é aplicado, reduzindo esforço computacional por não necessitar de novas análises de adequação.

Paralelamente, os estados amostrados relacionados com ilhamento são avaliados substituindo-se o módulo da análise da adequação pelo módulo da simulação dinâmica. A Figura 5.6 ilustra o algoritmo construído para verificar a sobrevivência ou não do sistema ilhado, incorporando aspectos dinâmicos na avaliação probabilística da confiabilidade.

A determinação da possibilidade da operação ilhada, dentro da SMC Não-Sequencial, passa pela avaliação da influência do chaveamento do modo de operação conectado (rede íntegra) para o modo ilha, o que introduz novas restrições ao problema. O sucesso ou fracasso nesse processo depende da resposta dos dispositivos de proteção do sistema ilhado aos efeitos dinâmicos transitórios impostos pelo evento de falha associado, em combinação com o ponto de operação pré-falha.

A análise da adequação é capaz de capturar essas consequências apenas do ponto de vista estático. Por outro lado, a simulação da estabilidade transitória permite determinar se o ponto de operação avaliado pela análise da adequação é alcançável ou não. Sob o enfoque da dinâmica do ilhamento, é possível concluir, ainda, que a formação da ilha somente é viável em condições distintas daquela visualizada pela análise estática, sempre igual ou menos favorável que a obtida nesta última.

Por isso, a introdução dos aspectos da dinâmica do ilhamento, nas avaliações da confiabilidade, proporcionam um cálculo mais preciso em estudos desse tipo.

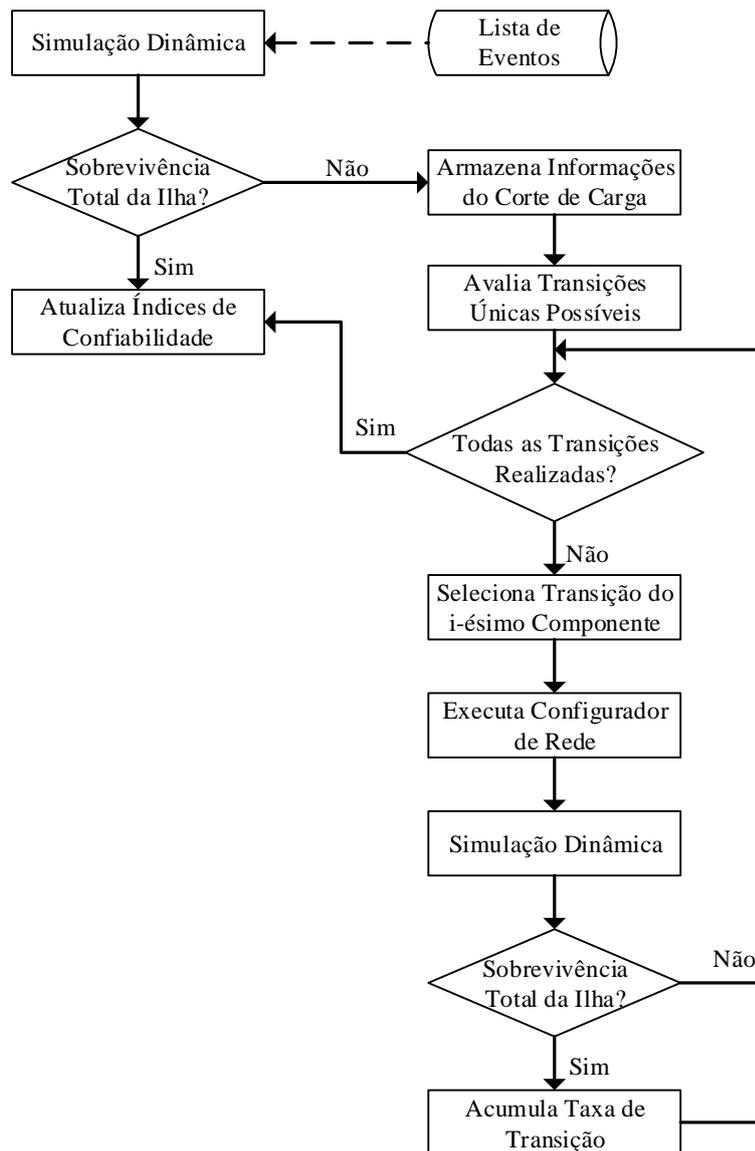


Figura 5.6. Módulo da Simulação Dinâmica.

A mudança dos estados dos dispositivos de proteção, em virtude da ocorrência de falhas em componentes do sistema que levam à formação de ilhas, é utilizada para criar uma lista de eventos responsáveis pelo ilhamento. Nessa lista estão incluídas, também, as informações dos níveis de geração das unidades participantes no estado amostrado e o tipo de evento a ser analisado (informações pré-falhas). Esses eventos são utilizados, então, em uma simulação completa no tempo, de forma a verificar se existe viabilidade para a operação ilhada.

Nos casos de sobrevivência da ilha sem cortes de carga, o processo continua, com os índices sendo atualizados. Caso contrário, em situações de sobrevivência parcial ou não-sobrevivência da ilha, as informações dos cortes de carga são armazenadas e a

frequência de interrupção é acumulada através da definição da LOLF, como mostra o algoritmo apresentado na Figura 5.6.

Vale destacar que a Equação 5.8 é aplicada a todos os estados avaliados no passo 8 do algoritmo conceitual associados com cortes de carga. Nessa situação, todas as transições simples de componentes da ilha são testadas a partir do estado inicialmente amostrado, por novas simulações dinâmicas. As taxas de transição, nesse caso, são acumuladas somente para situações de sobrevivência total da ilha. Esse procedimento serve para determinar se a transição única é responsável por levar o sistema a uma condição de operação bem sucedida, ou seja, sem corte de carga. Em termos de ilhamento, isso significa avaliar, via simulação dinâmica, todas as transições únicas possíveis capazes de transformar o estado amostrado associado com a Não-Sobrevivência (NS) ou com a Sobrevivência Parcial (SP) da ilha, em um caso de Sobrevivência Total. Nessas taxas, estão incluídas as transições de máquinas e as transições entre níveis de disponibilidade da fonte primária. As transições em questão podem, também, influenciar o cálculo da Taxa Média de Falha e, conseqüentemente, dos demais índices de confiabilidade.

O impacto das taxas de transição de máquinas, por exemplo, engloba tanto o reparo de unidades falhadas quanto a transição de geradores em operação para estados de falha. Esta última apenas na avaliação dinâmica, onde é possível capturar, durante o ilhamento, o benefício da disponibilidade de menos unidades operando, dependendo do ponto de operação pré-falha.

Da mesma forma, as transições únicas entre níveis de disponibilidade da fonte primária, alcançáveis a partir do patamar inicialmente amostrado, podem, também, transformar o estado NS ou SP em um caso de sucesso, por produzir um ponto de operação mais favorável para a estabilidade da ilha.

A partir dessas informações, os demais índices são obtidos, dando continuidade ao processo de simulação.

# Capítulo 6 - Resultados

## 6.1 Estudo 1

As simulações do modelo proposto foram realizadas utilizando o sistema RBTS-Barra2 [11], mostrado na Figura 6.1.

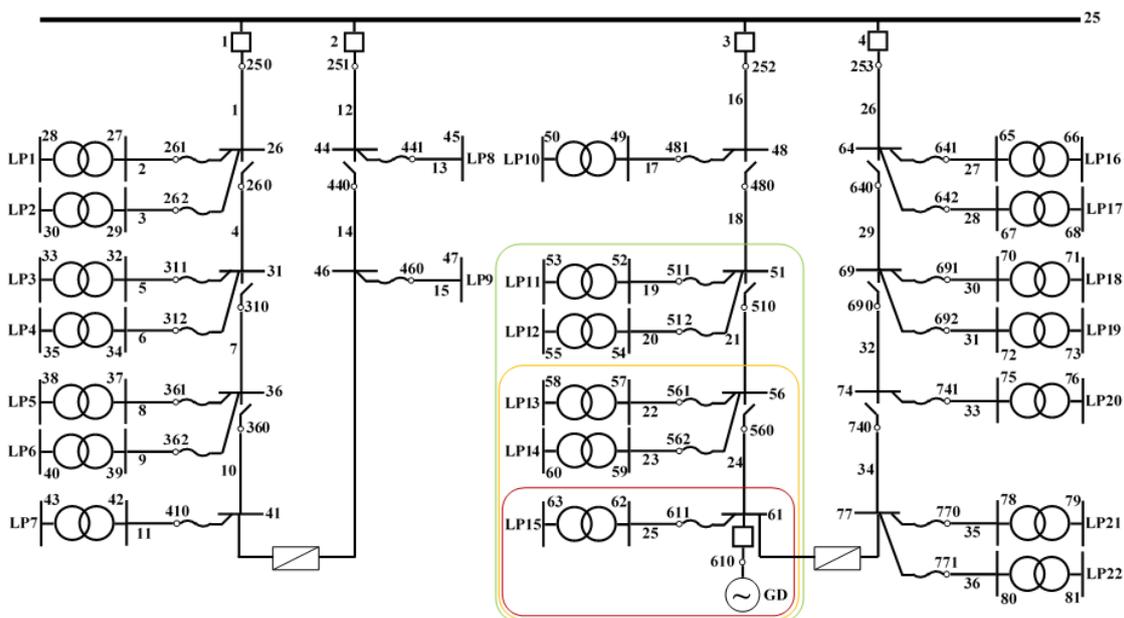


Figura 6.1. RBTS-Barra2.

O RBTS-Barra2 possui quatro alimentadores radiais e 20 MW de carga. O Alimentador 3, com uma carga de 5 MW, em combinação com uma GD conectada na Barra 61, será configurado de forma a permitir a operação ilhada.

Em relação à GD, foi considerada a utilização de uma PCH, em situações com uma, duas ou três unidades geradoras. O modelo da PCH utilizado, desenvolvido em [19], combina o modelo da vazão do rio com o do gerador, de forma a incorporar os efeitos da variação da vazão, que afeta diretamente a geração de energia. Assim, a PCH é representada por um modelo Markoviano de dez estados, com suas respectivas taxas de transição e tempos médios de duração, conforme mostrado no item 3.5.2, do Capítulo 3.

O ilhamento intencional e automático exige uma modificação no esquema de proteção do sistema original, que consiste de um disjuntor (25-252) e de três chaves manuais (48-480, 51-510 e 56-560), além da possibilidade de transferência para o Alimentador 4. As chaves manuais requerem um tempo de operação igual a 1h,

incompatível com a forma de operação desejada. Dois esquemas alternativos são considerados de forma a permitir a avaliação do modelo proposto. O primeiro, Chaves Automáticas (CA), consiste na substituição das chaves manuais por dispositivos de proteção automáticos. O segundo, identificado como Proteção Dupla (PD), acrescenta um segundo dispositivo na extremidade oposta de cada chave, permitindo maior flexibilidade na isolação dos trechos falhados. A Figura 6.2 apresenta o diagrama unifilar com os novos dispositivos de proteção, identificados como 482-48, 513-51, 563-56, 612-61.

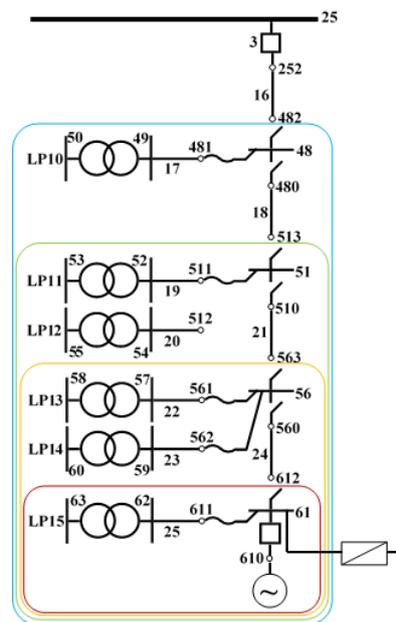


Figura 6.2. Alimentador 3 do Sistema RBTS-Barra2 (Esquema de Proteção Dupla).

Para avaliar o desempenho dinâmico do processo de ilhamento, foi considerado que a falha responsável pela condição de operação isolada do Alimentador 3 (ou de parte dele) é decorrente de um curto-circuito trifásico, seguido pela abertura dos dispositivos de proteção associados. A operação ilhada pode ocorrer em caso de falhas nos trechos 16, 18, 21 (esquema CA e PD) e, também, no trecho 24 (apenas esquema PD). Adicionalmente, cada carga do Alimentador 3 foi dividida em cinco partes, como mostra a Figura 6.3. O objetivo é permitir que durante a simulação dinâmica, porcentagens da carga sejam descartadas de acordo com as variações de frequência e de tensão. Assim, o corte de carga, quando necessário, é implementado através da modelagem dos relés 27 e 81U. O mesmo vale para as unidades geradoras da PCH, onde o corte automático das máquinas ocorre através da atuação dos relés 59 e 81O, conforme mostrado na Figura 6.3. Os tempos de

atuação dos relés foram configurados de acordo com as referências [75] e [60], para frequência e para tensão, respectivamente.

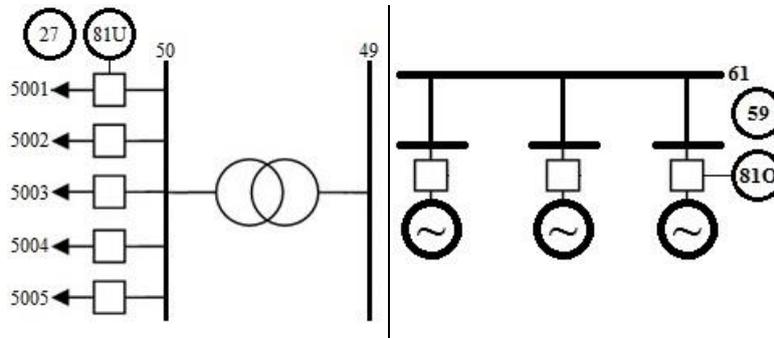


Figura 6.3. Esquema de alívio de carga e de geração.

As simulações dinâmicas foram realizadas através da utilização de PCHs de 5,5 MW e de 9,0 MW no programa Simulight [4]. Os geradores são representados por modelos completos de máquinas síncronas, incluindo os seus reguladores de tensão e de velocidade. As Figuras 6.4 e 6.5 apresentam, respectivamente, os diagramas de bloco de cada um desses reguladores.

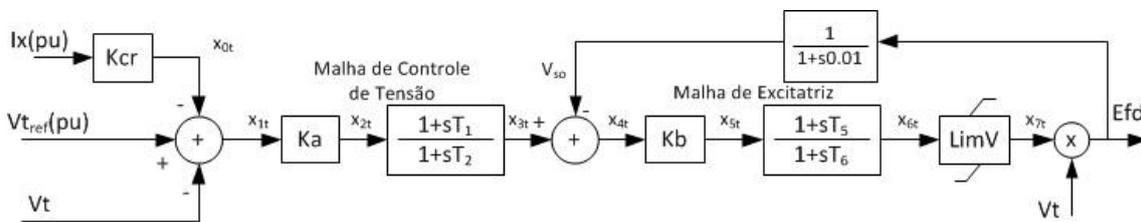


Figura 6.4. Regulador de Tensão.

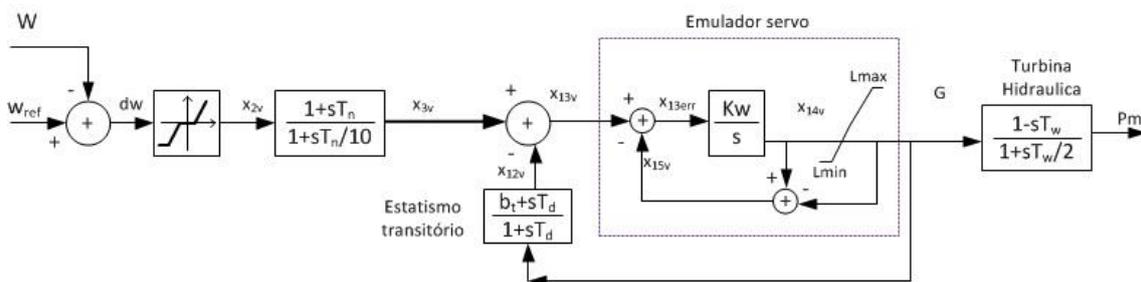


Figura 6.5. Regulador de Velocidade.

Os parâmetros utilizados para o modelo da máquina síncrona e para os reguladores são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1. Parâmetros da máquina síncrona e dos reguladores de tensão e de velocidade.

Máquina Síncrona		Regulador de Tensão		Regulador de Velocidade	
H	2.52 s	Ka	80	Kw	30
D	0pu	T1	5 s	bt	0.2
R	0 %	T2	15.1 s	Td	1 s
Xd	126 %	Kb	1	Tn	1.5 s
Xq	124 %	T5	0.03 s	ep	0.05
X'd	26 %	T6	0.02 s	Tf	0.01 s
X''d	18 %	Kcr	0	Kr	50
X''q	21 %	Lmin	-5	Tg	0.01 s
T'do	1.445 s	Lmax	8	Lmin	0
T''do	0.022 s	Vref	0pu	Lmax	1
T''qo	0.069 s	-	-	Wref	1pu
-	-	-	-	Pref	1pu
-	-	-	-	Tw	2pu
-	-	-	-	Umn	0
-	-	-	-	Umx	0

As informações sobre o número de consumidores por ponto de carga, por alimentador e para o sistema RBTS, utilizadas no cálculo dos índices de confiabilidade, são apresentadas na Tabela 6.2. Da mesma forma, as taxas de transição da PCH, entre cada um dos possíveis estados de geração, são mostradas na Tabela 6.3. As unidades geradoras da PCH possuem taxa de falha de 1,8 ocorrência/ano e taxa de reparo de 88,2 ocorrências/ano [19].

Tabela 6.2. Número de consumidores por ponto de carga, por alimentador e para o sistema RBTS-Barra2.

Número de Unidades Consumidoras por Ponto de Carga							
LP1	210	LP8	1	LP10	210	LP16	10
LP2	210	LP9	1	LP11	210	LP17	200
LP3	210	-	-	LP12	200	LP18	200
LP4	1	-	-	LP13	1	LP19	200
LP5	1	-	-	LP14	1	LP20	1
LP6	10	-	-	LP15	10	LP21	1
LP7	10	-	-	-	-	LP22	10
Número de Unidades Consumidoras por Alimentador e do Sistema							
Alimentador 1	652	Alimentador 2	2	Alimentador 3	632	Alimentador 4	622
Sistema	1908						

Tabela 6.3. Taxas de Transição entre Estados de Geração da PCH.

Estado Inicial		Estado Final		$\lambda$ [f/Ano]	Estado Inicial		Estado Final		$\lambda$ [f/Ano]
PCH 5,5 MW	PCH 9,0 MW	PCH 5,5 MW	PCH 9,0 MW		PCH 5,5 MW	PCH 9,0 MW	PCH 5,5 MW	PCH 9,0 MW	
5,50	9,00	4,72	7,72	0,240000	3,24	5,30	2,44	3,99	0,046512
3,84	6,28	2,88	4,71	0,023256	3,24	5,30	2,88	4,71	0,209302
3,84	6,28	3,63	5,94	0,232558	3,24	5,30	3,63	5,94	0,085271
3,84	6,28	3,24	5,30	0,031008	3,24	5,30	3,47	5,68	0,255814
3,84	6,28	3,47	5,68	0,054264	3,24	5,30	4,16	6,81	0,015504
3,84	6,28	4,72	7,72	0,015504	3,24	5,30	1,59	2,60	0,038760
3,84	6,28	4,16	6,81	0,085271	3,47	5,68	3,84	6,28	0,042254
2,44	3,99	3,84	6,28	0,019231	3,47	5,68	2,44	3,99	0,021127
2,44	3,99	2,88	4,71	0,192308	3,47	5,68	2,88	4,71	0,112676
2,44	3,99	3,63	5,94	0,038462	3,47	5,68	3,63	5,94	0,183099
2,44	3,99	3,24	5,30	0,192308	3,47	5,68	3,24	5,30	0,246479
2,44	3,99	3,47	5,68	0,096154	3,47	5,68	4,72	7,72	0,007042
2,44	3,99	4,16	6,81	0,019231	3,47	5,68	4,16	6,81	0,028169
2,44	3,99	1,59	2,60	0,192308	4,72	7,72	5,5	9,00	0,203704
2,88	4,71	3,84	6,28	0,023256	4,72	7,72	3,84	6,28	0,037037
2,88	4,71	2,44	3,99	0,209302	4,72	7,72	3,24	5,30	0,037037
2,88	4,71	3,63	5,94	0,034884	4,72	7,72	3,47	5,68	0,037037
2,88	4,71	3,24	5,30	0,325581	4,72	7,72	4,16	6,81	0,222222
2,88	4,71	3,47	5,68	0,139535	4,16	6,81	3,84	6,28	0,140000
2,88	4,71	1,59	2,60	0,023256	4,16	6,81	2,44	3,99	0,010000
3,63	5,94	5,5	9,00	0,007752	4,16	6,81	2,88	4,71	0,010000
3,63	5,94	3,84	6,28	0,186047	4,16	6,81	3,63	5,94	0,060000
3,63	5,94	2,44	3,99	0,023256	4,16	6,81	3,24	5,30	0,010000
3,63	5,94	2,88	4,71	0,031008	4,16	6,81	4,72	7,72	0,140000
3,63	5,94	3,24	5,30	0,054264	1,59	2,60	2,44	3,99	0,470588
3,63	5,94	3,47	5,68	0,248062	1,59	2,60	2,88	4,71	0,235294
3,63	5,94	4,16	6,81	0,054264	1,59	2,60	3,24	5,30	0,294118
3,24	5,30	3,84	6,28	0,062016	-	-	-	-	-

### 6.1.1 Caso Base

Antes de analisar a influência dos efeitos da dinâmica do ilhamento nos índices de confiabilidade do Alimentador 3 do sistema RBTS-Barra2, configurado para operar de forma ilhada quando associado com uma PCH, serão apresentados os resultados da avaliação de confiabilidade para o Caso Base do sistema original. As duas configurações de sistemas de proteção (Chave Automática – CA e Proteção Dupla – PD) utilizadas no Alimentador 3, para possibilitar o ilhamento intencional e automático, serão incluídas, também, nas análises do Caso Base. A ideia é verificar a influência dessas configurações nos índices de confiabilidade de maneira independente, para que seja possível, posteriormente, quantificar apenas o impacto do ilhamento nos índices escolhidos.

No sistema RBTS-Barra2, a conexão da PCH na Barra 61 exerce influência sobre a disponibilidade do suprimento nos pontos de carga do Alimentador 3 apenas quando ocorrem falhas nos trechos principais do mesmo. Durante o processo de simulação, via SMC, 33 ocorrências de um total de 280.053 estados amostrados estão relacionadas com falhas desse tipo. Essas falhas estão divididas da seguinte forma:

- Trecho 16: 9 falhas
- Trecho 18: 8 falhas
- Trecho 21: 7 falhas
- Trecho 24: 9 falhas

Os valores das taxas de falha ( $\lambda$ ) e de reparo ( $\mu$ ) de cada trecho, assim como as respectivas probabilidades de falha ( $P_{falha}$ ) são [11]:

- Trecho 16:  $\lambda = 0,00000556506$  ocorrência/h;  $\mu = 0,2$  ocorrência/h e  $P_{falha} = 0,00002782452$
- Trecho 18:  $\lambda = 0,00000593607$  ocorrência/h;  $\mu = 0,2$  ocorrência/h e  $P_{falha} = 0,00002967946$
- Trecho 21:  $\lambda = 0,00000445205$  ocorrência/h;  $\mu = 0,2$  ocorrência/h e  $P_{falha} = 0,00002225975$
- Trecho 24:  $\lambda = 0,00000556506$  ocorrência/h;  $\mu = 0,2$  ocorrência/h e  $P_{falha} = 0,00002782452$

Os índices de confiabilidade obtidos para o Caso Base, nos dois patamares de carga considerados, Carga Média – CM (3,106 MW) e Carga Pesada – CP (5,047 MW), foram calculados considerando as seguintes configurações para o Alimentador 3:

- Com Recurso – CR
- Sem Recurso – SR
- Com Recurso – CR e Chaves Automáticas – CA
- Sem Recurso – SR e Chaves Automáticas – CA
- Com Recurso – CR – e Proteção Dupla – PD
- Sem Recurso – SR e Proteção Dupla – PD

### 6.1.1.1 Carga Pesada – CP

A Tabela 6.4 mostra o impacto das falhas nos trechos do Alimentador 3 na Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ), para cada um dos pontos de carga. No sistema original (CB-CR e CB-SR), os valores de  $\lambda$  são os mesmos para todas as cargas. A razão para isso está no fato de que qualquer falha em um dos trechos principais do Alimentador 3 acarreta a atuação do disjuntor 25-252, implicando no corte de todas as cargas e contribuindo para aumentar a frequência de interrupção na mesma proporção.

*Tabela 6.4. Taxa Média de Falha por ponto de carga - Caso Base - CP.*

Estudo	Taxa Média de Falha $\lambda$ [ocorrências/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-CR-CA-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
CB-CR-PD-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
CB-SR-CP	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-SR-CA-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
CB-SR-PD-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064

A introdução do esquema CA é responsável por proporcionar uma melhoria em  $\lambda$ , já que anula a contribuição de falhas em trechos do Alimentador 3, para os pontos de carga a montante da localização afetada. Tomando como exemplo a carga LP10, pode-se visualizar, a partir da Tabela 6.4 e da Figura 6.1, que falhas nos Trechos 18, 21 e 24 não contribuem mais para cortes de carga nesse ponto, visto que a abertura das proteções 48-480, 51-510 e 56-560 garantem a continuidade do suprimento, sem que o disjuntor 25-252 precise atuar.

A utilização do esquema PD, apesar de garantir maior flexibilidade na isolação do trecho falhado, não proporciona melhoria adicional no  $\lambda$  de nenhum ponto de carga em relação à CA, uma vez que as interrupções continuam ocorrendo da mesma forma.

Vale destacar que o único ponto não beneficiado pelos esquemas CA e PD é o LP15, onde o valor do índice em questão não se altera independentemente do caso analisado. A redução em  $\lambda$  somente é alcançada, no Caso Base, para cargas a montante de algum dispositivo de proteção, o que não ocorre nesse caso, pois a mesma está localizada no final do Alimentador 3.

É possível visualizar, também, com base na Tabela 6.4, que o recurso não exerce influência sobre a Taxa Média de Falha, em nenhum ponto de carga, tanto com o uso de

chaves manuais quanto através de dispositivos de proteção, porque não impede a indisponibilidade do suprimento. Por outro lado, o recurso permite uma redução no Tempo Médio de Reparo Anual (U), como mostra a Tabela 6.5.

*Tabela 6.5. Tempo Médio de Reparo Anual por ponto de carga - Caso Base - CP.*

Estudo	Tempo Médio de Reparo Anual [h/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	0,4317	0,4066	0,3816	0,4317
CB-CR-CA-CP	0,2815	0,3065	0,3253	0,4317
CB-CR-PD- CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
CB-SR-CP	0,4317	0,6319	0,8070	1,0322
CB-SR-CA-CP	0,2815	0,5318	0,7507	1,0322
CB-SR-PD-CP	0,2815	0,5318	0,7507	1,0322

Para o sistema original, o recurso é responsável por uma redução em U, mais significativa para os pontos de carga localizados no final do alimentador. A exceção fica por conta da LP10, que não é beneficiada pelo recurso em nenhuma situação de falha.

Um ponto que deve ser mencionado é o fato de que a carga LP15 não aproveita a possibilidade de transferência para o Alimentador 4 em falhas no Trecho 24, pois o mesmo não pode ser isolado devido à falta de proteção/seccionamento na extremidade da Barra 61.

A utilização do esquema CA garante uma redução no índice U dos pontos LP10 a 14, porque o tempo de interrupção é nulo para cargas localizadas a montante do trecho falhado. Esse tipo de proteção continua não permitindo isolar a carga LP15, de forma a garantir a utilização do recurso para falhas no Trecho 24.

Uma melhoria adicional em U é obtida para todos os pontos de carga quando o esquema PD é utilizado em combinação com o recurso. Como o trecho falhado pode ser completamente isolado, nenhuma carga depende do reparo do mesmo para ter o seu suprimento restabelecido, ficando a indisponibilidade restrita ao tempo do chaveamento para o Alimentador 4.

Na comparação entre os diferentes estudos envolvendo variações do Caso Base, o mesmo padrão de resultado obtido para U pode ser observado para a EENS. Como os cortes de carga nos casos analisados, quando ocorrem, são sempre interrupções totais, os resultados da EENS se apresentam de forma proporcional a U, conforme apresentado na Tabela 6.6.

Tabela 6.6. EENS por ponto de carga - Caso Base - CP.

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	374,25	352,55	296,44	349,94	323,75
CB-CR-CA-CP	244,08	265,77	223,47	298,31	323,75
CB-CR-PD-CP	48,82	92,21	77,53	137,68	154,83
CB-SR-CP	374,25	547,82	460,62	740,04	774,17
CB-SR-CA-CP	244,08	461,03	387,65	688,41	774,17
CB-SR-PD-CP	244,08	461,03	387,65	688,41	774,17

Com base nos resultados dos índices calculados para os pontos de carga, o impacto sistêmico da utilização do recurso e dos esquemas de proteção, na confiabilidade do Alimentador 3, pode ser visualizado na Tabela 6.7. Isoladamente, o recurso é responsável por uma redução de 27,42% no índice SAIFI e 43,72% na EENS. Essas reduções percentuais podem ser visualizadas quando os casos CB-CR-CP e CB-SR-CP são comparados. Em termos de melhoria na confiabilidade, o estudo CB-CR-PD se destaca por proporcionar a maior redução em índices de frequência, duração e energia quando comparado com o sistema original, além de um benefício significativamente superior ao esquema CA, no que se refere aos índices baseados em duração e energia.

Tabela 6.7. Índices de Confiabilidade do Alimentador 3 - Caso Base - CP.

Estudo	Alimentador 3		
	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CP	0,2064	0,4153	2046,87
CB-CR-CA-CP	0,0914	0,3003	1653,68
CB-CR-PD-CP	0,0914	0,0914	648,75
CB-SR-CP	0,2064	0,5722	3636,93
CB-SR-CA-CP	0,0914	0,4572	3243,75
CB-SR-PD-CP	0,0914	0,4572	3243,75

Vale destacar que sem o recurso, o esquema PD não garante benefício algum em relação ao CA, pois além de não impedir o corte de carga, não reduz o tempo de interrupção. Apenas em combinação com o recurso, o esquema PD, por permitir maior flexibilidade na isolação dos trechos falhados, garante reduções nos índices de duração e energia. Nesse caso, conforme mencionado anteriormente, o retorno do suprimento dos pontos de cargas afetados depende apenas do tempo de chaveamento e não mais do tempo de reparo do componente responsável pela falha.

### 6.1.1.2 Carga Média – CM

Para os casos analisados, a variação do nível de carga não afeta os índices baseados em frequência e em duração da interrupção, uma vez que falhas em trechos principais de um alimentador radial não evita a interrupção. A única variação ocorre para a EENS, devido às diferenças nos valores das cargas entre os patamares médio e pesado. As Tabelas 6.8 e 6.9 apresentam os resultados da EENS por ponto de carga e para o Alimentador 3, respectivamente.

*Tabela 6.8. EENS por ponto de carga - Caso Base - CM.*

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CM	230,94	217,55	182,99	215,99	195,97
CB-CR-CA-CM	150,61	164,00	137,94	184,13	195,97
CB-CR-PD-CM	30,12	56,90	47,86	84,98	93,73
CB-SR-CM	230,94	338,04	284,33	456,77	468,63
CB-SR-CA-CM	150,61	284,49	239,29	424,90	468,63
CB-SR-PD-CM	150,61	284,49	239,29	424,90	468,63

*Tabela 6.9. Índice EENS do Alimentador 3 - Caso Base - CM.*

Estudo	Alimentador 3
	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CM	1259,44
CB-CR-CA-CM	1016,78
CB-CR-PD-CM	398,57
CB-SR-CM	2235,49
CB-SR-CA-CM	1992,84
CB-SR-PD-CM	1992,84

## 6.1.2 PCH

A influência da operação ilhada, decorrente de falhas nos trechos do Alimentador 3, com base no modelo de avaliação da confiabilidade proposto neste trabalho, será quantificada combinando-se a conexão da PCH, nas duas capacidades e nos dois patamares de carga considerados, com o esquema de proteção PD que proporcionou os melhores resultados nas análises do Caso Base.

### 6.1.2.1 PCH 5,5 MW – Carga Pesada – CP

#### 6.1.2.1.1 Operação Ilhada

A Conexão da PCH de 5,5 MW, na Barra 61 do Alimentador 3, é responsável por afetar diretamente a confiabilidade do mesmo. Com a operação ilhada, é esperado que a presença de unidades geradoras nos sistemas de distribuição seja capaz de garantir a continuidade do suprimento às cargas participantes, quando ocorrer alguma falha na rede da concessionária.

A Tabela 6.10 mostra as consequências do ilhamento para todos os estados amostrados na SMC Não-Sequencial associados com falhas nos trechos do Alimentador 3 e com a PCH de 5,5 MW, no patamar de carga pesado, quando o esquema de Proteção Dupla está presente. As diferenças entre as análises de adequação, utilizadas nos estudos tradicionais de confiabilidade, e aquelas que levam em consideração os aspectos da dinâmica do ilhamento são, também, apresentadas. Estão incluídos os resultados obtidos para situações com 1, 2 e 3 unidades geradoras, além de informações sobre a resposta dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração na sobrevivência da ilha.

Tabela 6.10. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Pesada												
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 5,047 MW)												
2	2,88	SP	43	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	3,24	SP	36	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
1	3,63	SP	28	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
3	4,16	SP	18	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1	4,72	SP	6	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)												
2	1,59	SP	62	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	2,44	SP	42	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	3,47	SP	17	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1	3,63	SP	13	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
2	4,72	S	0	S	0	-	S	0	-	S	0	-
1	0,00	NS	100									
	1,62	SP	61	NS	100	-	NS	100	2UN	NS	100	3UN
	2,16	SP	48									
Trecho 21 (Carga Ilha = 2,584 MW)												
1	2,44	SP	6	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
4	3,24	S	0	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
2	3,84	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,750 MW)												
1	2,44	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	S	0	2UN
2	2,88	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3	3,47	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	3,84	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	4,16	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

Os resultados da operação ilhada e, conseqüentemente, dos índices de confiabilidade são afetados de forma mais significativa após a introdução dos aspectos da dinâmica do ilhamento. O chaveamento do modo de operação conectado para o modo ilha, conforme discutido no Capítulo 4, é influenciado tanto por um transitório de frequência quanto por variações de tensão. O controle dessas variáveis, na busca por um novo ponto de equilíbrio estável para a ilha formada ocorre em função dos tempos de atuação da proteção, da resposta dos reguladores de tensão e de velocidade e da existência ou não de esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, que sofrem influência do tipo e da localização da falha e do ponto de operação associado. Essas restrições somente são capturadas com maior precisão através da simulação dinâmica, o que se

reflete em piores resultados para a sobrevivência da ilha, inclusive com maiores cortes de carga, comparativamente aqueles fornecidos pela análise da adequação.

É possível visualizar, a partir da Tabela 6.10, que todos os casos avaliados por meio da análise de adequação, com exceção do estado com geração nula (PCH Falhada – 1 Unidade – Trecho 18), resultam em sobrevivência da ilha, independentemente do trecho falhado e das desigualdades entre geração e carga. A diferença se resume apenas no valor do corte de carga, caso este ocorra.

Os cortes de carga decorrentes de falhas no Trecho 16 resultam na Sobrevivência Parcial (SP) da ilha em todos os estados amostrados, uma vez que a capacidade de geração é inferior à carga.

Quando a falha ocorre no Trecho 18, duas situações de Sobrevivência (S) são obtidas. Nesses estados, como o valor de geração amostrado para a PCH de 5,5 MW (4,72 MW) é superior à carga (4,18 MW), a sobrevivência da ilha é alcançada sem necessidade de corte de carga, com a convergência do fluxo de potência garantida com sucesso.

Vale destacar que para o estado com geração nula, a Não-Sobrevivência (NS) da ilha somente ocorre para o caso da PCH com uma unidade, devido à indisponibilidade da mesma no momento da falha no Trecho 18. A utilização da PCH com 2 ou 3 unidades permite, do ponto de vista da análise da adequação, a sobrevivência parcial da ilha, com 61% e 48% de corte de carga, respectivamente. Para o nível de vazão amostrado no estado em questão, a PCH é capaz de gerar 3,24 MW com todas as unidades funcionando. Com uma unidade falhada, a PCH com duas máquinas gera 1,62 MW ( $3,24/2$ ), enquanto que aquela com 3 máquinas (2 em operação) tem possibilidade de fornecer 2,16 MW ( $(2 * 3,24)/3$ ). A falha de unidades é a única situação, dentro da análise da adequação dos estados amostrados na SMC, onde a presença de um número maior de geradores acarreta em diferenças na sobrevivência da ilha, já que o que realmente importa é a capacidade de geração na barra.

A medida que as falhas ocorrem em localizações mais próximas ao final do Alimentador 3 (Trechos 21 e 24), a probabilidade da geração ser maior que a carga aumenta consideravelmente e, com ela, a sobrevivência da ilha. Nesses dois trechos, o único caso de Sobrevivência Parcial (SP) ocorre no estado com geração de 2,44 MW (Trecho 21), acarretando em um corte de carga de 6%. Os demais estão associados com o sucesso da operação ilhada.

Por outro lado, se incluirmos a influência dos aspectos da dinâmica do ilhamento, o Índice de Sobrevivência (IS) da ilha reduz consideravelmente. A Tabela 6.11 apresenta

um resumo das informações sobre as parcelas do IS da ilha, calculados a partir dos resultados mostrados na Tabela 6.10, em decorrência de falhas nos Trechos 16, 18, 21 e 24.

*Tabela 6.11. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 5,5 MW-PD-CP.*

Estudo	Índices de Sobrevivência por Trecho Falhado							
	Trecho 16		Trecho 18		Trecho 21		Trecho 24	
	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>
Adequação - 1UN.	100,0	0,0	62,5	25,0	14,3	85,7	0,0	100,0
Adequação - 2UN.	100,0	0,0	75,0	25,0	14,3	85,7	0,0	100,0
Adequação - 3UN.	100,0	0,0	75,0	25,0	14,3	85,7	0,0	100,0
Dinâmica - 1UN.	77,8	0,0	25,0	25,0	14,3	0,0	0,0	0,0
Dinâmica - 2UN.	77,8	0,0	25,0	25,0	71,4	0,0	0,0	0,0
Dinâmica - 3UN.	77,8	0,0	25,0	25,0	100,0	0,0	0,0	11,1

Para falhas no Trecho 16, os estados com geração de 2,88 MW, ao contrário do que ocorre na análise da adequação, estão associados com a Não-Sobrevivência da ilha e com o corte total das cargas participantes. Essas ocorrências são responsáveis pela redução do IS<sub>P</sub> de 100% para 77,8%. Nesse caso, os esquemas de cortes automáticos de carga e de geração não foram suficientes para garantir o sucesso da formação da ilha. Uma sequência de eventos pode ser observada durante a simulação no tempo, onde a atuação dos relés de Subfrequência e de Sobretensão não conseguem garantir a operação ilhada.

Na simulação com 2 unidades, por exemplo, o corte inicial de 40% da carga (0,78 segundos após o evento) e de 20% adicionais em 14,68 s, pela atuação do relé de subfrequência, permite o retorno da frequência para dentro dos limites estabelecidos em [75]. Porém, com esse procedimento, a tensão ultrapassa 1,1 pu por um tempo superior a 1 s, conforme determinado em [60]. Isso acarreta a atuação do relé de sobretensão em 15,75 s, ocasionando o corte de 1 unidade. Como consequência, uma degradação na frequência volta a ocorrer, implicando no corte de mais 20% da carga. Nesse caso, a correção dos níveis de frequência vem acompanhada de um novo período de sobretensão, causando a perda da unidade 2 (19,335 s após o evento) e o corte de toda a carga restante, conforme mostrado na Figura 6.6.

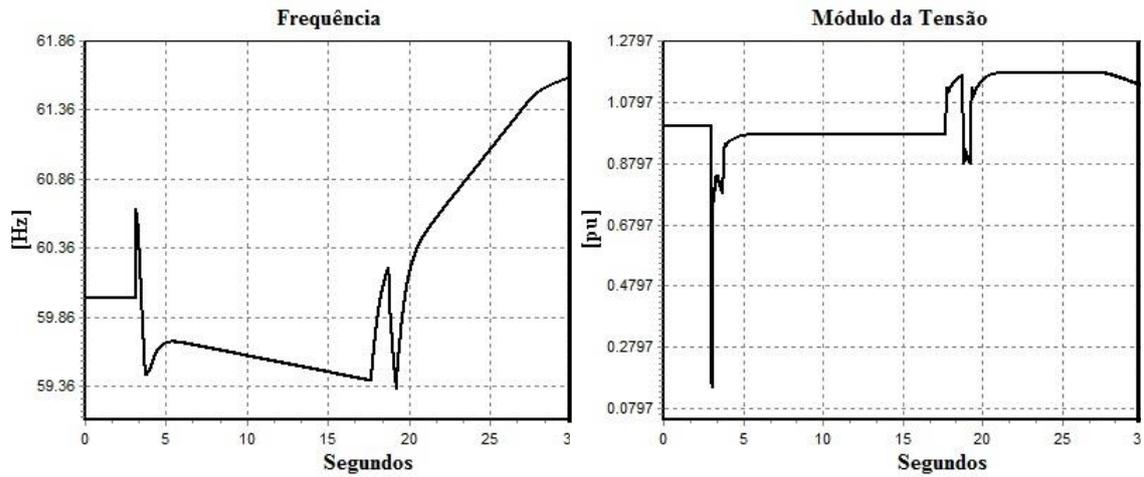


Figura 6.6. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN.

Ao contrário do que ocorre nos estados com geração de 2,88 MW, nas demais ocorrências de falhas no Trecho 16, um ponto de operação estável é alcançado, embora com corte de carga parcial. Nos estados com geração igual a 4,16 MW, um corte de carga de 20%, em aproximadamente 3 s após a falha, é responsável por garantir o retorno da frequência e da tensão para os níveis aceitáveis, como mostrado na Figura 6.7.

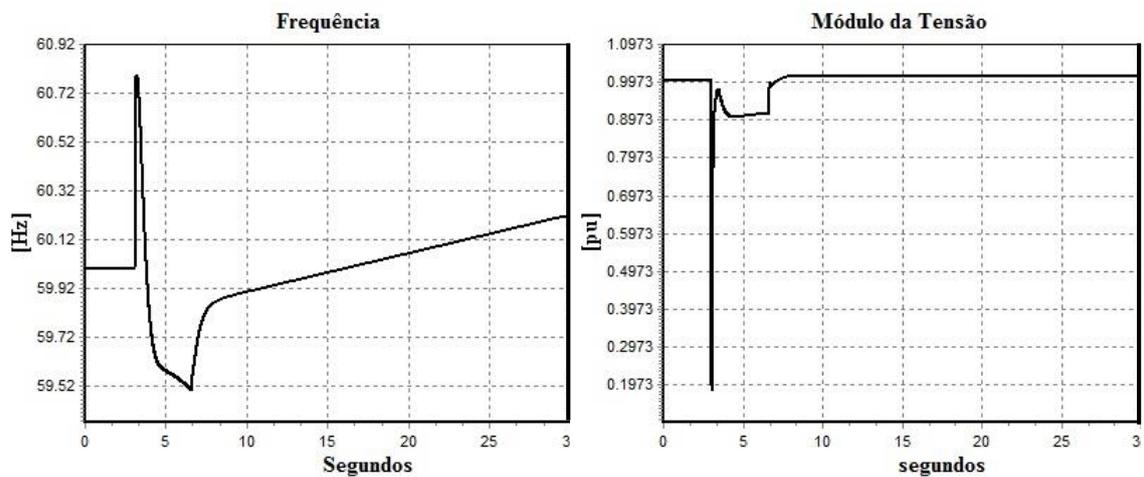


Figura 6.7. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN.

Ainda de acordo com as Tabelas 6.10 e 6.11, é possível verificar que as diferenças entre as análises da adequação e os resultados obtidos através da simulação dinâmica ficam cada vez mais acentuadas à medida que as falhas ocorrem em trechos mais próximos do final do alimentador.

Nas falhas do Trecho 18, com exceção dos estados onde a geração da PCH é de 4,72 MW, que permite a sobrevivência total da ilha, sem violar os níveis de tensão e de

frequência, os demais, por estarem associados com níveis de geração inferiores à carga, necessitam da atuação da proteção para restaurar os níveis de frequência. O ilhamento bem sucedido relacionado com esse estado de sucesso é responsável pela presença de um  $IS_T$  não nulo (25%). Nos demais estados relacionados com falhas no trecho em questão, uma diferença de até 50% no  $IS_P$  pode ser observada quando se compara as duas análises. Vale destacar que, ao contrário da análise da adequação, a utilização de 2 ou 3 unidades na avaliação do estado com 1 unidade falhada não proporciona condições favoráveis para a operação da ilha, resultando no corte total das cargas.

Dentro desse contexto, a utilização do estudo de confiabilidade tradicional também subestima a ocorrência de falhas no Trecho 21 e, principalmente, no 24. O uso da simulação dinâmica para falhas no Trecho 21, mais uma vez, mostra a importância de considerar esse tipo de análise nos estudos de avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição associada com a operação ilhada.

Os resultados obtidos através da simulação dinâmica mostram, com base na Tabela 6.10, que a presença da PCH com 1 unidade somente é capaz de garantir o atendimento à carga, ainda que parcialmente, quando associada com uma geração de 2,44 MW. Nos demais estados, a não-sobrevivência da ilha ocorre provocando o corte total das cargas LP13, 14 e 15, contrastando com os resultados da análise da adequação. Essa diferença fica ainda mais evidente quando se verifica uma redução de 85,7% no  $IS_T$ .

Vale observar que para os estados com geração de 3,24 MW e 3,84 MW, valores esses superiores à carga, o esquema de corte automático de unidades garante um benefício progressivo em termos de sobrevivência parcial da ilha. Enquanto que para os estados associados com níveis de geração de 3,84 MW, a não-sobrevivência da ilha é obtida na configuração com 1 e com 2 máquinas, a utilização de 3 unidades garante o sucesso da operação ilhada ( $IS_P$  igual a 100%), embora após um descarte de 60% da carga e de 2 unidades geradoras.

Nos estados cuja geração é de 3,24 MW, as reduções nos valores dos cortes passam de 100% (1 UN) para 40% (2 UN) e 20% (3 UN). Um outro ponto a ser destacado é que falhas no Trecho 21, combinada com a geração de 3,24 MW, provoca sobretensão que ultrapassa 1,3 pu, quando considerada apenas uma unidade. O mesmo ocorre com a PCH de 2 máquinas, porém a atuação do relé de sobretensão e a retirada de uma unidade, levando a capacidade de geração para 1,62 MW, provoca uma redução na frequência da ilha. Essa sequência de eventos é corrigida com um corte de 40% (carga restante: 1,55 MW). Como a diferença entre a geração e a carga após atuação do relé de subfrequência

fica bem reduzida, nenhuma variação de frequência e de tensão fora dos padrões estabelecidos é observada, graças à atuação dos reguladores da máquina restante.

Quando 3 máquinas são consideradas no estudo, a sobretensão inicial acarreta a perda de uma unidade, fazendo com que a PCH tenha disponível 2,16 MW para atender à carga da ilha (2,584 MW). Com isso, um corte de apenas 20% passa a ser suficiente para o sucesso do ilhamento, sem que violações apareçam.

As Figuras 6.8, 6.9 e 6.10 apresentam as variações da frequência e da tensão para os casos com 1, 2 e 3 unidades, associados com geração de 3,24 MW.

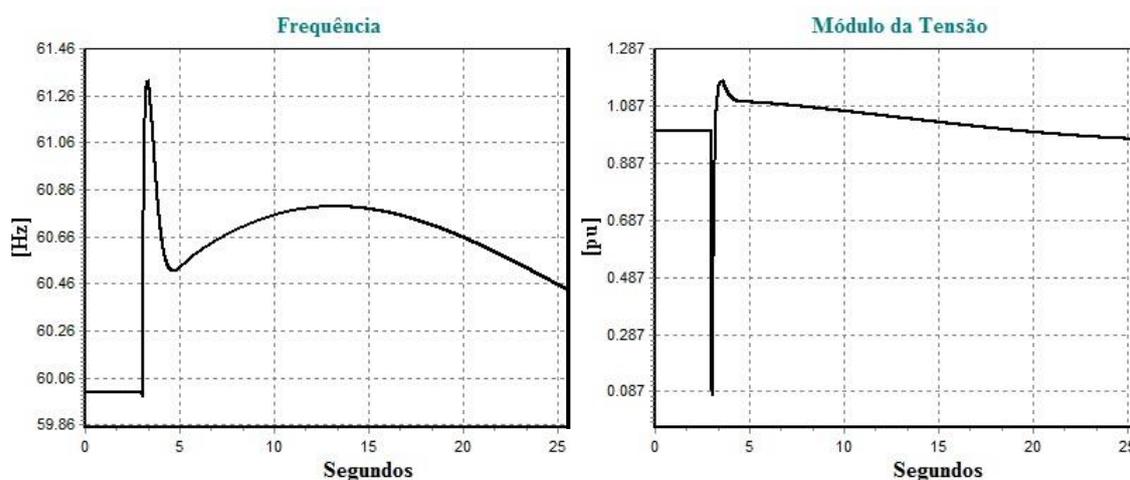


Figura 6.8. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN.

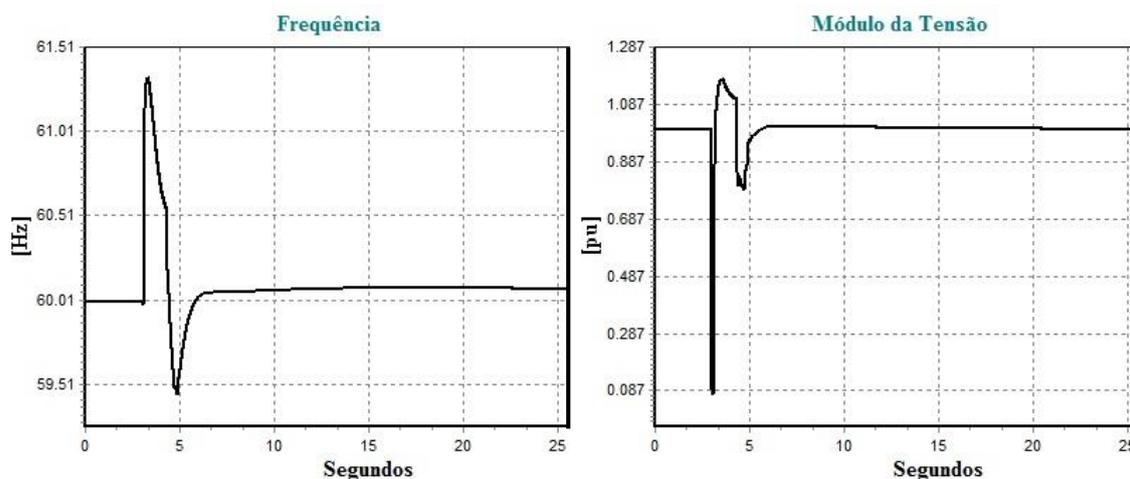


Figura 6.9. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN.

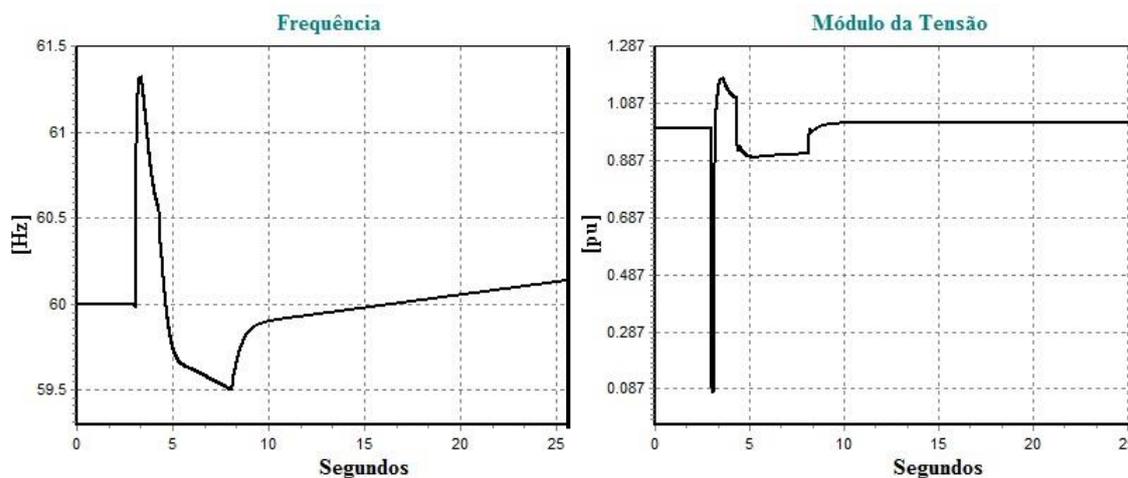


Figura 6.10. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN.

Finalmente, a ocorrência de falhas no Trecho 24 é responsável por uma tentativa de manter o suprimento para o ponto de carga LP15. Na análise da adequação apresentada na Tabela 6.10, como a geração é bem superior à carga, a sobrevivência da ilha é garantida em todos os casos. Nesse ponto, a importância da simulação dinâmica fica destacada, com uma redução do  $IS_T$  de **100%** para **0%**, no caso de 1 e de 2 unidades e **11,11%** na configuração com 3 máquinas, comparativamente aos respectivos valores obtidos com a análise da adequação. Como o nível de geração é muito superior à carga, o ilhamento da rede fica comprometido, uma vez que o esquema de corte automático de geração e os reguladores de velocidades das unidades não são capazes de ajustar o nível de geração em tempo suficiente para garantir a sobrevivência da ilha. Essa situação ocorre em todos os estados de falha do Trecho 24, com exceção do estado relacionado com nível de geração de 2,44 MW, quando 3 unidades são consideradas.

A Figura 6.11 apresenta os gráficos da frequência e da tensão para esse caso particular. É possível verificar que tanto a frequência quanto a tensão retornam em tempo suficiente para valores aceitáveis, garantindo o sucesso da operação ilhada. Esse ponto de operação estável é alcançado por meio do corte de 2 unidades geradoras pela atuação dos relés de sobretensão, em 0,255 s e 0,270 s após o evento. A desconexão dessas unidades permite que os reguladores de tensão e de velocidade da máquina restante consigam manter em níveis adequados a tensão e a frequência da ilha, sem que exista a necessidade de corte de carga.

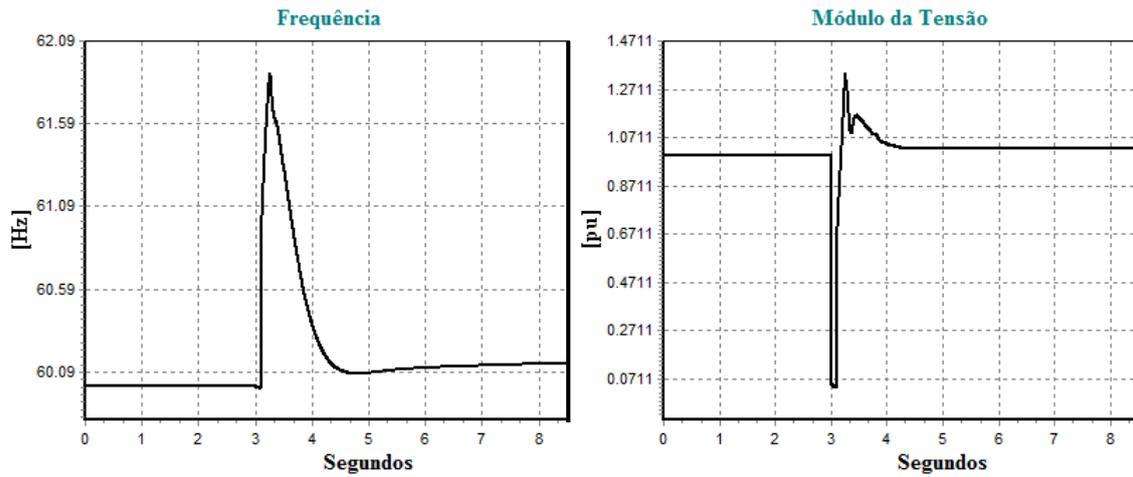


Figura 6.11. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN.

A Figura 6.12 mostra os gráficos da tensão e da frequência para o caso da PCH com 1 unidade no estado amostrado associado com a geração de 4,16 MW, no momento da falha no Trecho 24. Os gráficos representam uma situação onde nenhum esquema de proteção é utilizado. É possível verificar que tanto a frequência quanto a tensão ultrapassam os limites permitidos. A proteção de sobretensão, nesse caso, é responsável pela desconexão da unidade.

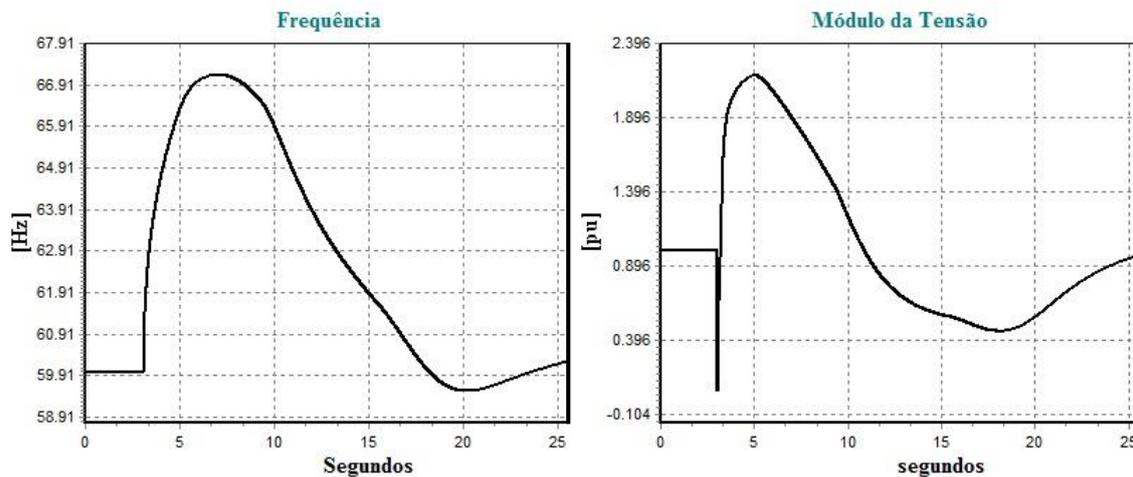


Figura 6.12. Variações da frequência e da tensão – Falha Trecho 24 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN.

### 6.1.2.1.2 Transição de Vazão e de Máquinas

O cálculo dos índices de confiabilidade, conforme discutido no Capítulo 4, parte da definição da frequência de interrupção, obtida em função das transições únicas entre estados de sucesso alcançáveis a partir de estados de falha. Para o Alimentador 3, além das transições entre estados de componentes da rede, as variações únicas de vazão e de máquinas também podem influenciar o sucesso do ilhamento. Dessa forma, antes de verificar a participação da operação ilhada nos índices de confiabilidade, torna-se importante destacar o efeito das Transições de Vazão e de Máquinas, obtidas através da avaliação de todos os estados NS ou SP da Tabela 6.10. Nesses casos, as análises de adequação e as simulações dinâmicas são novamente conduzidas para todas essas possíveis transições únicas. Nos casos de sucesso de formação das ilhas, as taxas de Transição de Vazão, da Tabela 6.3, entre o estado inicial relacionado com NS ou SP e o estado final S são acumuladas durante a SMC. O mesmo vale para as transições de máquinas.

Diante disso, com base na Tabela 6.10, é possível verificar que o estado amostrado associado com a capacidade de geração de 3,63 MW, para falhas no Trecho 16, por exemplo, corresponde a um estado de Sobrevivência Parcial, em todas as situações analisadas. De acordo com a Tabela 6.3, desse estado inicial temos os seguintes estados finais possíveis: 5,5 MW; 3,84 MW; 2,44 MW; 2,88 MW; 3,24 MW; 3,47 MW e 4,16 MW. O estado de vazão associada com a geração de 5,5 MW, conforme mostrado na Tabela 6.12, é a única transição simples que transforma o estado em questão em um caso de sucesso, cuja taxa vale 0,007752 ocorrência/ano (ver 6.3).

Tabela 6.12. Influência das transições de vazão nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Pesada - Transição de Vazão											
GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
	1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 5,047 MW)											
5,50	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
4,72	SP	6,48	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
4,16	SP	17,57	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
3,84	SP	23,92	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,63	SP	28,08	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
3,47	SP	31,25	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
3,24	SP	35,80	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
2,88	SP	42,94	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,44	SP	51,65	SP	60	-	SP	60	-	SP	60	-
1,59	SP	68,50	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)											
5,50	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
4,72	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
4,16	SP	0,48	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
3,84	SP	8,13	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
3,63	SP	13,16	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
3,47	SP	16,99	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
3,24	SP	22,49	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,88	SP	31,10	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
2,44	SP	41,63	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1,59	SP	61,96	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 21 (Carga Ilha = 2,584 MW)											
5,50	S	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,84	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
3,63	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,47	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
3,24	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
2,88	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
2,44	SP	5,57	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1,59	SP	38,47	SP	40	-	SP	40	-	SP	60	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,750 MW)											
5,50	S	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,84	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,63	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,47	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,24	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,88	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,44	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	S	0	2UN
1,59	S	0,00	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN

Como a geração de 5,5 MW é superior à carga (5,047 MW), o resultado da análise da adequação conduz a um estado de sobrevivência da ilha. Da mesma forma, para a simulação dinâmica, a operação ilhada também indica a existência de um ponto de

operação estável. A Figura 6.13 apresenta as variações da frequência e da tensão obtidas através da simulação da dinâmica do ilhamento para o estado de geração de 5,5 MW (1 Unidade).

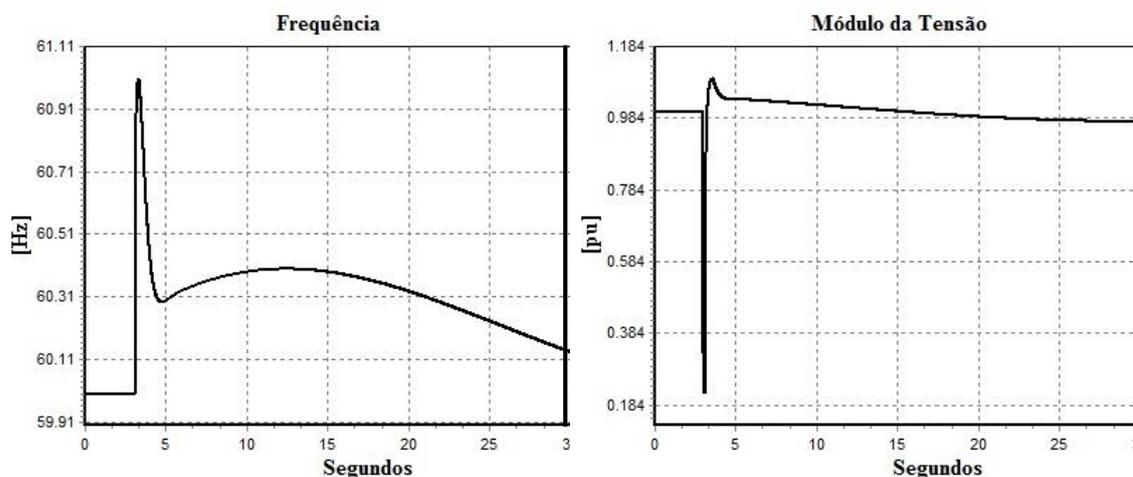


Figura 6.13. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 16 – Geração de 5,5 MW – PCH 5,5 MW – CP–PD–1UN.

É possível visualizar que tanto a frequência quanto a tensão, após o período transitório inicial, retornam para valores que garantem a operação da ilha.

As mesmas simulações são conduzidas para os demais casos de falhas em trechos do Alimentador 3, onde a formação das ilhas está associada com cortes de cargas. Assim, todas as transições únicas de vazão alcançáveis a partir do estado inicialmente amostrado são utilizadas como ponto de operação pré-falha, a fim de verificar se o ilhamento, sem rejeição de carga, se torna viável nessas novas condições. Essas transições de vazão são, também, aplicadas para o estado amostrado relacionado com uma unidade em reparo, quando ocorre falha no Trecho 18. A Tabela 6.13 apresenta os resultados das simulações para esse caso particular. É possível verificar que a sobrevivência da ilha não é obtida em nenhum nível de geração, o que faz com que esse estado não contribua para o acúmulo das taxas de transição de vazão.

Com base nesses resultados, os valores acumulados das taxas de transição de vazão, para cada estado amostrado na SMC e associado com a operação ilhada, podem ser visualizados na Tabela 6.14.

Tabela 6.13. Influência das transições de vazão na falha do Trechos 18 associada com uma unidade geradora da PCH em reparo - PCH 5,5 MW-PD-CP.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Pesada - Transição de Vazão - Falha 1 UN.										
GD (MW)	Adequação				Dinâmica com Corte de Carga e de Geração					
	2 UN.		3 UN.		2 UN.			3 UN.		
	1 Operando		2 Operando		1 Operando			2 Operando		
	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)										
4,16	SP	50	SP	34	SP	60	-	SP	40	-
3,84	SP	54	SP	39	SP	60	-	SP	40	-
3,63	SP	57	SP	42	SP	60	-	NS	100	2UN
3,47	SP	58	SP	45	SP	60	-	NS	100	2UN
2,88	SP	66	SP	54	NS	100	1UN	SP	60	-
2,44	SP	71	SP	61	NS	100	1UN	NS	100	2UN
1,59	SP	81	SP	75	NS	100	1UN	SP	80	-

Tabela 6.14. Taxas de Transição de Vazão acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CP.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - PD - CP - Influência das Taxas de Transição de Vazão da PCH por Estado Amostrado						
Nº de Ocorr.	GD (MW)	$\lambda_{PCH-TV}$ [Ocorrência/ano]				
		Adequação	Dinâmica com Corte de Carga e de Geração			
		1, 2 e 3 UN.	1 UN.	2 UN.	3 UN.	
Trecho 16 (Carga Ilha = 5,047 MW)						
2	2,88	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
2	3,24	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	3,63	0,007752	0,007752	0,007752	0,007752	
3	4,16	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	4,72	0,203704	0,203704	0,203704	0,203704	
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)						
2	1,59	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	2,44	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	3,47	0,007042	0,007042	0,007042	0,007042	
1	3,63	0,007752	0,000000	0,000000	0,000000	
2	4,72	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	0,00	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
	1,62	0,000000				
	2,16	0,000000				
Trecho 21 (Carga Ilha = 2,584 MW)						
1	2,44	0,557694	0,192308	0,192308	0,192308	
4	3,24	0,000000	0,209302	0,209302	0,209302	
2	3,84	0,000000	0,023256	0,023256	0,023256	
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,750 MW)						
1	2,44	0,000000	0,000000	0,192308	0,000000	
2	2,88	0,000000	0,000000	0,023256	0,209302	
3	3,47	0,000000	0,000000	0,000000	0,021127	
1	3,84	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
2	4,16	0,000000	0,000000	0,000000	0,010000	

Vale destacar que os valores nulos presentes em diversos Estados SMC da Tabela 6.14 se referem a estados de sobrevivência total na Tabela 6.10 ou a avaliações que após

as transições únicas de vazão não atingem o sucesso da operação ilhada. Portanto, não implicam no acúmulo das taxas de transição entre estados de vazão.

De forma similar, os estados NS e SP da Tabela 6.10 são tratados para as transições de máquinas. O impacto das taxas de transição de máquinas engloba tanto o reparo de unidades falhadas quanto a transição de geradores em operação para estados de falha. Esta última apenas na avaliação dinâmica, onde é possível capturar, durante o ilhamento, o benefício da disponibilidade de menos unidades operando, dependendo do ponto de operação pré-falha. No caso da PCH 5,5 MW, no patamar de carga pesada, nenhuma transição única de máquina resulta em estados de sobrevivência da ilha, independentemente da avaliação via análise da adequação ou através de simulação dinâmica. A Tabela 6.15 apresenta os resultados dessas simulações, onde nenhuma sobrevivência sem corte de carga é obtida para estados inicialmente avaliados como NS ou SP, na Tabela 6.10.

*Tabela 6.15. Influência das transições de máquinas nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CP.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - PD - CP - Transição de Máquina											
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação				Dinâmica com Corte de Carga e de Geração					
		2 UN.		3 UN.		2 UN.			3 UN.		
		1 Operando	2 Operando	1 Operando		2 Operando		3 UN.		2 Operando	
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 5,047 MW)											
2	2,88	SP	71	SP	62	NS	100	1UN	NS	100	2UN
2	3,24	SP	68	SP	57	NS	100	1UN	SP	60	-
1	3,63	SP	64	SP	52	NS	100	1UN	SP	60	-
3	4,16	SP	59	SP	45	SP	60	-	NS	100	2UN
1	4,72	SP	53	SP	38	SP	60	-	SP	40	-
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)											
2	1,59	SP	81	SP	75	NS	100	1UN	SP	80	-
1	2,44	SP	71	SP	61	NS	100	1UN	NS	100	2UN
1	3,47	SP	58	SP	45	SP	60	-	NS	100	2UN
1	3,63	SP	57	SP	42	SP	60	-	NS	100	2UN
2	4,72	SP	44	SP	25	NS	100	1UN	NS	100	2UN
1	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1,08	-	-	SP	74	-	-	-	NS	100	1UN
Trecho 21 (Carga Ilha = 2,584 MW)											
1	2,44	SP	53	SP	37	SP	20	-	SP	40	-
4	3,24	SP	37	SP	16	SP	40	-	SP	20	-
2	3,84	SP	26	SP	1	SP	40	-	NS	100	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,750 MW)											
1	2,44	S	0	S	0	NS	100	1UN	S	0	1UN
2	2,88	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
3	3,47	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
1	3,84	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
2	4,16	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN

A influência do reparo da unidade falhada no ilhamento é mostrada na Tabela 6.16.

*Tabela 6.16. Influência do reparo da unidade falhada para a falha do Trechos 18 - PCH 5,5 MW-PD-CP.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - PD - CP - Reparo de Máquina Falhada												
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 18 (Carga Ilha = 4,180 MW)												
1	3,24	SP	22	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

O reparo da máquina falhada no estado de falha no Trecho 18, por estar associado com uma vazão que proporciona uma geração de 3,24 MW, valor esse inferior à carga, não conduz a um estado de sobrevivência total da ilha. Portanto, a taxa de reparo da unidade não é acumulada nesse caso.

#### 6.1.2.1.3 Avaliação da Confiabilidade

Com base nas informações apresentadas, os índices de confiabilidade de sistemas de distribuição podem ser calculados, passando a incorporar as influências do ilhamento. A Tabela 6.17 apresenta os resultados obtidos para a Taxa Média de Falha, por ponto de carga, para o caso PCH 5,5 MW–CR–PD–CP, incluindo os resultados das análises da adequação e dos estudos envolvendo a dinâmica do ilhamento, nas configurações com 1, 2 e 3 unidades geradoras. As variações em  $\lambda$  podem ser explicadas através dos  $IS_T$  apresentados na Tabela 6.18.

*Tabela 6.17. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW–CR–PD–CP.*

Estudo	Taxa Média de Falha $\lambda$ [ocorrências/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-CR-PD-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Adequação-CR-PD-CP-1UN.	0,0563	0,0938	0,1001	0,1001
Adequação-CR-PD-CP-2UN.	0,0563	0,0938	0,1001	0,1001
Adequação-CR-PD-CP-3UN.	0,0563	0,0938	0,1001	0,1001
Dinâmica-CR-PD-CP-1UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-CR-PD-CP-2UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-CR-PD-CP-3UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1877

Pela avaliação da Tabela 6.17, pode-se visualizar que as diferenças entre os resultados obtidos pela análise da adequação e pela simulação dinâmica alcançam 27,25% (LP13 e 14) e 48,36% (LP15), com maiores benefícios em termos de confiabilidade a favor do estudo tradicional. Isso destaca a importância de considerar as restrições dinâmicas no problema, uma vez que permite a busca por resultados mais precisos.

*Tabela 6.18. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW–CR–PD–CP.*

Estudo	IS <sub>T</sub> por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Adequação-CR-PD-CP-1UN.	0,00	11,76	33,33	51,52
Adequação-CR-PD-CP-2UN.	0,00	11,76	33,33	51,52
Adequação-CR-PD-CP-3UN.	0,00	11,76	33,33	51,52
Dinâmica-CR-PD-CP-1UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-CR-PD-CP-2UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-CR-PD-CP-3UN.	0,00	11,76	8,33	9,09

É possível perceber, também, a partir da análise da Tabela 6.17, que a Taxa Média de Falha para o ponto LP10 não sofre variação entre os casos analisados, permanecendo em 0,0563 ocorrência/ano. Como esse ponto de carga se beneficia da operação ilhada apenas para falhas no Trecho 16 e o IS<sub>T</sub> associado é nulo (ver *Tabela 6.18*), a frequência de interrupção não se altera, em ambos os estudos (adequação e dinâmica), independentemente do número de unidades geradoras na PCH. Isso ocorre porque em todos os estados amostrados, relacionados com falhas no trecho em questão, a carga é superior à geração, fazendo com que as interrupções no ponto LP10 sejam inevitáveis.

As cargas LP11 e 12 são influenciadas pela operação ilhada em situações de falhas nos Trechos 16 e 18. O sucesso da operação ilhada, sem corte de carga, para esses eventos de falha, ocorre em 11,76% dos casos. Esse percentual corresponde exatamente ao número de estados amostrados onde a geração da ilha é superior à carga da mesma. Nesses casos, a resposta da análise da adequação é idêntica ao daquela fornecida pela simulação dinâmica, justificando a igualdade nos resultados da Taxa Média de Falha, entre os estudos. Por outro lado, uma redução em  $\lambda$  pode ser observada quando se compara o efeito da presença da PCH de 5,5 MW com o índice obtido para o caso base e associado com o esquema PD.

Embora as falhas nos Trechos 16, 18 e 21 afetem as cargas LP13 e 14, o ilhamento isento de corte é alcançado em 25%, quando o evento está relacionado com o Trecho 18 (adequação e dinâmica) e 85,7% para falhas no Trecho 21 (apenas via análise da

adequação). Essas diferenças no  $IS_T$  por trecho, apresentadas na Tabela 6.11, correspondem a uma variação neste mesmo índice, quando aplicado ao ponto de carga, de 33,33% e 8,33%, para a análise da adequação e para a simulação dinâmica, respectivamente. A sobrevivência da ilha em 25% das falhas em 480-513 está diretamente relacionada com a redução em  $\lambda$  de 0,1501 ocorrência/ano (CB-CR-PD-CP) para 0,1376 ocorrência/ano, nos estudos envolvendo a PCH através da simulação dinâmica. A redução adicional obtida pela análise da adequação corresponde aos 85,7% de sucesso da operação ilhada, nos estados amostrados com falhas no Trecho 21.

Além dessas falhas que impactam as cargas LP13 e 14, a saída do Trecho 24 também afeta o ponto LP15. A análise da adequação identifica como sucesso para a operação ilhada todos os casos de falha nesse trecho, o que eleva o  $IS_T$  para 51,52%. O grande impacto das desigualdades entre geração e carga são capturadas apenas pela simulação dinâmica, assim como o efeito de unidades geradoras adicionais na formação da ilha. Isso determina o baixo índice de sobrevivência apresentado na Tabela 6.18 e, portanto, o maior valor de  $\lambda$ , na Tabela 6.17.

Essas análises podem ser melhor visualizadas com base no gráfico da Figura 6.14, obtido a partir dos resultados de  $\lambda$  encontrados na Tabela 6.17.

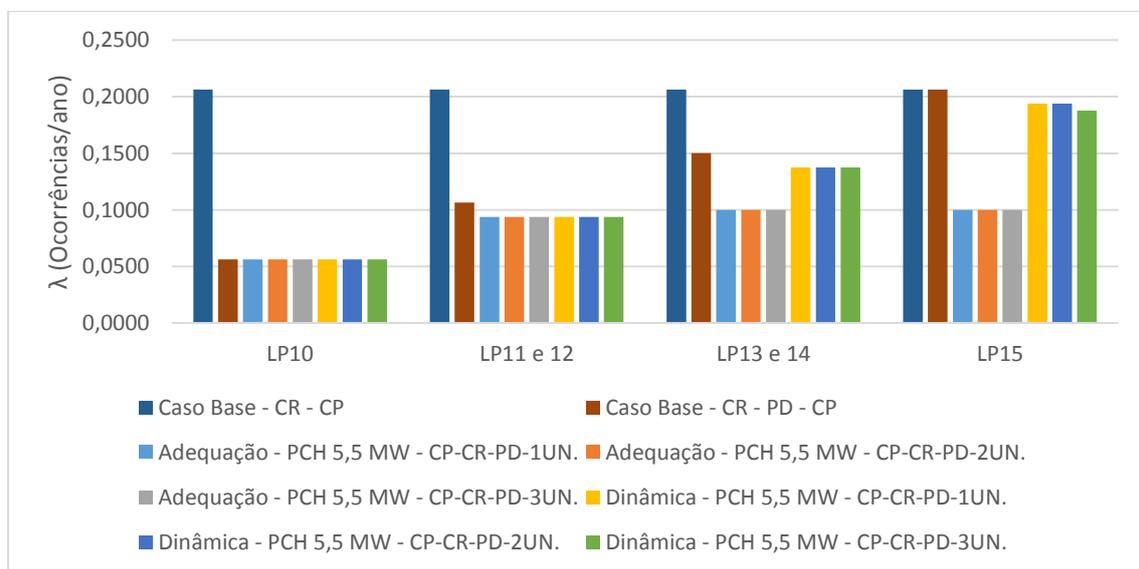


Figura 6.14. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.

Vale destacar que a utilização do esquema PD, em combinação com o recurso, faz com que qualquer interrupção, decorrente de falhas em trechos principais do Alimentador 3, tenha duração máxima estabelecida pelo tempo de chaveamento para o Alimentador 4,

que no caso do sistema RBTS-Barra2 é igual a 1 h. Isso influencia diretamente a contribuição da respectiva falha no Tempo Médio de Reparo dos pontos de carga afetados. Como consequência, o Tempo Médio de Reparo Anual associado se apresenta, em valores absolutos, igual aos resultados da Taxa Média de Falha, mostrados na Tabela 6.17.

Ao contrário do que ocorre nos resultados do Caso Base, os cortes de cargas devido à operação ilhada deixam de ser integrais para todos os estados amostrados associados com a Sobrevivência parcial ilha. Os valores da EENS passam, então, a variar de acordo com trecho afetado e com a condição de operação da PCH no momento da falha.

Na avaliação da EENS, além da influência do  $IS_T$ , também é importante observar o  $IS_P$ , já que os cortes de carga parciais, necessários para garantir a sobrevivência da ilha, influenciam diretamente no cálculo do mesmo. A Tabela 6.19 apresenta os valores da EENS para os estudos com a PCH de 5,5 MW e a Tabela 6.20 mostra os resultados do IS, que totaliza o  $IS_T$  e o  $IS_P$ . Vale observar que a parcela  $IS_P$ , incluída no IS, não sinaliza a intensidade do corte de carga, apenas indica que o mesmo ocorreu para a sobrevivência da ilha. Dessa forma, é possível ocorrer situações onde dois estudos apresentam um mesmo  $IS_P$ , porém isso não se traduz em um resultado equivalente para a EENS. A Tabela 6.10 auxilia no entendimento desses casos, como acontece nos estudos com 2 e 3 unidades da análise da adequação ( $IS = 100\%$ ), nos pontos LP11 a 14, porém EENS diferentes.

*Tabela 6.19. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.*

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	374,25	352,55	296,44	349,94	323,75
CB-CR-PD-CP	48,82	92,21	77,53	137,68	154,83
Adequação-CR-PD-CP-1UN.	13,28	29,31	24,65	31,32	25,62
Adequação-CR-PD-CP-2UN.	13,28	27,21	22,88	29,10	23,80
Adequação-CR-PD-CP-3UN.	13,28	26,51	22,29	28,36	23,20
Dinâmica-CR-PD-CP-1UN.	21,70	45,56	38,31	83,76	110,73
Dinâmica-CR-PD-CP-2UN.	21,70	45,56	38,31	69,99	99,47
Dinâmica-CR-PD-CP-3UN.	21,70	45,56	38,31	60,81	87,27

Os resultados da Tabela 6.19 destacam as diferenças entre os dois tipos de estudo e as consequências para a EENS dos pontos de cargas. Nesse caso, considerar apenas a análise da adequação superestima de forma expressiva o benefício para esse índice em até 38,80% (LP10), 41,81% (LP11 e 12), 62,61% (LP13 e 14) e 76,86% (LP15).

Tabela 6.20: Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.

Estudo	IS por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Adequação-CR-PD-CP-1UN.	100,00	94,12	95,83	96,97
Adequação-CR-PD-CP-2UN.	100,00	100,00	100,00	100,00
Adequação-CR-PD-CP-3UN.	100,00	100,00	100,00	100,00
Dinâmica-CR-PD-CP-1UN.	77,78	64,71	50,00	36,36
Dinâmica-CR-PD-CP-2UN.	77,78	64,71	66,67	48,48
Dinâmica-CR-PD-CP-3UN.	77,78	64,71	75,00	57,58

As falhas mais próximas do final do alimentador estão associadas com uma maior probabilidade da geração ser significativamente superior a carga. A formação das ilhas nessas circunstâncias, mesmo com o esquema de corte automático de geração, nem sempre é possível, já que os reguladores das máquinas restantes, na maioria das vezes, não conseguem ajustar a tensão e a frequência em tempo suficiente. Isso se reflete na EENS, principalmente quando se compara a análise da adequação com a simulação dinâmica. A redução da EENS de 154,83 kWh (CB-CR-PD-CP) para 23,20 kWh (adequação 3 un.) e o aumento para 87,27 kWh (dinâmica – 3 un.) são consequências diretas do baixo índice de sobrevivência para falhas nos Trechos 21 e 24, quando a simulação dinâmica é utilizada. A Figura 6.15 ilustra as variações na EENS apresentadas na Tabela 6.19.

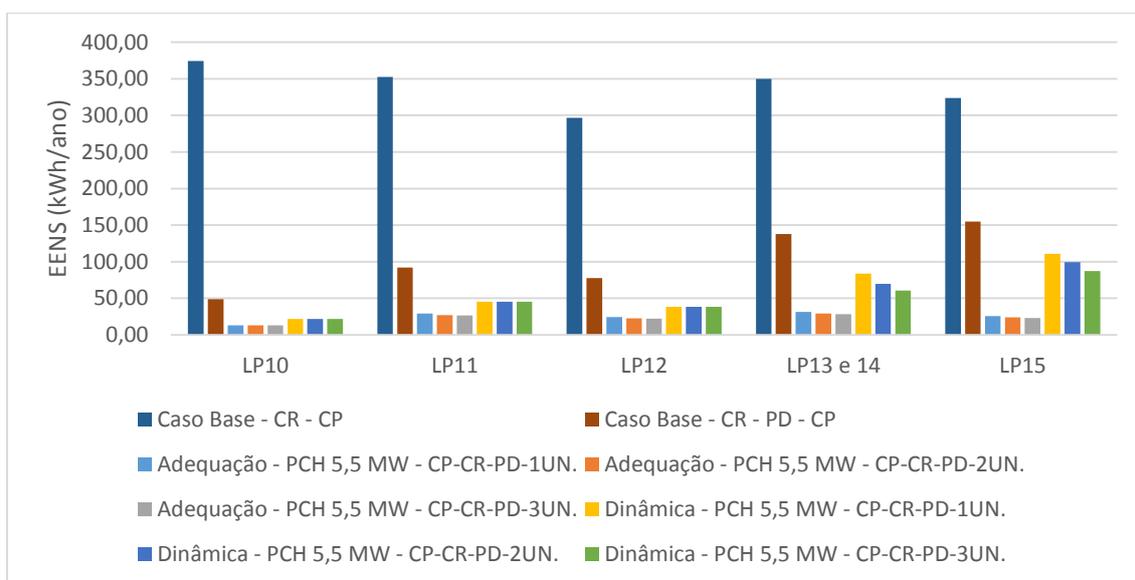


Figura 6.15. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.

## 6.1.2.2 PCH 5,5 MW – Carga Média – CM

### 6.1.2.2.1 Operação Ilhada

A operação ilhada associada com a PCH de 5,5 MW, como consequência das falhas nos trechos do Alimentador 3, foi avaliada também para o patamar de carga média. O objetivo está em verificar a influência do ilhamento, principalmente através da simulação dinâmica, em situações onde aumenta a probabilidade da capacidade de geração amostrada ser superior à carga da ilha.

*Tabela 6.21. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média												
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)												
2	2,88	SP	7	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
2	3,24	S	0	S	0	-	S	0	-	S	0	-
1	3,63	S	0	S	0	-	S	0	-	S	0	-
3	4,16	S	0	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
1	4,72	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)												
2	1,59	SP	38	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
1	2,44	SP	5	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1	3,47	S	0	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
1	3,63	S	0	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
2	4,72	S	0	NS	100	1UN	SP	20	1UN	SP	40	2UN
1	0,00	NS	100	NS	100	-	SP	40	-	SP	20	-
	1,62	SP	37									
	2,16	SP	16									
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)												
1	2,44	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4	3,24	S	0	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN
2	3,84	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	20	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)												
1	2,44	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	2,88	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3	3,47	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	3,84	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	4,16	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

A Tabela 6.21 apresenta os resultados das simulações relacionadas com a formação das ilhas, em decorrência das falhas nos Trechos 16, 18, 21 e 24. A comparação entre os estudos de análise da adequação e aqueles envolvendo a simulação da dinâmica do ilhamento continua sendo apresentada, inclusive nas 3 configurações de máquinas. A Tabela 6.22 reúne os índices de sobrevivência por trecho, calculados a partir da Tabela 6.21, em função do sucesso parcial e total na formação da ilha.

*Tabela 6.22. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 5,5 MW-PD-CM.*

Estudo	Índices de Sobrevivência por Trecho							
	Trecho 16		Trecho 18		Trecho 21		Trecho 24	
	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>
Adequação - 1UN.	22,2	77,8	37,5	50,0	0,0	100,0	0,0	100,0
Adequação - 2UN.	22,2	77,8	50,0	50,0	0,0	100,0	0,0	100,0
Adequação - 3UN.	22,2	77,8	50,0	50,0	0,0	100,0	0,0	100,0
Dinâmica - 1UN.	22,2	33,3	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dinâmica - 2UN.	55,6	33,3	100,0	0,0	0,0	57,1	0,0	0,0
Dinâmica - 3UN.	66,7	33,3	100,0	0,0	85,7	0,0	0,0	0,0

A Tabela 6.21 mostra que para falhas no Trecho 16, em 7 dos 9 estados amostrados, a geração da PCH encontra-se em um nível superior à carga da ilha. Para a análise da adequação, o sucesso do ilhamento é garantido nessas situações. Porém, o maior detalhamento da consequência da alternância entre o modo de operação conectado e o modo ilha, capturado pela simulação dinâmica, mostra que, na realidade, existe uma dificuldade adicional em alcançar um estado de operação estável após a ocorrência da falha no respectivo trecho.

Grandes diferenças entre a geração e a carga implicam em elevadas variações de frequência e de tensão na ilha, dificilmente corrigidas pela atuação dos reguladores das máquinas, com destaque para os casos onde se considera apenas 1 unidade, como mostra a Tabela 6.21. A importância da presença dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração também pode ser visualizada.

Os estados associados com geração de 4,16 MW e 4,72 MW são responsáveis pela Não-Sobrevivência da ilha quando a PCH com apenas 1 máquina está disponível. A impossibilidade de corte de geração causa violações nos níveis de tensão, corrigidas apenas com a desconexão da mesma pelos esquemas de proteção. A Figura 6.16 ilustra as variações na frequência e na tensão para o caso com geração de 4,72 MW e uma unidade geradora.

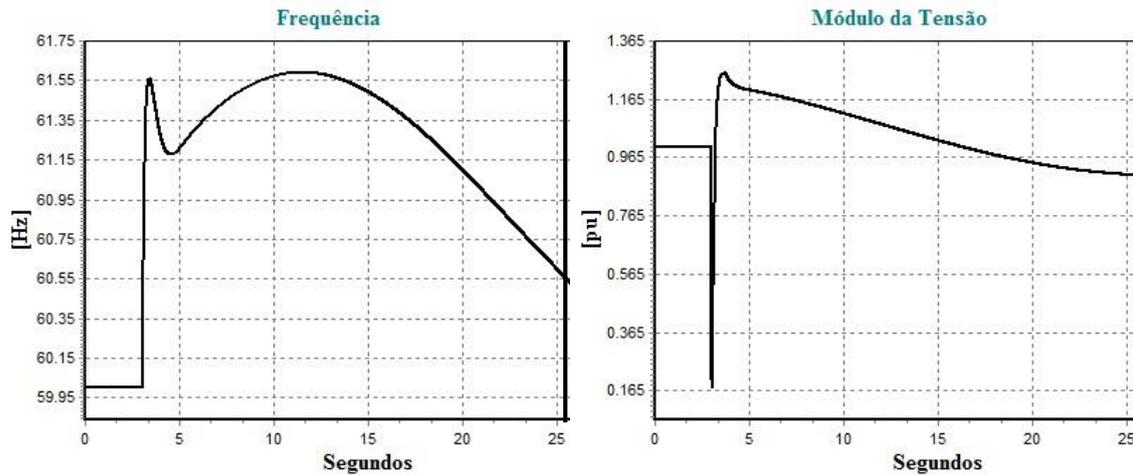


Figura 6.16. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 16 – Geração de 4,72 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–1UN.

Embora a frequência da ilha permaneça dentro dos limites aceitáveis, o mesmo não ocorre com a variação da tensão, que ultrapassa 1,2 pu durante um tempo superior a 0,16 s, como determina [60]. Nesse caso, a proteção de sobretensão atua retirando a PCH de operação e causando a Não-Sobrevivência da ilha, assim como o corte de todas as cargas do Alimentador 3.

Esses estados são responsáveis pela redução nos índices de sobrevivência da rede, conforme mostrado na Tabela 6.22. Enquanto o IS obtido na análise da adequação alcança 100%, com participação de 77,78% do  $IS_T$ , o mesmo índice calculado para uma unidade na simulação dinâmica tem como resultado um IS de 55,56%, onde apenas 33,33% se refere à sobrevivência total da ilha. A utilização de 2 e de 3 unidades proporciona um aumento da sobrevivência parcial da rede em função dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração.

A sobrevivência da ilha também é afetada de forma distinta para falhas no Trecho 18, em função da configuração de máquinas utilizada na PCH. O estado amostrado associado com uma unidade em reparo, ao contrário do que ocorre na carga pesada, passa a ser um caso de sobrevivência parcial quando se considera a utilização de 2 e de 3 unidades geradoras, na simulação dinâmica. O esquema de corte automático de carga, por meio da atuação dos relés de subfrequência, é responsável pela obtenção de um ponto de operação estável para a ilha.

Vale destacar que o uso de um número maior de unidades geradoras não é sinônimo de melhoria progressiva na formação bem sucedida da ilha. A conexão de duas unidades no estado com geração de 4,72 MW permite a manutenção do suprimento para

a ilha formada após um corte de 20% da carga, enquanto que com 3 máquinas a operação ilhada somente é possível com 40% de corte.

Esse resultado positivo fica destacado quando se compara o efeito do ilhamento para falhas no Trecho 21, onde o sucesso da operação ilhada, atendendo integralmente as cargas, é bem mais significativo na configuração com 2 unidades.

Tomando como exemplo os estados com geração de 3,24 MW, cuja probabilidade de ocorrência atinge 57,14%, quando associado com falhas no Trecho 21, é possível visualizar, a partir das Tabelas 6.21 e 6.22, que a presença de 2 unidades permite atendimento total da carga durante a operação ilhada. Enquanto isso, a disponibilidade de 3 máquinas é responsável por permitir o ilhamento em 6 dos 7 casos, porém apenas com a atuação do esquema de corte automático de carga, apresentando  $IS_T$  nulo. Isso ocorre porque para o nível de carga e de geração da ilha, a obtenção de um ponto de operação mais favorável é alcançado após o corte de 1 unidade geradora na configuração com 2 máquinas.

As Figuras 6.17 e 6.18 mostram as variações de frequência e de tensão para os estados com geração de 3,24 MW, nas configurações de 2 e de 3 máquinas, respectivamente. Quando 2 unidades estão presentes, a falha no Trecho 21 causa um aumento na tensão que supera 1,2 pu por um tempo superior a 0,16 s, corrigida pela atuação do relé de sobretensão, através da retirada de 1 unidade de operação. Depois do corte de geração, a capacidade de suprimento da PCH reduz para 1,62 MW, valor esse bem próximo à carga (1,586 MW). A atuação dos reguladores de tensão e de velocidade faz com que tanto a frequência quanto a tensão na ilha formada permaneçam dentro dos padrões definidos, como mostra a Figura 6.17.

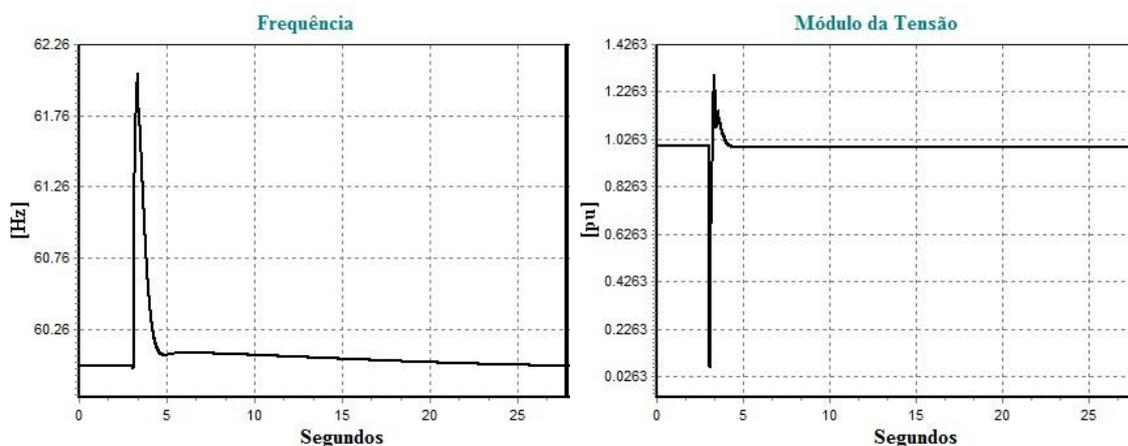
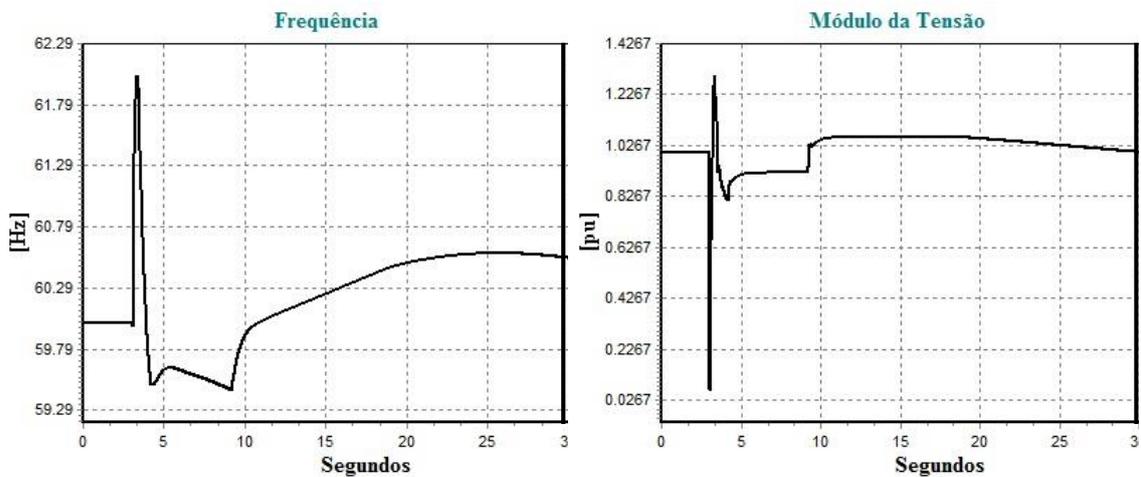


Figura 6.17. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 21 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW – PD – CM – 2 UN.

Por outro lado, no caso da PCH constituída de 3 máquinas, a retirada da primeira unidade por sobretensão, levando a capacidade de geração para 2,16 MW, não permite o retorno do nível de tensão para baixo de 1,2 pu, no tempo necessário. Isso acarreta na perda da segunda unidade. Com apenas uma máquina restante e capacidade de geração de 1,08 MW, é observada uma queda na frequência, corrigida com um corte de 40% da carga pela atuação dos relés de subfrequência. Apesar da variação na frequência mostrada na Figura 6.18, é possível perceber que a mesma retorna para o intervalo 59,5 Hz – 60,5 Hz em menos de 30 s após sair dessa faixa, como determina [75].



*Figura 6.18. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 21 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW – PD-CM-3UN.*

As falhas no Trecho 24, por sua vez, mostram que a análise da adequação subestima o efeito das diferenças entre os níveis de geração e de carga. Enquanto o IS calculado alcança 100%, com sobrevivência total da ilha nos estados associados, o mesmo índice reduz a zero pela análise da simulação dinâmica, independentemente do número de unidades disponíveis. O esquema de corte de geração não é capaz de corrigir as distorções causadas na frequência e na tensão, mesmo para o estado com o menor valor amostrado de capacidade de geração (2,44 MW). A Figura 6.19 mostra essas variações de frequência e de tensão obtidas na simulação dinâmica com 3 unidades.

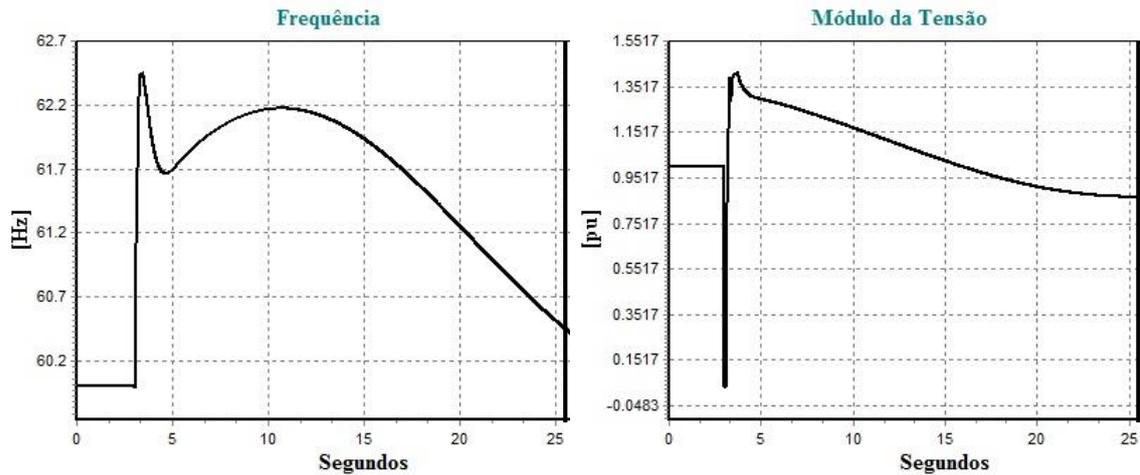


Figura 6.19: Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 24 – Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN.

O corte de 2 unidades geradoras em 0,285 s e 0,300 s após a falha no Trecho 24 é responsável pela correção da frequência da ilha. Porém, a tensão com a máquina restante continuaria acima de 1,2 pu por um tempo aproximado de 6 s, caso não fosse considerada a atuação do relé de sobretensão. Por violar os limites estabelecidos em [60], o estado amostrado está associado com a Não-Sobrevivência da ilha.

#### 6.1.2.2.2 Transição de Vazão e de Máquinas

A influência das Transições de Vazão e de Máquinas na operação ilhada do Alimentador 3, no patamar de Carga Média, pode ser visualizada por meio das informações apresentadas nas Tabelas 6.23, 6.24, 6.25, 6.26, 6.27 e 6.28. As Tabelas 6.23 e 6.24 apresentam todos os possíveis resultados da análise da adequação e da simulação dinâmica utilizados em paralelo com as Tabelas 6.3 e 6.21 na construção da Tabela 6.25, para verificar se a transição de vazão permite transformar os casos de ilhamentos mal sucedidos em estados de sobrevivência total da ilha.

Tabela 6.23. Influência das transições de vazão nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - PD - CM - Transição de Vazão											
GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
	1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)											
5,50	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	2UN
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
3,84	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
3,63	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
3,47	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
3,24	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
2,88	SP	7,28	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
2,44	SP	21,44	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1,59	SP	48,81	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)											
5,50	S	0,00	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	SP	20	1UN	SP	40	2UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,84	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
3,63	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
3,47	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
3,24	S	0,00	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
2,88	S	0,00	S	0	-	S	0	-	S	0	-
2,44	SP	5,10	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1,59	SP	38,16	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)											
5,50	S	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	20	2UN
3,84	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	20	2UN
3,63	S	0,00	NS	100	1UN	S	0	1UN	NS	100	3UN
3,47	S	0,00	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN
3,24	S	0,00	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN
2,88	S	0,00	NS	100	1UN	SP	20	1UN	S	0	-
2,44	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1,59	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	40	1UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)											
5,50	S	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,72	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4,16	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,84	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,63	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,47	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3,24	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,88	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2,44	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1,59	S	0,00	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

Tabela 6.24. Influência das transições de vazão na falha do Trechos 18 associada com uma unidade geradora da PCH em reparo - PCH 5,5 MW-PD-CM.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média - Transição de Vazão - Falha 1 UN.											
GD (MW)	Adequação				Dinâmica com Corte de Carga e de Geração						
	2 UN.		3 UN.		2 UN.			3 UN.			
	1 Operando		2 Operando		1 Operando			2 Operando			
	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)											
4,16	SP	19	S	0	SP	20	-	S	0	-	
3,84	SP	25	SP	0,43	NS	100	1UN	NS	100	2UN	
3,63	SP	29	SP	6	SP	40	-	SP	20	-	
3,47	SP	33	SP	10	SP	40	-	SP	20	1UN	
2,88	SP	44	SP	25	NS	100	1UN	NS	100	2UN	
2,44	SP	53	SP	37	SP	60	-	SP	40	-	
1,59	SP	69	SP	59	NS	100	1UN	SP	60	-	

Tabela 6.25. Taxas de Transição de Vazão acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CM.

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média - Influência das Taxas de Transição de Vazão da PCH em $\lambda$						
Nº de Ocorr.	GD (MW)	$\lambda_{PCH-TV}$ [f/ano]				
		Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração		
		1, 2 e 3 UN.	1 UN.	2 UN.	3 UN.	
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)						
2	2,88	0,523256	0,523256	0,523256	0,523256	
2	3,24	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	3,63	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
3	4,16	0,000000	0,210000	0,210000	0,210000	
1	4,72	0,000000	0,111111	0,111111	0,111111	
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)						
2	1,59	0,529412	0,235294	0,235294	0,235294	
1	2,44	0,557694	0,192308	0,192308	0,192308	
1	3,47	0,000000	0,112676	0,112676	0,112676	
1	3,63	0,000000	0,031008	0,038760	0,031008	
2	4,72	0,000000	0,000000	0,203704	0,000000	
1	0,00	0,000000	0,000000	0,000000	0,015504	
	1,62	0,000000				
	2,16	0,015504				
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)						
1	2,44	0,000000	0,000000	0,326924	0,192308	
4	3,24	0,000000	0,000000	0,000000	0,209302	
2	3,84	0,000000	0,000000	0,317830	0,023256	
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)						
1	2,44	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
2	2,88	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
3	3,47	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
1	3,84	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
2	4,16	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	

No que se refere aos resultados da Tabela 6.24, vale observar a influência da transição de vazão quando da ocorrência de falhas no Trecho 18, relacionadas com o estado associado com uma unidade em reparo. As taxas de transição de vazão da Tabela

6.25, para o caso de 3 unidades, em ambas as análises, adequação e dinâmica (0,015504 ocorrência/ano), são obtidas considerando-se que o estado de vazão associado com geração de 3,24 MW (2,16 MW com duas máquinas em operação) é decorrente do sucesso da operação ilhada quando se avalia a transição para 4,16 MW (2 unidades resultando numa geração de 2,77 MW).

As simulações envolvendo as transições de máquinas, por sua vez, são apresentadas nas Tabelas 6.26 e 6.27.

*Tabela 6.26. Influência das transições de máquinas nas falhas dos trechos do alimentador principal na operação ilhada - PCH 5,5 MW-PD-CM.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média - Transição de Máquina											
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação				Dinâmica com Corte de Carga e de Geração					
		2 UN.		3 UN.		2 UN.			3 UN.		
		1 Operando		2 Operando		1 Operando			2 Operando		
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)											
2	2,88	SP	54	SP	38	SP	60	-	SP	40	-
2	3,24	SP	48	SP	30	NS	100	1UN	SP	40	-
1	3,63	SP	42	SP	22	NS	100	1UN	NS	100	2UN
3	4,16	SP	33	SP	11	SP	40	-	SP	20	-
1	4,72	SP	24	S	0	NS	100	1UN	S	0	-
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)											
2	1,59	SP	69	SP	59	NS	100	1UN	SP	60	-
1	2,44	SP	53	SP	37	SP	60	-	SP	40	-
1	3,47	SP	33	SP	10	SP	40	-	SP	20	1UN
1	3,63	SP	29	SP	6	SP	40	-	SP	20	-
2	4,72	SP	8	S	0	SP	20	-	S	0	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1,08	-	-	SP	58	-	-	-	SP	60	-
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)											
1	2,44	SP	23	S	0	NS	100	1UN	S	0	-
4	3,24	S	0	S	0	S	0	-	SP	40	1UN
2	3,84	S	0	S	0	S	0	-	NS	100	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)											
1	2,44	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
2	2,88	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
3	3,47	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
1	3,84	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN
2	4,16	S	0	S	0	NS	100	1UN	NS	100	2UN

A Tabela 6.26 reúne as simulações cujas transições de máquinas estão relacionadas com casos onde a unidade geradora transita do estado operativo para um estado de falha e o sucesso do ilhamento passa a ser uma realidade.

Esse efeito pode ser observado para o estado com geração de 4,72 MW, onde uma configuração com 3 unidades, relacionada com a Sobrevivência Parcial da ilha (ver Tabela 6.21), transita para um caso de sucesso quando apenas 2 máquinas estão operando no momento da falha no Trecho 16. O ponto de operação, após a transição única de máquina, permite o ajuste da frequência e da tensão pelos respectivos reguladores, sem implicar em violações capazes de causar a atuação dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração.

O mesmo nível de geração (4,72 MW), para falhas no Trecho 18, também, contribui para o acúmulo da Taxa de Transição de Máquinas. A transição para um estado de reparo em uma das três unidades passa a viabilizar a operação ilhada. Da mesma forma, as falhas no Trecho 21 são sensíveis às transições de máquinas nos estados com geração de 3,84 MW (2 UN. – 1 operando) e 2,44 MW (3 UN. – 2 operando). Por outro lado, nenhuma transição de máquina permite o sucesso da operação ilhada na avaliação das falhas no Trecho 24, já que a sobrevivência total da ilha não é obtida em nenhuma das situações simuladas.

*Tabela 6.27. Influência do reparo da unidade falhada para a falha do Trechos 18 - PCH 5,5 MW-PD-CM.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - PD - CM - Reparo de Máquina Falhada												
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Adequação		Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1, 2 e 3 UN.		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Ilha	Corte (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)												
1	3,24	S	0	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN

Conforme mencionado anteriormente, as transições de máquinas compreendem, também, os casos de reparo de unidades falhadas, que transformam estados de ilhamento com corte de carga em situações de sobrevivência total da ilha. O retorno ao estado operativo da unidade falhada no respectivo estado amostrado relacionado com o Trecho 18 permite, sob o enfoque da análise da adequação, o sucesso da operação ilhada, como mostra a Tabela 6.27. Uma taxa de reparo de 88,2 ocorrências/ano, associada com o estado em questão, é acumulada. A mesma análise via simulação dinâmica não produz resultados favoráveis para a formação da ilha. A Não-Sobrevivência continua ocorrendo no caso de 1 unidade, devido as diferenças entre a geração (3,24 MW) e a carga (2,571

MW). Na configuração com 2 e com 3 máquinas, a sobrevivência é alcançada, porém após aplicação de cortes de carga da ordem de 40 e 20%, respectivamente.

As Figuras 6.20 e 6.21 apresentam as variações na frequência e na tensão para os casos com 1 e com 3 unidades, na avaliação do estado mostrado na Tabela 6.27.

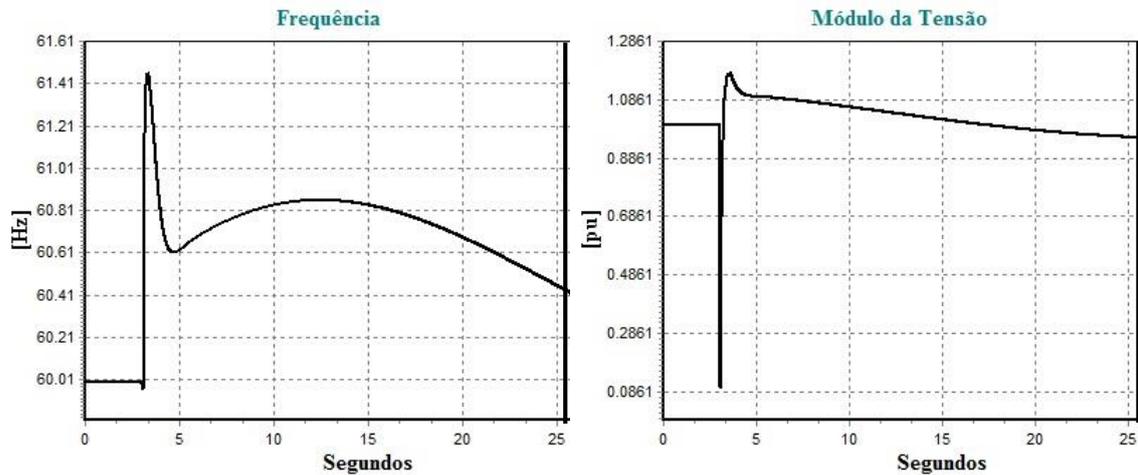


Figura 6.20. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 18 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW – CM – PD – 1 UN (Reparo de Máquina Falhada).

Na PCH com uma unidade, o reparo do gerador continua inviabilizando a operação ilhada no estado correspondente. A variação da tensão em níveis superiores a 1,1 pu acarreta a desconexão da PCH, 1,32 s após a falha no Trecho 18, conforme apresentado na Figura 6.20.

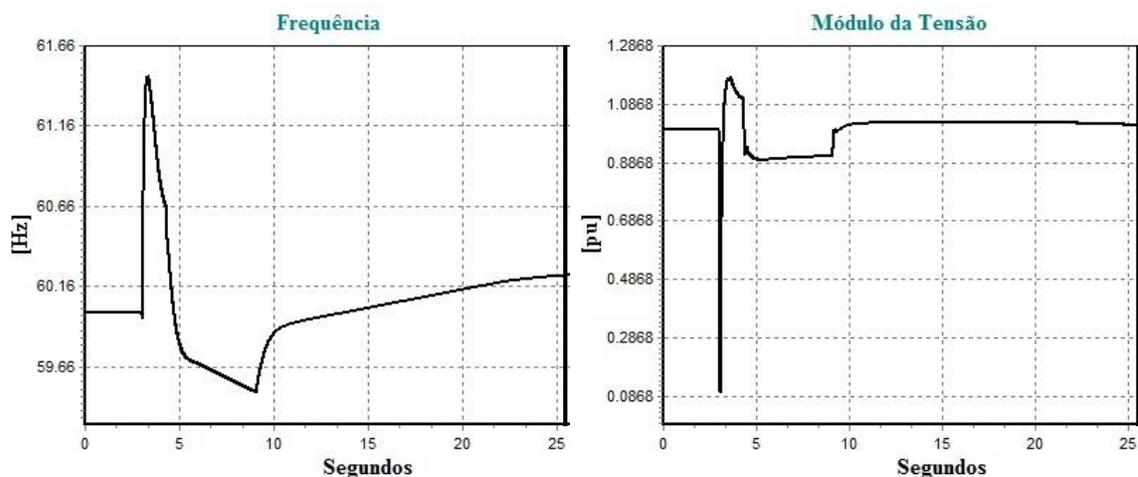


Figura 6.21. Variações da Frequência e da Tensão – Falha Trecho 18 – Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW – CM – PD – 3 UN (Reparo de Máquina Falhada).

O reparo da máquina falhada na configuração com 3 unidades garante uma situação de ilhamento com corte parcial da carga. A sobretensão inicial observada no caso anterior é corrigida através do corte de 1 unidade. Porém, com duas unidades, a capacidade de geração é inferior à carga, o que causa a queda na frequência observada na Figura 6.21, somente corrigida com um corte de 20% na carga 6,11 s após a falha.

O resumo da influência da Taxa de Transição de Máquinas, em cada estado amostrado na SMC e relacionado com a operação ilhada, pode ser visto na Tabela 6.28.

*Tabela 6.28. Taxas de Transição de Máquinas acumuladas por Estado Amostrado - PCH 5,5 MW-PD-CM.*

PCH 5,5 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média - Influência das Taxas de Transição de Máquinas da PCH em $\lambda$					
Estado SMC	GD (MW)	$\lambda_{PCH-TM}$ [f/ano]			
		Adequação	Dinâmica com Corte de Carga e de Geração		
		1, 2 e 3 UN.	1 UN.	2 UN.	3 UN.
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)					
2	2,88	0,0	0,0	0,0	0,0
2	3,24	0,0	0,0	0,0	0,0
1	3,63	0,0	0,0	0,0	0,0
3	4,16	0,0	0,0	0,0	0,0
1	4,72	0,0	0,0	0,0	5,4
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)					
2	1,59	0,0	0,0	0,0	0,0
1	2,44	0,0	0,0	0,0	0,0
1	3,47	0,0	0,0	0,0	0,0
1	3,63	0,0	0,0	0,0	0,0
2	4,72	0,0	0,0	0,0	5,4
1	0,00	88,2	0,0	0,0	0,0
	1,62				
	2,16				
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)					
1	2,44	0,0	0,0	0,0	5,4
4	3,24	0,0	0,0	0,0	0,0
2	3,84	0,0	0,0	3,6	0,0
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)					
1	2,44	0,0	0,0	0,0	0,0
2	2,88	0,0	0,0	0,0	0,0
3	3,47	0,0	0,0	0,0	0,0
1	3,84	0,0	0,0	0,0	0,0
2	4,16	0,0	0,0	0,0	0,0

### 6.1.2.2.3 Avaliação da Confiabilidade

Diante do exposto, a influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 no ilhamento pode ser quantificada através do cálculo dos índices de confiabilidade. A Tabela 6.29 apresenta os valores de  $\lambda$  por ponto de carga, obtidos através da análise da adequação e da simulação dinâmica, nas três configurações de máquinas utilizadas para a PCH, além de uma comparação com os resultados do Caso Base. As variações no  $IS_T$ , responsáveis pelos diferentes valores da Taxa Média de Falha, podem ser visualizadas na Tabela 6.30.

Tabela 6.29. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.

Estudo	Taxa Média de Falha $\lambda$ [ocorrências/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CM	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-CR-PD-CM	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Adequação-CR-PD-CM-1UN.	0,0125	0,0379	0,0379	0,0379
Adequação-CR-PD-CM-2UN.	0,0125	0,0379	0,0379	0,0379
Adequação-CR-PD-CM-3UN.	0,0125	0,0379	0,0379	0,0379
Dinâmica-CR-PD-CM-1UN.	0,0375	0,0876	0,1314	0,1877
Dinâmica-CR-PD-CM-2UN.	0,0375	0,0876	0,1064	0,1627
Dinâmica-CR-PD-CM-3UN.	0,0376	0,0876	0,1315	0,1878

Tabela 6.30. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.

Estudo	$IS_T$ por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Adequação-CR-PD-CP-1UN.	77,78	64,71	75,00	81,82
Adequação-CR-PD-CP-2UN.	77,78	64,71	75,00	81,82
Adequação-CR-PD-CP-3UN.	77,78	64,71	75,00	81,82
Dinâmica-CR-PD-CP-1UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-CR-PD-CP-2UN.	33,33	17,65	29,17	21,21
Dinâmica-CR-PD-CP-3UN.	33,33	17,65	12,50	9,09

A presença da PCH é responsável por proporcionar uma redução adicional no  $\lambda$  de todos os pontos de carga, comparativamente aos valores do índice em questão calculados para o CB-CR-PD-CM.

Os resultados produzidos com base na análise da adequação indicam que o uso de mais unidades geradoras não influencia a frequência da interrupção dos pontos de carga conectados ao Alimentador 3, o que pode ser percebido pelo  $IS_T$  constante. Esse impacto

é percebido, de forma mais significativa, na simulação dinâmica, quando a PCH de 2 unidades é utilizada. O maior valor do  $IS_T$  para eventos de falha que afetam os pontos de cargas LP13, 14 e 15 é proveniente da sobrevivência da ilha em 57,1% dos eventos relacionados com o Trecho 21, o que garante uma redução em  $\lambda$ . A Figura 6.22 ilustra graficamente as variações na Taxa Média de Falha obtidas para cada um dos estudos apresentados na Tabela 6.29.

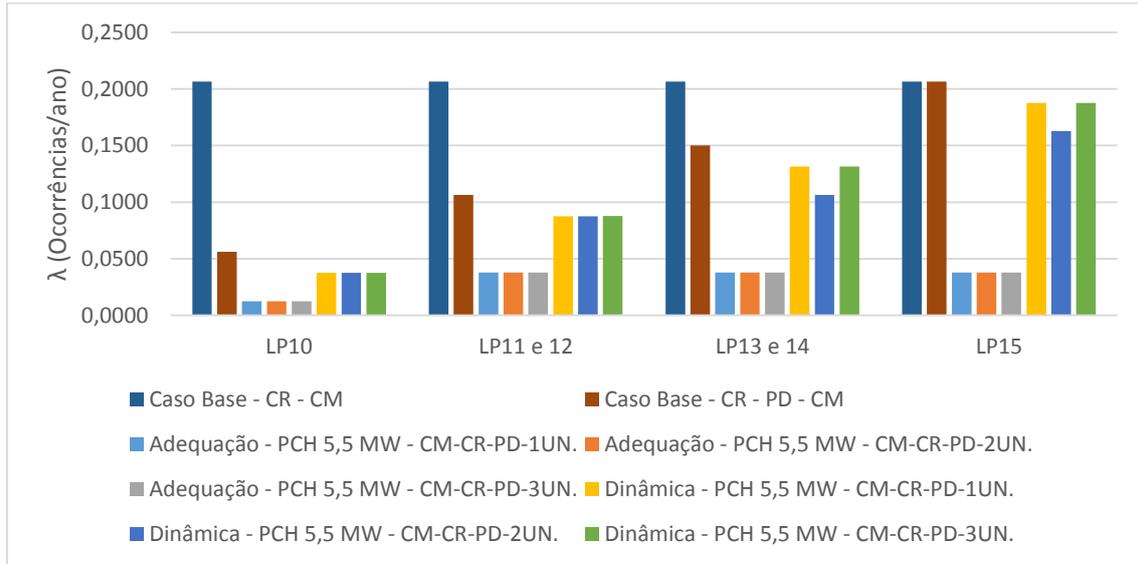


Figura 6.22. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.

Vale destacar que o pequeno aumento percebido nos valores de  $\lambda$  das cargas LP10, 13, 14 e 15, na configuração com 3 unidades geradoras, em comparação com aquela com uma máquina, para um mesmo  $IS_T$ , está diretamente relacionada com as taxas de transição de vazão e de máquinas da PCH.

O impacto da operação ilhada também pode ser observado em termos de energia, como mostram as Tabelas 6.31 e 6.32, que apresentam uma comparação entre os resultados da EENS e do IS, respectivamente. Adicionalmente, a Figura 6.23 apresenta uma comparação entre os diferentes resultados da EENS, obtidos para cada um dos casos avaliados na Tabela 6.31.

Tabela 6.31. EENS - PCH 5,5 MW–CR–PD–CM.

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CM	230,94	217,55	182,99	215,99	195,97
CB-CR-PD-CM	30,12	56,90	47,86	84,98	93,73
Adequação-CR-PD-CM-1UN.	0,49	6,64	5,58	7,02	5,63
Adequação-CR-PD-CM-2UN.	0,49	4,50	3,79	4,76	3,82
Adequação-CR-PD-CM-3UN.	0,49	3,79	3,19	4,01	3,22
Dinâmica-CR-PD-CM-1UN.	14,73	34,81	29,28	61,62	74,98
Dinâmica-CR-PD-CM-2UN.	8,70	17,41	14,64	29,05	48,87
Dinâmica-CR-PD-CM-3UN.	9,38	18,76	15,78	30,47	50,00

Tabela 6.32. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 MW–CR–PD–CM.

Estudo	IS por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Adequação-CR-PD-CM-1UN.	100,00	94,12	95,83	96,97
Adequação-CR-PD-CM-2UN.	100,00	100,00	100,00	100,00
Adequação-CR-PD-CM-3UN.	100,00	100,00	100,00	100,00
Dinâmica-CR-PD-CM-1UN.	55,56	47,06	33,33	24,24
Dinâmica-CR-PD-CM-2UN.	88,89	94,12	83,33	60,61
Dinâmica-CR-PD-CM-3UN.	100,00	100,00	95,83	69,70

A análise da adequação dos estados amostrados na SMC é sensível unicamente ao estado cuja unidade encontra-se falhada. A disponibilidade de 2 ou 3 máquinas supre essa indisponibilidade e garante, no patamar de carga média, o atendimento parcial às LP13, 14 e 15, em todos os estados. Consequentemente, esse aumento no IS implica em melhorias na EENS.

Da mesma forma, os resultados envolvendo a simulação dinâmica também destacam os benefícios da operação ilhada, embora em menor intensidade. O maior destaque fica por conta dos casos associados com a PCH de 2 e de 3 unidades, que garantem maiores reduções na EENS, percebida não apenas no estado com uma unidade falhada. Essas reduções são consequências do esquema de corte automático de geração que tanto sozinho quanto em combinação com o corte automático de carga gera pontos de operação estáveis em um número maior de ilhamentos.

É possível visualizar a partir das Tabelas 6.31 e 6.32 e da Figura 6.23 que apesar do IS mais elevado no caso com 3 unidades, os melhores resultados para a EENS são obtidos na configuração com duas máquinas, em todos os pontos de carga. Isso ocorre porque embora a utilização de 2 unidades garanta o sucesso da formação das ilhas em um

menor número de estados amostrados, o montante do corte de carga associado é inferior, como mostrado na Tabela 6.21. A participação dos estados com ilhamentos sem cortes de carga, que se reflete nos  $IS_T$  dos pontos de carga LP 13, 14 e 15, também contribui diretamente para esses resultados. A influência do esquema de corte automático de geração, exclusivamente, é responsável por permitir a sobrevivência total da ilha em 16,67% e 12,12% dos eventos de falha que afetam as cargas LP13-14 e 15, respectivamente. Para as mesmas ocorrências, os descartes de geração na configuração com 3 unidades não produzem pontos de operação estáveis sem cortes de cargas, o que se reflete no aumento da EENS.

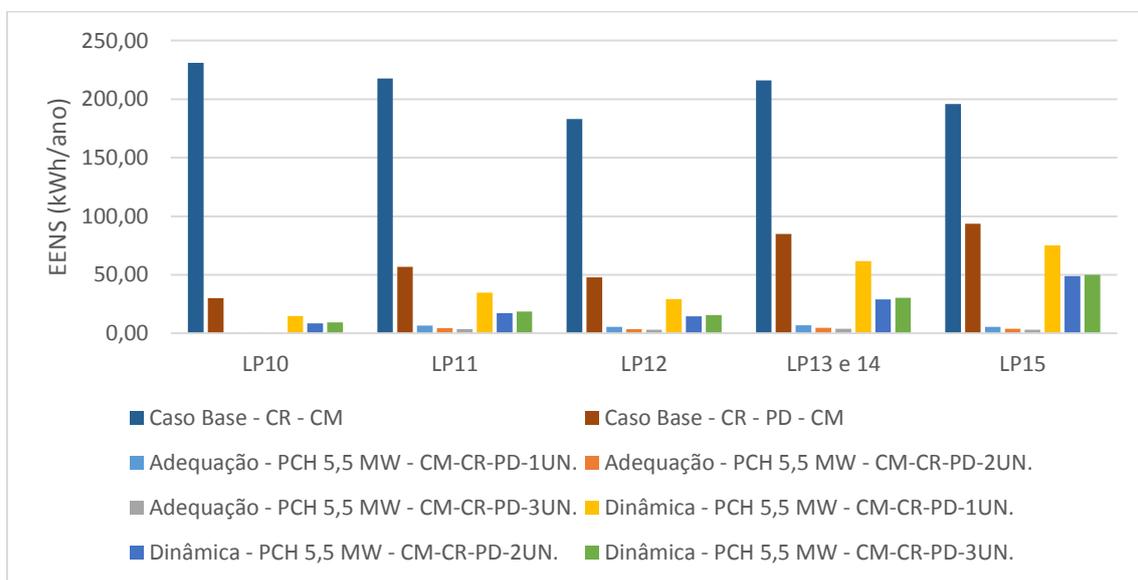


Figura 6.23. EENS - PCH 5,5 MW-CR-PD-CM.

Com base nos resultados dos índices  $\lambda$  e EENS, é possível perceber através das Tabelas 6.29 e 6.31 que as variações entre os estudos de adequação e dinâmica continuam acentuadas no patamar de carga média. As diferenças, nesses índices chegam a 79,78% (LP15) e 96,67% (LP10), respectivamente, destacando, mais uma vez, a importância da simulação dinâmica.

### 6.1.2.3 PCH 9,0 MW

Conforme mencionado anteriormente, o impacto da dinâmica do ilhamento, na avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de distribuição, está diretamente relacionado com o ponto de operação da rede numa situação pré-falha. Com base nisso, para destacar a influência das diferenças entre geração e carga na formação das ilhas e as consequências para os índices de confiabilidade, foram conduzidas novas simulações considerando-se a presença de uma PCH de maior capacidade (9,0 MW) e, também, o seu efeito no ilhamento nos dois patamares de carga considerados (CP e CM). Uma comparação dos resultados obtidos envolvendo a influência da simulação dinâmica, nos casos de utilização da PCH de 5,5 MW e 9,0 MW, nas três configurações de máquinas, será apresentada. Os índices calculados para o Caso Base serão incluídos na comparação.

#### 6.1.2.3.1 Carga Pesada – CP

A Tabela 6.33 apresenta os resultados das simulações dinâmicas aplicadas aos estados associados com a operação ilhada da PCH de 9,0 MW e responsáveis por afetar diretamente a confiabilidade dos pontos de carga do Alimentador 3. Os valores dos respectivos  $IS_P$  e  $IS_T$ , por trecho, obtidos em função da operação ilhada são mostrados na Tabela 6.34.

A participação dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, no Índice de Sobrevivência, por ponto de carga, pode ser visto através da Tabela 6.35. Quatro situações são consideradas na avaliação da influência dos esquemas utilizados. A primeira quantifica o percentual de sobrevivência da ilha através da utilização exclusiva do corte de geração. A segunda análise se refere ao uso do corte de carga na obtenção de um ponto de operação estável para a ilha. Na terceira estão reunidos os casos onde o ilhamento somente é alcançado por meio da combinação entre os dois esquemas. Na quarta, e última situação, são verificados a relação de estados amostrados cuja formação da ilha é garantida apenas pela atuação dos reguladores de tensão e de velocidade, sem influência dos esquemas de cortes automáticos.

Tabela 6.33. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 9,0 MW-PD-CP.

PCH 9,0 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Pesada										
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)										
2	4,71	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
2	5,30	S	0	-	S	0	-	S	0	-
1	5,94	S	0	-	S	0	-	S	0	-
3	6,81	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	60	2UN
1	7,72	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)										
2	2,60	SP	40	-	SP	40	-	SP	40	-
1	3,99	SP	20	-	SP	20	-	SP	20	-
1	5,68	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
1	5,94	NS	100	1UN	SP	40	1UN	SP	20	1UN
2	7,72	NS	100	1UN	SP	20	1UN	S	0	1UN
1	0,00	NS	100	-	SP	40	-	SP	20	-
	2,65									
	3,53									
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)										
1	3,99	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
4	5,30	NS	100	1UN	S	0	1UN	SP	40	2UN
2	6,28	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	20	2UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)										
1	3,99	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	4,71	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3	5,68	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	6,28	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	6,81	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

Tabela 6.34. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 9,0 MW-PD-CP.

Estudo	Índices de Sobrevivência por Trecho Falhado							
	Trecho 16		Trecho 18		Trecho 21		Trecho 24	
	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	22,2	33,3	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	55,6	33,3	100,0	0,0	0,0	57,1	0,0	0,0
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	55,6	33,3	75,0	25,0	85,7	0,0	0,0	0,0

*Tabela 6.35. Participação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração no IS - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–PD–CP.*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Atuação Exclusiva do Esquema de Corte Automático de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,00	0,00	0,00	0,00
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,00	0,00	0,00	3,03
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,00	0,00	16,67	12,12
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Atuação Exclusiva do Esquema de Corte Automático de Carga [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1-2-3UN.	77,78	52,94	41,67	30,30
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	22,22	29,41	20,83	15,15
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2-3UN.	22,22	35,29	25,00	18,18
Atuação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,00	0,00	16,67	12,12
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,00	0,00	25,00	18,18
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	33,33	41,18	29,17	21,21
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	33,33	29,41	45,83	33,33
Ilhamentos sem Atuação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1-2-3UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1-2-3UN.	33,33	17,65	12,50	9,09

A partir dos resultados mostrados na Tabela 6.33, as variações em  $\lambda$  de cada um dos pontos de carga conectados no Alimentador 3, para os estudos do Casos Base e, também, daqueles associados com as PCHs de 5,5 e 9,0 MW, são obtidas e apresentadas na Tabela 6.36. A comparação entre os resultados obtidos pode ser visualizada graficamente através da Figura 6.24. A Tabela 6.37, complementando as informações da Taxa Média de Falha, mostra o percentual de sucesso da operação ilhada sem corte de carga, através do  $IS_T$ .

*Tabela 6.36. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW–CR–PD–CP.*

Estudo	Taxa Média de Falha $\lambda$ [ocorrências/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-CR-PD-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1877
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,0375	0,0876	0,1314	0,1877
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,0375	0,0876	0,1064	0,1627
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,0376	0,0751	0,1189	0,1752

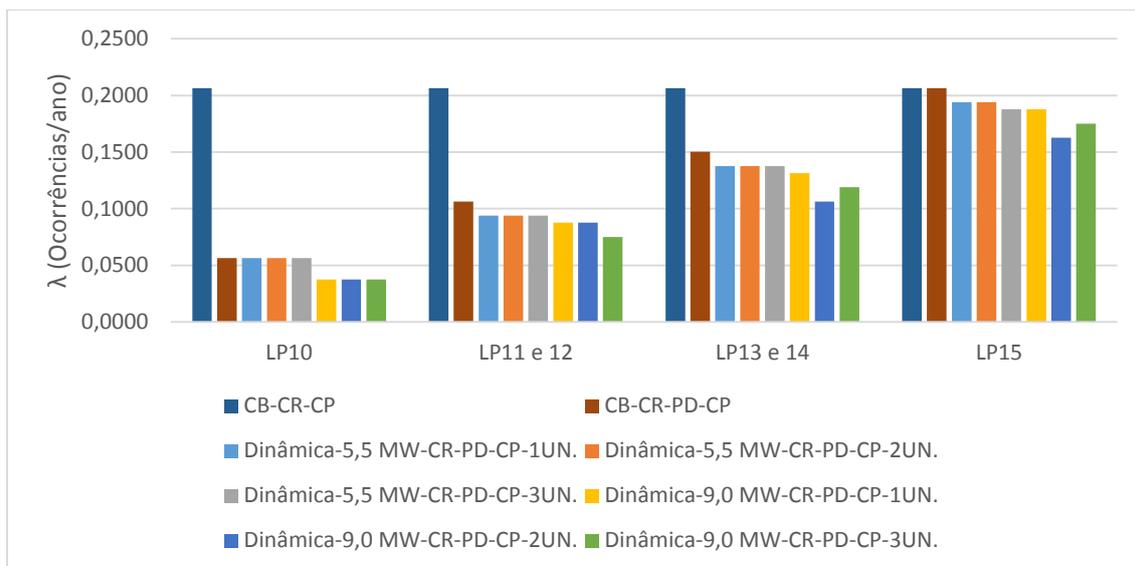


Figura 6.24. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.

Tabela 6.37. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.

Estudo	IS <sub>T</sub> por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,00	11,76	8,33	9,09
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	33,33	17,65	29,17	21,21
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	33,33	29,41	20,83	15,15

A redução no valor de  $\lambda$ , para a carga LP10, obtido com a PCH de 9,0 MW, se deve a um aumento de 33,33% no IS<sub>T</sub>, devido às falhas no Trecho 16, comparativamente ao calculado com a PCH de 5,5 MW, conforme mostrado na Tabela 6.37. O IS<sub>T</sub> para falhas no Trecho 16, único que afeta a carga LP10, é proveniente da sobrevivência da ilha devido a atuação dos reguladores de tensão e de velocidade, que são capazes de ajustar os respectivos parâmetros sem violar as condições operativas aceitáveis durante o período transitório, como pode ser visto na Tabela 6.35. Com isso, a sobrevivência da ilha ocorre sem atuação dos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, o que mantém o IS<sub>T</sub> constante nas 3 configurações de máquinas da PCH de 9,0 MW.

A diferença na Taxa Média de Falha associada com a PCH de 3 unidades, em relação aquelas obtidas com 1 e 2 geradores, é consequência do impacto das taxas de transição de vazão e de máquinas, acumuladas para os estados de sucesso alcançáveis a partir daqueles relacionados com a Não-Sobrevivência ou Sobrevivência Parcial da ilha.

As variações no índice em questão, para os demais pontos, também são consequências do maior  $IS_T$ , proporcionado pelo uso da geração de maior capacidade. O benefício do esquema de corte automático de geração se destaca com a PCH de 9,0 MW, o que pode ser percebido pelas variações em  $\lambda$  e no  $IS_T$ . O aumento do  $IS_T$  de 17,65% para 29,41%, alcançado com o uso de 3 unidades, para falhas que afetam os pontos de carga LP11 e 12, por exemplo, é consequência direta da sobrevivência da ilha após o corte exclusivo de geração em 11,76% dos casos, como pode ser visualizado nas Tabelas 6.35 e 6.37.

As cargas LP13 e 14 também se beneficiam do uso de um número maior de unidades geradoras, associada com a PCH de 9,0 MW. No entanto, a utilização de duas máquinas é responsável por garantir a obtenção de um ponto de operação estável para a ilha em mais situações de falhas que afetam esses pontos, acarretando um  $IS_T$  de 29,17%.

Ao contrário do que ocorre com a PCH de 5,5 MW (3 unidades), para falhas no Trecho 24, onde a ilha sobrevive em 11,1% desses eventos (ver 6.11), a presença da PCH de 9,0 MW não garante a formação da ilha em nenhum desses casos, de acordo com as Tabelas 6.33 e 6.34. Por outro lado, o melhor desempenho na estabilidade da ilha para falhas nos demais trechos que afetam a carga LP15, principalmente com 2 unidades, permite a obtenção do menor valor de  $\lambda$  (0,1627 ocorrência/ano) para esse ponto de carga, estando associado com um  $IS_T$  de 21,21%, conforme mostrado na Tabela 6.37.

A operação ilhada e os esquemas de cortes automáticos de carga e de geração também são responsáveis por afetar diretamente a EENS. A Tabela 6.38 e a Figura 6.25 apresentam uma comparação entre os valores da EENS obtidos via simulação dinâmica, através do uso da PCH de 5,5 e 9,0 MW, nas 3 configurações de máquinas consideradas, além do benefício na confiabilidade em relação ao Caso Base. A Tabela 6.39, por sua vez, apresenta os diferentes valores do IS.

*Tabela 6.38. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.*

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CP	374,25	352,55	296,44	349,94	323,75
CB-CR-PD-CP	48,82	92,21	77,53	137,68	154,83
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1UN.	21,70	45,56	38,31	83,76	110,73
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	21,70	45,56	38,31	69,99	99,47
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	21,70	45,56	38,31	60,81	87,27
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	23,87	56,41	47,43	99,82	123,87
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	14,10	28,21	23,72	47,07	80,73
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	17,36	26,04	21,90	44,76	78,84

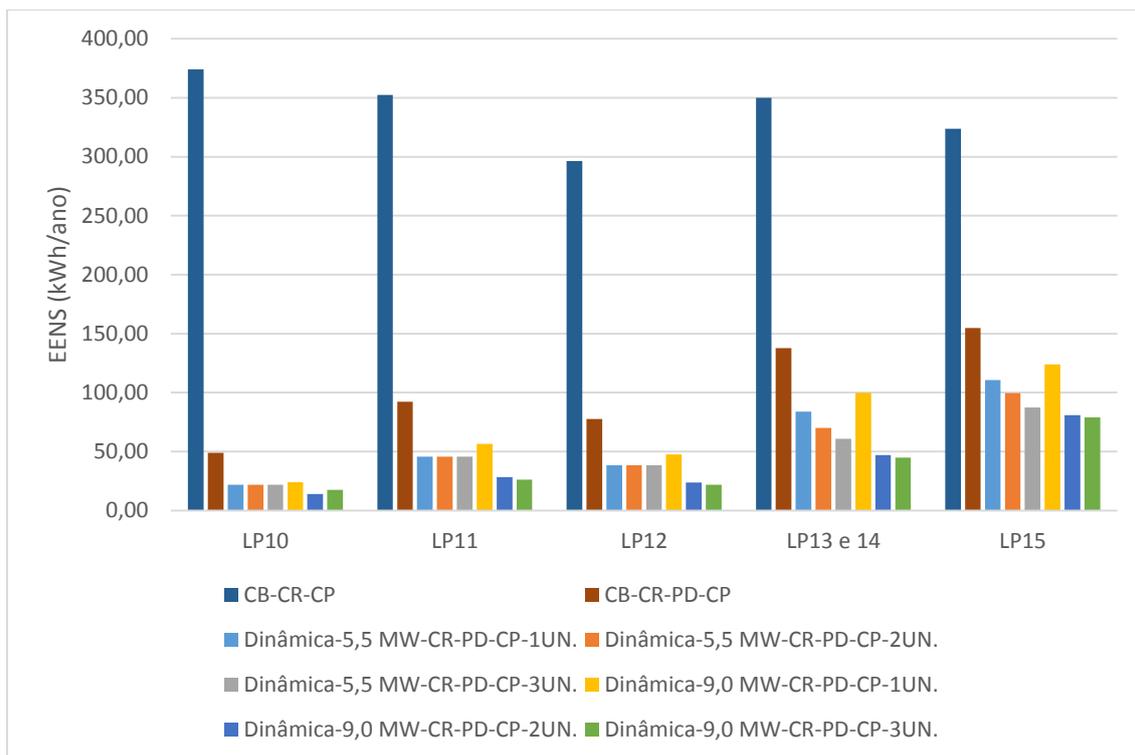


Figura 6.25. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.

Tabela 6.39. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP.

Estudo	IS por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1UN.	77,78	64,71	50,00	36,36
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	77,78	64,71	66,67	48,48
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	77,78	64,71	75,00	57,58
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	55,56	47,06	33,33	24,24
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	88,89	94,12	83,33	60,61
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	88,89	94,12	91,67	66,67

O aumento da EENS, quando da utilização da PCH de 9,0 MW com 1 unidade, em todos os pontos de carga, está relacionado com um maior IS, que se traduz não apenas pelo número mais elevado de estados NS ou SP, mas na severidade dos cortes de carga associados. Isso pode ser visualizado através da comparação das Tabelas 6.10 e 6.33. A impossibilidade do descarte de unidades geradoras durante o período transitório introduz uma dificuldade considerável na sobrevivência da ilha, uma vez que as diferenças entre geração e carga aumentam com a PCH de 9,0 MW. Quando são consideradas 2 ou 3 unidades, o problema é minimizado, o que garante um aumento no IS dos pontos de carga e, conseqüentemente, uma redução na EENS.

### 6.1.2.3.2 Carga Média – CM

A análise comparativa do impacto da operação ilhada, como consequência das falhas nos trechos do Alimentador 3, foi avaliada também para o patamar de carga média. Quando se considera a conexão da PCH de 9,0 MW, as diferenças entre carga e geração das ilhas formadas ficam acentuadas, acarretando em redução no IS e aumento nos índices de considerados, ao contrário do que se espera em estudos tradicionais de confiabilidade.

A Tabela 6.40 apresenta as influências das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada associada com a PCH de 9,0 MW.

*Tabela 6.40. Influência das falhas nos trechos do Alimentador 3 na operação ilhada - PCH 9,0 MW-PD-CM.*

PCH 9,0 MW - Operação Ilhada - Proteção Dupla - Carga Média										
Nº de Ocorr.	GD (MW)	Dinâmica com Corte de Carga e de Geração								
		1 UN.			2 UN.			3 UN.		
		Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD	Ilha	Corte Carga (%)	Corte GD
Trecho 16 (Carga Ilha = 3,106 MW)										
2	4,71	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	60	2UN
2	5,30	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	5,94	NS	100	1UN	SP	20	1UN	NS	100	3UN
3	6,81	NS	100	1UN	S	0	1UN	NS	100	3UN
1	7,72	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 18 (Carga Ilha = 2,571 MW)										
2	2,60	S	0	-	S	0	-	S	0	-
1	3,99	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	5,68	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	40	2UN
1	5,94	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	7,72	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	0,00	NS	100	-	S	0	-	SP	40	2UN
	2,65									
	3,53									
Trecho 21 (Carga Ilha = 1,586 MW)										
1	3,99	NS	100	1UN	NS	100	2UN	SP	20	2UN
4	5,30	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	6,28	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
Trecho 24 (Carga Ilha = 0,454 MW)										
1	3,99	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	4,71	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
3	5,68	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
1	6,28	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN
2	6,81	NS	100	1UN	NS	100	2UN	NS	100	3UN

A Tabela 6.41 resume os  $IS_P$  e  $IS_T$ , por trecho, para as três configurações da PCH de 9,0 MW, com destaque para o caso de 1 unidade, onde a sobrevivência da rede somente

é alcançada em 25% das falhas no Trecho 18. Isso corresponde apenas a 6,06% de todos os casos de ilhamentos.

*Tabela 6.41. Índice de Sobrevivência por Trecho - PCH 9,0 MW-PD-CM.*

Estudo	Índices de Sobrevivência por Trecho Falhado							
	Trecho 16		Trecho 18		Trecho 21		Trecho 24	
	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>	IS <sub>P</sub>	IS <sub>T</sub>
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	11,1	33,3	0,0	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	22,2	0,0	25,0	25,0	14,3	0,0	0,0	0,0

O melhor aproveitamento proporcionado pela utilização de 2 e de 3 unidades se deve aos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração. A Tabela 6.42 mostra os percentuais de participações desses esquemas no IS, por ponto de carga. A sobrevivência da ilha, sem corte de carga, para falhas nos Trechos 16, na PCH de 9,0 MW e 2 unidades (IS<sub>T</sub> de 33,3%, na Tabela 6.41) está diretamente relacionada com a obtenção de um ponto de operação estável após o corte exclusivo de geração. Esse descarte de 1 UN, em três estados amostrados associados com geração da PCH de 6,81 MW, de acordo com a Tabela 6.40, garante uma melhoria nos índices de confiabilidade de todos pontos de carga.

*Tabela 6.42. Participação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração no IS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Atuação Exclusiva do Esquema de Corte Automático de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,00	0,00	16,67	12,12
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,00	0,00	0,00	0,00
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,00	0,00	0,00	0,00
Atuação Exclusiva do Esquema de Corte Automático de Carga [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	22,22	29,41	20,83	15,15
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2-3UN.	22,22	35,29	25,00	18,18
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1-2-3UN.	0,00	0,00	0,00	0,00
Atuação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	33,33	41,18	29,17	21,21
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	44,44	47,06	58,33	42,42
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	11,11	5,88	4,17	3,03
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	22,22	23,53	20,83	15,15
Ilhamentos sem Atuação dos Esquemas de Cortes Automáticos de Carga e de Geração [%]				
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1-2-3UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1-3UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,00	17,65	12,50	9,09

A Tabela 6.43 e Figura 6.26 apresentam as diferenças em  $\lambda$ , no patamar de carga média. Adicionalmente, a Tabela 6.44 compara os resultados dos  $IS_T$  por ponto de carga, em todos os estudos com as PCHs de 5,5 e 9,0 MW. O benefício da operação ilhada pode ser, também, verificado a partir da comparação com os resultados do Caso Base, incluídos na análise.

Tabela 6.43. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.

Estudo	Taxa Média de Falha $\lambda$ [ocorrências/ano]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CM	0,2064	0,2064	0,2064	0,2064
CB-CR-PD-CM	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,0375	0,0876	0,1314	0,1877
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,0375	0,0876	0,1064	0,1627
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,0376	0,0876	0,1315	0,1878
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,0376	0,0689	0,1127	0,1690
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,0564	0,0940	0,1378	0,1941

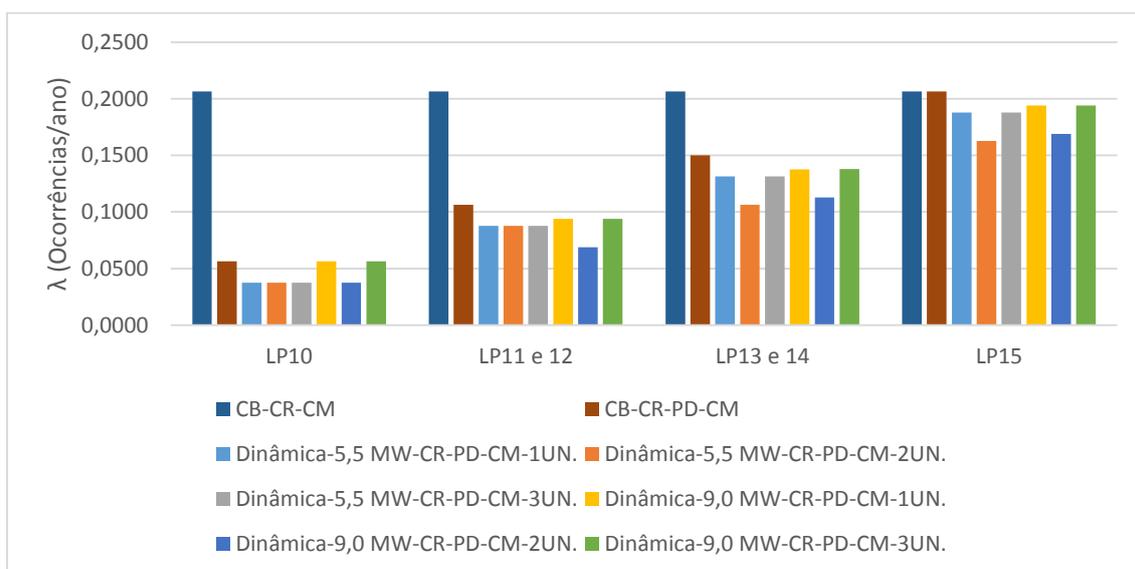


Figura 6.26. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.

Tabela 6.44. Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.

Estudo	$IS_T$ por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	33,33	17,65	29,17	21,21
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	33,33	17,65	12,50	9,09
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	33,33	35,29	25,00	18,18
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,00	11,76	8,33	6,06

É possível visualizar, a partir da Tabela 6.43 e da Figura 6.26, a influência da maior precisão nos resultados envolvendo a simulação dinâmica, onde a utilização de unidades de maior capacidade, para fins de sobrevivência da ilha, pode não garantir os maiores benefícios em termos de confiabilidade. No que diz respeito à Taxa Média de Falha, as únicas cargas beneficiadas de forma mais significativa pela utilização da PCH de 9,0 MW (2 UN) são LP11 e 12, cuja sobrevivência da ilha, em falhas que afetam esses pontos, atinge 35,29%, conforme mostrado na Tabela 6.44. Esse valor é obtido com a sobrevivência das ilhas em casos de falhas nos Trechos 16 e 18, devido ao uso exclusivo do corte de geração (17,65%) e dos ilhamentos bem sucedidos apenas com atuação dos reguladores de tensão e de velocidade (17,65%), como mostra a Tabela 6.42.

Nos demais pontos de cargas, a conexão da PCH de 5,5 MW, nas mesmas condições de operação, traz as maiores melhorias em  $\lambda$ , com destaque para a configuração com duas unidades geradoras, que são capazes de proporcionar uma maior redução no índice das cargas LP13, 14 e 15.

O mesmo pode ser observado em termos de energia, como mostra a Tabela 6.45 e a Figura 6.27, que apresentam uma comparação entre os resultados da EENS. De forma complementar, a Tabela 6.46 mostra as variações do IS.

*Tabela 6.45. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.*

Estudo	EENS [kWh/ano]				
	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CM	230,94	217,55	182,99	215,99	195,97
CB-CR-PD-CM	30,12	56,90	47,86	84,98	93,73
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	14,73	34,81	29,28	61,62	74,98
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	8,70	17,41	14,64	29,05	48,87
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	9,38	18,76	15,78	30,47	50,00
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1UN.	30,12	50,20	42,23	77,90	88,05
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	17,41	34,16	28,73	60,93	74,43
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	27,47	43,56	36,64	68,08	80,17

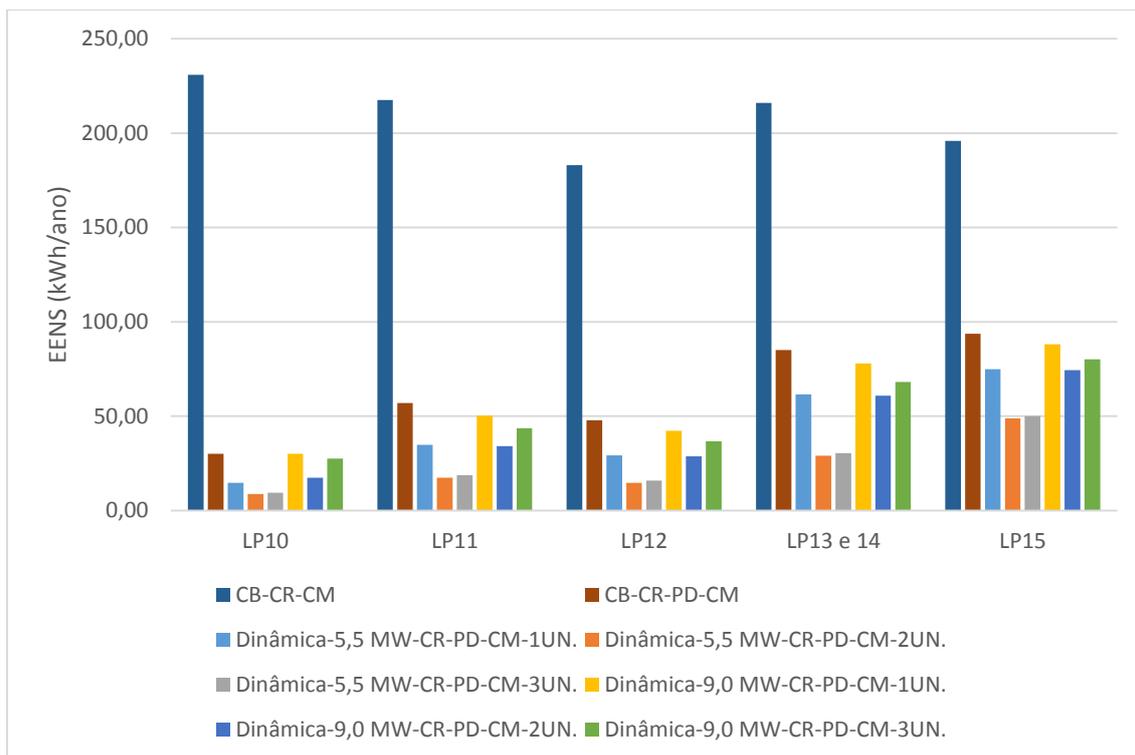


Figura 6.27. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.

Tabela 6.46. Índice de Sobrevivência - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CM.

Estudo	IS por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	55,56	47,06	33,33	24,24
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	88,89	94,12	83,33	60,61
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	100,00	100,00	95,83	69,70
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	44,44	41,18	29,17	21,21
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	22,22	35,29	29,17	21,21

Esses resultados mostram, mais uma vez, a influência da simulação dinâmica nos resultados. As variações na EENS, em função das dificuldades de obtenção de um ponto de operação estável, durante a formação das ilhas no patamar de carga média, são percebidas apenas através do modelo de avaliação da confiabilidade proposto.

### 6.1.2.4 Avaliação da Confiabilidade do Alimentador 3

A partir dos resultados dos índices de confiabilidade dos pontos de carga são calculados os índices do conjunto. O objetivo é medir o impacto sistêmico da operação ilhada na confiabilidade do Alimentador 3. As Tabelas 6.47 e 6.48 apresentam os resultados desses índices, calculados por meio da simulação dinâmica, nos dois patamares de carga, pesada e média, respectivamente. É possível perceber que a presença da PCH é responsável por uma redução nos índices de confiabilidade do Alimentador 3, em todos os estudos conduzidos, comparativamente ao CB e CB-PD. Essa melhoria está diretamente relacionada com a possibilidade da operação ilhada.

*Tabela 6.47. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 - CP.*

Estudo	Alimentador 3		
	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CP	0,2064	0,4153	2046,87
CB-CR-PD-CP	0,0914	0,0914	648,75
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,0831	0,0831	383,82
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,0831	0,0831	345,02
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,0830	0,0830	314,46
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-1UN.	0,0727	0,0727	451,24
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-2UN.	0,0722	0,0722	240,90
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CP-3UN.	0,0643	0,0643	233,68

*Tabela 6.48. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 - CM.*

Estudo	Alimentador 3		
	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CM	0,2064	0,4153	1259,44
CB-CR-PD-CM	0,0914	0,0914	398,57
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,0727	0,0727	277,04
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,0722	0,0722	147,73
Dinâmica-5,5 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,0727	0,0727	154,85
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-1UN.	0,0831	0,0831	366,40
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-2UN.	0,0602	0,0602	276,59
Dinâmica-9,0 MW-CR-PD-CM-3UN.	0,0832	0,0832	323,99

Na avaliação do patamar de carga pesada, com base na Tabela 6.47, é possível perceber, de uma forma geral, uma melhoria progressiva na confiabilidade do Alimentador 3, proporcionada pela utilização das PCHs de 5,5 MW e de 9,0 MW.

Para os índices de frequência e duração (SAIFI e SAIDI), a PCH-5,5MW-2UN não garante melhores resultados em relação a PCH-5,5MW-1UN. Uma pequena redução é obtida apenas com a utilização de 3 unidades. Por outro lado, o aumento no número de unidades geradoras permite reduções adicionais na EENS.

No caso da PCH de 9,0 MW, o benefício obtido com o aumento no número de máquinas é percebido em todos os índices. Deve-se destacar que na comparação entre os resultados da PCH-9,0MW-1UN com a PCH-5,5MW-1UN, o desempenho em termos de EENS é melhor nessa última. A razão para esse fato está na melhor resposta dos sistemas de controle da PCH de 5,5 MW para as condições da operação ilhada amostradas na SMC Não-Sequencial, o que implica em um IS mais elevado e em interrupções com menor intensidade de corte de carga.

Essa questão, capturada pelo modelo proposto, fica ainda mais evidente quando se analisa a influência da operação ilhada no patamar de carga média, como mostra a Tabela 6.48.

O melhor resultado para os índices SAIFI e SAIDI é obtido com a PCH-9,0MW-2UN. Porém, nesses índices, a PCH de 5,5 MW, com 1 e com 3 unidades, garante reduções mais significativas que aquelas calculadas com as mesmas configurações de máquinas na PCH de 9,0 MW. Na EENS, a operação ilhada com a PCH-5,5MW-2UN se destaca, oferecendo a maior redução no índice em questão, com 147,73 kWh/ano.

Um outro ponto a ser observado está relacionado com os resultados dos estudos envolvendo a PCH de 9,0 MW, na Carga Média. Os mesmos conseguem ser piores que aqueles obtidos no patamar de carga pesada, para os índices de frequência e duração (1 e 3 unidades) e EENS (2 e 3 unidades), destacando, mais uma vez, a importância do modelo proposto para esse tipo de avaliação da confiabilidade associado com a operação ilhada de sistemas de distribuição.

#### 6.1.2.5 Análise Comparativa

Com o objetivo de destacar, de forma resumida, as principais diferenças entre cada um dos aspectos considerados nos estudos conduzidos, as seguintes comparações serão analisadas:

- Benefício da Proteção x Benefício da Operação Ilhada
- PCH 5,5 MW x PCH 9,0 MW
- Carga Pesada x Carga Média

As análises serão realizadas a partir das reduções percentuais dos índices de confiabilidade em relação aos resultados do Caso Base.

#### 6.1.2.5.1 Benefício da Proteção X Benefício da Operação Ilhada

A Tabela 6.49 apresenta as reduções percentuais da Taxa Média de Falha em relação ao CB-CR-CP, para as PCHs de 5,5 MW e 9,0 MW.

*Tabela 6.49. Redução Percentual de  $\lambda$  em relação ao CB-CR-CP (%).*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-PD-CP	72,73	48,48	27,27	0,00
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-1UN.	72,73	54,55	33,33	6,06
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-2UN.	72,73	54,55	33,33	6,06
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-3UN.	72,73	54,55	33,33	9,09
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-1UN.	81,82	57,57	36,36	9,09
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-2UN.	81,82	57,57	48,47	21,19
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-3UN.	81,81	63,63	42,40	15,13

A substituição das chaves manuais por dispositivos de proteção é responsável por proporcionar as maiores reduções percentuais em  $\lambda$ , em relação ao caso base, comparativamente ao benefício obtido com a operação ilhada. De acordo com a Tabela 6.49, a melhoria na Taxa Média de Falha com a utilização do esquema PD varia de 72,73% (LP10) a 27,27% (LP14). Por outro lado, a operação ilhada, com a presença da PCH de 5,5 MW, por exemplo, permite reduções adicionais de 0% a 6,06%, para esses menos pontos. Apenas a carga LP15 se beneficia com a operação ilhada, uma vez que a introdução do esquema PD, isoladamente, não contribui para uma redução no  $\lambda$  do referido ponto. Nesse caso, a melhoria chega a 9,09% em relação ao resultado do caso base, dependendo do número de unidades geradoras na PCH.

Essas diferenças podem ser observadas, também, na EENS, como mostra a Tabela 6.50.

Tabela 6.50. Redução Percentual da EENS em relação ao CB-CR-CP (%).

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-PD-CP	86,96	73,85	60,66	52,17
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-1UN.	94,20	87,08	76,06	65,80
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-2UN.	94,20	87,08	80,00	69,27
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-3UN.	94,20	87,08	82,62	73,04
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-1UN.	93,62	84,00	71,47	61,74
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-2UN.	96,23	92,00	86,55	75,06
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-3UN.	95,36	92,61	87,21	75,65

Enquanto a substituição das chaves manuais pelo esquema PD garante benefícios de 86,96% (LP10) a 52,17% (LP15), a possibilidade da PCH de 5,5 MW operar de forma ilhada gera reduções adicionais de no máximo 21,96% (LP13 e 14 – 3 UN.) na EENS.

Para os índices de confiabilidade do Alimentador 3, as reduções obtidas pelo ilhamento da PCH de 5,5 MW foram de até 4,09% (SAIFI), 2,04% (SAIDI) e 16,33% (EENS), bem inferiores aos benefícios proporcionados pelo CB-CR-PD-CP, em relação ao caso base, com mostra a Tabela 6.51.

Tabela 6.51. Redução percentual dos índices de confiabilidade do Alimentador 3 em relação ao CB-CR-CP (%).

Estudo	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-PD-CP	55,71	77,98	68,31
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-1UN.	59,75	79,99	81,25
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-2UN.	59,75	79,99	83,14
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-3UN.	59,80	80,02	84,64
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-1UN.	64,79	82,50	77,95
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-2UN.	65,02	82,61	88,23
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-3UN.	68,83	84,51	88,58

Embora o ilhamento intencional e automático seja possível apenas com a troca das chaves manuais por dispositivos de proteção, a participação desses, no esquema PD, é mais significativa para a melhoria da confiabilidade que a possibilidade de manutenção do suprimento pela PCH. Isso está relacionado com o fato de que cargas a montante do trecho falhado deixam de ser afetadas, o que gera um ganho considerável na maioria dos estados amostrados. Para as cargas afetadas, que poderiam ser beneficiadas pela operação ilhada, os baixos índices de sobrevivência são responsáveis por essas diferenças.

#### 6.1.2.5.2 PCH 5,5 MW X PCH 9,0 MW

A presença de uma PCH de maior capacidade garante, de uma forma geral, reduções adicionais nos índices de confiabilidade. Como pode ser observado na Tabela 6.49, a PCH de 9,0 MW permite melhoria na Taxa Média de Falha em todos os pontos de carga. Os ganhos percentuais em relação ao caso base variam de 9,09% (LP10 a 12) a 15,14% (LP13 a 15).

Devido ao impacto dos aspectos dinâmicos, a sobrevivência da ilha pode ficar prejudicada devido as maiores diferenças entre geração e carga, no ponto de operação pré-falha. Isso afeta o IS e conseqüentemente os índices de confiabilidade, principalmente a EENS que é mais sensível a essas variações. O caso da PCH 9,0 MW (1 UN.) exemplifica essa situação, onde a melhoria na EENS é inferior ao alcançada com a PCH de 5,5 MW (redução adicional na EENS de até 4,59%, nos pontos LP13 e 14, em relação aos resultados do caso base, com a PCH de menor capacidade), como mostrado na Tabela 6.50. Por outro lado, a maior flexibilidade para a operação ilhada devido à presença de um número maior de máquinas, garante reduções de 5,54% (LP11 e 12 – 3UN.) e 6,55% (LP13 e 14 – 2UN.), por exemplo, em favor da PCH de 9,0 MW.

Nos índices do conjunto isso pode ser, também, observado. As reduções adicionais, de acordo com a Tabela 6.51, chegam a 9,03%, 4,49% e 5,09%, para os índices SAIFI, SAIDI e EENS, respectivamente.

Apesar desses ganhos na confiabilidade, vale destacar que para essas melhorias, que não chegam a 10% nos índices do alimentador, serem alcançadas está sendo considerado um aumento de 63,63% na capacidade de geração. Portanto, esse aumento não reflete de forma proporcional na melhoria da confiabilidade, principalmente quando a dinâmica do ilhamento é incorporada nas avaliações. Isso porque com unidades de maior capacidade na ilha aumenta a probabilidade da geração ser maior que a carga, o que pode afetar a sobrevivência da ilha.

#### 6.1.2.5.3 Carga Pesada X Carga Média

O patamar de carga média do sistema RBTS equivale a aproximadamente 62% da carga pesada. As reduções percentuais obtidas para os índices, nessa situação, podem ser visualizadas nas Tabelas 6.52, 6.53 e 6.54, que mostram respectivamente  $\lambda$ , EENS e os índices para o Alimentador 3.

Tabela 6.52. Redução Percentual de  $\lambda$  em relação ao CB-CR-CM (%).

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-PD-CM	72,73	48,48	27,27	0,00
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-1UN.	81,82	57,57	36,36	9,09
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-2UN.	81,82	57,57	48,47	21,19
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-3UN.	81,81	57,55	36,32	9,05
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-1UN.	72,73	54,55	33,33	6,06
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-2UN.	81,81	66,65	45,43	18,16
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-3UN.	72,73	54,49	33,24	5,97

Tabela 6.53. Redução Percentual da EENS em relação ao CB-CR-CM (%).

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-PD-CM	86,96	73,85	60,66	52,17
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-1UN.	93,62	84,00	71,47	61,74
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-2UN.	96,23	92,00	86,55	75,06
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-PD-3UN.	95,94	91,38	85,89	74,49
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-1UN.	86,96	76,92	63,93	55,07
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-2UN.	92,46	84,30	71,79	62,02
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-PD-3UN.	88,11	79,98	68,48	59,09

Tabela 6.54. Redução percentual dos índices de confiabilidade do Alimentador 3 em relação ao CB-CR-CM (%).

Estudo	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-PD-CP	55,71	77,98	68,35
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-1UN.	64,79	82,50	78,00
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-2UN.	65,02	82,61	88,27
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-PD-3UN.	64,77	82,49	87,70
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-1UN.	59,75	79,99	70,91
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-2UN.	70,85	85,51	78,04
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-PD-3UN.	59,71	79,97	74,27

Descontando o benefício da proteção e comparando as Tabela 6.49 e 6.52, é possível perceber que os resultados obtidos com a operação ilhada, no patamar de carga média, chegam a apresentar reduções adicionais de até 21,2% na frequência de interrupção (PCH de 5,5 MW – LP13 a 15 – 2 UN.). Paralelamente, na carga pesada, o caso em questão proporciona benefício de 6,06%, o que corresponde a uma diferença de 15,14% entre os dois patamares.

Por outro lado, com a PCH de 9,0 MW, os resultados das simulações na carga pesada apresentam reduções adicionais em  $\lambda$  de aproximadamente 9% (LP 10 a 15 –

3UN.), quando comparado com a carga média, mesmo com um alívio de 38% para o alimentador, neste último caso. O ponto de operação em algumas situações de falhas são menos favoráveis para o sucesso do ilhamento quando se avalia a PCH de 9,0 MW na carga média, o que afeta o índice de sobrevivência da ilha, conforme discutido no 6.1.2.3.

O mesmo pode ser observado para a EENS, de acordo com as Tabelas 6.50 e 6.53. Os resultados da PCH de 5,5 MW (1UN.) na carga média são piores que os da carga pesada. As reduções no índice em questão, quando se avalia apenas o benefício da operação ilhada, na carga pesada, variam de 0,58% (LP10) a 4,59% (LP13 e 14). Com duas e três unidades, por outro lado, ocorre o esperado, sendo a operação na carga média mais favorável para a confiabilidade dos pontos de carga. A diferença na EENS entre os dois patamares é de até 6,55% (LP13 e 14). No caso da presença da PCH de 9,0 MW, os índices obtidos na carga pesada chegam a reduzir a EENS de 7,26% (LP10) a 18,73% (LP 13 e 14) mais em relação ao caso base que o correspondente na carga média.

Do ponto de vista sistêmico, os resultados dos índices de confiabilidade para o Alimentador 3, destacam as diferenças entre os patamares de carga pesada e média, como pode ser visto através da comparação das Tabelas 6.51 e 6.54. A redução nos índices SAIFI, SAIDI e EENS, devido a operação ilhada, chegam a 9,32%, 4,63% e 19,35% na carga média com a PCH de 5,5 MW (2UN.), respectivamente. Na carga pesada, as reduções obtidas são inferiores e correspondem, no máximo, a 4,09% (SAIFI), 2,04% (SAIDI) e 16,33% (EENS), com três unidades.

Apesar de gerar melhorias na confiabilidade, a presença da PCH de maior capacidade é mais afetada no patamar de carga média. A operação ilhada proporciona reduções percentuais, na carga pesada, de 13,12% (SAIFI), 6,53% (SAIDI) e 20,27% (EENS), na configuração com três unidades. Os benefícios correspondentes para esses índices, na carga média, são 4,00%, 1,99% e 5,92%, respectivamente.

É possível perceber que mesmo com um aumento de 63,63% na capacidade de geração e com um alívio de 38% na carga, a operação ilhada não garante melhorias adicionais na confiabilidade, em relação ao benefício obtido na carga pesada. Nesse caso, inclusive, a PCH de 5,5 MW com três unidades, na carga pesada, fornece melhores resultados que a PCH de 9,0 MW, com a mesma configuração de máquinas, na carga média.

A melhoria na confiabilidade, quando se compara as duas situações de carga, com a PCH de 9,0 MW, ocorre apenas nos índices SAIFI e SAIDI, quando duas unidades são consideradas. Na carga pesada, as reduções são de 9,31% (SAIFI), 4,63% (SAIDI) e

19,92% (EENS). Na carga média, por sua vez, as melhorias são de 15,14% (SAIFI), 7,53% (SAIDI) e 9,69% (EENS). Mesmo assim, a maior diferença percentual é de apenas 5,83%, para o índice SAIFI.

Essas particularidades somente são percebidas, nos índices de confiabilidade, quando os aspectos da dinâmica do ilhamento são incorporados nas análises. Dessa forma, pode-se concluir que o maior benefício em termos de operação ilhada não é, necessariamente, obtido com o uso de unidades de maior capacidade, mesmo em situações mais favoráveis de carga. Pelo contrário, configurações onde aumenta a probabilidade do nível de geração ser superior, porém mais próximo ao valor da carga, tende a favorecer o sucesso do ilhamento.

## 6.2 Estudo 2 – Análise de Sensibilidade

Como mostrado no Estudo 1, o número de estados amostrados relacionados com falhas nos trechos principais do Alimentador 3 é pequeno devido à baixa probabilidade desses eventos, influenciada pelos valores das taxas de falhas do sistema RBTS-Barra2 original.

O Estudo 2 tem como objetivo, então, verificar, através de uma análise de sensibilidade, o impacto do aumento da taxa de falha dos respectivos trechos no índice de sobrevivência dos pontos de carga. Em outras palavras, a ideia é determinar se a introdução da operação ilhada, associada com a PCH, tende a gerar algum benefício mais significativo em termos de continuidade do suprimento para os pontos de carga participantes, no caso de uma degradação na confiabilidade dos trechos do Alimentador 3.

Para isso, as taxas de falhas dos Trechos 16, 18, 21 e 24, da Figura 6.2, foram modificadas através da aplicação dos seguintes fatores: 2,0 e 10,0. O número de estados amostrados relacionados com ilhamentos sobe de 33 (caso original) para 59 e 319, quando as taxas dobram e são multiplicadas por dez, respectivamente. A Tabela 6.55 apresenta um resumo do número de estados amostrados relacionados com falhas em cada um dos trechos principais do Alimentador 3, à medida que as taxas de falha aumentam.

Tabela 6.55. Número de Eventos de Falha Amostrados por Trecho.

Fator	Trecho 16	Trecho 18	Trecho 21	Trecho 24	Total
1,0 x	9	8	7	9	33
2,0 x	16	16	13	14	59
10,0 x	91	84	69	75	319

As Tabelas 6.56 e 6.57 apresentam, respectivamente, o número e a porcentagem das ocorrências de cada estado de geração relacionado com as falhas nos trechos, para os fatores utilizados.

Tabela 6.56. Número de Ocorrências de Cada Nível de Geração Relacionado com as Falhas nos Trechos.

Geração da PCH (MW)	Trecho 16			Trecho 18			Trecho 21			Trecho 24		
	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x
5,50	0	0	0	0	1	7	0	0	0	0	0	0
4,72	1	1	4	2	2	7	0	0	3	0	2	6
4,16	3	6	12	0	0	5	0	1	7	2	1	8
3,84	0	0	5	0	2	6	2	2	4	1	1	5
3,63	1	1	9	1	1	3	0	0	5	0	0	2
3,47	0	0	5	1	1	6	0	2	5	3	3	5
3,24	2	2	13	0	2	14	4	5	17	0	0	13
2,88	2	5	24	0	2	18	0	0	15	2	4	17
2,44	0	0	9	1	1	9	1	1	5	1	2	11
1,59	0	0	7	2	3	7	0	2	7	0	0	6
0,00	0	1	3	1	1	2	0	0	1	0	1	2

Tabela 6.57. Porcentagem de Cada Nível de Geração Relacionado com as Falhas nos Trechos.

Geração da PCH (MW)	Trecho 16			Trecho 18			Trecho 21			Trecho 24		
	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x	1,0 x	2,0 x	10,0 x
5,50	0,00	0,00	0,00	0,00	6,25	8,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4,72	11,11	6,25	4,40	25,00	12,50	8,33	0,00	0,00	4,35	0,00	14,29	8,00
4,16	33,33	37,50	13,19	0,00	0,00	5,95	0,00	7,69	10,14	22,22	7,14	10,67
3,84	0,00	0,00	5,49	0,00	12,50	7,14	28,57	15,38	5,80	11,11	7,14	6,67
3,63	11,11	6,25	9,89	12,50	6,25	3,57	0,00	0,00	7,25	0,00	0,00	2,67
3,47	0,00	0,00	5,49	12,50	6,25	7,14	0,00	15,38	7,25	33,33	21,43	6,67
3,24	22,22	12,50	14,29	0,00	12,50	16,67	57,14	38,46	24,64	0,00	0,00	17,33
2,88	22,22	31,25	26,37	0,00	12,50	21,43	0,00	0,00	21,74	22,22	28,57	22,67
2,44	0,00	0,00	9,89	12,50	6,25	10,71	14,29	7,69	7,25	11,11	14,29	14,67
1,59	0,00	0,00	7,69	25,00	18,75	8,33	0,00	15,38	10,14	0,00	0,00	8,00
0,00	0,00	6,25	3,30	12,50	6,25	2,38	0,00	0,00	1,45	0,00	7,14	2,67

A Tabela 6.58 apresenta os resultados do  $IS_T$  obtidos em cada caso (PCH 5,5 MW-PD-CP).

*Tabela 6.58. Análise de Sensibilidade - Índices de Sobrevivência Total - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.*

Estudo	$IS_T$ por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica - 1UN. (1,0x)	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica - 2UN. (1,0x)	0,00	11,76	8,33	6,06
Dinâmica - 3UN. (1,0x)	0,00	11,76	8,33	9,09
Dinâmica - 1UN. (2,0x)	0,00	6,25	4,44	3,39
Dinâmica - 2UN. (2,0x)	0,00	6,25	4,44	3,39
Dinâmica - 3UN. (2,0x)	0,00	6,25	4,44	6,78
Dinâmica - 1UN. (10,0x)	0,00	4,00	9,02	6,90
Dinâmica - 2UN. (10,0x)	0,00	4,00	9,02	8,78
Dinâmica - 3UN. (10,0x)	0,00	4,00	9,02	10,34

O único nível de geração que implicaria em sobrevivência da ilha para falhas no Trecho 16 é o de 5,5 MW, conforme apresentado na Tabela 6.12. Dada a baixa probabilidade de ocorrência desse nível de geração, o mesmo não ocorreu em nenhum estado amostrado relacionado com a falha do trecho em questão. Por isso, a contribuição para o  $IS_T$  é nula, independentemente do fator aplicado. Como apenas essa falha implica na inclusão da carga LP10 na operação ilhada, a contribuição nula fica evidente no  $IS_T$  do respectivo ponto, conforme mostrado na Tabela 6.58.

A formação da ilha, por outro lado, somente é obtida para falhas no Trecho 18 quando associada com geração de 4,72 MW. O aumento da taxa de falha nesse trecho está associado com uma redução percentual desses estados de geração da PCH (25% para a taxa original; 12,5% com fator igual a dois e 8,33% para uma taxa dez vezes maior), conforme mostrado na Tabela 6.57. Isso é responsável, exclusivamente, pela queda no  $IS_T$  dos pontos de cargas LP11 e 12.

A sobrevivência da ilha, sem cortes de carga, devido a ocorrência de falhas no Trecho 21, acontece apenas quando o evento está associado com uma geração da PCH de 2,88 MW. O número de estados sorteados que combinam as falhas no Trecho 21 com essa geração, em termos percentuais, varia de 0% (fatores 1,0x e 2,0x) para 21,74% (10,0x).

A variação do  $IS_T$ , como consequência das falhas que afetam os pontos de cargas LP13 e 14, se referem às indisponibilidades dos Trechos 18 e 21, já que a saída do Trecho 16 tem participação nula no  $IS_T$ . A redução do Índice de Sobrevivência Total de 8,33% para 4,44% é consequência da redução de 25% para 12,5% dos estados de falhas no Trecho 18 combinada com geração de 4,72 MW. A redução adicional dessa combinação para 8,33% (10,0x) também afeta os pontos LP13 e 14.

O aumento do  $IS_T$  para esses pontos com taxa de falha dez vezes maior, no entanto, é compensado pelo número de ocorrências relacionadas com indisponibilidades no Trecho 21 e geração de 2,88 MW. Essa combinação ocorre 21,74% mais quando o fator 10,0x é aplicado, o que acarreta um novo aumento do  $IS_T$  para 9,02%.

A participação das falhas do Trecho 18 para as cargas LP13 e 14 equivale a 2,87% ( $100 \times 7 / 244$ ). Ou seja, dos 244 eventos de falha, nos trechos principais do Alimentador 3, que implicam na tentativa de manter o suprimento para as cargas LP13 e 14, através da operação ilhada, apenas 7 das 84 possíveis relacionadas com o trecho em questão implicam na sobrevivência da ilha. A diferença ( $9,02\% - 2,87\% = 6,15\%$ ) vem da contribuição da operação ilhada em função da saída do Trecho 21 (15 de 69 possíveis tentativas de formação da ilha).

De acordo com a Tabela 6.12, na presença da PCH de 1 unidade, as falhas do Trecho 24 não exercem influência para o  $IS_T$  do ponto de Carga LP15, já que a ilha formada não é capaz de sobreviver ao processo. O aumento da taxa de falha (fator 10,0x) proporciona uma maior continuidade do suprimento para a carga LP15, que se reflete no índice de sobrevivência total. Essa influência é consequência das variações na sobrevivência das ilhas que incluem a carga LP15 e se devem, além do impacto das falhas nos Trechos 18 e 21, ao sucesso do ilhamento devido aos eventos no Trecho 24. Isso ocorre para duas unidades (PCH gerando 1,59 MW em 6 dos 75 estados de falha do Trecho 24) e para 3 unidades (PCH gerando 2,44 MW em 11 dos 75 eventos), contribuindo para um  $IS_T$  de 8,78% e 10,34%, respectivamente.

De acordo com os resultados apresentados, a expectativa em relação ao benefício proporcionado pela operação ilhada nem sempre é alcançado, à medida que ocorre uma degradação na confiabilidade dos trechos principais do Alimentador 3. Isso porque o sucesso da formação das ilhas depende da combinação entre as probabilidades de falhas nos trechos com aquelas relacionadas aos estados de geração amostrados, conforme Tabela 6.51. Ou seja, mais ilhamentos, decorrentes de um aumento na probabilidade de falhas em um alimentador radial, quando associada com geração de natureza intermitente,

pode não garantir melhoria da confiabilidade dos pontos de carga, devido à combinação de probabilidades mencionada. Isso pode ser observado, também, nos Índices de Sobrevivência Parciais dos pontos de cargas mostrados na Tabela 6.59.

*Tabela 6.59. Análise de Sensibilidade - Índices de Sobrevivência Parcial - PCH 5,5 MW-CR-PD-CP.*

Estudo	IS <sub>P</sub> por Ponto de Carga [%]			
	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
Dinâmica - 1UN. (1,0x)	77,78	52,94	41,67	30,30
Dinâmica - 2UN. (1,0x)	77,78	52,94	58,33	42,42
Dinâmica - 3UN. (1,0x)	77,78	52,94	66,67	48,48
Dinâmica - 1UN. (2,0x)	62,50	50,00	42,22	32,20
Dinâmica - 2UN. (2,0x)	62,50	53,13	60,00	45,76
Dinâmica - 3UN. (2,0x)	62,50	53,13	64,44	49,15
Dinâmica - 1UN. (10,0x)	57,14	51,43	41,80	31,97
Dinâmica - 2UN. (10,0x)	57,14	55,43	54,10	41,38
Dinâmica - 3UN. (10,0x)	57,14	55,43	55,74	44,51

### 6.3 Estudo 3 – Caso Real

O Estudo 3 tem como objetivo aplicar o modelo proposto em um sistema real de distribuição, de forma a verificar o benefício da operação ilhada em termos de confiabilidade, levando-se em consideração os aspectos dinâmicos. Para isso, novas simulações foram conduzidas considerando-se parte de uma rede de uma concessionária do Rio de Janeiro, onde uma PCH, composta por duas máquinas de 6,0 MW cada, está conectada a um alimentador de 25 kV [77]. O diagrama unifilar do sistema em questão pode ser visualizado na Figura 6.28. A carga máxima dos cinco pontos atendidos pelo alimentador é de 9,3 MW, correspondendo a municípios do interior do Estado. A Tabela 6.60 mostra informações da potência dos pontos de carga, nos dois patamares considerados (médio e pesado).

Tabela 6.60. Informações dos pontos de carga.

Carga	Carga Média		Carga Pesada	
	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
LP1	2,120	1,310	3,180	1,965
LP2	0,257	0,158	0,385	0,237
LP3	0,850	0,520	1,275	0,780
LP4	1,870	1,150	2,805	1,725
LP5	1,100	0,680	1,650	1,020

Para permitir a operação ilhada, em função de falhas em cada um dos trechos do alimentador (Trecos 1 a 5), foram incluídos os mesmos esquemas de proteção utilizados no Estudo 1 (CA e PD), como pode ser visto na Figura 6.29.

Os dados das máquinas da PCH, assim como dos reguladores de tensão e de velocidade, podem ser visualizados na Tabela 6.1. Esses dados são provenientes da PCH do sistema da Figura 6.28 e foram utilizados para os geradores do Estudo 1. Os dados da rede de distribuição, por sua vez, são apresentados na Tabela 6.61.

Tabela 6.61. Dados de rede.

De	Para	R (%)	X (%)	B (%)	Tap	Tap <sub>Min</sub>	Tap <sub>Max</sub>	S <sub>Nom</sub> (MVA)	S <sub>Max</sub> (MVA)
313	274	2,07	40,00	-	1,00	0,80	1,20	20	25
25	274	2,07	40,00	-	1,00	0,80	1,20	20	25
274	41	0,00	27,02	-	1,00	0,80	1,20	58	58
7	274	2,07	40,00	-	1,00	0,80	1,20	20	25
341	339	0,00	60,00	-	1,00	0,80	1,20	14	14
1	274	0,17	1,59	0,00	-	-	-	100	100
41	100	29,09	66,02	0,00	-	-	-	-	-
100	LP1	9,40	20,51	0,00	-	-	-	-	-
100	121	24,95	56,69	0,00	-	-	-	-	-
121	LP2	27,15	6,17	0,00	-	-	-	-	-
121	157	33,16	75,33	0,00	-	-	-	-	-
157	LP3	0,05	0,12	0,00	-	-	-	-	-
157	209	66,54	97,19	0,00	-	-	-	-	-
209	LP4	0,06	0,14	0,00	-	-	-	-	-
209	341	31,31	71,76	0,00	-	-	-	-	-
341	LP5	19,10	43,34	0,00	-	-	-	-	-

No que se refere aos dados de confiabilidade, os mesmos foram obtidos em [87] e correspondem a valores típicos de alimentadores de distribuição. Nesse caso, os alimentadores possuem Taxa de Falha ( $\lambda$ ) de 1,48 ocorrências/ano-km e tempo de reparo de 2,4 h. As distâncias de cada trecho, obtidas em [88], são: (1) 11,1 km; (2) 14,7 km; (3) 11,8 km; (4) 12,2 km e (5) 3,3 km.

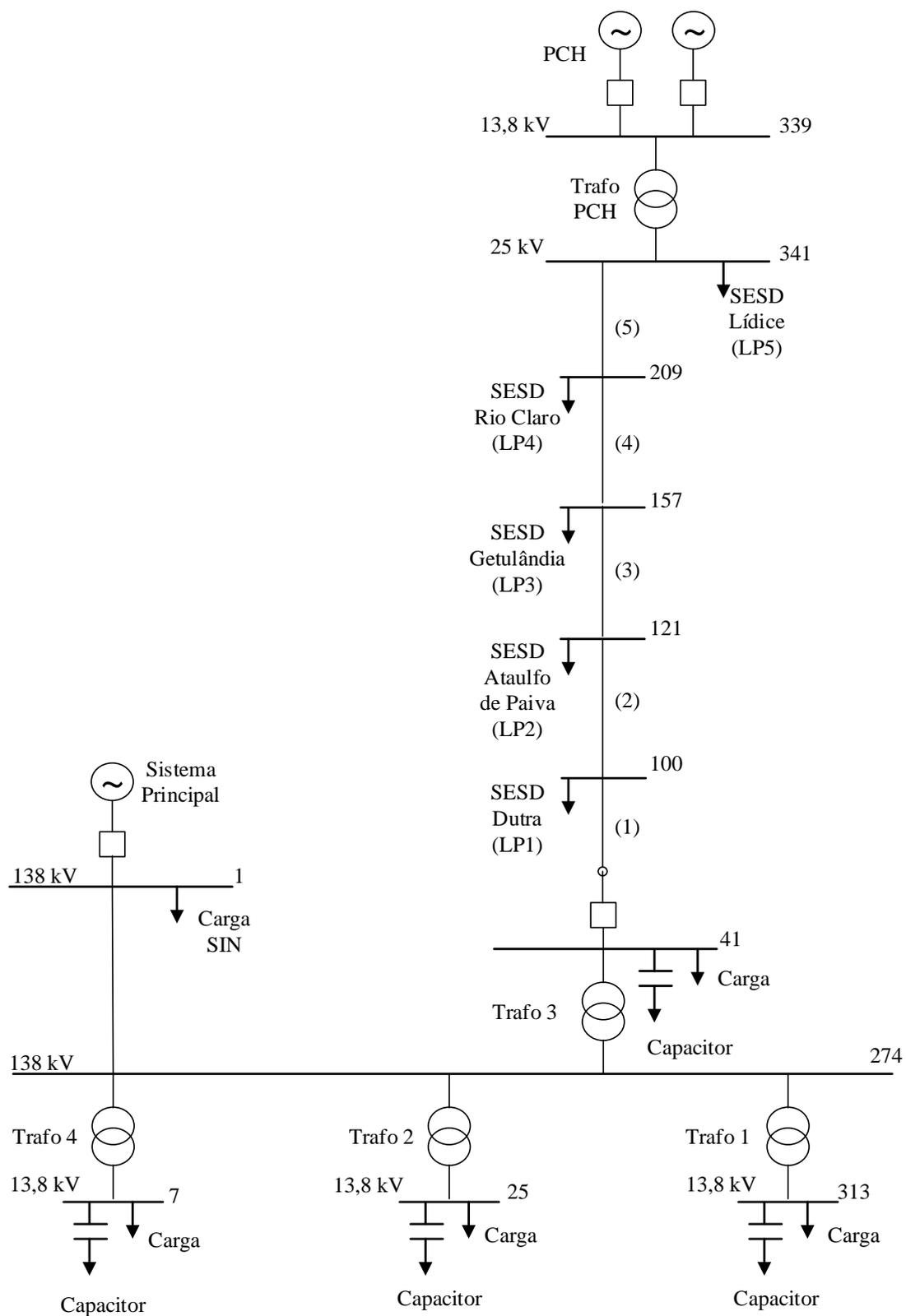


Figura 6.28. Sistema de Distribuição.

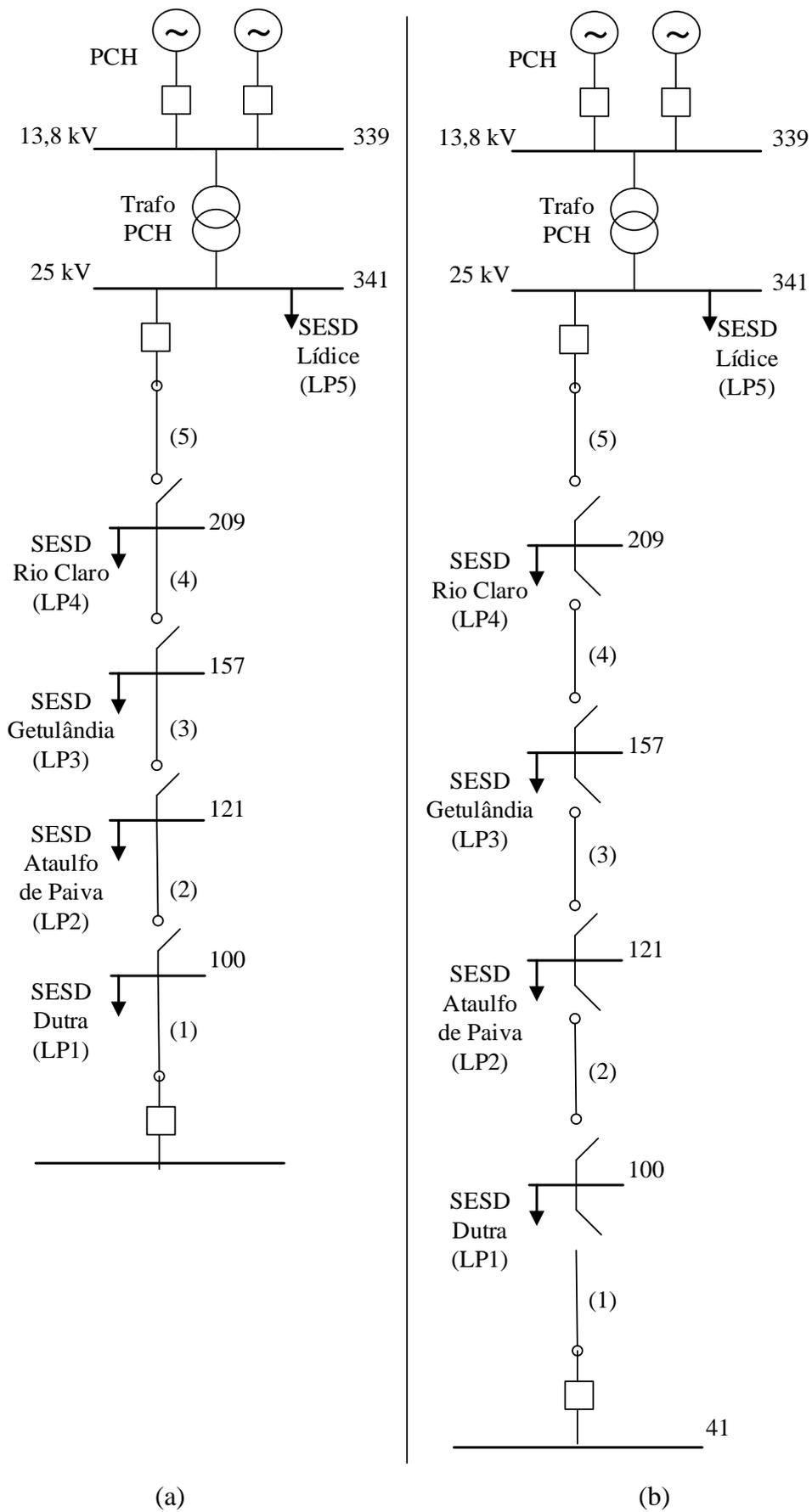


Figura 6.29. Esquemas de Proteção: (a) CA e (b) PD.

### 6.3.1 Avaliação da Confiabilidade

As variações nos índices de confiabilidade, obtidos para os pontos de carga do alimentador principal do sistema em estudo, são consequências diretas dos esquemas de proteção e dos resultados da operação ilhada, decorrentes da influência de falhas em cada um dos trechos. Esses resultados podem ser visualizados nas Tabelas 6.62, 6.63, 6.64 e 6.65, que compreendem os dois patamares de carga avaliados e os dois esquemas de proteção selecionados.

Para comparar os benefícios da operação ilhada, em termos de avaliação da confiabilidade, incluindo os aspectos dinâmicos, foram considerados as seguintes variações do estudo:

- Caso Base (CB): avaliação da confiabilidade do sistema original
- Caso Base – Chaves Automáticas (CB-CA): avaliação da confiabilidade do Caso Base, considerando o esquema de proteção CA
- Caso Base – Proteção Dupla (CB-PD): avaliação da confiabilidade do Caso Base, considerando o esquema de proteção PD
- PCH-CA: avaliação da confiabilidade, incluindo os aspectos da dinâmica do ilhamento, associado com o esquema CA
- PCH-PD: avaliação da confiabilidade, incluindo os aspectos da dinâmica do ilhamento, associado com o esquema PD

O objetivo dos estudos CB-CA e CB-PD é isolar, exclusivamente, o benefício dos esquemas de proteção utilizados em termos de confiabilidade para os pontos de cargas. Assim, é possível quantificar as melhorias adicionais obtidas com operação ilhada a partir dos resultados dos casos PCH-CA e PCH-PD.

Tabela 6.62. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - CA-CM.

Trecho da Falta	Carga Ilha (MW)	Operação Ilhada - CA - CM				
		Nº. de Ocorrências	Geração (MW)	Ilhamento	% Corte de Carga	Corte de Geração
1	4,08	21	3,48	SP	20	-
		31	5,31	SP	40	1UN
		43	6,28	NS	100	2UN
		33	7,06	NS	100	2UN
		15	7,58	NS	100	2UN
		21	7,93	NS	100	2UN
		22	8,38	S	0	1UN
		27	9,07	NS	100	2UN
		12	10,30	NS	100	2UN
	5	12,00	NS	100	2UN	
2	3,82	73	3,48	NS	100	2UN
		128	5,31	NS	100	2UN
		171	6,28	SP	20	1UN
		142	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		49	7,93	S	0	1UN
		53	8,38	NS	100	2UN
		107	9,07	NS	100	2UN
		47	10,30	NS	100	2UN
	13	12,00	NS	100	2UN	
3	2,97	61	3,48	NS	100	2UN
		118	5,31	NS	100	2UN
		176	6,28	S	0	1UN
		129	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		58	7,93	NS	100	2UN
		41	8,38	NS	100	2UN
		104	9,07	NS	100	2UN
		46	10,30	NS	100	2UN
	13	12,00	NS	100	2UN	
4	1,10	76	3,48	NS	100	2UN
		139	5,31	NS	100	2UN
		206	6,28	NS	100	2UN
		168	7,06	NS	100	2UN
		76	7,58	NS	100	2UN
		68	7,93	NS	100	2UN
		78	8,38	NS	100	2UN
		99	9,07	NS	100	2UN
		68	10,30	NS	100	2UN
	29	12,00	NS	100	2UN	
5	1,10	59	3,48	NS	100	2UN
		107	5,31	NS	100	2UN
		149	6,28	NS	100	2UN
		118	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		52	7,93	NS	100	2UN
		58	8,38	NS	100	2UN
		68	9,07	NS	100	2UN
		37	10,30	NS	100	2UN
	18	12,00	NS	100	2UN	

Tabela 6.63. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - CA-CP.

Trecho da Falta	Carga Ilha (MW)	Operação Ilhada - CA - CP				
		Nº. de Ocorrências	Geração (MW)	Ilhamento	% Corte de Carga	Corte de Geração
1	6,12	21	3,48	NS	100	2UN
		31	5,31	SP	20	-
		43	6,28	S	0	-
		33	7,06	NS	100	2UN
		15	7,58	NS	100	2UN
		21	7,93	SP	40	1UN
		22	8,38	NS	100	2UN
		27	9,07	NS	100	2UN
		12	10,30	SP	20	1UN
5	12,00	NS	100	2UN		
2	5,73	73	3,48	NS	100	2UN
		128	5,31	NS	100	2UN
		171	6,28	NS	100	2UN
		142	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	SP	40	1UN
		49	7,93	NS	100	2UN
		53	8,38	NS	100	2UN
		107	9,07	NS	100	2UN
		47	10,30	NS	100	2UN
13	12,00	S	0	1UN		
3	4,46	61	3,48	NS	100	2UN
		118	5,31	NS	100	2UN
		176	6,28	NS	100	2UN
		129	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	SP	20	1UN
		58	7,93	NS	100	2UN
		41	8,38	NS	100	2UN
		104	9,07	NS	100	2UN
		46	10,30	NS	100	2UN
13	12,00	NS	100	2UN		
4	1,65	76	3,48	S	0	1UN
		139	5,31	NS	100	2UN
		206	6,28	NS	100	2UN
		168	7,06	NS	100	2UN
		76	7,58	NS	100	2UN
		68	7,93	NS	100	2UN
		78	8,38	NS	100	2UN
		99	9,07	NS	100	2UN
		68	10,30	NS	100	2UN
29	12,00	NS	100	2UN		
5	1,65	59	3,48	S	0	1UN
		107	5,31	NS	100	2UN
		149	6,28	NS	100	2UN
		118	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		52	7,93	NS	100	2UN
		58	8,38	NS	100	2UN
		68	9,07	NS	100	2UN
		37	10,30	NS	100	2UN
18	12,00	NS	100	2UN		

Tabela 6.64. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - PD-CM.

Trecho da Falta	Carga Ilha (MW)	Operação Ilhada - PD - CM				
		Nº. de Ocorrências	Geração (MW)	Ilhamento	% Corte de Carga	Corte de Geração
1	6,20	21	3,48	NS	100	-
		31	5,31	NS	100	1UN
		43	6,28	NS	100	2UN
		33	7,06	NS	100	2UN
		15	7,58	SP	40	1UN
		21	7,93	NS	100	2UN
		22	8,38	NS	100	2UN
		27	9,07	NS	100	2UN
		12	10,30	NS	100	2UN
5	12,00	NS	100	2UN		
2	4,08	73	3,48	SP	20	-
		128	5,31	SP	40	1UN
		171	6,28	NS	100	2UN
		142	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		49	7,93	NS	100	2UN
		53	8,38	S	0	1UN
		107	9,07	NS	100	2UN
		47	10,30	NS	100	2UN
13	12,00	NS	100	2UN		
3	3,82	61	3,48	NS	100	2UN
		118	5,31	NS	100	2UN
		176	6,28	SP	20	1UN
		129	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		58	7,93	S	0	-
		41	8,38	NS	100	2UN
		104	9,07	NS	100	2UN
		46	10,30	NS	100	2UN
13	12,00	NS	100	2UN		
4	2,97	76	3,48	NS	100	2UN
		139	5,31	NS	100	2UN
		206	6,28	S	0	1UN
		168	7,06	NS	100	2UN
		76	7,58	NS	100	2UN
		68	7,93	NS	100	2UN
		78	8,38	NS	100	2UN
		99	9,07	NS	100	2UN
		68	10,30	NS	100	2UN
29	12,00	NS	100	2UN		
5	1,10	59	3,48	NS	100	2UN
		107	5,31	NS	100	2UN
		149	6,28	NS	100	2UN
		118	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		52	7,93	NS	100	2UN
		58	8,38	NS	100	2UN
		68	9,07	NS	100	2UN
		37	10,30	NS	100	2UN
18	12,00	NS	100	2UN		

Tabela 6.65. Influência das falhas nos trechos do Alimentador principal na operação ilhada - PD-CP.

Trecho da Falta	Carga Ilha (MW)	Operação Ilhada - PD - CP				
		Nº. de Ocorrências	Geração (MW)	Ilhamento	% Corte de Carga	Corte de Geração
1	9,30	21	3,48	NS	100	2UN
		31	5,31	NS	100	2UN
		43	6,28	NS	100	2UN
		33	7,06	NS	100	2UN
		15	7,58	SP	60	1UN
		21	7,93	NS	100	2UN
		22	8,38	SP	60	1UN
		27	9,07	NS	100	2UN
		12	10,30	NS	100	2UN
	5	12,00	NS	100	2UN	
2	6,12	73	3,48	NS	100	2UN
		128	5,31	SP	20	-
		171	6,28	S	0	-
		142	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		49	7,93	SP	40	1UN
		53	8,38	NS	100	2UN
		107	9,07	NS	100	2UN
		47	10,30	SP	20	1UN
	13	12,00	NS	100	2UN	
3	5,73	61	3,48	NS	100	2UN
		118	5,31	NS	100	2UN
		176	6,28	NS	100	2UN
		129	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	SP	40	1UN
		58	7,93	NS	100	2UN
		41	8,38	NS	100	2UN
		104	9,07	NS	100	2UN
		46	10,30	NS	100	2UN
	13	12,00	S	0	1UN	
4	4,46	76	3,48	NS	100	2UN
		139	5,31	NS	100	2UN
		206	6,28	NS	100	2UN
		168	7,06	NS	100	2UN
		76	7,58	SP	20	1UN
		68	7,93	NS	100	2UN
		78	8,38	NS	100	2UN
		99	9,07	NS	100	2UN
		68	10,30	NS	100	2UN
	29	12,00	NS	100	2UN	
5	1,65	59	3,48	S	0	1UN
		107	5,31	NS	100	2UN
		149	6,28	NS	100	2UN
		118	7,06	NS	100	2UN
		57	7,58	NS	100	2UN
		52	7,93	NS	100	2UN
		58	8,38	NS	100	2UN
		68	9,07	NS	100	2UN
		37	10,30	NS	100	2UN
	18	12,00	NS	100	2UN	

As Tabelas 6.66 e 6.67 mostram, de forma resumida, todos os estados amostrados na SMC associados com falhas em cada um dos trechos do sistema em estudo, responsáveis pela formação de ilhas. Esses estados são avaliados através de simulação dinâmica, que indicam se um ponto de operação estável para ilha é alcançável ou não, e em caso afirmativo, em qual condição isso ocorre. O processo é o mesmo daquele apresentado nos estudos do RBTS-Barra2. Apenas com exemplo, as Figuras 6.30 e 6.31 apresentam, respectivamente, as variações de frequência e de tensão para o caso de falha no Trecho 1, associado com geração de 8,38 MW da PCH e carga de 4,08 MW. É possível observar que as variações nos parâmetros em questão permanecem dentro dos limites aceitáveis, o que garante a sobrevivência da ilha nesse caso.

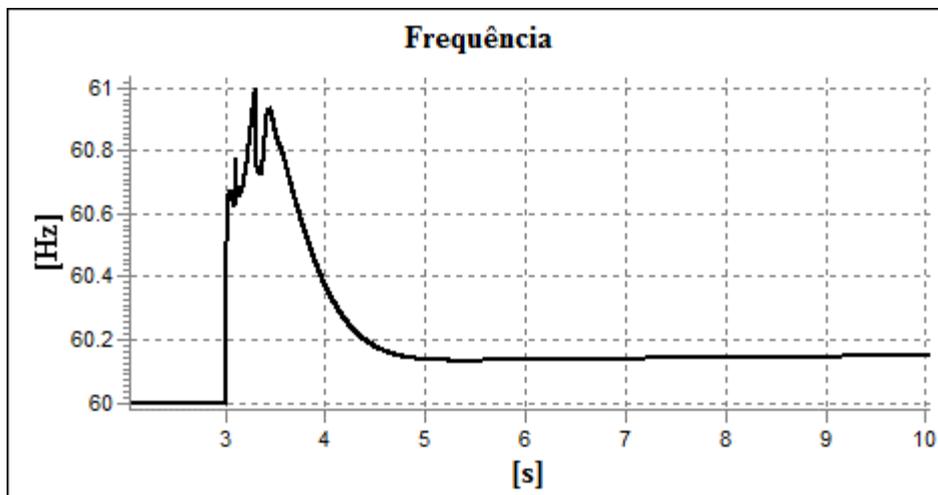


Figura 6.30. Variações da Frequência - Trecho 1 - Geração de 8,38 MW – CA-CM.

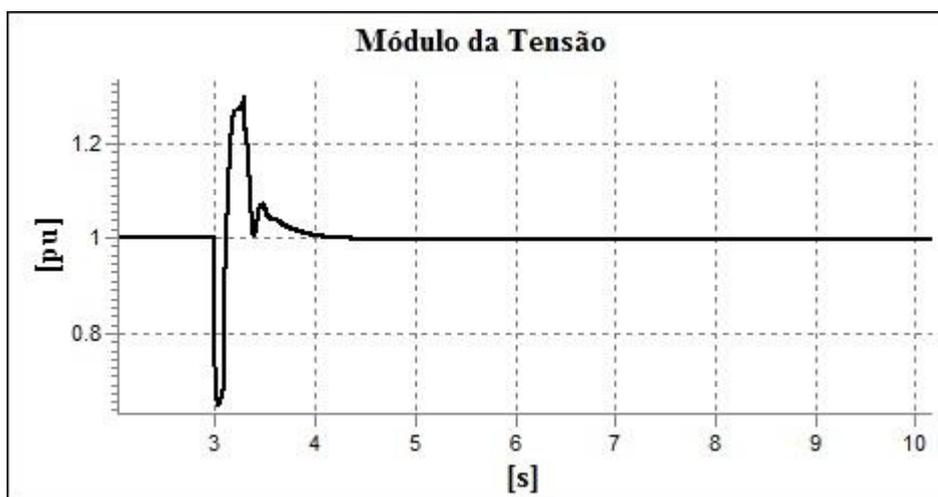


Figura 6.31. Variações da Tensão - Trecho 1 - Geração de 8,38 MW – CA-CM.

Diante do exposto, as Tabelas 6.66 e 6.67 apresentam os resultados da Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ), para cada ponto de carga, nos patamares médio e pesado, respectivamente. O impacto da operação ilhada em  $\lambda$  está diretamente relacionado com os Índices de Sobrevivência Total ( $IS_T$ ) dos pontos de carga, mostrados na Tabela 6.68.

*Tabela 6.66. Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) - CM.*

Estudo	Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) [ocorrências/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CM	79,91	79,91	79,91	79,91	79,91
CB-CA-CM	5,10	23,73	41,54	63,88	79,91
CB-PD-CM	5,10	23,73	41,54	63,88	79,91
PCH-CA-CM	5,10	23,20	39,81	57,93	73,57
PCH-PD-CM	5,10	22,60	38,99	56,47	72,11

*Tabela 6.67. Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) - CP.*

Estudo	Taxa Média de Falha ( $\lambda$ ) [ocorrências/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CP	79,91	79,91	79,91	79,91	79,91
CB-CA-CP	5,10	23,73	41,54	63,88	79,91
CB-PD-CP	5,10	23,73	41,54	63,88	79,91
PCH-CA-CP	5,10	22,78	40,17	62,10	74,79
PCH-PD-CP	5,10	19,90	37,28	59,24	73,59

*Tabela 6.68. Índice de Sobrevivência Total por Ponto de Carga.*

Estudo	$IS_T$ por Ponto de Carga [%]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
PCH-CA-CM	0,00	2,06	3,80	8,55	6,84
PCH-PD-CM	0,00	4,77	5,83	10,95	8,77
PCH-CA-CP	0,00	3,93	2,94	1,92	5,31
PCH-PD-CP	0,00	16,00	9,84	6,42	6,79

De acordo com a Figura 6.29, a carga LP1 somente é afetada pela falha do Trecho 1. No esquema CA, todas as situações de falha no Trecho 1 implicam no corte total da carga LP1. Isso se reflete no  $IS_T$  nulo, conforme Tabela 6.68. Na configuração PD, a mesma falha possibilita a manutenção do suprimento do respectivo ponto de carga, através da operação ilhada, em caso de sucesso na formação da ilha. De acordo com as Tabelas 6.64 e 6.65, nenhuma das situações de ilhamento envolvendo o Trecho 1 implica em sobrevivência da ilha sem corte de carga. Consequentemente, a frequência de interrupção da carga LP1 não sofre variação entre os casos CA e PD.

Por outro lado, a introdução dos esquemas de proteção, para permitir a formação de ilhas em caso de falha nos trechos do alimentador, acaba sendo responsável por proporcionar uma melhoria significativa no  $\lambda$  do referido ponto, em relação à rede original.

A introdução dos esquemas CA e PD é responsável, também, por isolar a carga LP2 de todas as falhas nos Trechos 3, 4 e 5. Isso permite uma redução na Taxa Média de Falha de 79,91 ocorrências/ano para 23,75 ocorrências/ano. O aumento do  $IS_T$ , decorrente do sucesso da operação ilhada, é responsável por proporcionar uma redução adicional na Taxa Média de Falha da carga LP2. A melhoria desse índice de confiabilidade é alcançada em maior escala quando o esquema PD é empregado, para situações de falha no patamar de carga pesada. Nesse caso, o  $IS_T$  de 16% está associado com um  $\lambda$  de 19,90 ocorrências/ano.

O mesmo comportamento para o índice  $\lambda$  pode ser observado para as demais cargas envolvidas com as ilhas formadas. Os maiores  $IS_T$  se referem aos ilhamentos associados com o esquema PD. No caso das cargas LP4 e 5, os menores valores de  $\lambda$  ocorrem para o patamar de carga média, ao contrário dos pontos LP2 e 3, onde o sucesso da formação das ilhas ocorre com maior probabilidade na carga pesada. Essa situação somente pode ser observada quando os aspectos dinâmicos são incorporados.

Dado os baixos índices de sobrevivência das ilhas formadas, isentos de cortes de cargas, a melhoria da confiabilidade garantida pela operação ilhada acaba impactando menos que aquela obtida com a introdução dos esquemas de proteção, comparativamente ao caso base original.

As variações nos  $IS_T$  também são responsáveis pelas melhorias no Tempo Médio de Reparo Anual (U), uma vez que o sucesso do ilhamento permite redução na probabilidade da perda de carga. Os resultados do índice U podem ser visualizados nas Tabelas 6.69 e 6.70.

*Tabela 6.69. Tempo Médio de Reparo Anual - CM.*

Estudo	Tempo Médio de Reparo Anual (U) [h/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CM	190,61	190,61	190,61	190,61	190,61
CB-CA-CM	12,24	56,90	99,48	152,60	190,61
CB-PD-CM	12,24	56,90	99,48	152,60	190,61
PCH-CA-CM	12,24	55,73	95,70	139,56	177,57
PCH-PD-CM	12,24	54,19	93,68	135,89	173,89

Tabela 6.70. Tempo Médio de Reparo Anual - CP.

Estudo	Tempo Médio de Reparo Anual (U) [h/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CP	190,61	190,61	190,61	190,61	190,61
CB-CA-CP	12,24	56,90	99,48	152,60	190,61
CB-PD-CP	12,24	56,90	99,48	152,60	190,61
PCH-CA-CP	12,24	54,66	96,55	149,67	180,49
PCH-PD-CP	12,24	47,80	89,69	142,81	177,67

O uso das configurações CA e PD, juntamente com os esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, são responsáveis por permitir, também, a sobrevivência parcial das ilhas formadas. Isso afeta diretamente os índices de energia, como a EENS. As Tabelas 6.71 e 6.72 apresentam os resultados da EENS nos diferentes casos em estudo, para os patamares de carga média e pesada, respectivamente. De forma complementar, as Tabelas 6.73 e 6.74 apresentam os valores dos índices  $IS_P$  e  $IS$ , que sinalizam os diferentes resultados da EENS entre os estudos.

Tabela 6.71. EENS - CM.

Estudo	EENS [MWh/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CM	404,08	48,99	162,02	356,43	209,67
CB-CA-CM	25,95	14,62	84,56	285,37	209,67
CB-PD-CM	25,95	14,62	84,56	285,37	209,67
PCH-CA-CM	25,95	13,85	73,59	243,92	185,29
PCH-PD-CM	24,94	11,98	66,90	226,06	174,81

Tabela 6.72. EENS - CP.

Estudo	EENS [MWh/ano]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CB-CP	606,13	73,48	243,02	534,65	314,50
CB-CA-CP	38,93	21,93	126,84	428,05	314,50
CB-PD-CP	38,93	21,93	126,84	428,05	314,50
PCH-CA-CP	38,93	20,14	117,77	401,29	286,91
PCH-PD-CP	36,43	14,70	99,69	359,16	268,85

Tabela 6.73. Índice de Sobrevivência Parcial.

Estudo	Índice de Sobrevivência Parcial por Ponto de Carga [%]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
PCH-CA-CM	0,00	4,77	11,88	7,74	6,20
PCH-PD-CM	6,52	19,93	20,71	13,53	10,81
PCH-CA-CP	0,00	5,80	6,26	6,07	4,86
PCH-PD-CP	16,09	24,13	16,85	13,67	10,92

Tabela 6.74. Índice de Sobrevivência.

Estudo	Índice de Sobrevivência por Ponto de Carga [%]				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
PCH-CA-CM	0,00	6,83	15,68	16,29	13,04
PCH-PD-CM	6,52	24,70	26,54	24,49	19,58
PCH-CA-CP	0,00	9,73	9,20	7,99	10,16
PCH-PD-CP	16,09	40,13	26,70	20,09	17,70

Para a carga LP1, por exemplo, a operação ilhada, em conjunto com o esquema PD, garante um aumento do  $IS_P$  de 0% (PCH-CA-CM) para 6,52% (PCH-PD-CM) e de 16,09% quando comparadas as configurações PCH-CA-CP e PCH-PD-CP. Isso se reflete no menor valor para a EENS dentre os casos analisados, ou seja, 24,94 MWh/ano (PCH-PD-CM) e 36,43 MWh/ano (PCH-PD-CP). As demais cargas também percebem melhorias na EENS em função das variações nos índices  $IS_T$  e  $IS_P$ , com destaque para o ponto de carga LP2. O IS de 40,13% (PCH-PD-CP) em comparação com o mesmo índice no estudo PCH-CA-CP (9,78%) está associado com uma redução na EENS de 27% (20,14 para 14,70 MWh/ano).

Vale destacar que a influência das Taxas de Transição de Máquinas da PCH foi nula nas simulações realizadas. No que se refere às Taxas de Transição de Vazão, a participação das mesmas no cálculo de  $\lambda$  dos pontos de carga possuem uma ordem de grandeza de  $10^{-5}$  ocorrências/ano, sendo portanto desprezadas. Isso se deve ao número bastante reduzido de estados de vazão que, quando associados com falhas nos trechos, resultam em sobrevivência total da ilha, conforme apresentados nas Tabelas 6.62, 6.63, 6.64 e 6.65.

Com base nos resultados apresentados, é possível perceber que, isoladamente, o esquema PD não fornece nenhum benefício em relação ao esquema CA, pois não impede os cortes de carga e nem reduz o tempo de interrupção. Nesse caso, o investimento não se justifica, já que requer o dobro de dispositivos de proteção para nenhum benefício na confiabilidade. Além disso, a influência da proteção, mais uma vez, tem uma maior

participação para a melhoria da confiabilidade que o ganho adicional obtido com a operação ilhada da PCH. Isso porque ambos os esquemas garantem bastante flexibilidade na isolação do trecho falhado, deixando de afetar as cargas localizadas a montante do mesmo. A possibilidade da operação ilhada, em combinação com os esquemas de proteção, no entanto, permite uma redução adicional nos índices dos pontos de carga, menos significativa devido aos baixos índices de sobrevivência obtidos com base na simulação dinâmica, principalmente com o esquema CA.

# Capítulo 7 – Conclusões e Trabalhos Futuros

## 7.1 Considerações Gerais

Este trabalho apresentou uma nova perspectiva no que se refere a modelos de avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de distribuição associados com aspectos de segurança e relacionados com oilhamento intencional e automático. O modelo proposto quantifica os efeitos da dinâmica do ilhamento através dos Índices de Sobrevivência e os incorpora nos índices tradicionais de confiabilidade. Essa metodologia se baseia no uso de SMC Não-Sequencial e combina análise da adequação com simulação da estabilidade transitória, dependendo das características do estado amostrado a ser avaliado. Dessa forma, passa a ser possível estabelecer se um ponto de operação estável é alcançável ou não para a ilha, fornecendo informações importantes para a confiabilidade dos pontos de carga participantes.

De acordo com os resultados, foi possível perceber que a possibilidade de utilização do recurso, para cargas afetadas por falhas em trechos principais de um alimentador radial, contribui bastante para a redução dos índices de duração e de energia. Além disso, a introdução de dispositivos de proteção, ao longo de alimentadores típicos de distribuição, é responsável por proporcionar melhorias consideráveis na confiabilidade, como observado com a aplicação dos esquemas CA e PD. Isso porque esses esquemas de proteção eliminam interrupções para pontos de carga localizados a montante do trecho falhado. Para os demais, o esquema PD, assim como o CA, continuam não impedindo o corte de carga. Por isso, o uso da proteção dupla, isoladamente, não garante benefício adicional em relação à CA, o que acaba não justificando o maior investimento.

A combinação PD com o recurso, no entanto, é responsável por reduzir consideravelmente o período de interrupção. Nesse caso, o retorno do suprimento deixa de depender do reparo do componente falhado, responsável pela interrupção, e passa a ocorrer em função do tempo de transferência das cargas para outro alimentador. Assim, apesar de não permitir ganhos nos índices de frequência de interrupção, comparativamente ao esquema CA, pois não impede os cortes de carga, a combinação mencionada garante reduções significativas nos índices de duração e de energia.

A substituição das chaves manuais, comumente encontradas ao longo de alimentadores radiais de distribuição, por dispositivos de proteção, são essenciais para introduzir a possibilidade do ilhamento intencional e automático de unidades de geração distribuída conectadas à rede.

Conforme mencionado anteriormente, os estudos tradicionais de confiabilidade abordam os impactos de falhas de componentes da rede ou da GD, sem explorar o processo de ilhamento, que está diretamente relacionado com aspectos dinâmicos. Os resultados apresentados mostram que a substituição da análise da adequação por simulação dinâmica afeta bastante os resultados, refletindo diretamente nos índices de sobrevivência. Foi observado, também, com a introdução da simulação dinâmica, ao contrário do que ocorre na análise da adequação, que grandes diferenças entre geração e carga, no ponto de operação pré-falha, pode prejudicar a sobrevivência da ilha. As variações de tensão e de frequência, decorrente desse processo, podem não ser corrigidas em tempo suficientes pela resposta dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades e pelos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, ocasionando violações nos respectivos parâmetros, além dos limites aceitáveis. Consequentemente, ocorre a não-sobrevivência da ilha e o corte total das cargas participantes. Isso pode ser observado na avaliação do impacto do aumento da geração em patamares de carga mais favoráveis, onde aumenta a probabilidade da capacidade de geração da ilha ser superior que a carga, o que pode piorar os índices de sobrevivência.

O sucesso da operação ilhada está diretamente relacionado com a combinação apropriada entre as probabilidades de falha nos trechos com aquelas relacionadas aos estados de geração amostrados. Em outras palavras, o maior benefício é alcançado em configurações onde aumenta a probabilidade do nível de geração ser superior, porém próximo ao valor da carga. Por isso, um número grande de ilhamento, quando associado com fontes de natureza intermitente, pode não garantir melhoria na confiabilidade, devido à combinação de probabilidades mencionada.

A partir dessa observação, a importância da representação estocástica dos níveis de disponibilidade da fonte primária e das unidades geradoras fica evidente, já que permite maior precisão nos índices ao estabelecer o ponto de operação relacionado com o evento responsável pelo ilhamento, fator determinante para quantificar o impacto da resposta dinâmica associada. Em outras palavras, o uso dos modelos que tratam adequadamente as fontes intermitentes de energia dentro da avaliação probabilística é de

grande importância para a captura dos estados de geração da rede ilhada, uma vez que essas unidades não possuem a mesma disponibilidade que os geradores convencionais.

Os efeitos do processo de ilhamento na tensão e na frequência do sistema ilhado foram, também, apresentados. Os resultados mostram que, em certos casos, a ilha pode não sobreviver ao processo e, portanto, a análise da confiabilidade sozinha não é suficiente para uma apropriada avaliação. Adicionalmente, foi observado que, dependendo do caso, as cargas da ilha podem estar sujeitas a grandes variações de tensão e de frequência. Então, os esquemas de controle e proteção são realmente importantes para garantir a qualidade do suprimento de potência.

Os resultados das simulações mostram, ainda, que o IS reduz consideravelmente quando os aspectos dinâmicos são incorporados. Nesse contexto, o modelo apresentado permite determinar a melhor maneira de maximizar o número de ilhamentos bem sucedidos, limitando o tamanho da ilha de acordo com a configuração com maior chance de sucesso. Ou seja, determinando os pontos operativos do sistema a partir da combinação entre as probabilidades de falhas em trechos específicos da rede com os respectivos níveis de geração mais prováveis associados, otimizando, assim, a viabilidade do ilhamento. Dessa forma, não é necessário investir em dispositivos de proteção em localizações do sistema com baixa probabilidade de operar de forma ilhada.

Vale destacar, também, que, como observado nos estudos conduzidos, os esquemas de proteção utilizados têm uma participação bem maior na melhoria da confiabilidade que o ganho adicional proporcionado pela operação ilhada com a PCH. A razão para isso está no fato de que eles garantem bastante flexibilidade na isolação do trecho falhado. Paralelamente, os baixos índices de sobrevivência obtidos com a introdução dos aspectos da dinâmica do ilhamento acentuam essas diferenças.

Apesar dos estudos não terem sido conduzidos em sistemas de grande porte, o modelo proposto e a estrutura computacional utilizada são capazes de garantir a realização de simulações em qualquer rede, independentemente do tipo e do número de dispositivos de proteção e de unidades geradoras. O mesmo é flexível o suficiente para se adequar a qualquer política operativa da rede, incluindo modificações nos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, que variam de acordo com as características do sistema e dos padrões de cada concessionária. Isso pode ser feito através de mudanças nas configurações da proteção ou, ainda, por meio da implementação de novos relés.

A possibilidade de ilhamento intencional e automático em sistemas de distribuição, para explorar ao máximo os benefícios das unidades de geração distribuídas

presentes, está associada com diversos aspectos. A avaliação da confiabilidade é apenas uma parte do problema. Entretanto, esse tipo de estudo pode fornecer informações importantes para o planejamento e para a operação dessas redes.

## 7.2 Trabalhos Futuros

Com o objetivo de dar continuidade ao tema proposto, serão apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros.

1. Incluir nas simulações exemplos de redes de distribuição com outros tipos de fontes de geração distribuída, tais como eólica, solar, etc.
2. Verificar o impacto dos aspectos dinâmicos na confiabilidade de sistema de distribuição com um número maior de unidades de GD, com geradores de diferentes tipos e capacidades espalhados pela rede.
3. Acrescentar aspectos econômicos no modelo proposto, através de custos de geração e de interrupção, para avaliar o benefício do ilhamento. Custos envolvendo adequação da rede para permitir a operação ilhada (inclusão de dispositivos de proteção, por exemplo) podem ser incluídos.
4. Incluir a possibilidade de falhas em equipamentos de proteção, de forma a incorporar sua influência na formação de ilhas e, conseqüentemente, na confiabilidade dos pontos de carga.
5. Incorporar os efeitos de falhas em subestações ou, ainda, decorrentes dos sistemas de subtransmissão/transmissão na formação de ilhas em redes de distribuição. A indisponibilidade da geração principal também pode ser avaliada.
6. Acrescentar no processo de simulação questões relacionadas com a probabilidade da localização da falha, uma vez que a mesma não segue uma distribuição uniforme. Com isso, uma distribuição discreta de probabilidade, baseada em dados históricos, pode ser aplicada. Nesse caso, cada trecho do alimentador de distribuição pode ser dividido em  $k$  segmentos e a probabilidade da falha ocorrer no  $i$ -ésimo segmento pode ser estimada.
7. Considerar na avaliação probabilística o impacto de diferentes tipos de falhas (fase-terra, fase-fase, etc), através de uma distribuição discreta de probabilidade obtida a partir de dados históricos.

8. Considerar o tempo de extinção da falha com base nas curvas de atuação dos dispositivos de proteção. Isso porque o processo de extinção da falha está associado com a detecção da mesma, com a operação do relé e, em seguida, com a atuação do disjuntor, partindo-se do princípio que o dispositivo de proteção não está falhado.
9. Incluir novos esquemas de cortes automáticos de carga e de geração, capazes de otimizar o Índice de Sobrevivência das ilhas formadas.
10. Incluir modelagem dinâmica da carga, de tal forma que durante o período transitório a mesma se comporta com impedância constante e à medida que o sistema vai retornando para o seu estado de regime permanente, a representação da carga passa lentamente para o modelo com potência constante.
11. Quantificar o impacto da não-coerência nas avaliações probabilísticas relacionadas com os aspectos da dinâmica do ilhamento, considerando GDs com diferentes taxas de transição de máquinas e taxas de transição entre níveis de disponibilidade da fonte primária.

## Capítulo 8 – Referências

- [1] S. P. Chowdhury, P. Crossley and S. Chowdhury, "Microgrids and Active Distribution Networks," in *The IET*, London, 2009.
- [2] F. Pilo; et al., "Improvement of Reliability in Active Networks with Intentional Islanding," in *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, Hong Kong, 2004.
- [3] J. A. S. Dias, *Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica*, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2008.
- [4] Simulight, *Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída*, Manual do Programa, COPPE/UFRJ: [www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight](http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight), 2010.
- [5] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*, Second Edition - Edit. Plenum, 1996.
- [6] R. Billinton and L. Wenyuan, "Consideration of multi-state generating unit models in composite system adequacy assessment using monte carlo simulation," *Canadian Journal Elect. and Comp. Engin.*, vol. 17, no. 1, pp. 24-28, January 1992.
- [7] M. M. Ahmad, A. Debs and Y. Wardi, "Estimation of the derivatives of generation system reliability indices in monte carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 4, pp. 1448-1454, November 1993.
- [8] A. Sankarakrishnan and R. Billinton, "Effective techniques for reliability worth assessment in composite power system network using monte carlo simulation," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1255-1261, August 1996.
- [9] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu and K. Debnath, "A Reliability Test System dor Educational purpose - Basic Data," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 4, no. 3, August 1989.
- [10] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh and J. Oteng-Adjei, "A Reliability Test System for Educational purpose - Basic Results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, February 1990.
- [11] R. N. Allan and et al., "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basis Distribution System Data and Results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, 1991.

- [12] R. Billinton and S. Jonnavithula, "A Test System for Teaching Overall power System Reliability Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 4, November 1996.
- [13] R. Billinton and P. Wang, "Teaching distribution system reliability evaluation using monte carlo simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, May 1999.
- [14] P. Giosetto and K. F. Utsorogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. PAS-102, no. 1, January 1983.
- [15] F. C. Sayas and R. N. Allan, "Generation availability assessment of wind farms," *IEE Proc-Gener. Transm. distrib.*, vol. 143, no. 5, September 1996.
- [16] R. Billinton and A. A. Chowdhury, "Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assessment," *IEEE Proceeding-C*, vol. 139, no. 1, pp. 47-56, Jan 1992.
- [17] A. P. Leite, C. L. Borges and D. M. Falcão, "Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1493-1501, November 2006.
- [18] R. Billinton and Y. Gao, "Multistate Wind Energy Conversion System Models for Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Wind Energy," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, Mar. 2008.
- [19] C. L. T. Borges and R. J. Pinto, "Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1125-1135, august 2008.
- [20] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: Mc Graw Hill (EPRI Power System Engineering Series), 1994.
- [21] P. M. Anderson, *Power System Control and Stability*, IEEE Press, 2003.
- [22] J. Machowski, J. W. Bialek and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Willey & Sons, Ltd, 2008.
- [23] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power System*, IEEE Press, 1995.
- [24] W. A. Elmore, *Protective Relaying: Theory and Applications*, Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [25] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, John Willey & Sons, Ltd, 2008.

- [26] R. E. Brown and L. A. A. Freeman, "Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation," *Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE*, vol. 2, no. 1, pp. 1013-1018, 2001.
- [27] R. C. Dugan, T. E. McDermott, J. Hills and et al., "Planning for Distributed Generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, March/April, 2001.
- [28] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distribution System Planning Using Distributed Generation," in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering - CCECE*, Montreal, May 2003.
- [29] J. A. Bitencourt and F. A. B. Lemos, "Avaliação do Impacto da Geração Distribuída na Postergação e nos Custos Marginais de Expansão de Sistemas de Distribuição," in *XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI*, Brasília, 2004.
- [30] W. El-Khattam and K. Bhattacharya, "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, August 2004.
- [31] H. C. Romagnoli, Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFSC, 2005.
- [32] L. F. Rocha, Avaliação do Risco e dos Aspectos Econômicos Associados à Conexão de Geração Distribuída no Planejamento de Sistemas de Distribuição, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2009.
- [33] A. M. L. d. Silva, J. Endreyi and L. Wang, "Integrated Treatment of Adequacy and Security in Bulk Power System Reliability Evaluations," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 3, no. 1, pp. 275-285, 1993.
- [34] A. M. Rei, A. M. L. d. 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, 2000.
- [35] W. Li, Risk Assessment of Power Systems, New York: Wiley – IEEE Press, 2005.
- [36] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira and F. O. Resende, "Microgrids Black Start and Islanded Operation," in *Power System Computation Conference*, Liege, 2005.
- [37] P. Fuangfoo, W. Lee and M. Kuo, "Impact Study on Intentional Islanding of Distributed Generation in Thailand's Electric Power System," in *Conference Record of the IEEE Industry Applications Conference, 41st IAS Annual Meeting*, Tampa, FL, USA, 2006.
- [38] B. R. Gautam, N. N. Schulz and A. K. Srivastava, "Developing a Survivability index for Distribution Systems Including Islanding," in *Power Symposium*, Las Cruces, 2007.

- [39] N. Zaag, J. F. Restrepo, H. Banakar and F. D. Galiana, "Analysis of Contingencies Leading to Islanding Cascading Outages," *Proceedings IEEE Lausanne Power Tech*, July 2007.
- [40] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury and P. Crossley, "UK Scenario of Islanded Operation of Active Distribution Networks – A Survey," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, 2008.
- [41] L. Sovannarith and N. Hoonchareon, "Stability of the Micro-Grid with Wind Power Generation," in *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, Singapore, 2008.
- [42] R. C. Carvalho, *Conexão da Geração Distribuída de Consumidores Industriais em Paralelo com o Sistema de Distribuição e de Transmissão de Concessionárias de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2008.*
- [43] P. M. Costa, "Assessing the Contribution of Microgrids to the Reliability of Distribution Networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 382-389, 2009.
- [44] S. Hirodantis, H. Li and P. A. Crossley, "Load shedding in a distribution network," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN)*, Nanjing, 2009.
- [45] S. Kennedy and M. M. Marden, "Reliability of Islanded Microgrids with Stochastic Generation and Prioritized Load," in *IEEE Power Tech Conference*, Bucharest, 2009.
- [46] Y. L. Lo, C. H. Wang and C. N. Lu, "A Multi-Agent Based Service Restoration in Distribution Network with Distributed Generations," in *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*, Curitiba, 2009.
- [47] J. Peralta, H. Iosfin and X. Tang, "BC Hydro Perspective on Distribution Islanding for Customer Reliability Improvement," in *CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System (CIGRE/PES)*, Calgary, 2009.
- [48] B. hydro, *Distribution Power Generator Islanding Guidelines*, BC hydro, june, 2006.
- [49] M. Tadayon, I. Shiraz and S. Golestani, "A New Method for Optimal RCS Placement in Distribution Power System Considering DG Islanding Impact on Reliability," in *Transmission and Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific (T&D Asia)*, Seoul, 2009.

- [50] L. Huishi, S. Jian and L. Sige, "Reliability Evaluation of Distribution System Containing Microgrid," in *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Beijing, 2010.
- [51] H. Laaksonen and K. Kauhaniemi, "Synchronized Re-Connection of Island Operated LV Microgrid Back to Utility Grid," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Vaasa, 2010.
- [52] H. Laaksonen, "Protection Principles for Future Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2910-2918, 2010.
- [53] I. 61850, "Communication networks and systems in substations," International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2005.
- [54] R. R. Londero, C. M. Affonso, M. V. A. Nunes and W. Freitas, "Planned Islanding for Brazilian System Reliability," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Belem, 2010.
- [55] R. Porumb, P. Postolache, N. Golovanov and C. Toader, "Continuity of Supply Assessment in Electric Distribution Systems with Distributed Generation," in *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, 2010.
- [56] M. R. Aghaebrahimi, M. Mehdizadeh and H. R. Najafi, "A New Algorithm for Reliability Assessment of Wind-Diesel System in Islanding Mode of Operation," in *Proceedings of International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, Torremolinos (Málaga), 2011.
- [57] W. Bin, S. Ming and D. Baole, "The Existed Problems and Possible Solutions of Distributed Generation Microgrid Operation," in *2011, Asia-Pacific, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*.
- [58] M. D. Govardhan and R. Roy, "A Review on Key Issues of Microgrid," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India)*, Kollam, Kerala, 2011.
- [59] D. S. Grewal, K. Duggal and V. K. Sood, "Impact of Islanding and Resynchronization on Distribution Systems," in *IEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Winnipeg, 2011.
- [60] I. S. 1547-2003, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems," 2003. [Online]. Available: <http://standards.ieee.org/findstds/standard/1547-2003.html>. [Accessed 18 Junh 2014].
- [61] R. H. Lasseter, "Smart Distribution - Coupled Microgrids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1074-1082, 2011.

- [62] P. Mahat, Z. Chen and B. Bak-Jensen, "Review on Islanding Operation of Distribution System with Distributed Generation," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [63] Y. Zhichun, L. Jian, L. Kaipei and C. Wei, "Preliminary Study on the Technical Requirements of the Grid-Connected Microgrid," in *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Weihai, 2011.
- [64] M. Q. Ahsan, A. H. Chowdhury, S. S. Ahmed, I. H. Bhuyan, M. A. Haque and H. Rahman, "Technique to Develop Auto Load Shedding and Islanding Scheme to Prevent Power System Blackout," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 198-205, 2012.
- [65] D. Issicaba, J. A. P. Lopes and M. A. Rosa, "Distribution Systems Performance Evaluation Considering Islanded Operation," in *Power System Computation Conference*, Stockholm, 2011.
- [66] D. Issicaba, J. A. P. Lopes and M. A. da Rosa, "Adequacy and Security Evaluation of Distribution Systems With Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1681-1689, 2012.
- [67] C. L. T. Borges, L. F. Rocha and J. A. Dias, "Influência do Ilhamento na Avaliação da Confiabilidade Probabilística de Microrredes," in *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Florianópolis, 2011.
- [68] C. L. T. Borges, L. F. Rocha and J. A. Dias, "Islanding Influence on Microgrids Probabilistic Reliability Evaluation," in *Power System Computation Conference*, Stockholm, 2011.
- [69] L. F. Rocha, C. L. T. Borges and G. N. Taranto, "Confiabilidade de Sistemas de Distribuição com Microrredes Incluindo a Dinâmica do Ilhamento," in *XIII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Foz do Iguaçu - PR, 2014.
- [70] F. F. C. Capamo, Programação da Contratação de Energia considerando Geração Distribuída no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2006.
- [71] Ministério de Minas e Energia, "Decreto nº. 5.163," Brasil, de 30 de julho de 2004.
- [72] ANEEL, "Resolução Normativa nº. 482," Brasil, de 17 de abril de 2012.
- [73] Light Serviços de Eletricidade S.A., "Interligação de Autoprodutores de Energia Elétrica em Paralelo com o Sistema da Light SESA, em Baixa e Média Tensão," Informação Técnica DAP – 001/04, Junho de 2004.
- [74] Ampla Energia e Serviços S.A., "Consumidor Autoprodutor de Energia (Paralelismo entre Sistemas)," ETA-010, Março de 2003.

- [75] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST," 2014. [Online]. Available: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). [Accessed 18 Junho 2014].
- [76] L. P. Mendonça, "Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída," UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, Junho de 2014.
- [77] M. N. Bacelar, Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ, 2013.
- [78] D. M. Falção, "Smart Grid and Microgrids: The future is already present," in *Symposium of Electrical Systems Automation*, Rio de Janeiro, 2009.
- [79] C. M. Borges, Análise da Operação do Conversor Fonte de Tensão (VSC) em "Back-to-Back" para Microrredes, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2010.
- [80] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional," Outubro 2013. [Online]. Available: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). [Accessed Outubro 2013].
- [81] C. L. T. Borges, Confiabilidade de Sistemas de Potência, Rio de Janeiro: Apostila do Programa de Engenharia Elétrica, PEE-COPPE/UFRJ, 2005.
- [82] W. S. Andrade, Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Tese de Doutorado, UFRJ, 2007.
- [83] G. N. Taranto, "COE759 - Introdução ao Controle de Sistemas de Potência," 2014. [Online]. Available: <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/>.
- [84] CEPEL, Manual do ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) - V10.05.02, 2014.
- [85] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. L. Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1118-1125, August 1993.
- [86] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira and A. M. L. Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation," *Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 469-475, May 1992.
- [87] C. R. Guimarães, Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho, Itajubá - MG: Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2006.

- [88] P. M. B. Ferreira, Avaliação do Impacto da Geração Distribuída em Redes de Distribuição Considerando Perdas Elétricas e Custos de Investimentos, Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2010.
- [89] COPPE/UFRJ, "Manual do Programa Simulight - Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída," 2010. [Online]. Available: [www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight](http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight). [Accessed 18 Junho 2014].
- [90] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K. So, "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basis Distribution System Data and Results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, 1991.
- [91] A. P. Leite, C. L. T. Borges and D. M. Falção, "Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1125-1135, August 2008.

# Apêndice A – Índices de Confiabilidade do Sistema RBTS com o Esquema CA

Os índices de confiabilidade para o sistema RBTS-Barra2, obtidos com o uso do esquema de proteção CA, são apresentados nas Tabela A.1 a A.8, para as PCHs de 5,5 MW e 9,0 MW, nas três configurações de máquinas utilizadas.

*Tabela A. 1. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-CA-CP [ocorrências/h].*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CP	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,0563	0,1001	0,1439	0,2002
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,0563	0,1001	0,1439	0,2002
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,0563	0,1001	0,1439	0,1940
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,0563	0,0938	0,1189	0,1752
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,0563	0,0939	0,1252	0,1815

*Tabela A. 2. Taxa Média de Falha - PCH 5,5 MW-CR-CA-CM [ocorrências/h].*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CM	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,0563	0,0938	0,1376	0,1939
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,0563	0,0938	0,1189	0,1752
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,0563	0,0876	0,1315	0,1878
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,0563	0,1064	0,1501	0,2064
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,0563	0,0876	0,1314	0,1877
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,0563	0,0876	0,1252	0,1815

*Tabela A. 3. Tempo Médio de Reparo Anual - PCH 5,5 MW-CR-CA-CP [h/ano].*

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CP	0,2815	0,3065	0,3253	0,4317
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,2815	0,3003	0,3191	0,4254
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,2815	0,3003	0,3191	0,4254
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,2815	0,3003	0,3191	0,4192
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,2815	0,2940	0,3128	0,4192
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,2815	0,2940	0,2940	0,4004
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,2815	0,2941	0,3004	0,4067

Tabela A. 4. Tempo Médio de Reparo Anual - PCH 5,5 MW-CR-CA-CP [h/ano].

Estudo	LP10	LP11 e 12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CM	0,2815	0,3065	0,3253	0,4317
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,2815	0,2940	0,3128	0,4192
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,2815	0,2940	0,2940	0,4004
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,2815	0,2878	0,3066	0,4130
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,2815	0,3065	0,3253	0,4317
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,2815	0,2878	0,3065	0,4129
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,2815	0,2878	0,3003	0,4067

Tabela A. 5. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-PD-CP [kWh/ano].

Estudo	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CP	244,08	265,77	223,47	298,31	323,75
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-1UN.	244,08	236,48	198,84	255,86	256,18
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-2UN.	244,08	236,48	198,84	236,35	240,23
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-3UN.	244,08	236,48	198,84	235,22	239,30
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-1UN.	244,08	254,93	214,35	286,84	281,52
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-2UN.	244,08	245,16	206,14	259,30	259,00
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-3UN.	244,08	238,68	200,69	244,42	246,83

Tabela A. 6. EENS - PCH 5,5 e 9,0 MW-CR-CA-CM [kWh/ano].

Estudo	LP10	LP11	LP12	LP13 e 14	LP15
CB-CR-CA-CM	150,61	164,00	137,94	184,13	195,97
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-1UN.	150,61	157,31	132,31	177,04	170,41
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-2UN.	150,61	148,60	124,99	157,22	154,51
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-3UN.	150,61	145,94	122,75	156,55	153,97
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-1UN.	150,61	164,00	137,94	184,13	176,09
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-2UN.	150,61	148,61	125,00	167,84	163,03
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-3UN.	150,61	139,23	117,11	151,58	149,99

Tabela A. 7. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 – CA-CM.

Estudo	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CA-CP	0,0914	0,3003	1653,68
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,0873	0,2961	1447,31
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,0873	0,2961	1392,34
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,0872	0,2960	1389,14
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-1UN.	0,0831	0,2919	1568,54
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-2UN.	0,0827	0,2916	1472,99
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CP-CR-CA-3UN.	0,0829	0,2917	1419,12

*Tabela A. 8. Índices de confiabilidade do Alimentador 3 – CA-CM.*

Estudo	SAIFI [f/ano]	SAIDI [h/ano]	EENS [kWh/ano]
CB-CR-CA-CM	0,0914	0,3003	1016,78
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,0831	0,2919	964,74
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,0827	0,2916	893,16
Dinâmica-PCH 5,5 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,0789	0,2878	886,37
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-1UN.	0,0914	0,3003	996,90
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-2UN.	0,0789	0,2877	922,92
Dinâmica-PCH 9,0 MW-CM-CR-CA-3UN.	0,0788	0,2876	860,10

# Apêndice B – Modelos Dinâmicos

- Modelo da Máquina Síncrona

```
<MODEL id="MaqSincr#Mdl:IV" source="USERS" group="DYNAMIC" default="N">
  <PARM id="H" type="PARAMETER" value="2.52" unids="seg" print="S"/>
  <PARM id="D" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="S"/>
  <PARM id="Sbase" type="PARAMETER" value="6.6" unids="MVA!" print="S"/>
  <PARM id="unids" type="PARAMETER" value="2" unids=" " print="S"/>
  <PARM id="r" type="PARAMETER" value="0.0000" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="xd" type="PARAMETER" value="1.26" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="xq" type="PARAMETER" value="1.24" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="xld" type="PARAMETER" value="0.26" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="xlld" type="PARAMETER" value="0.18" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="xllq" type="PARAMETER" value="0.21" unids="%pu" print="S"/>
  <PARM id="Tldo" type="PARAMETER" value="1.4446" unids="seg" print="S"/>
  <PARM id="Tlldo" type="PARAMETER" value="0.0218" unids="seg" print="S"/>
  <PARM id="Tllqo" type="PARAMETER" value="0.069" unids="seg" print="S"/>
  <PARM id="delto" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="N"/>
  <PARM id="wo" type="PARAMETER" value="1" unids="pu" print="N"/>
  <PARM id="Eqda" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="N"/>
  <PARM id="Eqdb" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="N"/>
  <INPT id="Efd"/>
  <INPT id="Pm"/>
  <OUTP id="W"/>
  <OUTP id="Ifd"/>
  <TENS id="" type="RETANG" term="1" out1="Vre" out2="Vim"/>
  <DQ-C id="">
    <RE stt="NO">Vd</RE>
    <IM stt="NO">Vq</IM>
    <D>Vre</D>
    <Q>Vim</Q>
    <DELT>delt</DELT>
  </DQ-C>
  <GANH id="" inp="Iq" out="Iq*(1)" stt="NO" K="xq-xllq"/>
  <SOMD id="" out="@Elld" stt="NO">
    <ADD sgnl="-">Iq*(1)</ADD>
    <ADD sgnl="-">Elld</ADD>
```

</SOMD>  
 <INTG id="ELLD" inp="@Elld" out="Elld" stt="1" K="1.0/Tllqo"/>  
 <GANH id="" inp="Id" out="Id\*(1)" stt="NO" K="xld-xlld"/>  
 <SOMD id="" out="@Ellq" stt="NO">  
   <ADD sgnl="+">Id\*(1)</ADD>  
   <ADD sgnl="-">Ellq</ADD>  
   <ADD sgnl="+">Elq</ADD>  
 </SOMD>  
 <INTG id="ELLQ" inp="@Ellq" out="Ellq" stt="2" K="1.0/Tlldo"/>  
 <GANH id="" inp="Id" out="Id\*(2)" stt="NO" K="xd-xld"/>  
 <SOMD id="" out="@Elq" stt="NO">  
   <ADD sgnl="+">Id\*(2)</ADD>  
   <ADD sgnl="-">Elq</ADD>  
   <ADD sgnl="+">Efd</ADD>  
 </SOMD>  
 <INTG id="ELQ" inp="@Elq" out="Elq" stt="3" K="1.0/Tldo"/>  
 <GANH id="" inp="(w-wo)" out="D(w-wo)" stt="NO" K="D"/>  
 <SOMD id="PACE" out="Pace" stt="NO">  
   <ADD sgnl="+">Pm</ADD>  
   <ADD sgnl="-">Pe</ADD>  
   <ADD sgnl="-">D(w-wo)</ADD>  
 </SOMD>  
 <INTG id="WMEC" inp="Pace" out="w" stt="4" K="1.0/(2\*H)"/>  
 <SOMD id="" out="(w-wo)" stt="NO">  
   <ADD sgnl="+">w</ADD>  
   <ADD sgnl="-">wo</ADD>  
 </SOMD>  
 <INTG id="DELT" inp="(w-wo)" out="delt" stt="5" K="376.99"/>  
 <GANH id="" inp="Iq" out="Iq\*r" stt="NO" K="r"/>  
 <SOMD id="" out="#Id" stt="NO">  
   <ADD sgnl="-">Ellq</ADD>  
   <ADD sgnl="+">Vq</ADD>  
   <ADD sgnl="+">Iq\*r</ADD>  
 </SOMD>  
 <GANH id="ID" inp="#Id" out="Id" stt="6" K="1.0/xlld"/>  
 <GANH id="" inp="Id" out="Id\*r" stt="NO" K="r"/>  
 <SOMD id="" out="#Iq" stt="NO">  
   <ADD sgnl="+">Elld</ADD>  
   <ADD sgnl="-">Vd</ADD>  
   <ADD sgnl="-">Id\*r</ADD>

```

</SOMD>
<GANH id="IQ" inp="#Iq" out="Iq" stt="7" K="1.0/xllq"/>
<MULT id="" out="Vd*Id" stt="NO">
  <ADD>Vd</ADD>
  <ADD>Id</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Vq*Iq" stt="NO">
  <ADD>Vq</ADD>
  <ADD>Iq</ADD>
</MULT>
<MOD2 id="" in1="Id" in2="Iq" out="[I]" stt="NO"/>
<GANH id="" inp="[I]" out="r*[I]" stt="NO" K="r"/>
<SOMD id="PELE" out="Pe" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">Vd*Id</ADD>
  <ADD sgnl="+">Vq*Iq</ADD>
  <ADD sgnl="+">r*[I]</ADD>
</SOMD>
<GANH id="" inp="Id" out="Id*()" stt="NO" K="xd-xq"/>
<SOMD id="EQ" out="Eq" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">Id*()</ADD>
  <ADD sgnl="+">Efd</ADD>
</SOMD>
<GANH id="IFD" inp="Efd" out="Ifd" stt="NO" K="1.0/(xd)"/>
<GANH id="" inp="Pe" out="PELE" stt="NO" K="Sbase*unids"/>
<GANH id="" inp="Pm" out="PMEC" stt="NO" K="Sbase*unids"/>
<GANH id="" inp="w" out="FMAQ" stt="NO" K="60.0"/>
<GANH id="" inp="w" out="W" stt="NO" K="376.99"/>
<DQ-C id="">
  <RE stt="NO">Ere</RE>
  <IM stt="NO">Eim</IM>
  <D>Elld</D>
  <Q>Ellq</Q>
  <DELTA>delt</DELTA>
</DQ-C>
<CONS id="" out="Gmq" value="r/(r*r+xlld*xllq)"/>
<CONS id="" out="Bmq" value="-0.5*(xllq+xlld)/(r*r+xlld*xllq)"/>
<CMUL id="">
  <RE stt="NO">Ire1</RE>
  <IM stt="NO">Iim1</IM>
  <A_RE>Gmq</A_RE>

```

```

<A_IM>Bmq</A_IM>
<B_RE>Ere</B_RE>
<B_IM>Eim</B_IM>
</CMUL>
<GANH id="" inp="delt" out="2*delt" stt="NO" K="2.0"/>
<SENO id="" inp="2*delt" out="sin2D" stt="NO"/>
<COSS id="" inp="2*delt" out="cos2D" stt="NO"/>
<GANH id="" inp="sin2D" out="Bs*sin2D" stt="NO" K="-0.5*(xllq-xlld)/(r*r+xlld*xllq)"/>
<GANH id="" inp="cos2D" out="Bs*cos2D" stt="NO" K="0.5*(xllq-xlld)/(r*r+xlld*xllq)"/>
<SOMD id="" out="(E-V)re" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">Ere</ADD>
  <ADD sgnl="-">Vre</ADD>
</SOMD>
<SOMD id="" out="(E-V)im" stt="NO">
  <ADD sgnl="-">Eim</ADD>
  <ADD sgnl="+">Vim</ADD>
</SOMD>
<CMUL id="">
  <RE stt="NO">Ire2</RE>
  <IM stt="NO">Iim2</IM>
  <A_RE>Bs*sin2D</A_RE>
  <A_IM>Bs*cos2D</A_IM>
  <B_RE>(E-V)re</B_RE>
  <B_IM>(E-V)im</B_IM>
</CMUL>
<SOMD id="" out="Ire" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">Ire1</ADD>
  <ADD sgnl="-">Ire2</ADD>
</SOMD>
<SOMD id="" out="Iim" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">Iim1</ADD>
  <ADD sgnl="-">Iim2</ADD>
</SOMD>
<GANH id="" inp="Gmq" out="Geq" stt="NO" K="1.0*(Sbase/100.0)*unids"/>
<GANH id="" inp="Bmq" out="Beq" stt="NO" K="1.0*(Sbase/100.0)*unids"/>
<GANH id="" inp="Ire" out="Ieqr" stt="NO" K="-1.0*(Sbase/100.0)*unids"/>
<GANH id="" inp="Iim" out="Ieqi" stt="NO" K="-1.0*(Sbase/100.0)*unids"/>
<OSHT id="" itype="CORRENTE" otype="POTENCIA">
  <SHT INJre="Ieqr" INJim="Ieqi" G="Geq" B="Beq"/>
</OSHT>

```

```

<CINI id="" vars="Eqda" cis="[Vre]+([Ire]*r-[Iim]*xq)*(-1.0/((Sbase/100.0)*unids))"/>
<CINI id="" vars="Eqdb" cis="[Vim]+([Iim]*r+[Ire]*xq)*(-1.0/((Sbase/100.0)*unids))"/>
<CINI id="" vars="delt" cis="atan2(Eqdb,Eqda)"/>
<CINI id="" vars="w" cis="1.0"/>
<CINI id="" vars="Id" cis="(-[Ire]*sin(%delt)+[Iim]*cos(%delt))*(-1.0/((Sbase/100.0)*unids))"/>
<CINI id="" vars="Iq" cis="([Ire]*cos(%delt)+[Iim]*sin(%delt))*(-1.0/((Sbase/100.0)*unids))"/>
<CINI id="" vars="Elq" cis="-xld*%Id+r*%Iq+[Vre]*cos(%delt)+[Vim]*sin(%delt)"/>
<CINI id="" vars="Elld" cis="r*%Id+xllq*%Iq-[Vre]*sin(%delt)+[Vim]*cos(%delt)"/>
<CINI id="" vars="Ellq" cis="-xlld*%Id+r*%Iq+[Vre]*cos(%delt)+[Vim]*sin(%delt)"/>
<CINI id="" vars="Efd" cis="sqrt(sqrt(Eqda)+sqrt(Eqdb))-(xd-xq)*%Id"/>
<CINI id="" vars="Pm" cis="%Elld*%Id+%Ellq*%Iq"/>
</MODEL>

```

- Modelo do Regulador de Tensão

```

<MODEL id="RegTensao#RTX-WEG" source="USERS">
  <PARAM id="Ka" type="PARAMETER" value="80.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="T1" type="PARAMETER" value="5.000" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="T2" type="PARAMETER" value="15.000" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Kb" type="PARAMETER" value="1.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="T5" type="PARAMETER" value="0.030" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="T6" type="PARAMETER" value="0.020" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Kcr" type="PARAMETER" value="0.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Lmin" type="PARAMETER" value="-5.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Lmax" type="PARAMETER" value="8.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Vref" type="REFERENCE" value="0.000" unids="pu" print="S" />
  <INPT id="Vpss" />
  <OUTP id="Efd" />
  <TENS id="" type="POLAR" term="1" out1="Vtt" out2="Vang" />
  <CORR id="" term="0" out1="Ireal" out2="Iimag" />
  <GANH id="" inp="Iimag" out="X0t" stt="NO" K="Kcr" />
  <SOMD id="" out="X1t" stt="NO">
    <ADD sgnl="+">Vref</ADD>
    <ADD sgnl="-">X0t</ADD>
    <ADD sgnl="+">Vpss</ADD>
    <ADD sgnl="-">Vtt</ADD>
  </SOMD>
  <GANH id="" inp="X1t" out="X2t" stt="NO" K="Ka" />
  <LDLG id="" inp="X2t" out="X3t" stt="0" P1="1.0" T1="T1" P2="1.0" T2="T2" />
  <LAG id="" inp="Efd" out="Vso" stt="1" K="1.0" P="1.0" T="0.01" />

```

```

<CONS id="" out="0" value="0.0" />
<SOMD id="" out="X4t" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">X3t</ADD>
  <ADD sgnl="-">Vso</ADD>
</SOMD>
<GANH id="" inp="X4t" out="X5t" stt="NO" K="Kb" />
<LDLG id="" inp="X5t" out="X6t" stt="0" P1="1.0" T1="T5" P2="1.0" T2="T6" />
<LIMT id="" inp="X6t" out="X7t" lmin="Lmin" lmax="Lmax" />
<MULT id="" out="Efd" stt="NO">
  <ADD>X7t</ADD>
  <ADD>Vtt</ADD>
</MULT>
</MODEL>

```

- Modelo do Regulador de Velocidade

```

<MODEL id="CtrlVeloc#RVX-WEG" source="USERS">
  <PARAM id="Kw" type="PARAMETER" value="30.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="bt" type="PARAMETER" value="0.020" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Td" type="PARAMETER" value="1.000" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Tn" type="PARAMETER" value="1.500" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="ep" type="PARAMETER" value="0.050" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Tf" type="PARAMETER" value="0.010" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Kr" type="PARAMETER" value="50.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Tg" type="PARAMETER" value="0.010" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Lmin" type="PARAMETER" value="0.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Lmax" type="PARAMETER" value="1.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Wref" type="REFERENCE" value="1.000" unids="pu" print="S" />
  <PARAM id="Pref" type="PARAMETER" value="1.000" unids="pu" print="S" />
  <PARAM id="Tw" type="PARAMETER" value="2.000" unids="pu" print="S" />
  <PARAM id="Umn" type="PARAMETER" value="0.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Umx" type="PARAMETER" value="0.000" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Pmin" type="PARAMETER" value="-0.800" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Pmax" type="PARAMETER" value="0.800" unids="" print="S" />
  <INPT id="W" />
  <INPT id="Pe" />
  <OUTP id="Pm" />
  <GANH id="" inp="W" out="w" stt="NO" K="1/376.99" />
  <GANH id="" inp="Wref" out="wrfq" stt="22" K="1" />
  <SOMD id="" out="dwq" stt="NO">

```

```

    <ADD sgnl="+">Wref</ADD>
    <ADD sgnl="-">w</ADD>
</SOMD>
<DEAD id="" inp="dwq" out="X2v" umin="Umn" umax="Umx" />
<LDLG id="" inp="X2v" out="X3v" stt="1" P1="1" T1="Tn" P2="1" T2="Tn/10.0"/>
<LDLG id="" inp="G" out="X12v" stt="4" P1="bt" T1="Td" P2="1" T2="Td" />
<SOMD id="" out="X13v" stt="NO">
    <ADD sgnl="+">X3v</ADD>
    <ADD sgnl="-">X12v</ADD>
</SOMD>
<SOMD id="" out="X13err" stt="9">
    <ADD sgnl="+">X13v</ADD>
    <ADD sgnl="-">X15v</ADD>
</SOMD>
<INTG id="" inp="X13err" out="X14v" stt="8" K="Kw" />
<LIMT id="" inp="X14v" out="G" lmin="Lmin" lmax="Lmax" />
<SOMD id="" out="X15v" stt="9">
    <ADD sgnl="+">X14v</ADD>
    <ADD sgnl="-">G</ADD>
</SOMD>
<LDLG id="" inp="G" out="Potm" stt="5" P1="1" T1="-1.0*Tw" P2="1" T2="Tw/2.0" />
<LIMT id="" inp="Potm" out="Pm" lmin="Pmin" lmax="Pmax" />
</MODEL>

```

## Apêndice C – Gráficos da Tensão de Campo, da Potência Reativa e da Potência Mecânica

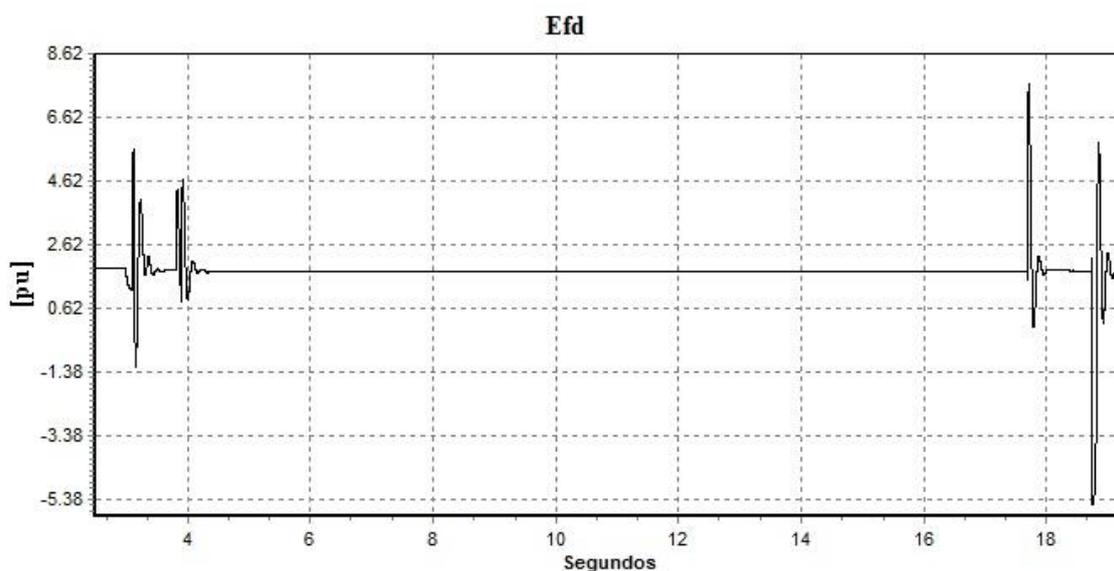


Figura C. 1. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha).

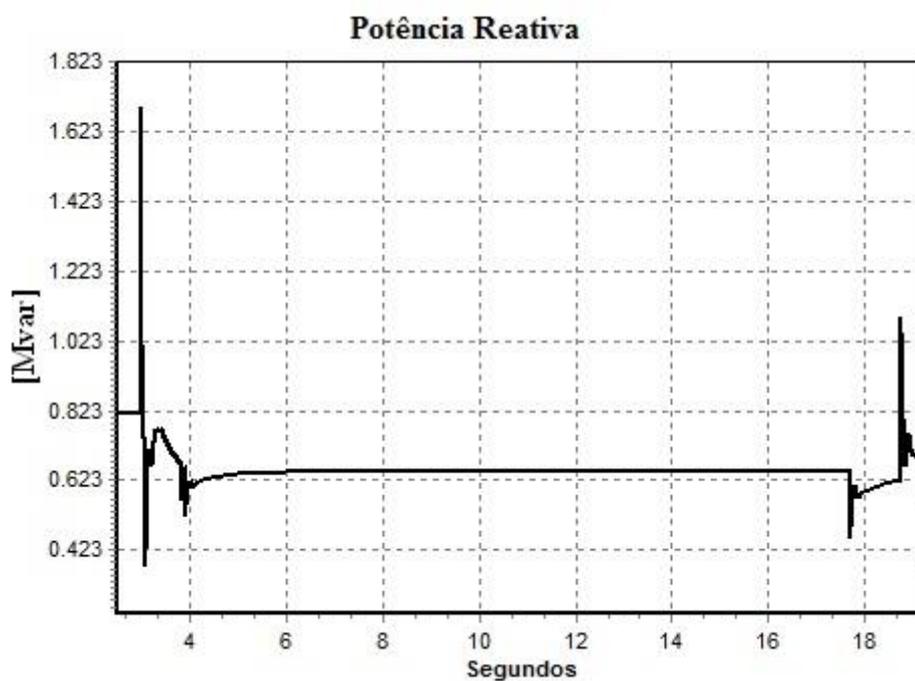


Figura C. 2. Variação da potência reativa – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha).

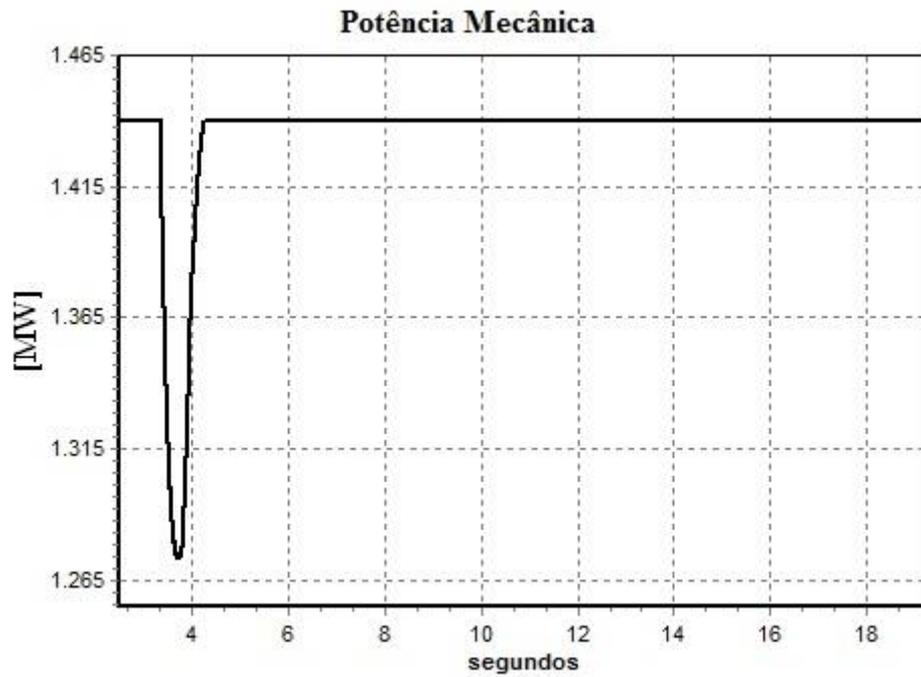


Figura C. 3. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 16 - Geração de 2,88 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–2UN (NS da Ilha).

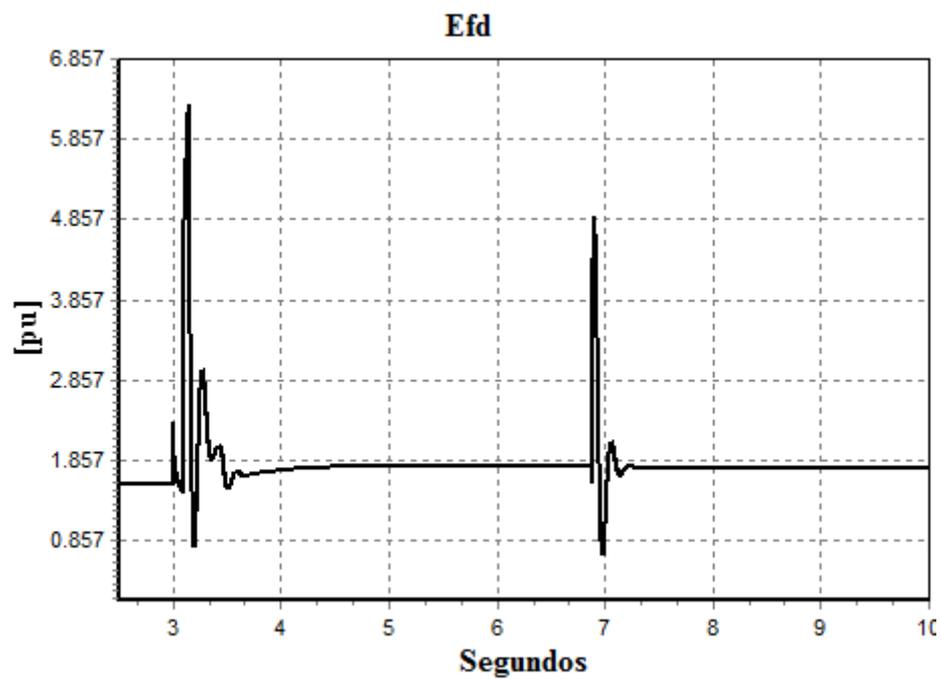


Figura C. 4. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha).

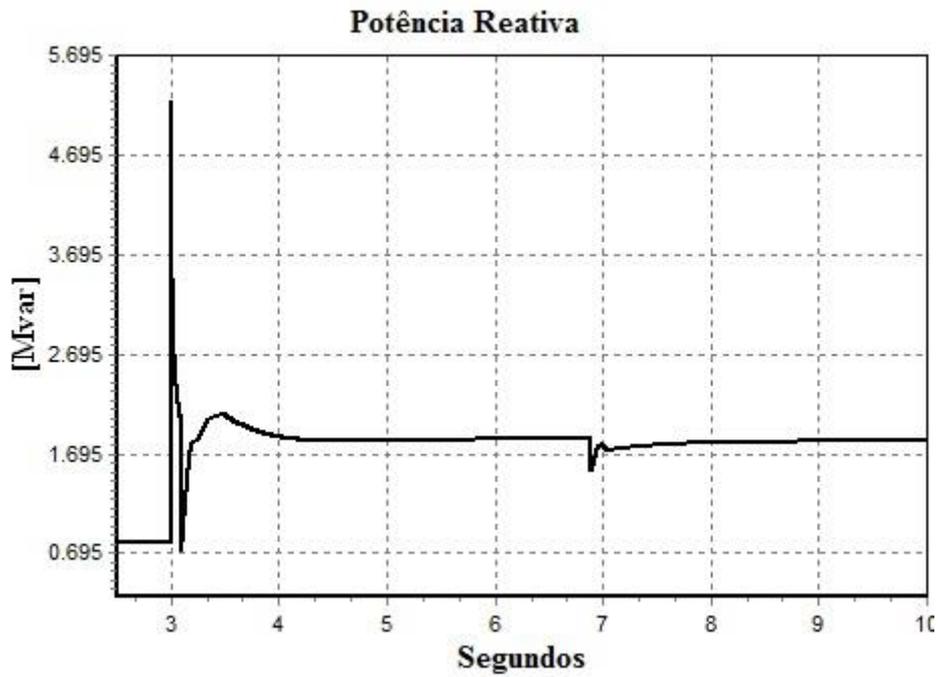


Figura C. 5. Variação da potência reativa – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha).

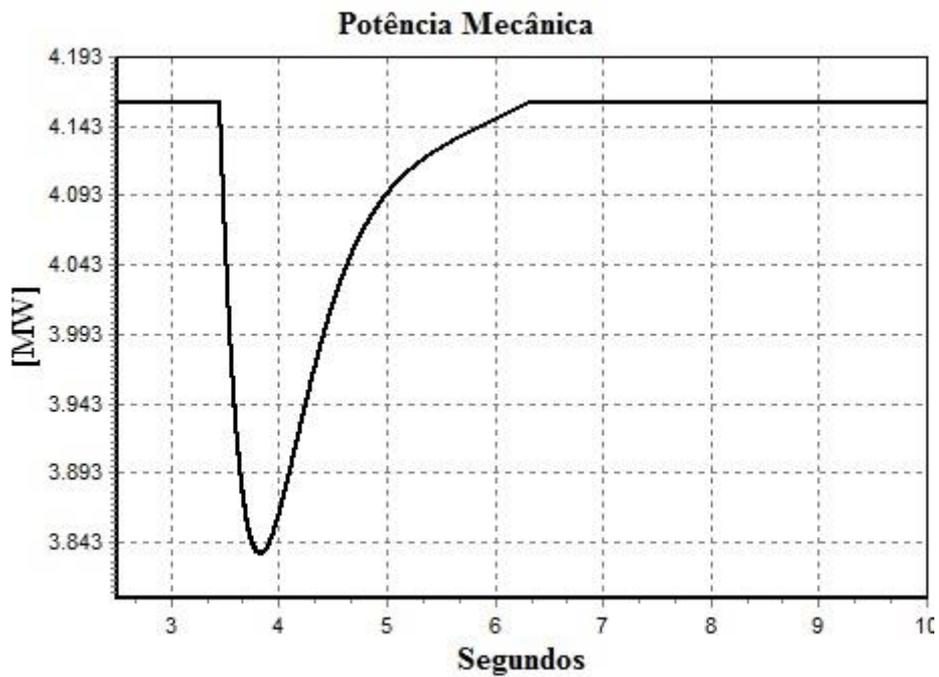


Figura C. 6. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 16 - Geração de 4,16 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–1UN (SP da Ilha).

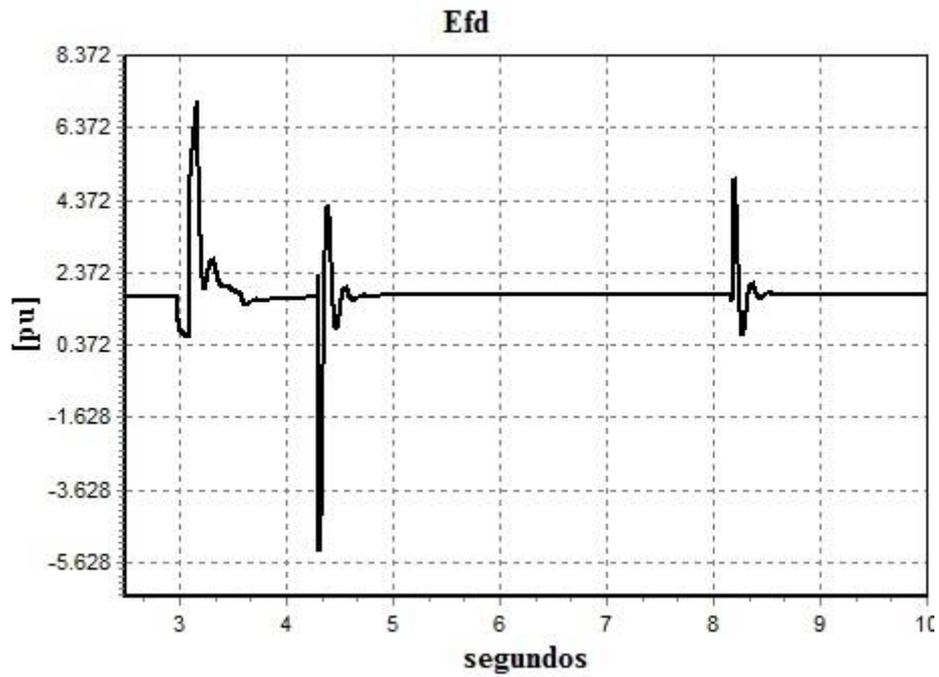


Figura C. 7. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha).

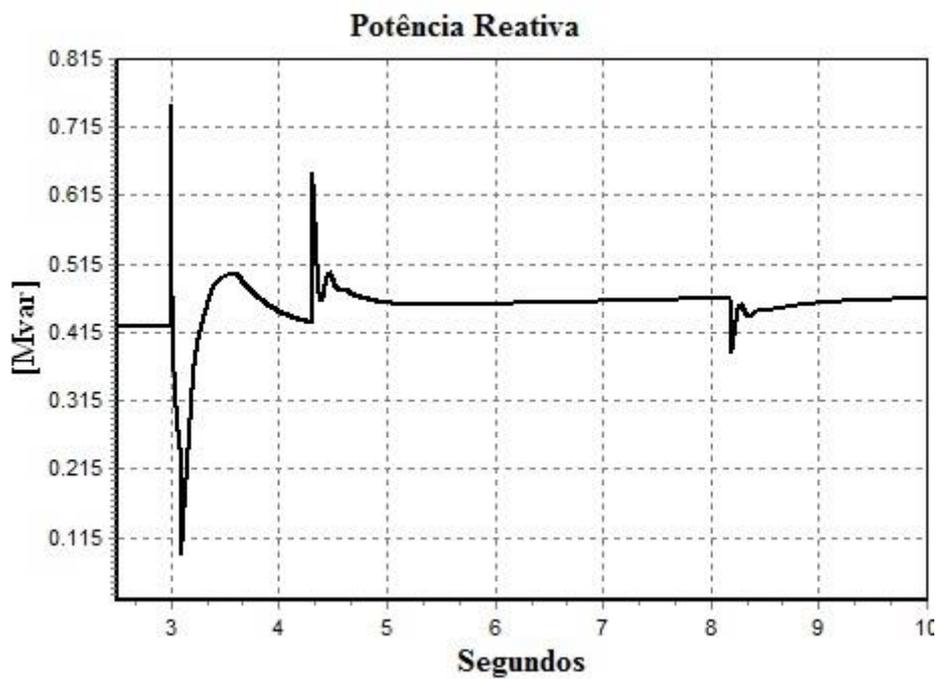


Figura C. 8. Variação da potência reativa – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha).

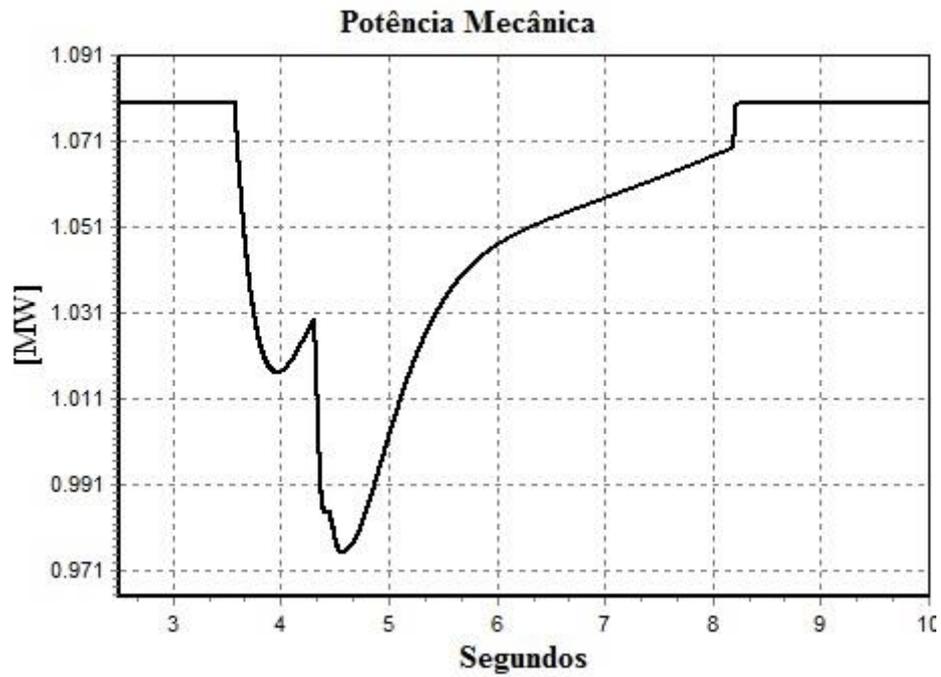


Figura C. 9. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (SP da Ilha).

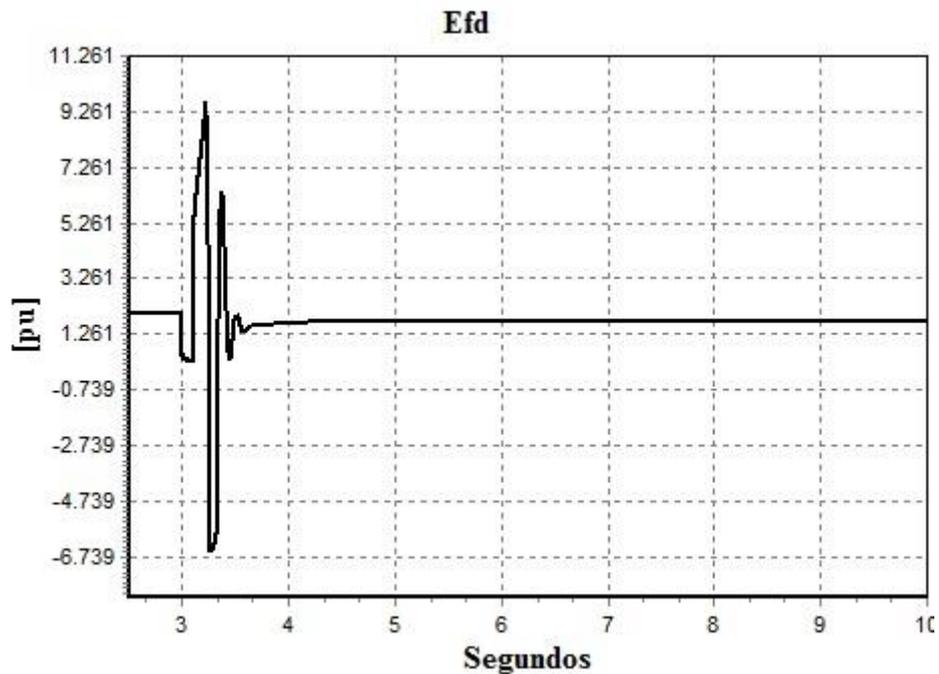


Figura C. 10. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha).

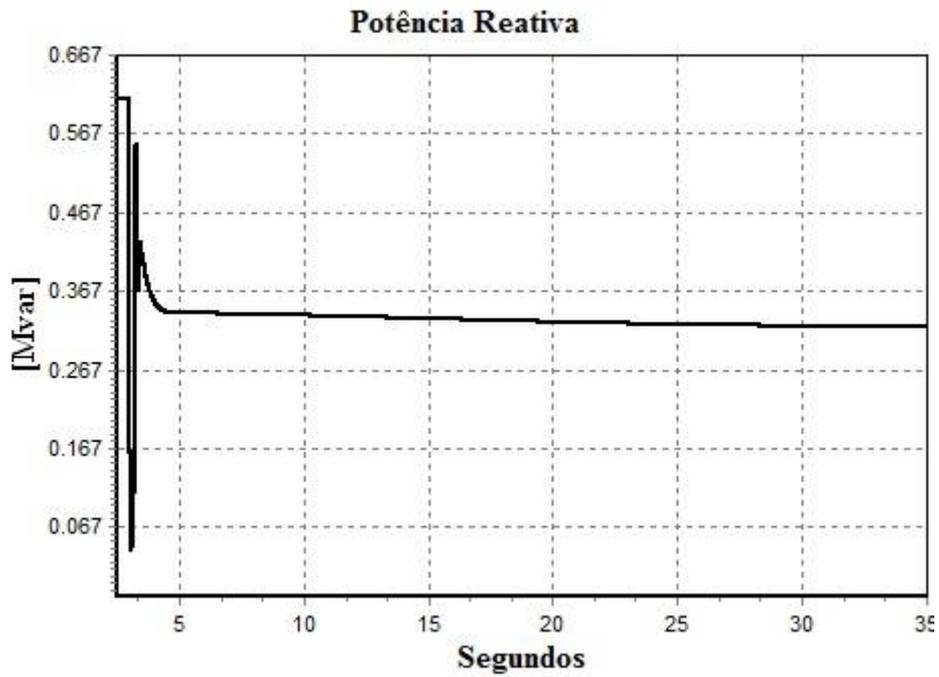


Figura C. 11. Variação da potência reativa – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha).

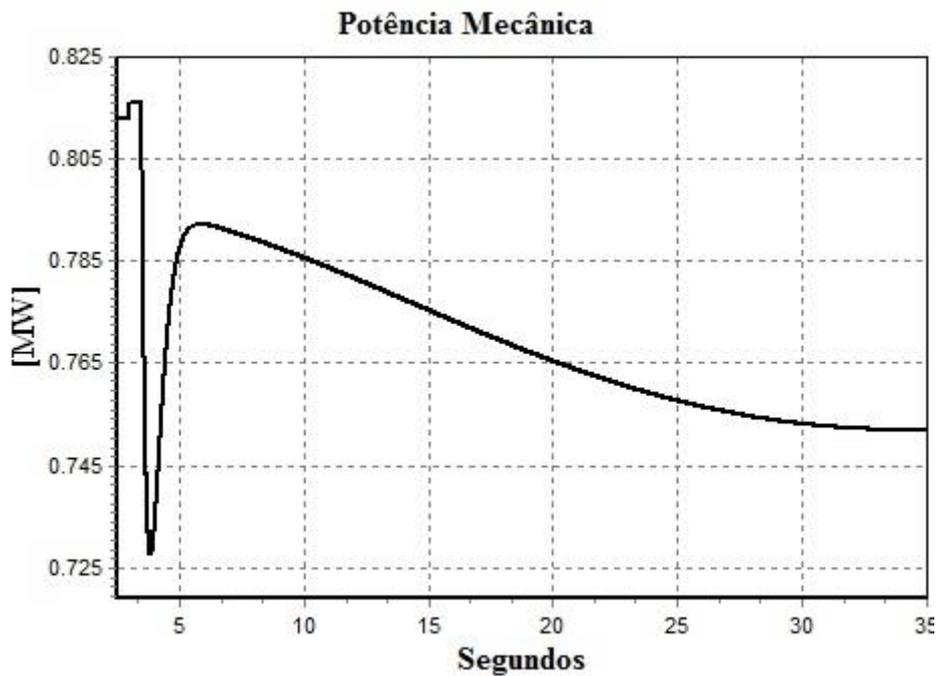


Figura C. 12. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CP–3UN (S da Ilha).

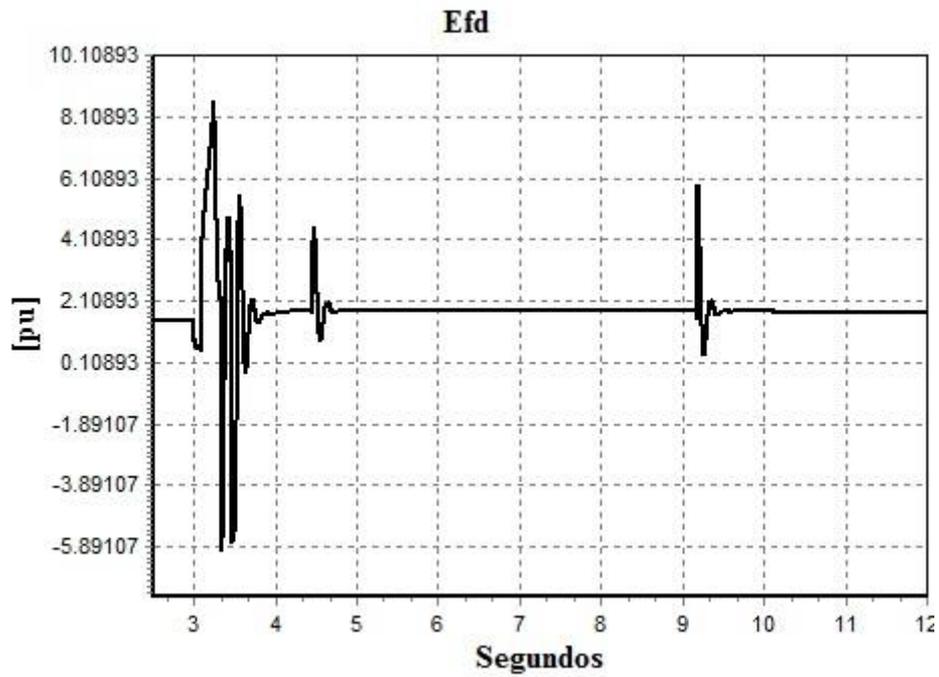


Figura C. 13. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha).

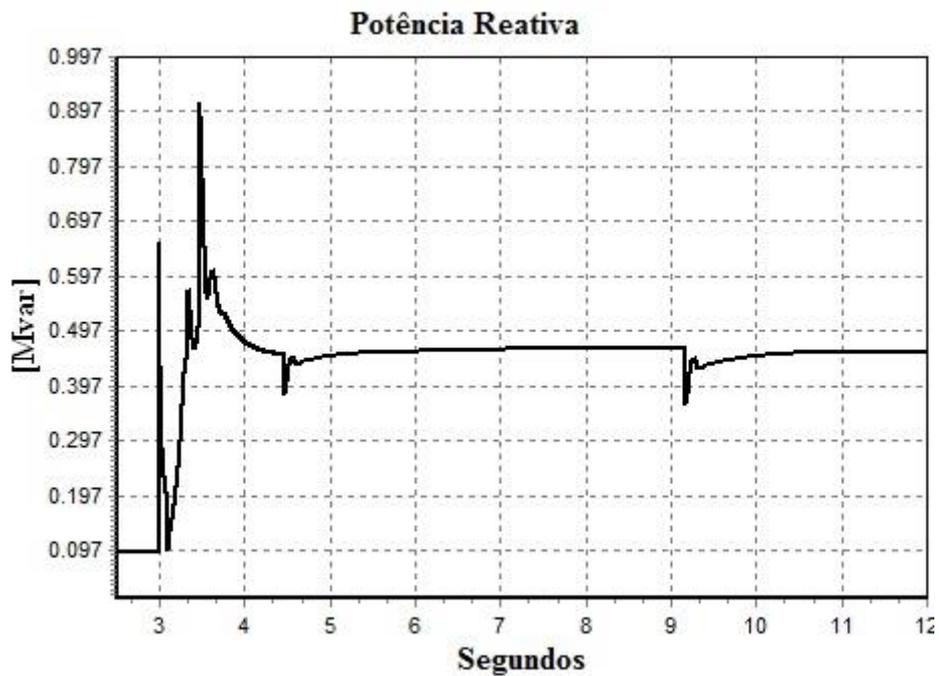


Figura C. 14. Variação da potência reativa – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha).

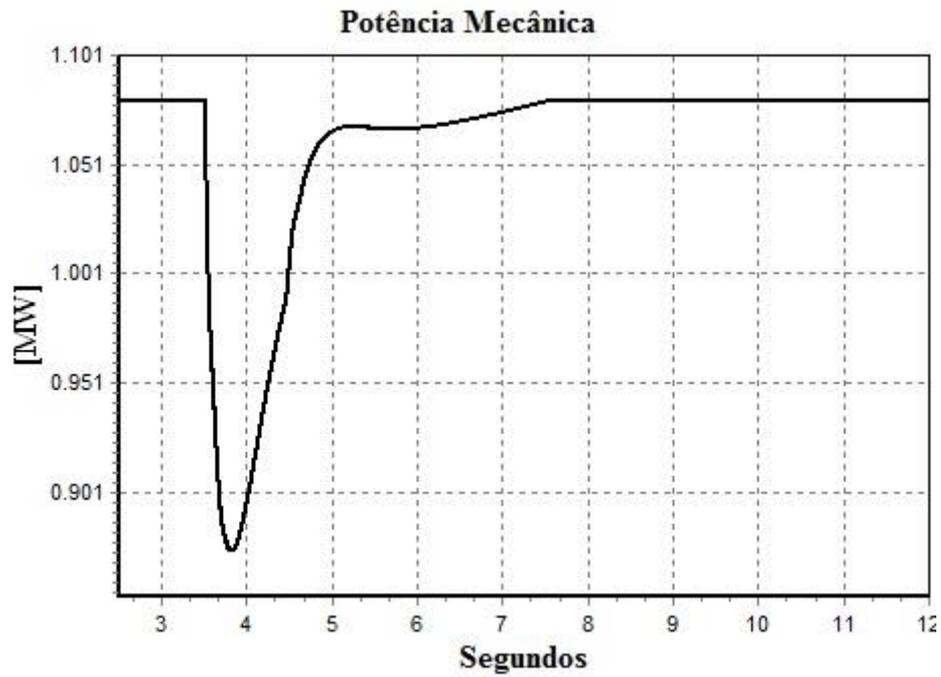


Figura C. 15. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 21 - Geração de 3,24 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (SP da Ilha).

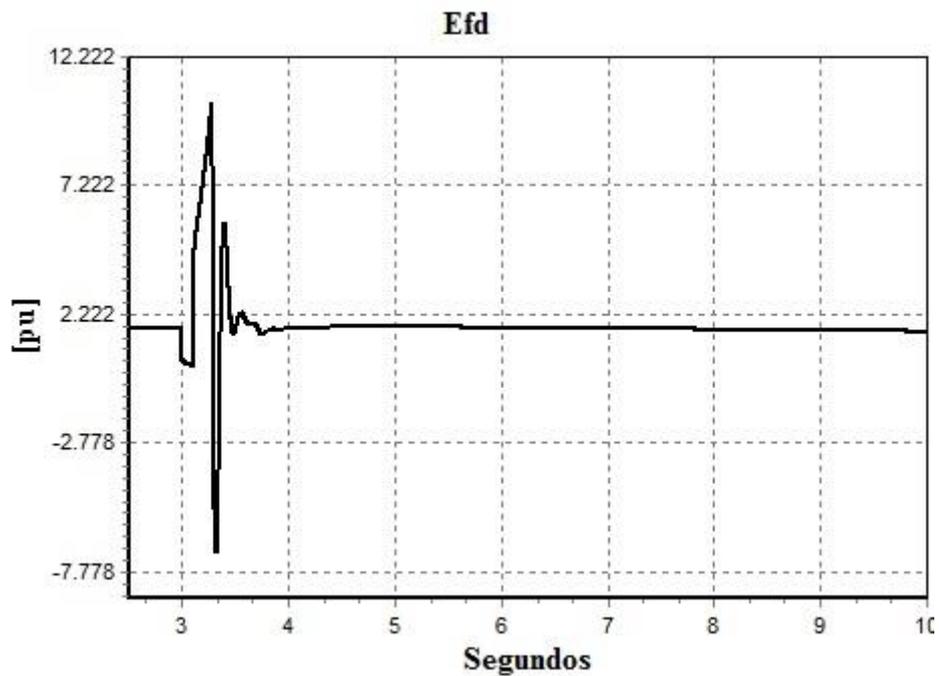


Figura C. 16. Variação da tensão de campo – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha).

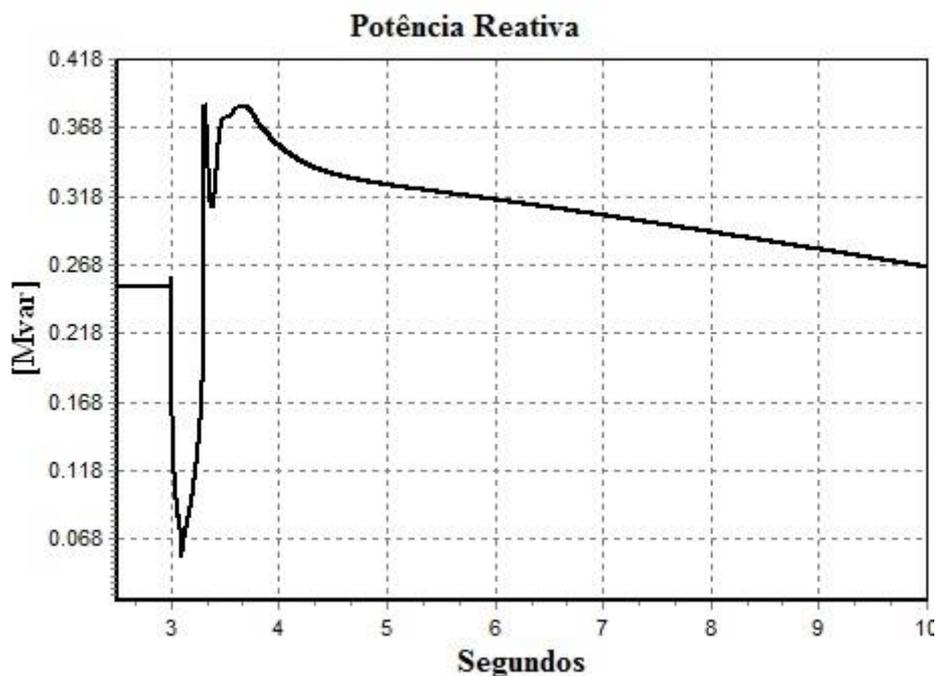


Figura C. 17. Variação da potência reativa – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha).

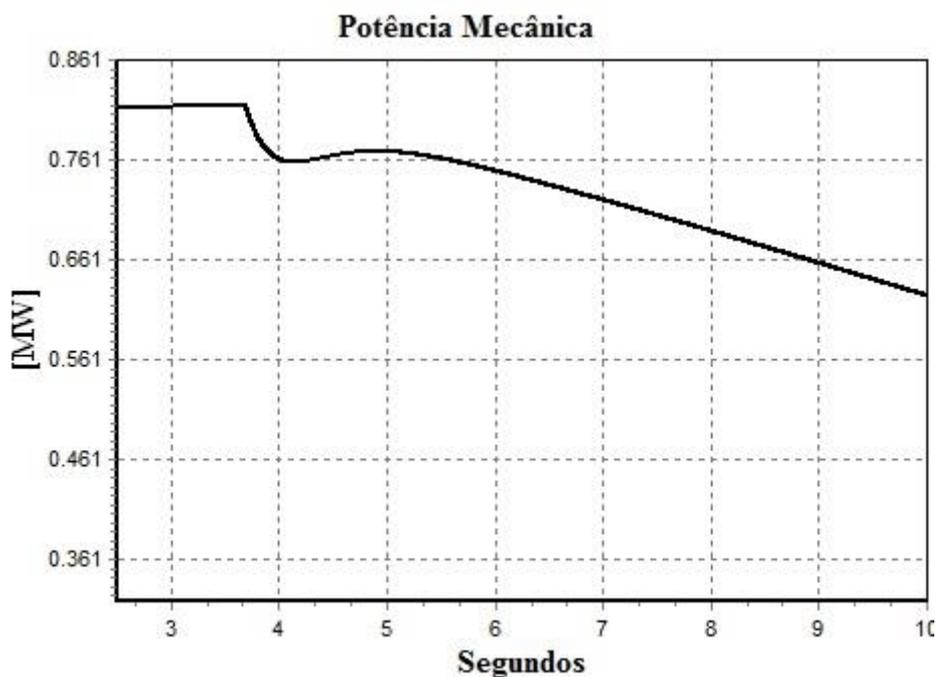


Figura C. 18. Variação da potência mecânica – Falha Trecho 24 - Geração de 2,44 MW – PCH 5,5 MW–PD–CM–3UN (NS da Ilha).