



Rafael Zymler

Validação de Simulações Dinâmicas Sistêmicas Utilizando Registros Sincrofasoriais

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Jorge Luiz de Araújo Jardim

Rio de Janeiro
Julho de 2020



Rafael Zymler

Validação de Simulações Dinâmicas Sistêmicas Utilizando Registros Sincrofasoriais

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Jorge Luiz de Araújo Jardim

Coorientador

HPPA Consultoria

Prof. Zulmar Soares Machado Júnior

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Dr. Carlos Alberto da Silva Neto

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Rio de Janeiro, 17 de julho de 2020

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Rafael Zymler

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília em 2014. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema.

Ficha Catalográfica

Zymler, Rafael

Validação de simulações dinâmicas sistêmicas utilizando registros sincrofasoriais / Rafael Zymler ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; coorientador: Jorge Luiz de Araújo Jardim. – 2020.

219 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2020.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Controle de frequência. 3. Inércia. 4. Reserva. 5. Altura de queda. 6. PMU. I. Silva, Armando M. Leite da (Armando Martins Leite). II. Jardim, Jorge Luiz de Araújo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Benjamin Zymler e Maria Lenir Avila Zymler, e irmã, Evelyn Mongarde Zymler, por todo o suporte e apoio essenciais para minha formação pessoal e profissional.

À minha esposa Luisa Bittencourt e Silva por me apoiar nos momentos de dificuldades.

À PUC – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro pela oportunidade de realizar o curso de mestrado e, em especial, aos professores do Programa de Engenharia Elétrica que me ajudaram a ser um engenheiro mais qualificado para servir à sociedade brasileira.

Aos meus orientadores Armando Martins Leite da Silva e Jorge L. A. Jardim e a todos os demais professores do programa de pós-graduação da PUC-Rio pelos ensinamentos e compartilhamento de experiências.

Aos funcionários da PUC-Rio, principalmente aos do Departamento de Engenharia Elétrica.

À Reitoria da PUC-Rio e à CAPES pelos auxílios concedidos. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS pela oportunidade de realizar o mestrado e por fornecer um ambiente propício ao desenvolvimento dessa dissertação.

Aos engenheiros Pedro Henrique Lourenço dos Santos, Agílio Coutinho Netto, Fabrício Andrade Mourinho, André Moreira da Cunha e demais colegas do ONS por toda ajuda.

Resumo

Zymler, Rafael; Leite da Silva, Armando Martins. **Validação de Simulações Dinâmicas Sistêmicas Utilizando Registros Sincrofasoriais**. Rio de Janeiro, 2020. 219p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) operam de acordo com limites de segurança definidos pelo planejamento da operação através de simulações computacionais. Portanto, os componentes da rede elétrica devem ser devidamente modelados para garantir uma operação segura e econômica. A tecnologia dos sistemas de medição fasorial sincronizada permite a obtenção de registros de distúrbios reais, que podem ser comparados com simulações para verificar sua aderência. Tem-se verificado nos atuais SEE diferenças entre os registros e as simulações computacionais dos eventos observados. Tais diferenças têm ocorrido também no Sistema Interligado Nacional (SIN), principalmente em relação ao desvio de frequência, sendo a resposta simulada menos severa quando comparada ao comportamento observado, podendo levar o SIN a operar em um ponto inseguro com risco de atuação de esquemas regionais de alívio de carga. Nesta dissertação são avaliados os modelos de usinas hidráulicas e termoelétricas e os parâmetros que podem influenciar significativamente a resposta das simulações, com ênfase no desempenho da frequência. Distúrbios que ocorreram no SIN são reproduzidos utilizando casos de tempo real, construídos a partir dos dados de estimadores de estado, em conjunto com uma base de modelos dinâmicos. Os resultados das simulações são comparados com os registros reais obtidos pelas PMUs (*Phasor Measurement Unit*) instaladas no SIN. Parâmetros como altura de queda, resposta dos reguladores de velocidade e modelagem dinâmica e estática das cargas são investigados. Impactos e simulações do fenômeno *multi-infeed* são apresentados. Os resultados obtidos mostram a necessidade de melhorias nos modelos e nos parâmetros de entrada das simulações de transitórios eletromecânicos do SIN. Ressalta-se a importância da contínua validação sistêmica e específica dos modelos para o planejamento da operação do SIN.

Palavras-Chave

Controle de frequência; Inércia; Reserva; Altura de queda; PMU; *Multi-infeed*; Regulador de velocidade; Análise dinâmica.

Abstract

Zymler, Rafael; Leite da Silva, Armando Martins. **Validation of Systemic Dynamic Simulations Using Synchrophasor Data**. Rio de Janeiro, 2020. 219p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Electric power systems (EPS) operate according to safety limits defined by the operation planning assessed through computer simulations. Therefore, the components of the electrical grid must be properly represented to ensure secure and economical operation. The technology of synchronized phasor measurement systems allows to obtain records of actual faults, which can be compared to simulation results to check their accuracy. Differences between records and computer simulations of the observed events have been verified in the current EPS. Such differences have also occurred in the Brazilian interconnected system (BIS), mainly related to frequency deviations, with the simulated response being less severe when compared to the observed performance. This may lead the BIS to operate under unsafe conditions, with risk of activating regional protection schemes for load shedding; a possible hasty and undesirable action. In this dissertation, the models of hydraulic and thermoelectric power plants and other parameters that can significantly influence the response of simulations are evaluated, with an emphasis on frequency performance. Disturbances that occurred in the BIS are reproduced using real-time cases, built from state estimator data, together with a collection of dynamic models. The simulation results are compared with the actual records obtained by PMUs (Phasor Measurement Units) installed in the BIS. Parameters such as hydropower head, response of speed regulators and dynamic and static modeling of loads are explored. Impacts and simulations of the multi-infeed phenomenon are also presented. The results show the need for improvements in the models and simulation input parameters of electromechanical transient studies of the BIS. There is a continuous need to observe the systemic and specific validation of models for planning and operation of the BIS.

Keywords

Frequency control; Inertia; Reserve; Hydropower head; PMU; Multi-infeed; Speed regulator; Dynamic analysis.

Sumário

1	Introdução	25
1.1.	Considerações Gerais	25
1.2.	Estado da Arte	28
1.3.	Estrutura da Tese	33
2	Dinâmica e Modelagem de Sistemas Elétricos	35
2.1.	Introdução	35
2.2.	Máquina Síncrona	35
2.3.	Sistema de Excitação	40
2.4.	Turbina e Regulador de Velocidade	43
2.4.1.	Geradores de Usinas Hidroelétricas	43
2.4.2.	Geradores de Usinas Termoelétricas	48
2.5.	Modelagem de Carga	52
2.5.1.	Modelos Estáticos	52
2.5.2.	Modelos Dinâmicos	53
2.6.	Equipamentos FACTS	58
2.7.	Controle de Frequência	58
2.7.1.	Reserva de Potência Operativa	61
2.7.2.	Controle Automático de Geração	64
2.7.3.	Taxa de Variação de Frequência (RoCoF)	65
2.8.	Multi-infeed	67
2.9.	Conclusões	69
3	Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada	71
3.1.	Introdução	71
3.2.	Aspectos Gerais	72
3.3.	Aplicações de SMSF	76
3.3.1.	Aplicações Básicas	79
3.3.2.	Aplicações de Monitoramento	79
3.3.3.	Aplicações de Controle e Proteção	80

3.3.4. Aplicações Especiais	81
3.4. Desenvolvimentos no Brasil	82
3.5. Conclusões	88
4 Parâmetros Influentes no Desempenho da Frequência	90
4.1. Introdução	90
4.2. Altura de Queda	91
4.2.1. Queda de Projeto e Queda de Referência	91
4.2.2. Queda Bruta	93
4.2.3. Altura de Perdas Hidráulicas	94
4.2.4. Queda Líquida	95
4.2.5. Aplicação nas Simulações	97
4.3. Modelagem de Carga	99
4.4. Geração Distribuída	101
4.5. Resposta Primária das Usinas Termoelétricas	103
4.6. Conclusões	105
5 Simulações e Resultados	107
5.1. Introdução	107
5.2. Simulações dos Casos de Planejamento	107
5.2.1. Usinas Térmicas	108
5.2.2. Parâmetros Influentes no Desvio de Frequência	110
5.2.3. Geração Distribuída	113
5.2.4. Modelagem de Carga	115
5.2.5. Compensadores Síncronos	121
5.3. Simulações dos Casos de Tempo Real	124
5.3.1. 23/01/2019: Perda da UTN Angra 2	124
5.3.2. 31/01/2019: Perda de Geração Eólica	140
5.3.3. 03/02/2019: Perda do Bipolo Xingu – Estreito	147
5.3.4. 19/02/2019: Perda Polo 4 Madeira	155
5.3.5. 27/03/2019: Perda UG UHE Belo Monte	162
5.3.6. 04/04/2019: Perda UG UHE Belo Monte	169
5.3.7. 13/10/2019: Perda do elo HVDC Madeira	175
5.3.8. 16/01/2020 Falha de Comutação LT 500 kV Araraquara –	

Campinas C1	182
5.3.9. Síntese dos Resultados e Indicadores	189
5.4. Conclusões	193
6 Conclusões e Trabalhos Futuros	197
6.1. Conclusões	197
6.2. Propostas de Trabalhos Futuros	200
7 Referências Bibliográficas	202
Apêndice A. Dados de Altura de Queda	206
A.1. Altura de Queda Usinas Hidráulicas	206
Apêndice B. Modelos de Carga com a Frequência	212
B.1. 23/01/2019: Perda da UTN Angra 2	212
Apêndice C. Dados Adicionais	215
C.1. Reserva Operativa	215
C.2. Modelagem de Carga	219

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Comparação do Registro e da Simulação do Evento de 10 de agosto de 1996 nos EUA [1].	29
Figura 2.1 – Diagrama de blocos da equação de oscilação [13].	36
Figura 2.2 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo Direto do Modelo 4 [14].	38
Figura 2.3 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo em Quadratura do Modelo 4 [14].	38
Figura 2.4 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo Direto e Quadratura do Modelo 5 [14].	39
Figura 2.5 – Diagrama de blocos funcional de um sistema de excitação de um gerador síncrono.	41
Figura 2.6 – Diagrama de Capacidade Típico de um Gerador [15].	42
Figura 2.7 – Característica de Regime Permanente de Regulador de Velocidade com Estatismo.	43
Figura 2.8 – Modelo de Regulador de Velocidade Mecânico-Hidráulico [17].	44
Figura 2.9 – Modelo de Regulador de Velocidade Eletro-Hidráulico com PID [17].	45
Figura 2.10 – Modelo Linear de Turbina Hidráulica [17].	45
Figura 2.11 – Modelo Não Linear de uma Turbina Hidráulica [17].	46
Figura 2.12 – Estrutura básica dos controles associados a uma usina térmica a vapor [17].	48
Figura 2.13 – Modelo de RV e turbina a vapor simplificado [3].	49
Figura 2.14 – Modelo de RV e turbina a vapor IEESGO [3].	49
Figura 2.15 – Modelo de RV e turbina a vapor IEEE <i>Type 1</i> [3].	50
Figura 2.16 – Modelo de RV e turbina a gás GAST [3].	50
Figura 2.17 – Modelo de RV e turbina a gás WESGOV [3].	51
Figura 2.18 – potência consumida versus temperatura de um motor de	

indução monofásico [21], [22].	55
Figura 2.19 – Potência consumida durante a parada por subtensão de um ar condicionado monofásico [21], [22].	56
Figura 2.20 – Tensões das PMUs COPPE e UNIFEI no dia 20/01/2019.	57
Figura 2.21 – Tensão e Frequência da PMU UNIFEI no dia 20/01/2019.	57
Figura 2.22 – Comportamento da Excursão de Frequência Após Déficit de Geração [24].	59
Figura 2.23 – Exemplo de Alocação de Geração e Reserva no SIN.	62
Figura 2.24 – HVDC do Sistemas Interligado Nacional [26].	67
Figura 2.25 – Tensão AC e Corrente nas Válvulas Durante uma Falha de Comutação [26].	68
Figura 2.26 – Medição dos Tempos TFC, FVZ, DIF e TIP [26].	69
Figura 3.1 – Representação de um sinal senoidal e um fasor [29].	73
Figura 3.2 – (a) Sinal original $x(t)$; (b) (c) Amostragem do sinal por impulsos espaçados [29].	74
Figura 3.3 – Estrutura básica de um SMSF [2].	75
Figura 3.4 – Tempo dos fenômenos em sistemas elétricos [2].	78
Figura 3.5 – SPMS MedFasee BT. Fonte: http://www.medfasee.ufsc.br .	83
Figura 3.6 – Localização das PMU do SMSF no SIN [32].	86
Figura 4.1 – Excursão de Frequência e Resposta do Sistema.	90
Figura 4.2 – Engolimento e Potência em Função da Queda Líquida [33].	92
Figura 4.3 – Variação da eficiência de uma turbina hidráulica em função da altura de queda [34].	93
Figura 4.4 – Estruturas e Alturas de uma Usina Hidroelétrica [33].	94
Figura 4.5 – Altura de Queda Líquida para Usinas de Emborcação [33].	96
Figura 4.6 – Curva de rendimento de uma turbina Francis [33].	97
Figura 4.7 – Modelagem de Carga do SIN por Área e por Subsistema.	99
Figura 4.8 – Efeito dos Controles de Temperatura dos Gases de Escape nas Turbinas a Gás na Resposta Primária em Situações de Subfrequência Sustentada [24].	104

Figura 5.1 – Resposta da Potência Mecânica nas Usinas Térmicas do Caso UTEs 90% e Corte de 10 Máquinas UHE Belo Monte.	109
Figura 5.2 – Intercâmbios do Caso de Planejamento Utilizado.	111
Figura 5.3 – Comparação dos Parâmetros Influentes no Caso de Planejamento para a Frequência na Barra da SE 500 kV Grajaú.	112
Figura 5.4 – Gráfico da Impedância da PPS na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2.	113
Figura 5.5 – Comparação do Caso Original (vermelho) e Caso com Corte de Geração Distribuída (azul) (SE 500 kV Serra da Mesa).	114
Figura 5.6 – Variação da Modelagem de Carga ZIP do SIN para Corte de 6 Máquinas na UHE Belo Monte (SE 500 kV Serra da Mesa).	115
Figura 5.7 – Variação da Modelagem de Carga ZIP do SIN para perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio (SE 500 kV Serra da Mesa).	116
Figura 5.8 – R e X da PPS instalada na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 Medido em Serra da Mesa 2 para Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio.	117
Figura 5.9 – Variação do Parâmetro “ <i>D</i> ” de Amortecimento da Carga com a Frequência (SE 500 kV Serra da Mesa).	119
Figura 5.10 – Utilização do Parâmetro <i>D_p</i> na Modelagem da Carga com a Frequência (SE 500 kV Serra da Mesa).	120
Figura 5.11 – Potência Elétrica dos Compensadores Síncronos Após Perda de Geração.	122
Figura 5.12 – Potência Elétrica dos Compensadores Síncronos Após Perda de Geração.	122
Figura 5.13 – Comparação da Frequência com e sem os Compensadores Síncronos.	123
Figura 5.14 – Registro PMU UFRJ COPPE do Evento no Dia 23/01/2019.12	
Figura 5.15 – Resposta das UHEs no Dia 23/01/2019 no Sistema PI Datalink .	125
Figura 5.16 – Resposta das UTEs no Dia 23/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	126
Figura 5.17 – Comparação dos Fluxos 23/01/2019 Caso de Tempo Real e REGER 12h30min.	126
Figura 5.18 – Comparação PMU vs. Organon Evento do Dia 23/01/2019.12	

Figura 5.19 – Comparação da Resposta da UHE Teles Pires entre Organon e PI Datalink.	128
Figura 5.20 – Comparação da Resposta da UHE Igarapava entre Organon e PI Datalink.	128
Figura 5.21 – Comparação da Resposta da UHE Água Vermelha entre Organon e PI Datalink.	129
Figura 5.22 – Influência da Altura de Queda no Desvio de Frequência (SE 500 kV Grajaú).	130
Figura 5.23 – Influência da Modelagem de Carga no Desvio de Frequência (SE 500 kV Grajaú).	131
Figura 5.24 – Comparação da Tensão na SE Araraquara 500 kV.	133
Figura 5.25 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 23/01/2019 (SE 500 kV Grajaú).	133
Figura 5.26 – Comparação das Oscilações Organon vs PMU no Dia 23/01/2019.	135
Figura 5.27 – <i>Mode-Shapes</i> para o registro PMU e para a simulação no Organon Modificado	135
Figura 5.28 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 23/01/2019.	137
Figura 5.29 – Comparação PMU vs Anatem Evento do Dia 23/01/2019.	138
Figura 5.30 – PMU vs Anatem com Parâmetros Influentes Evento do Dia 23/01/2019.	139
Figura 5.31 – PMU vs Anatem/Organon com Parâmetros Influentes 23/01/2019.	140
Figura 5.32 – Registro PMU do Evento no Dia 31/01/2019.	141
Figura 5.33 – Resposta das Eólicas no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	141
Figura 5.34 – Resposta das UHEs no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	142
Figura 5.35 – Resposta das UTEs no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	142
Figura 5.36 – Comparação dos Fluxos 31/01/2019 Caso de Tempo Real e REGER 07h40min.	143
Figura 5.37 – PMU vs Organon Evento do Dia 31/01/2019.	144

Figura 5.38 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 31/01/2019.	144
Figura 5.39 – Comparação das Oscilações Organon vs PMU no Dia 31/01/2019.	145
Figura 5.40 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 31/01/2019.	146
Figura 5.41 – Registro PMU do Evento no Dia 03/02/2019.	147
Figura 5.42 – Resposta do ELO CC do Madeira no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	148
Figura 5.43 – Resposta das UHEs no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	148
Figura 5.44 – Resposta das UTEs no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	149
Figura 5.45 – Resposta das Eólicas no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	149
Figura 5.46 – Comparação dos Fluxos 03/02/2019 Caso de Tempo Real e REGER 05h25min.	150
Figura 5.47 – PMU vs Organon Evento do Dia 03/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).	151
Figura 5.48 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 03/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).	151
Figura 5.49 – PMU vs Organon Parâmetro de Amortecimento da Carga com a Frequência (D) (SE 500 kV Grajaú).	153
Figura 5.50 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 03/02/2019.	153
Figura 5.51 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 03/02/2019.	154
Figura 5.52 – Registro PMU do Evento no Dia 19/02/2019.	155
Figura 5.53 – Resposta do ELO CC Madeira no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	156
Figura 5.54 – Resposta das UHEs no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	156
Figura 5.55 – Resposta das UTEs no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	157

Figura 5.56 – Comparação dos Fluxos 19/02/2019 Caso de Tempo Real 15h05min e REGER 15h24min.	157
Figura 5.57 – PMU vs Organon Evento do Dia 19/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).	158
Figura 5.58 – Resposta do ELO CC do Madeira no Organon no Dia 19/02/2019.	159
Figura 5.59 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 19/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).	159
Figura 5.60 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 19/02/2019	160
Figura 5.61 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 19/02/2019.	161
Figura 5.62 – Registro PMU do Evento no Dia 27/03/2019	162
Figura 5.63 – Resposta das UHEs no Dia 27/03/2019 no Sistema PI Datalink do ONS	163
Figura 5.64 – Resposta das UTEs no Dia 27/03/2019 no Sistema PI Datalink do ONS	163
Figura 5.65 – Comparação dos Fluxos de 27/03/2019 Caso de Tempo Real e REGER 10h56min.	164
Figura 5.66 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 27/03/2019	165
Figura 5.67 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 27/03/2019	165
Figura 5.68 – PMU vs Organon Considerando uma Desaceleração da UG de Belo Monte Evento do Dia 27/03/2019	166
Figura 5.69 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 27/03/2019	167
Figura 5.70 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 27/03/2019.	168
Figura 5.71 – Registro PMU do Evento no Dia 04/04/2019.	169
Figura 5.72 – Resposta das UHEs no Dia 04/04/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	170
Figura 5.73 – Resposta das UTEs no Dia 04/04/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	170
Figura 5.74 – Comparação dos Fluxos de 04/04/2019 Caso de Tempo Real 15:02 e REGER 15h03min.	171

Figura 5.75 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 04/04/2019.	172
Figura 5.76 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 04/04/2019.	172
Figura 5.77 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 04/04/2019	173
Figura 5.78 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 04/04/2019.	174
Figura 5.79 – Registro PMU do Evento no Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Serra da Mesa).	175
Figura 5.80 – Resposta do ELO CC do Madeira no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	176
Figura 5.81 – Resposta das UHEs no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	176
Figura 5.82 – Resposta das UTEs no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.	177
Figura 5.83 – Comparação dos Fluxos de 13/10/2019 Caso Tempo Real 10:01 e REGER 10h18min.	178
Figura 5.84 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Grajaú).	179
Figura 5.85 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Grajaú).	179
Figura 5.86 – PMU vs Organon Considerando a Saída Não Simultânea do ELO CC do Madeira 13/02/2019 (SE 500 kV Grajaú)..	180
Figura 5.87 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 13/10/2019.	181
Figura 5.88 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 13/10/2019.	182
Figura 5.89 – Oscilografia das Correntes nos Conversores e da Potência do Bipolo do Madeira da Eletronorte.	183
Figura 5.90 – Oscilografia das correntes nos conversores e da potência do bipolo do Madeira da IE Madeira.	184
Figura 5.91 – Comparação dos Fluxos de 16/01/2020 Caso de Tempo Real 19h10min e REGER 19h20min.	185
Figura 5.92 – Medição do DIF e TVZ Através da Tensão DC do Bipolo HVDC IE Madeira.	186
Figura 5.93 – Medição do DIF e TVZ Através da Tensão DC do Bipolo	

HVDC Eletronorte.	186
Figura 5.94 – Comparação entre Oscilografia e Organon da Corrente, Tensão e Potência CC do Bipolo da Eletronorte.	187
Figura 5.95 – Comparação entre Oscilografia e Organon da Corrente, Tensão e Potência CC do Bipolo da IE Madeira.	188
Figura 5.96 – Comparação Frequência Mínima PMU, Organon Original e Organon Modificado.	190
Figura 5.97 – Comparação Δ Frequência Mínima Organon Original e Organon Modificado.	190
Figura 5.98 – Frequência e Rejeição Pelo Tipo de Geração por Evento.	191
Figura 5.99 – Fatores Normalizados Pelo Máximo dos Eventos.	192
Figura 5.100 – Índices da Reserva Hidráulica Normalizados Pelo Máximo dos Eventos .	193
Figura B.1 – Variação do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência do Evento do Dia 23/01/2019.	212
Figura B.2 – Utilização do Parâmetro <i>Dp</i> na Modelagem da Carga com a Frequência.	213

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Quantificação de UHEs com o Parâmetro D Representado.	47
Tabela 3.1 – Subestações na Rede Básica Onde Serão Instaladas as PMUs [32].	85
Tabela 3.2 – Evolução do Projeto SMSF [32].	87
Tabela 4.1 – Geradores com Dados de Amortecimento.	101
Tabela 5.1 – Usinas Térmicas que a Potência Mecânica Ultrapassou 20% da Potência Nominal.	109
Tabela 5.2 – Resultados Obtidos com os Parâmetros Influentes no Caso de Planejamento.	112
Tabela 5.3 – Resultados Obtidos Considerando o Corte de Geração Distribuída.	114
Tabela 5.4 – Resultados Obtidos para Diferentes Modelagem de Carga ZIP do SIN no Corte de 6 Máquinas na UHE Belo Monte.	116
Tabela 5.5 – Resultados Obtidos para Diferentes Modelagem de Carga ZIP do SIN na Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio.	117
Tabela 5.6 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.	119
Tabela 5.7 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.	120
Tabela 5.8 – Resultados Obtidos Considerando o Corte de Geração Distribuída.	123
Tabela 5.9 – Ocorrência do SIN Simuladas.	124
Tabela 5.10 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 23/01/2019 Pré-Evento.	127
Tabela 5.11 – Influência da Altura de Queda no Desvio de Frequência.	131
Tabela 5.12 – Influência da Modelagem de Carga no Desvio de Frequência.	132
Tabela 5.13 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 23/01/2019.	134
Tabela 5.14 – Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento	

do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony	136
Tabela 5.15 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 23/01/2019.	136
Tabela 5.16 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 23/01/2019.	139
Tabela 5.17 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 31/01/2019 Pré-Evento.	143
Tabela 5.18 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 31/01/2019.	145
Tabela 5.19 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 31/01/2019.	146
Tabela 5.20 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 03/02/2019 Pré-Evento.	150
Tabela 5.21 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 03/02/2019.	152
Tabela 5.22 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 03/02/2019.	154
Tabela 5.23 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 19/02/2019 Pré-Evento.	158
Tabela 5.24 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 19/02/2019	160
Tabela 5.25 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 19/02/2019.	161
Tabela 5.26 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 27/03/2019 Pré-Evento.	164
Tabela 5.27 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 27/03/2019	166
Tabela 5.28 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 27/03/2019 com Alteração no Evento	167
Tabela 5.29 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 27/03/2019.	168
Tabela 5.30 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 04/04/2019 Pré-Evento.	171
Tabela 5.31 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 04/04/2019.	173

Tabela 5.32 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 04/04/2019.	173
Tabela 5.33 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 13/10/2019 Pré-Evento.	178
Tabela 5.35 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 13/10/2019.	181
Tabela 5.36 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 16/01/2020 Pré-Evento.	185
Tabela 5.37 – Resultados Obtidos para Inércia Equivalente no Dia 13/10/2019.	186
Tabela 5.38 – Eventos de Subfrequência no SIN Simulados.	189
Tabela 5.39 – Resultados Comparação Frequência PMU vs Organon.	189
Tabela A.1 – Altura de Queda Usinas do SIN.	206
Tabela A.2 – Altura de Queda Usinas do SIN para Perda da UTN Angra 2 23/01/2019.	209
Tabela B.1 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.	213
Tabela B.2 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.	214
Tabela C.1 – Valores típicos dos parâmetros da modelagem de carga exponencial de equipamentos [13].	219

Lista de Siglas

ANEEL –	Agência Nacional de Energia Elétrica
BtB –	<i>Back-to-Back</i>
CA –	Corrente Alternada
CAG –	Controle Automático de Geração
CC –	Corrente Contínua
CGH –	Centrais Geradoras Hidroelétricas
ECE –	Esquemas de Controle de Emergência
EIPP –	<i>Eastern Interconnect Phasor Project</i>
EPE –	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC –	Esquemas Regionais de Alívio de Carga
FACTS –	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FIDVR –	<i>Fault Induced Delayed Voltage Recovery</i>
FNS –	Fluxo Norte Sudeste
GD –	Geração Distribuída
GOES –	<i>Geostationary Operational Environmental Satellite</i>
GPS –	<i>Global Positioning System</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i> (Transmissão CA em Alta Tensão)
HVDC –	<i>High Voltage Direct Current</i> (Transmissão CC em Alta Tensão)
IED –	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
LT –	Linha de Transmissão
NERC –	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS –	Operador Nacional do Sistema
PCH –	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDC –	<i>Phasor Data Concentrator</i>
P&D –	Pesquisa e Desenvolvimento
PMU –	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PPS –	Proteção Contra Perda de Sincronismo
PSS –	<i>Power System Stabilizer</i>
REGER –	Rede de Gerenciamento de Energia

RoCoF –	<i>Rate of Change of Frequency</i> (Taxa Inicial de mudança de frequência)
RPO –	Reserva de Potência Operativa
RTDS –	<i>Real Time Digital Simulator</i>
RV –	Regulador de Velocidade
SADHI –	Sistema de Apuração de Dados Hidráulicos e. Hidrológicos
SCADA –	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SE –	Subestação
SEE –	Sistemas de Energia Elétrica
SIN –	Sistema Interligado Nacional
SMSF –	Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores
SMFS –	Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada
SSC –	Sistema de Supervisão e Controle
STATCOM –	<i>Static Synchronous Compensator</i>
VSC –	<i>Static VAR Compensator</i>
UHE –	Usina Hidrelétrica
UTE –	Usina Térmica
TCSC –	<i>Thyristor Controlled Series Compensation</i>
WAMS –	<i>Wide Area Monitoring System</i>
WECC –	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Lista de Símbolos

H	Constante de inércia do grupo gerador-turbina (MW.s/MVA)
K_D	Constante de amortecimento que representa a relação entre a potência de amortecimento devido à carga e a variação de velocidade do rotor
T_e	Conjugado elétrico associado à potência ativa gerada (pu)
T_m	Conjugado mecânico no eixo (pu)
$\Delta\omega$	Desvio da velocidade angular (pu)
ω_0	Velocidade síncrona (pu)
δ	Ângulo absoluto do eixo q da máquina (radianos)
L_d	Indutância síncrona de eixo direto (pu)
L'_d	Indutância transitória de eixo direto (pu)
L''_d	Indutância subtransitória de eixo direto (pu)
L_q	Indutância síncrona de eixo em quadratura (pu)
L'_q	Indutância transitória de eixo em quadratura (pu)
L''_q	Indutância subtransitória de eixo em quadratura (pu)
L_l	Indutância de dispersão da armadura (pu)
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto (segundos)
T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto (segundos)
E_{fd}	Tensão de campo (pu)
I_{fd}	Corrente de campo (pu)
E'_q	Tensão transitória projetada no eixo em quadratura (pu)
I_d	Corrente da armadura projetada no eixo direto (pu)
Sat(.)	Parcela da saturação do gerador (pu)
Ψ_d	Enlace de fluxo magnético no eixo direto (pu)
Ψ_q	Enlace de fluxo magnético no eixo em quadratura (pu)
g	posição da válvula ou distribuidor (pu)
T_w	constante de tempo da água (segundos)

q	fluxo de água através da turbina (pu)
q_{NL}	vazão sem carga (pu)
H	queda de operação na admissão da turbina (pu)
H_0	queda inicial da turbina (pu)
A_t	ganho da turbina
D_t	fator de amortecimento da turbina
D	fator de amortecimento da carga com a frequência
$\Delta\omega$	variação da velocidade da turbina (pu)
L	comprimento do conduto forçado (m)
A	área do conduto forçado (m ²)
ag	aceleração da gravidade (m/seg ²)
q_0	fluxo de água inicial da turbina (m ³ /s)
R	Estatismo (<i>droop</i>)

1 Introdução

1.1. Considerações Gerais

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são compostos por milhares de equipamentos e componentes, conectados por redes extremamente complexas cobrindo extensas áreas geográficas, e devem responder ao consumo de eletricidade da sociedade com alto nível de confiabilidade e segurança, pelo menor custo possível. Atualmente tais sistemas estão passando por transformações contínuas, com a entrada de geração distribuída e fontes renováveis para atender aos requisitos ambientais. Para garantir a operação segura desses sistemas, as decisões operacionais devem ser baseadas em simulações realizadas pelos estudos de planejamento.

Os estudos de planejamento têm como objetivo definir limites de fluxos entre interligações, avaliar os impactos na conexão de novos geradores, estabelecer a necessidade de novas linhas de transmissão e transformadores para atender o aumento da demanda e atualização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

No Brasil, as diretrizes para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e os limites das interligações são definidas com base em simulações de transitórios eletromecânicos. Assim, é necessário que os resultados obtidos pelas simulações retratem adequadamente o comportamento real da rede, de forma a garantir a segurança operativa.

Para que as simulações reproduzam adequadamente o comportamento dinâmico do sistema, é necessário validar periodicamente os modelos dos equipamentos com impactos significativos, como as máquinas síncronas e os reguladores associados, as linhas de transmissão AC e CC, as conversoras HVDC (*High Voltage Direct Current*), a resposta da carga com a tensão e frequência e os equipamentos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*). Modelos dinâmicos e dados imprecisos podem levar o sistema a operar de forma inadequada ou até mesmo insegura. Por exemplo, modelos otimistas podem subestimar investimentos e, conseqüentemente, a capacidade do sistema de manter a estabili-

dade. Por outro lado, modelos pessimistas podem aumentar desnecessariamente os investimentos, deixando a rede subutilizada, incrementado desnecessariamente os custos operativos [1].

Através dos avanços tecnológicos, a observabilidade dos SEE foi ampliada com o advento da tecnologia da Medição Fasorial Sincronizada, que permite obter os fasores de tensão e corrente de forma sincronizada. Os dados obtidos pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) aliados à utilização de novas aplicações e ferramentas auxiliam na validação de modelos e do comportamento dinâmico do sistema, aumentando a confiabilidade e segurança [2].

O *software* Organon [3] está integrado aos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e tem como um de seus objetivos realizar a avaliação da segurança do sistema em tempo real. Assim, através de regiões de segurança, é possível monitorar continuamente os eventos mais severos e garantir que o sistema opere em uma condição segura com uma margem adequada.

Sempre que ocorrem distúrbios de grande porte no SIN, busca-se reproduzir os eventos a partir dos casos gerados pelo estimador de estados com o objetivo de aferir os resultados das simulações em relação ao desempenho dinâmico do sistema. Nesse processo, foram identificadas simulações onde a magnitude da frequência apresentou diferenças em relação aos registros reais obtidos através dos dados *Phasor Measurement Unit* (PMU), disponíveis no *software* MedPlot. Em geral, os desvios de frequência das simulações têm se mostrado menos severos em relação aos registros reais das ocorrências, mesmo com utilização de premissas conservativas na ferramenta.

Diversos parâmetros e incertezas podem afetar os resultados das simulações de transitórios eletromecânicos, tais como: (i) a modelagem dos reguladores de velocidade e reguladores de tensão das unidades geradoras; (ii) a altura de queda considerada para usinas hidráulicas; (iii) a capacidade de resposta dinâmica das usinas térmicas; (iv) o comportamento da carga frente a grandes distúrbios de tensão e frequência e; (v) a atuação das proteções utilizadas nas gerações distribuídas. Esses parâmetros devem ser considerados em conjunto com uma avaliação contínua dos modelos utilizados.

Atualmente, o Brasil possui em operação seis bipolos de corrente contínua com capacidade conjunta de transmissão de aproximadamente 20.000 MW. A

entrada em operação de novos bipolos passa a ter uma relevância significativa na estabilidade do SIN em função do fenômeno *multi-infeed*, que pode levar a falha de comutação simultânea nos bipolos e afetar significativamente os limites operativos. Dessa forma, as simulações de planejamento devem levar em conta a aderência da resposta dos modelos dos equipamentos HVDC.

O objetivo desta dissertação é avaliar de maneira sistêmica os modelos dinâmicos utilizados no SIN, investigar os parâmetros mais influentes na resposta das simulações eletromecânicas, com enfoque principal no desvio de frequência, e definir um método para melhorar a aderência aos registros.

1.2. Estado da Arte

A validação de modelos de sistemas elétricos de potência é de suma importância para verificar a aderência das simulações à resposta real, de forma a garantir a segurança dos limites elétricos e das medidas operativas. A validação pode ser sistêmica ou visando componentes específicos. A validação sistêmica considera a rede completa, comparando medições com simulações. Por considerar um sistema completo com muitos componentes, essa abordagem exige um trabalho considerável na construção do caso base de fluxo de potência que represente as condições pré-falta. A topologia da rede, o despacho das unidades geradoras, o montante de carga, os elementos shunts como reatores e capacitores e os elementos FACTS influenciam e podem alterar os resultados obtidos. Adicionalmente, eventos de grande porte são resultados de uma sequência de faltas e atuações de proteção que exigem um extenso trabalho de aquisição e organização de dados. Diversos estudos e trabalhos foram realizados nessa área no Brasil e no mundo, como por exemplo em [1], [2], [4], [5], [6], [7], [8] e [9].

O NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) possui diversos trabalhos no âmbito da validação sistêmica de modelos dinâmicos [1]. Em 1996, ocorreram duas grandes perturbações na rede elétrica da costa oeste dos EUA, um no dia 2 de julho e o outro no dia 10 de agosto. O segundo distúrbio resultou em colapso de tensão, oscilações de potência crescentes, perda de geração e blecaute. Na tentativa de reproduzir essas ocorrências, foram verificadas discrepâncias significativas entre os registros e as simulações realizadas, conforme a Figura 1.1, mostrando a necessidade de uma representação mais fidedigna dos sistemas elétricos de potência. Após as ocorrências, os limites de transmissão foram significativamente reduzidos até a realização de estudos e validação dos modelos.

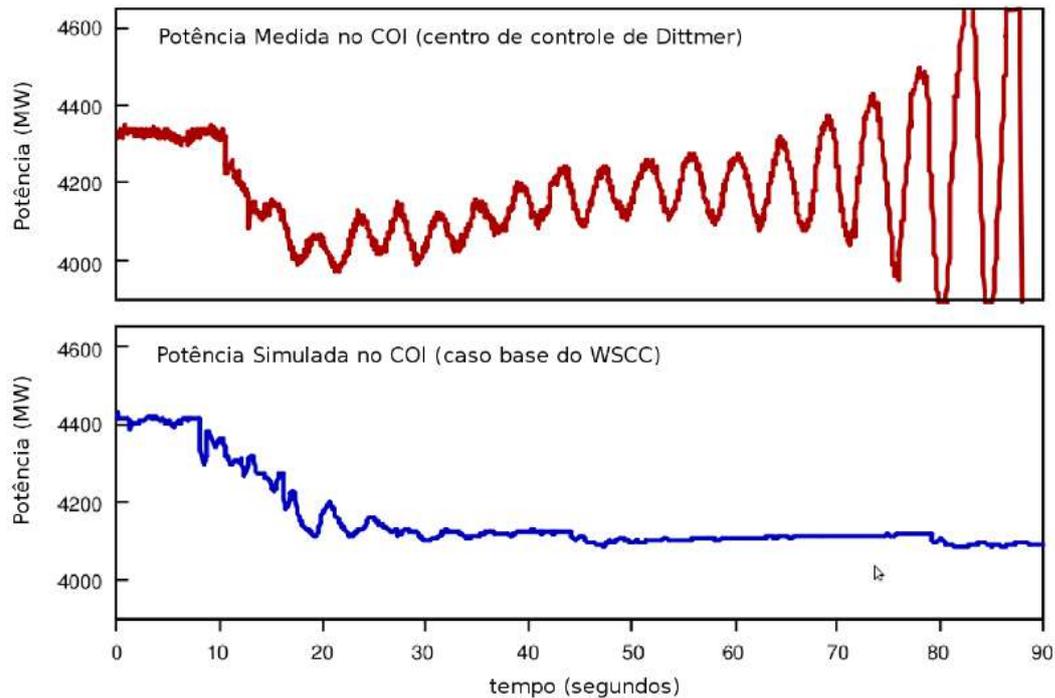


Figura 1.1 – Comparação do Registro e da Simulação do Evento de 10 de agosto de 1996 nos EUA [1].

Por determinação da WECC (*Western Electricity Coordinating Council*), todos os geradores com mais de 10 MW foram testados para levantamento dos parâmetros dos modelos. Verificou-se que diversos reguladores de velocidade estavam representados de maneira otimista, sendo necessário o bloqueio de parte deles na simulação. Adicionalmente, o controle do HVDC da *Pacific HVDC Intertie* (PDCI) contribuiu para as oscilações e colapso de tensão. Assim, foram feitas melhorias na representação e um novo modelo HVDC multiterminal foi desenvolvido. Também foi identificado que o Controle Automático de Geração (CAG) piorou o desempenho do sistema na ocorrência, pois substituiu a geração perdida por outras em pontos distantes, aumentando as oscilações e levando o sistema à instabilidade. Por fim, verificou-se a necessidade de representar a parcela de motores de indução através de modelos de carga dinâmicos, para se obter uma resposta do amortecimento de oscilações e colapso de tensão mais próximos à realidade [1].

Em agosto de 2000, ocorreu uma perturbação na interconexão Califórnia-Oregon ocasionando oscilações mal amortecidas. Na tentativa de reproduzir o evento, foram necessárias diversas alterações na representação dos modelos, com destaque para o PSS (*Power System Stabilizer*) das máquinas. Adicionalmente,

foram realizados testes com os modelos dinâmicos de carga dos motores levantados em 1996. Foi verificada a necessidade de melhoria na representação da carga, sendo então criada uma força tarefa para desenvolver um modelo de carga híbrido, composto por componentes estáticas e dinâmicas .

Ainda em 2000, foram registrados diversos eventos de subfrequência no oeste dos EUA, sendo observada uma frequência mínima das simulações maior do que os registros. Foram realizados testes para verificar a resposta dos reguladores de velocidade das usinas e compatibilizar os modelos. Em um dos testes, o CAG foi desligado e foi provocada a redução intencional da geração de usinas hidráulicas, de forma que apenas a resposta dos reguladores de velocidade seria observada. Nos testes, foi verificado que uma grande parte das usinas térmicas operava em potência constante, sem contribuir para eventos de subfrequência. Adicionalmente, verificou-se diversas usinas com controles de carga que responderam inicialmente, porém rapidamente voltaram ao ponto de operação original. Estudos adicionais foram realizados para validação do desempenho do sistema como um todo, com atenção especial para o desvio de frequência, intercâmbios de potência e amortecimento de oscilações interáreas [1].

Em agosto de 2003 ocorreu um blecaute no nordeste dos EUA e Canadá (principalmente a província de Ontário), afetando 50 milhões de pessoas e levando ao corte de 61.800 MW. As simulações dos eventos ocorridos exigiram um trabalho extenso para representar o caso pré-evento e mostraram que a potência reativa da carga estava subdimensionada. A partir deste evento, foram definidos critérios e procedimentos para validação dos dados de fluxo de potência e modelos dinâmicos através da comparação das simulações com o desempenho real do sistema [1].

Outro distúrbio de grande porte ocorreu em 14 de junho de 2004 na costa oeste dos EUA, quando falhas em diversos relés de proteção resultaram em um curto com duração superior a 30 segundos, levando à saída de três unidades da Usina Nuclear de Palo Verde. A simulação dos eventos reproduziu adequadamente o desvio de frequência e os fluxos das interligações. Porém, não foi possível reproduzir o comportamento da potência reativa da usina de Palo Verde durante o curto, uma vez que a simulação apresentou valores 50% acima do registro. Outras usinas hidráulicas também mostravam comportamentos similares, indicando uma falha no tratamento da saturação das máquinas nos programas de simulação. Esse

aspecto é importante principalmente nos estudos de subtensões sustentadas, conforme descrito a seguir [1].

Um fenômeno observado desde 1980 na rede dos EUA é o FIDVR (*Fault-Induced Delayed Voltage Recovery*), caracterizado pelo *stall*, ou seja, parada de motores de indução por subtensão após um curto-circuito, que ocorre principalmente em motores monofásicos de aparelhos residenciais de ar-condicionado, provocando uma recuperação mais lenta da tensão e podendo afetar significativamente o desempenho do sistema, exigindo que as máquinas cheguem aos seus limites de excitação. Dessa forma, foi verificada a necessidade de se desenvolver um modelo de carga híbrido capaz de reproduzir este efeito e diversos estudos foram realizados sobre esse fenômeno [10].

Os trabalhos apresentados pelo NERC mostram a importância da validação de simulações e modelos, o próprio processo de validação e as principais dificuldades encontradas. Nestes trabalhos é ressaltada a utilização dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) para aquisição de dados e validação da resposta dinâmica das simulações. O NERC desenvolveu padrões para validação de modelos, incluindo: (i) verificação do sistema de excitação de geradores (MOD-026-1); (ii) verificação de modelos de turbinas e reguladores de velocidade (MOD-027-1); (iii) aquisição de dados para modelagem e análise de sistemas de potência (MOD-032-1) e; (iv) validação sistêmica de modelos dinâmico e em regime permanente (MOD-033-1) [11].

Um trabalho sobre validação de modelos de carga do sistema elétrico chinês de 2009 mostrou que a representação de carga utilizada nos estudos estava inadequada [4]. Para isso, foi realizado um curto circuito trifásico intencional na rede de 500 kV e a comparação de simulações com registros PMU. Foram sugeridos novos tipos de modelagem de carga, uma utilizando *fuzzy clustering* baseado na classificação de subestações e outra utilizando a teoria de agregação e a modelagem de carga baseada em medição por PMU [4].

Em 2010 foi apresentado um trabalho de validação sistêmica de modelos do SIN com base em medições de PMUs obtidas pelo projeto MedFasee [5]. Foi simulado no programa Anatem [12] um evento da perda dupla da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, ocorrido em 4 de julho de 2009, que levou a atuação da proteção e corte de quatro geradores da UHE Itaipu 60 Hz e dois geradores da UHE Tucuruí, totalizando 2.300 MW em Itaipu e 576 MW em Tucuruí. Nos testes, foi

verificado que a recuperação da frequência é mais lenta nos registros do que nas simulações, possivelmente em função da incerteza do número de máquinas sincronizadas antes do evento. As oscilações interáreas e as tensões foram reproduzidas adequadamente, mostrando uma aderência aos modelos utilizados [5].

No trabalho da UFSC de 2011 [6] foi investigada a validação de modelos dinâmicos de unidades geradoras utilizando dados de perturbações em sistemas de potência obtidos por SMFS, através de técnica de simulação híbrida por meio do *playback* de medições no processo de simulação. Foi utilizado o *Real Time Digital Simulator* (RTDS) para obter os dados fasoriais dos terminais das máquinas e uma metodologia foi proposta para ajuste manual de parâmetros de unidades geradoras.

O trabalho da UFSC de 2013 [7] apresenta a utilização da medição fasorial sincronizada na validação de modelos em sistemas de energia elétrica, analisando e reproduzindo três perturbações de grande porte no programa Anatem [12] utilizando a base de dados oficial do ONS: duas pertinentes à perda da interligação Norte-Sudeste nos dias 7 e 24 de setembro de 2010 e outra referente à rejeição de todas as unidades geradoras da UHE Itaipu 60 Hz no dia 2 de setembro de 2011. Com exceção do sistema Acre/Rondônia, os resultados apresentaram um comportamento qualitativo similar aos registros, indicando uma aderência aos modelos dinâmicos e a capacidade das simulações de prever a instabilidade do sistema. No entanto, foi relatada a dificuldade de obtenção do caso de fluxo de potência pré-falta, sendo necessário transferir os dados com as condições de operação do sistema real para um modelo de estudo de forma manual. Adicionalmente, os modos de oscilação na simulação apresentaram um amortecimento mais otimista com relação aos registros das PMUs.

Outro trabalho da UFSC [8] apresentou propostas de metodologias baseadas em análise dos modos de oscilação do sistema e indicadores numéricos calculados no domínio do tempo e da frequência para validação de modelos de simulação dinâmica de sistemas elétricos utilizando dados fasoriais sincronizados. O objetivo foi quantificar as diferenças entre as respostas das simulações e os registros, além de localizar áreas com modelos imprecisos. Essas metodologias foram testadas em casos do SIN, por meio de simulações de eventos de grande porte com a inserção de erros propositais em alguns modelos de usinas para verificar o resul-

tado dos indicadores. Para isso, foram utilizados os casos de referência mensais do ONS e dados do sistema de supervisão de tempo real do ONS.

Em 2016 foi apresentado o projeto de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) conjunto entre a UFSC e a CTEEP [2] para conceber um sistema de avaliação automática de segurança para a rede 440 kV da CTEEP. O trabalho abordou metodologias para validação de modelos de componentes e validação de modelos de simulação sistêmica e metodologias para correção de discrepâncias entre resultados de simulações e registros. Foram apresentadas simulações de quatro distúrbios ocorridos no SIN e comparações com os registros obtidos por PMUs, utilizando casos de tempo real obtidos com o ONS. Foi identificada a necessidade de melhorar a representação do ponto de operação fornecido pelo sistema supervisor do ONS, principalmente com relação aos elos de CC. Também foram identificadas discrepâncias no comportamento da frequência, principalmente com relação ao valor mínimo e na recuperação, indicando a necessidade de estudos aprofundados na modelagem dos reguladores de velocidade do SIN.

O trabalho de 2019 [9] da UFSC apresenta uma aplicação dos métodos de [8] para validação de modelos, aferindo dois distúrbios reais do SIN. Um deles foi o bloqueio do bipolo de corrente contínua 600 kV de Foz do Iguaçu – Ibiúna ocorrido no dia 05 de agosto de 2018, com corte de 3.030 MW de geração, no qual foi utilizado um caso de planejamento da operação como ponto de operação. O outro foi a abertura do Elo 800 kV Xingu – Estreito, ocorrido no dia 03 de fevereiro de 2019, seguido do corte de 5 máquinas da UHE Belo Monte. Este último caso foi simulado utilizando um caso de tempo real do ONS, que também será avaliado nesta dissertação. O trabalho mostrou que a metodologia permite identificar os pontos com maiores discrepâncias, indicar os locais com possíveis problemas nos modelos de simulação e subsidiar o processo de validação sistêmica de modelos.

1.3. Estrutura da Tese

Esta dissertação está dividida em seis capítulos que serão resumidamente descritos a seguir.

Neste primeiro capítulo foi apresentada uma revisão da literatura mostrando a importância de uma modelagem adequada dos sistemas elétricos de potência, as

dificuldades na validação de modelos sistêmicos, a utilização e o potencial dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na validação de modelos.

O Capítulo 2 contém a descrição de alguns dos principais componentes do sistema elétrico e suas modelagens, incluindo geradores de usinas hidroelétricas e termelétricas. Neste capítulo também são apresentados conceitos e definições relacionadas ao controle de frequência, como Reserva de Potência Operativa (RPO) e Controle Automático de Geração (CAG). Por fim, é introduzido o fenômeno *multi-infeed*, cada vez mais relevante para o SIN com a entrada de novos Elos HVDC.

No Capítulo 3 são apresentados os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMSF), incluindo aspectos gerais, principais conceitos, princípios de funcionamento, suas aplicações no Brasil e no mundo e potenciais utilizações para o futuro.

A avaliação da influência de parâmetros na resposta dinâmica dos Sistemas de Energia Elétrica é apresentada no Capítulo 4, com ênfase no desvio de frequência. São avaliados parâmetros como a altura de queda de usinas hidráulicas, os diferentes tipos de modelagens de carga estática e dinâmica, a geração distribuída (e.g., painéis fotovoltaicos) e a resposta de unidades geradoras de usinas térmicas.

As simulações realizadas e os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 5. Simulações nos casos de planejamento são avaliadas considerando os parâmetros discutidos no Capítulo 4. Em seguida, são avaliadas ocorrências no SIN em casos de tempo real. Os casos simulados são comparados com os registros das PMUs disponíveis e os parâmetros influentes são utilizados para melhorar a aderência das respostas. Por fim, a avaliação de uma falha de comutação nos Elos HVDC do Madeira ocorrida após um evento no SIN é discutida.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões desta dissertação de mestrado. São sugeridas também neste capítulo, propostas de trabalhos futuros para dar continuidade ao estudo.

As referências bibliográficas utilizadas nesta dissertação são disponibilizadas após o capítulo de conclusões e, por último, algumas informações adicionais são indicadas nos apêndices.

2 Dinâmica e Modelagem de Sistemas Elétricos

2.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados alguns dos principais modelos e controles utilizados nas análises de estabilidade eletromecânicas em sistemas elétricos de potência, como os geradores síncronos e os controles associados: sistemas de excitação, *Power System Stabilizers* (PSS), limitadores de sobre e subexcitação, reguladores de velocidade; turbinas eólicas, linhas de transmissão *High Voltage Alternating Current* (HVAC) e *High Voltage Direct Current* (HVDC), estações conversoras HVDC, equipamentos shunt, equipamentos *Flexible Alternating Current Transmission System* (FACTS), cargas entre outros necessários para as simulações de transitórios eletromecânicos. Os modelos são representações simplificadas de um sistema físico, de forma a reproduzir as características mais relevantes. Para isso, utilizam-se aproximações por linearidades, invariância no tempo e parâmetros concentrados [1].

2.2. Máquina Síncrona

As máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico são massas girantes que armazenam energia cinética de rotação. A velocidade de rotação síncrona dos geradores é mantida constante através do equilíbrio entre o torque mecânico, fornecido pela turbina, e o torque eletromagnético, função da potência elétrica gerada. A frequência do gerador e conseqüentemente do sistema varia de acordo com o desbalanço entre o torque mecânico e o torque elétrico, segundo a equação de oscilação (2.1) [13].

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \Delta\omega \quad (2.1)$$

onde:

H – constante de inércia do grupo gerador-turbina em $MW \times s / MVA$;

K_D – constante de amortecimento que representa a relação entre a potência de amortecimento devido à carga e a variação de velocidade do rotor;

T_e – conjugado elétrico associado à potência ativa gerada em pu;

T_m – conjugado mecânico no eixo do rotor em pu;

$\Delta\omega$ – desvio da velocidade angular em pu;

ω_0 – velocidade síncrona em pu;

δ – ângulo absoluto do eixo quadratura da máquina, em radianos.

A equação de oscilação também pode ser representada através do diagrama de blocos da Figura 2.1.

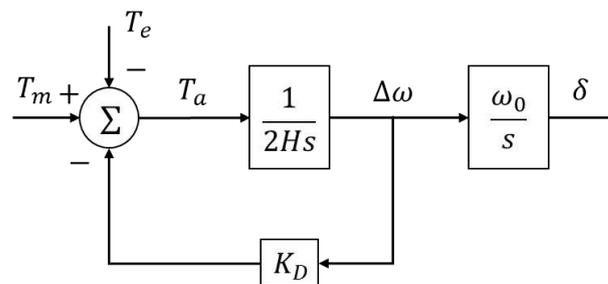


Figura 2.1 – Diagrama de blocos da equação de oscilação [13].

A modelagem de uma máquina síncrona é feita através de equações que representam suas características construtivas e o tipo de fenômeno que se deseja estudar. A estrutura de polos salientes é mecanicamente mais adequada para turbinas hidrelétricas que operam em baixa velocidade e utilizam muitos polos, mas também é utilizado em pequenas turbinas a vapor ou a óleo diesel. Já as usinas a gás ou a vapor operam em velocidade altas, com uma estrutura de polos lisos com normalmente 2 ou 4 pares de polos. Adicionalmente, existem diferentes modelos para representação de fenômenos em diferentes períodos de tempo:

- Período Subtransitório: composto pelos primeiros ciclos, durante os quais ocorre um rápido decaimento da amplitude da corrente, associado ao decaimento dos fluxos concatenados com os circuitos amortecedores [14];

- Período Transitório: compreende um maior espaço de tempo, no qual a amplitude decai a uma taxa menos acentuada, associado ao decaimento dos fluxos concatenados com o circuito de campo [14].

A seguir são apresentados os cinco principais modelos para representar as máquinas síncronas, utilizando equações de tensão e enlaces de fluxos dos circuitos do rotor e estator através da transformação de Park [14].

Modelo 1 – Clássico: modelo simples utilizado para estudos focados na primeira oscilação, não sendo adequado para estudos de eventos mais longos;

Modelo 2 – Máquina Síncrona de Polos Salientes e Efeito Transitório: representa os efeitos transitórios de campo através da inclusão da equação da tensão transitória no eixo em quadratura nas equações do comportamento dinâmico do rotor do modelo clássico;

Modelo 3 – Máquina Síncrona de Polos Lisos e Efeito Transitório: são incluídos os efeitos da tensão transitória no eixo direto e no eixo em quadratura, sendo adequado para representar máquinas síncronas de polos lisos onde não são considerados os efeitos subtransitórios dos enrolamentos amortecedores;

Modelo 4 – Máquina Síncrona de Polos Salientes e Efeito Subtransitário: indicado para a representação de máquinas síncronas de polos salientes onde se deseja representar o efeito subtransitário dos enrolamentos amortecedores. Este é o modelo, em geral, utilizado para representar os geradores de usinas hidroelétricas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As Figura 2.2 e Figura 2.3 apresentam os diagramas de blocos correspondentes às equações dos enlaces de fluxo magnético projetados no eixo direto e no eixo em quadratura, respectivamente.

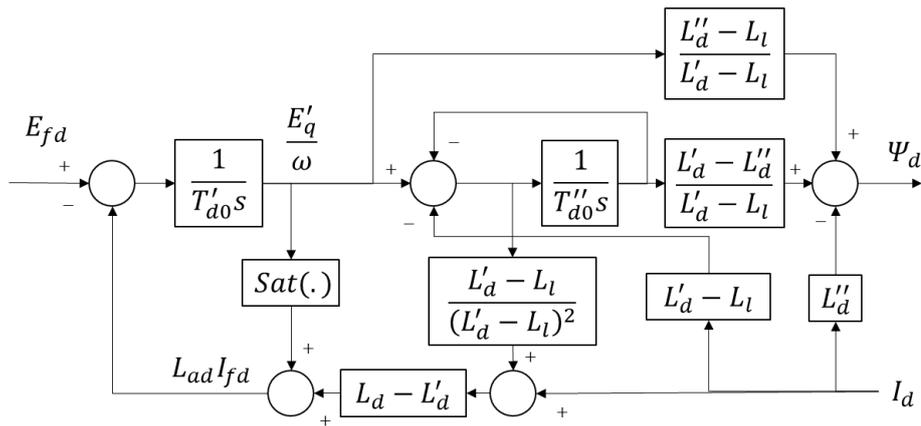


Figura 2.2 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo Direto do Modelo 4 [14].

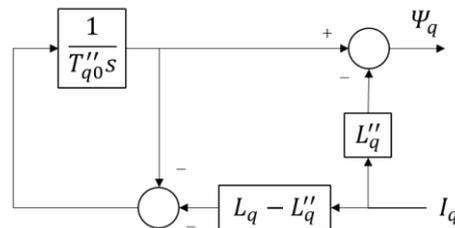


Figura 2.3 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo em Quadratura do Modelo 4 [14].

onde:

L_d – indutância síncrona de eixo direto, em pu;

L'_d – indutância transitória de eixo direto, em pu;

L''_d – indutância subtransitória de eixo direto, em pu;

L_l – indutância de dispersão da armadura, em pu;

T'_{d0} – constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos;

T''_{d0} – constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos;

E_{fd} – tensão de campo, em pu;

I_{fd} – corrente de campo, em pu;

E'_q – tensão transitória projetada no eixo em quadratura, em pu;

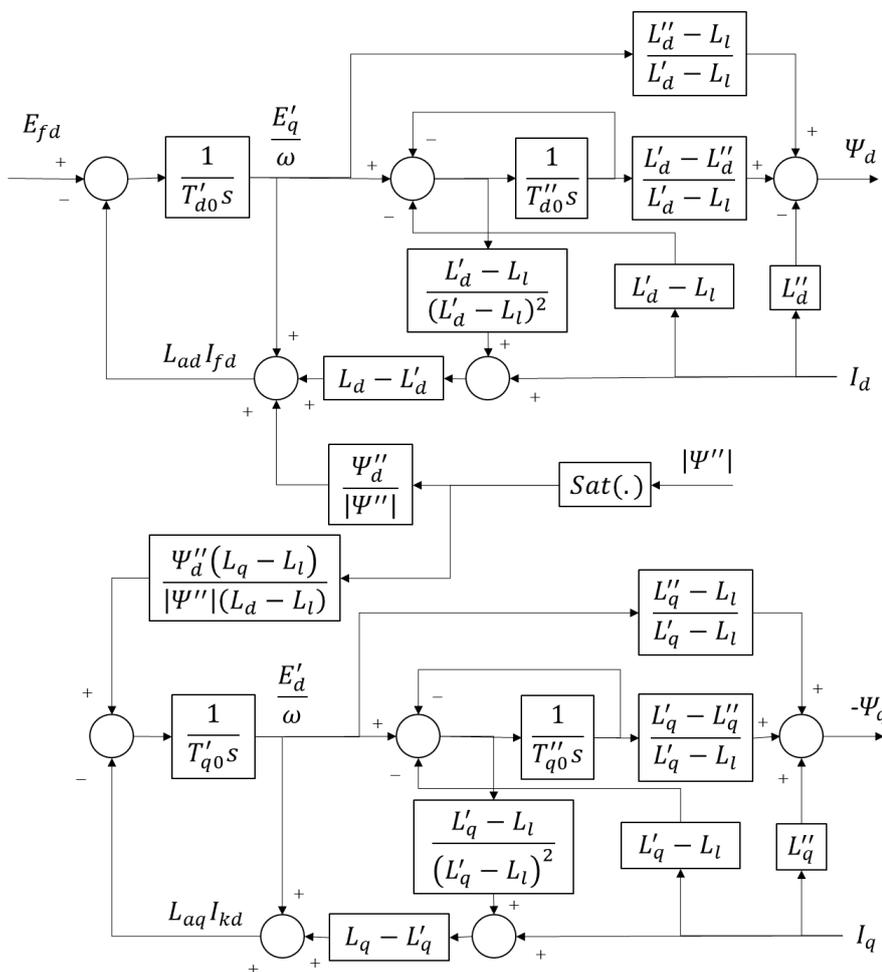
I_d – corrente da armadura projetada no eixo direto, em pu;

I_q – corrente da armadura projetada no eixo em quadratura, em pu;

$Sat(\cdot)$ – parcela da saturação do gerador, em pu;

Ψ_d – enlace de fluxo magnético no eixo direto, em pu.

Modelo 5 – Máquina Síncrona de Polos Lisos e Efeitos Subtransitórios: neste modelo são considerados os efeitos subtransitórios, representando um enrolamento de campo e três enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e dois no eixo em quadratura. Este é o modelo utilizado, em geral, para representar os geradores de usinas termoelétricas pelo ONS. A Figura 2.4 apresenta o diagrama de blocos correspondente às equações dos enlaces de fluxo magnético projetados no eixo direto e no eixo em quadratura.



PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1812666/CA

Figura 2.4 – Diagrama para as Equações Elétricas do Eixo Direto e Quadratura do Modelo 5 [14].

onde:

L_d – indutância síncrona de eixo direto, em pu;

L'_d – indutância transitória de eixo direto, em pu;

L''_d – indutância subtransitória de eixo direto, em pu;

L_q – indutância síncrona de eixo em quadratura, em pu;

L'_q – indutância transitória de eixo em quadratura, em pu;

L''_q – indutância subtransitória de eixo em quadratura, em pu;

L_l – indutância de dispersão da armadura, em pu;

T'_{d0} – constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos;

T''_{d0} – constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos;

E_{fd} – tensão de campo, em pu;

I_{fd} – corrente de campo, em pu;

E'_q – tensão transitória projetada no eixo em quadratura, em pu;

I_d – corrente da armadura projetada no eixo direto, em pu;

I_q – corrente da armadura projetada no eixo em quadratura, em pu;

Sat (.) – parcela da saturação do gerador, em pu;

Ψ_d – enlace de fluxo magnético no eixo direto, em pu;

Ψ_q – enlace de fluxo magnético no eixo em quadratura, em pu.

2.3. Sistema de Excitação

O sistema de excitação de uma máquina síncrona tem o objetivo de prover corrente ao enrolamento de campo, além de ter funções de controle e proteção que melhoram o desempenho através do controle da tensão de campo. As funções de controle regulam a tensão e potência reativa, melhorando a estabilidade transitória. Já as funções protetivas evitam que as capacidades dos equipamentos sejam excedidas. Um sistema de excitação bem ajustado deve ser capaz de atender as necessidades do sistema aproveitando toda a capacidade de curta duração do gerador sem ultrapassar seus limites [13]. A estrutura básica de um sistema de excitação é apresentada na Figura 2.5.

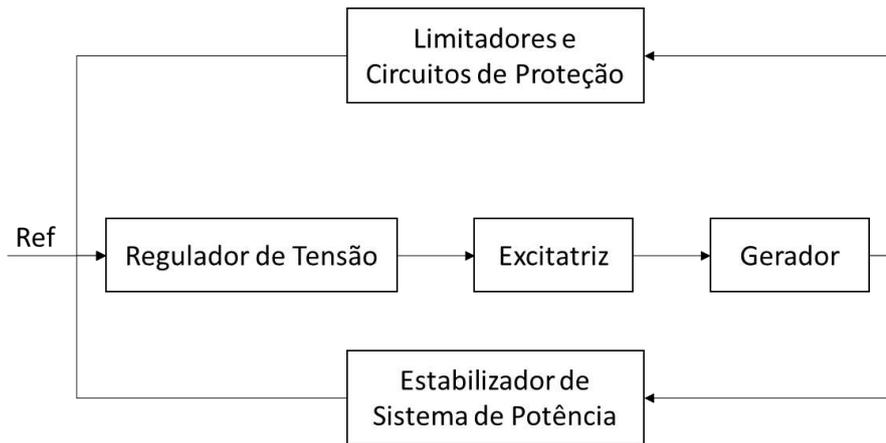


Figura 2.5 – Diagrama de blocos funcional de um sistema de excitação de um gerador síncrono.

Conforme a Figura 2.5 sistema de excitação é composto em geral por:

- Regulador de tensão: mede a tensão terminal da máquina e compara com uma tensão desejada de referência de forma a manter a tensão em valores adequados. São importantes para aumentar a margem de estabilidade eletromecânica;
- Excitatriz: alimenta o enrolamento de campo da máquina com tensão CC, constituindo o estágio de amplificação de potência do sistema de excitação;
- PSS – Estabilizador de Sistema de Potência (*Power System Stabilizer*): produz um sinal de entrada adicional no regulador para amortecer oscilações locais, utilizando entradas como variação de velocidade, potência acelerante e variação de frequência. Também pode ser usado para amortecer oscilações entre geradores e entre áreas. Em geral o PSS é ajustado para uma determinada condição operativa, de forma que são incluídas lógicas para desconexão e conexão do sinal estabilizador, evitando que ele piore o amortecimento e a sincronização da máquina com o sistema em condições adversas não esperadas;
- Limitadores e circuitos de proteção: controles e funções de proteção para garantir que a capacidade da excitatriz e do gerador síncrono não sejam excedidas. Um exemplo de diagrama de capacidade de um gerador de polos salientes é apresentado na Figura 2.6;

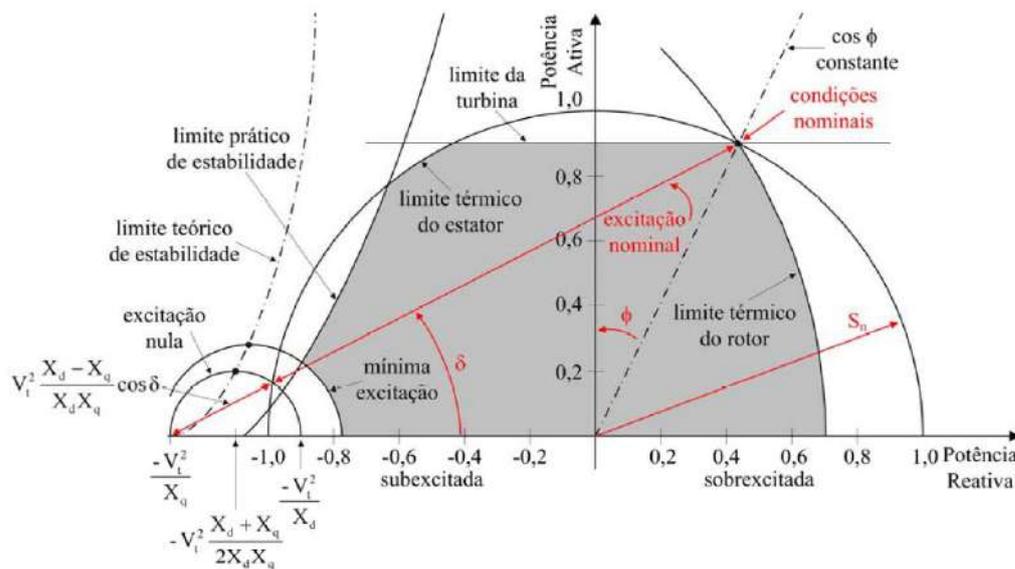


Figura 2.6 – Diagrama de Capacidade Típico de um Gerador [15].

Alguns exemplos de limitadores são [15]:

- Limitador de Sobrecitação: diminui a corrente de campo, evitando o aquecimento dos enrolamentos do rotor em situações de sobrecarga por elevada geração de potência reativa, mantendo um ponto de operação dentro da porção direita do diagrama de capacidade;
- Limitador de Subexcitação: eleva a corrente de campo em situações de elevada absorção de potência reativa, de forma a elevar o torque natural de sincronismo da máquina, mantendo o gerador dentro da porção esquerda do diagrama de capacidade;
- Limitador de Corrente Estatórica: restringe o valor de corrente do gerador reduzindo automaticamente o valor de referência de tensão, levando o ponto de operação para a área cinza do diagrama de capacidade, evitando ultrapassar o limite térmico do enrolamento do estator;
- Limitador de Enlace de Fluxo: para evitar a elevação do fluxo de magnetização em situações de redução de frequência e tensão terminal constante, esse limitador diminui a corrente de campo, reduzindo a tensão do gerador na mesma proporção da redução de frequência, mantendo a relação V/Hz ;

- Limitador Rápido de Corrente de Excitação: diminui rapidamente a excitação caso a corrente de campo ultrapasse o seu valor máximo em condições normais.

2.4. Turbina e Regulador de Velocidade

Para possibilitar a operação interligada, os reguladores de velocidade devem possuir um estatismo de regime permanente (queda de velocidade ou *droop*) definido nos procedimentos de rede, ajustável entre 2% e 8% [16]. O regulador de velocidade com estatismo apresenta uma característica de redução da velocidade do rotor à medida que a carga aumenta, adequada para operação de geradores interligados e para a divisão de cargas, conforme a Figura 2.7. A resposta final do gerador, ou seja, o montante de variação de potência mecânica está relacionado com valores de estatismo adotados.

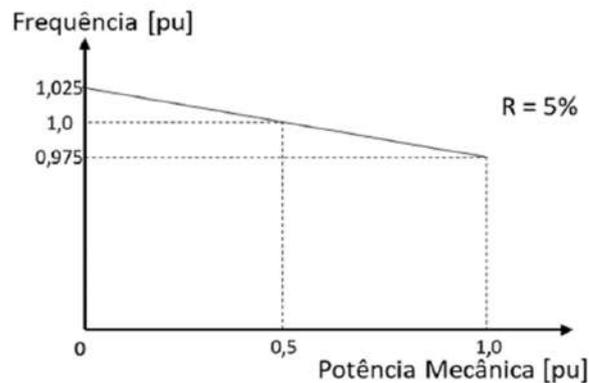


Figura 2.7 – Característica de Regime Permanente de Regulador de Velocidade com Estatismo.

A seguir são apresentadas as características das turbinas e reguladores de velocidade utilizados em geradores de usinas hidroelétricas e termelétricas.

2.4.1. Geradores de Usinas Hidroelétricas

O comportamento dinâmico da velocidade de rotação dos geradores das usinas hidráulicas é determinado pelo regulador de velocidade e pela dinâmica da turbina e do conduto forçado. As usinas hidroelétricas apresentam uma resposta

inicial de potência no sentido inverso da variação do sinal de abertura da válvula ou distribuidor, chamada de fase não-mínima. É necessária a implementação de um *droop* temporário no regulador de velocidade, de forma a obter uma operação estável [17]. As usinas antigas utilizam reguladores de velocidade mecânicos-hidráulicos conforme a Figura 2.8, que apesar de utilizarem uma tecnologia ultrapassada, continuam operando com a realização de *retrofit* nas unidades.

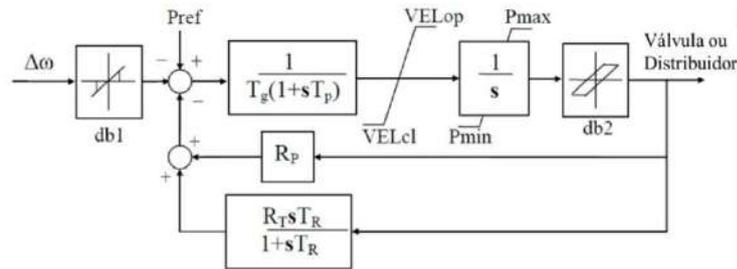


Figura 2.8 – Modelo de Regulador de Velocidade Mecânico-Hidráulico [17].

onde:

R_p – *droop* permanente;

R_t – *droop* transitório;

T_R – tempo de *reset* do filtro *washout*, em segundos;

T_g – Inverso do ganho do servo mecanismo;

T_p – Constante de tempo do servo mecanismo, em segundos;

VEL_{op} – máxima taxa de abertura da válvula, em pu/s;

VEL_{cl} – máxima taxa de fechamento da válvula, em pu/s;

P_{max} – valor máximo de potência da turbina, em pu;

P_{min} – valor mínimo de potência da turbina, em pu;

$db1$ – banda morta da leitura de velocidade, em pu; e

$db2$ – banda morta da movimentação da válvula, em pu.

Os reguladores eletro-hidráulicos resultam da evolução dessa tecnologia. Possuem constantes de tempo de atuação menores e permitem a implementação de diversas malhas de controle. Nesse sentido, registra-se o método proporcional-integral-derivativo (PID), estratégia muito utilizada, conforme a Figura 2.9.

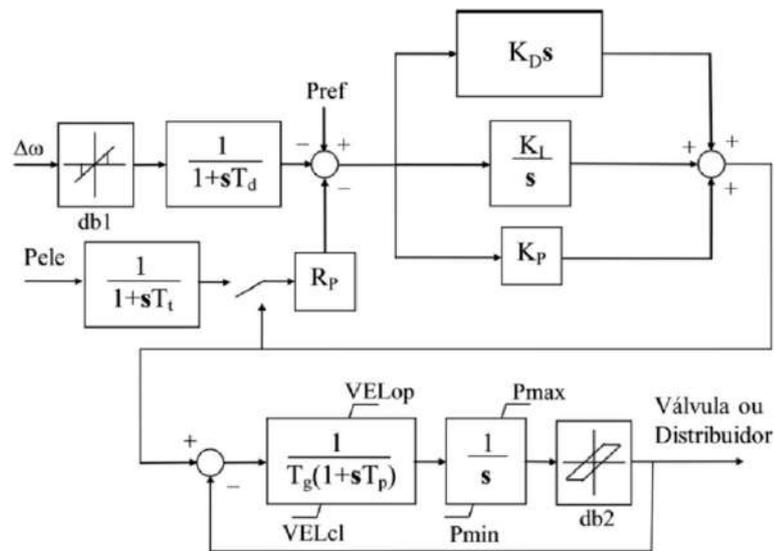


Figura 2.9 – Modelo de Regulador de Velocidade Eletro-Hidráulico com PID [17].

onde:

K_D – ganho derivativo;

K_I – ganho integral;

K_P – ganho proporcional;

T_t – constante de tempo de medição de potência; e

T_d – constante de tempo de medição de velocidade.

A dinâmica da turbina e do conduto forçado é representada como um sistema não linear e de fase não-mínima. Inicialmente, em função das limitações computacionais, utilizavam-se modelos lineares de turbina hidráulica [17] conforme a Figura 2.10.

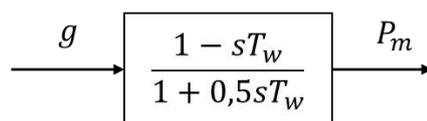


Figura 2.10 – Modelo Linear de Turbina Hidráulica [17].

Esse modelo é considerado inadequado para simulações com variações consideráveis de potência e frequência. Porém, 25 usinas na base de dados oficial do

ONS ainda são modeladas com esse tipo de representação. Um modelo não linear mais preciso e utilizado atualmente na modelagem das turbinas é apresentado na Figura 2.11.

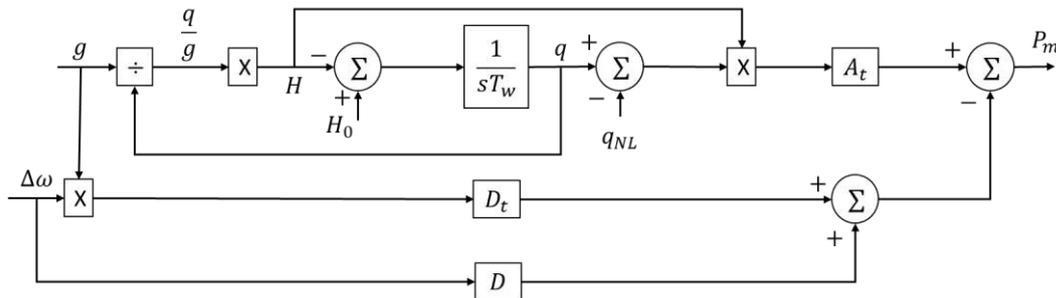


Figura 2.11 – Modelo Não Linear de uma Turbina Hidráulica [17].

onde:

g – posição da válvula ou distribuidor, em pu;

T_w – constante de tempo da água, em s;

q – fluxo de água através da turbina, em pu;

q_{NL} – vazão sem carga, em pu;

H – queda de operação na admissão da turbina, em pu;

H_0 – queda inicial da turbina, em pu;

A_t – ganho da turbina, adimensional;

D_t – fator de amortecimento da turbina, adimensional;

D – fator de amortecimento da carga com a frequência, adimensional; e

$\Delta\omega$ – variação da velocidade da turbina, em pu.

Esse modelo é predominantemente aplicado em turbinas Francis. Porém, ele também é aplicado em outros tipos de turbina, como Kaplan e Bulbo, com algumas modificações para adequar diferentes constantes de tempo do sistema de posicionamento do distribuidor e das pás.

A constante de tempo da água T_w é definida através da equação (2.2):

$$T_w = \left(\frac{L}{A \times a g} \right) \left(\frac{q_0}{H_0} \right) \quad (2.2)$$

onde:

T_w – constante de tempo da água, em s;

L – comprimento do conduto forçado, em m;

A – área do conduto forçado, em m^2 ;

ag – aceleração da gravidade, m/seg^2 ;

H_0 – queda líquida inicial da turbina, em m; e

q_0 –fluxo de água inicial da turbina, em m^3/s .

Diferentemente de outros modelos mais detalhados, neste caso a constante de tempo da água T_w não varia com a potência mecânica de saída da turbina [17], sendo utilizado um valor de T_w ajustado para a condição operativa mais provável. No entanto, é possível utilizar valores de altura de queda inicial H_0 diferentes, o que pode impactar os resultados das simulações por limitar a potência mecânica do gerador.

Adicionalmente, o amortecimento da carga com a frequência para o SIN é incorporado ao modelo das turbinas através da soma de um sinal de potência inversamente proporcional à variação de frequência na saída do regulador. Assim, é incorporado de forma indireta o efeito de variação da carga com a frequência. O Submódulo 23.3 [16], no item 8.2.11, indica que na ausência de valores de amortecimento da carga com a frequência deve ser utilizado uma constante de 1,0pu/pu na modelagem dos reguladores de velocidade e turbina. Porém, existe ainda um conjunto de usinas que não possuem essa representação, conforme a Tabela 2.1, de forma que o efeito do amortecimento da carga é inserido apenas em uma parte das máquinas. A forma ideal seria representar este amortecimento diretamente nas barras de carga, o que exige um estudo detalhado do comportamento da carga frente a variações de frequência.

Tabela 2.1 – Quantificação de UHEs com o Parâmetro D Representado.

Usinas com GOV com D	Usinas com GOV sem D	Total
187	80	267

2.4.2. Geradores de Usinas Termoelétricas

Em sistemas elétricos de grande porte é comum haver usinas termoelétricas com diferentes tipos de fontes como nucleares, carvão, óleo combustível, gás natural e ciclo combinado para reaproveitar o calor da geração utilizando turbinas a vapor. A seguir serão apresentados alguns reguladores de velocidade utilizados para essas usinas.

2.4.2.1. Turbinas a Vapor

Turbinas a vapor convertem a energia térmica do vapor em energia mecânica. Existem diversas configurações e classificações diferentes para centrais termoelétricas a vapor. Há também diversos modos de controle de carga para as usinas termoelétricas, sendo os mais comuns os modos “caldeira segue”, “turbina segue” e controle coordenado [17]. A estrutura básica dos controles das usinas termoelétricas a vapor é apresentada na Figura 2.12

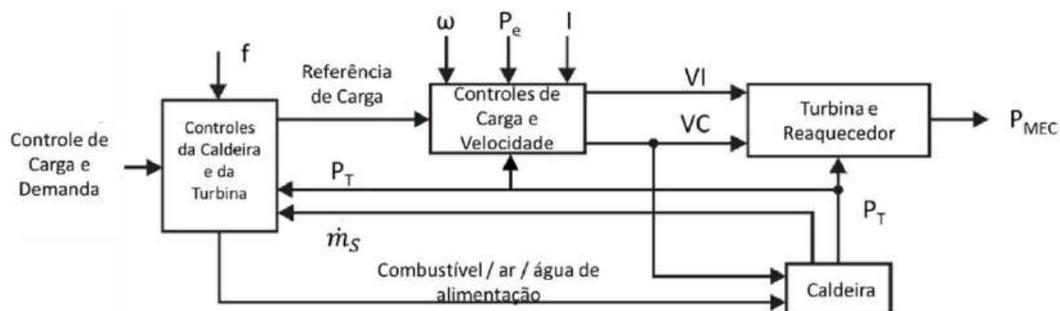


Figura 2.12 – Estrutura básica dos controles associados a uma usina térmica a vapor [17].

O modo “turbina segue” não permite a participação do gerador no controle de frequência, já que a taxa de combustão é definida pelo operador, sem que o controlador da caldeira tenha participação automática no controle de pressão do vapor [17].

Outro modo de operação utiliza parâmetros deslizantes. Nesse modo, opera-se com uma pressão reduzida na bomba de alimentação e na saída da caldeira, de forma que a turbina funciona com todas as válvulas abertas por completo em

qualquer condição de carga. Esse modo reduz o estresse térmico por ter variações menores de temperatura, além de permitir um maior rendimento para diferentes pontos de operação. No entanto, piora significativamente a participação da usina no controle de frequência, já que se perde a capacidade de resposta rápida [17].

Um modelo simplificado de RV e turbina a vapor pode ser observado na Figura 2.13. Nesse modelo são representados o *droop* (R), o movimento da válvula (T_1 , P_{max} e P_{min}) e um bloco de avanço de fase (T_2 e T_3), que representam as constantes de tempo associadas ao fluxo de vapor nos estágios da turbina e na reaquelcedora, sendo T_3 a constante de tempo da reaquelcedora. A fração de potência desenvolvida no estágio de alta pressão da turbina pode ser obtida através da razão entre T_2 e T_3 [18].

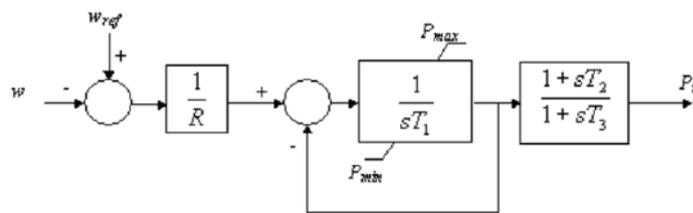


Figura 2.13 – Modelo de RV e turbina a vapor simplificado [3].

Um modelo mais completo pode ser observado na Figura 2.14, sendo evolução do simplificado anterior. Nesse caso, o *droop* é obtido pelo inverso de K_1 e são representados novos estágios da turbina a vapor através dos fatores K_2 e K_3 . A referência de carga é representada por P_0 . Esse valor inicial é combinado com incrementos de variações na velocidade para obter a potência total.

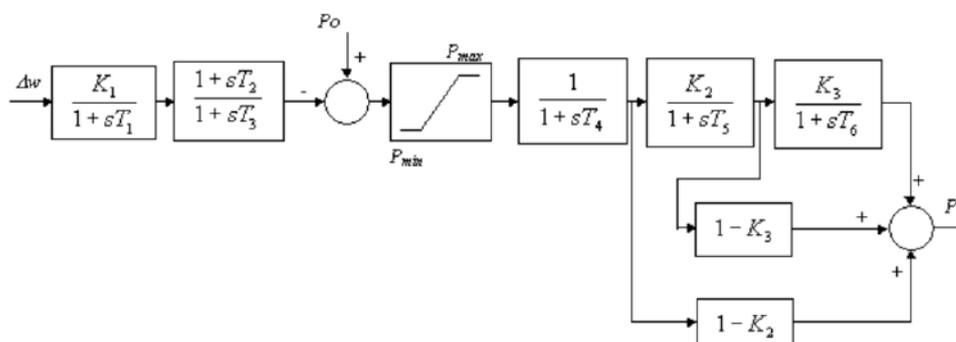


Figura 2.14 – Modelo de RV e turbina a vapor IEESGO [3].

O modelo IEEE *Type 1* apresentado na Figura 2.15 também é utilizado, sendo mais completo e permitindo modelar até quatro estágios da turbina, além de limites de taxa de abertura e fechamentos da válvula de controle U_O e U_C .

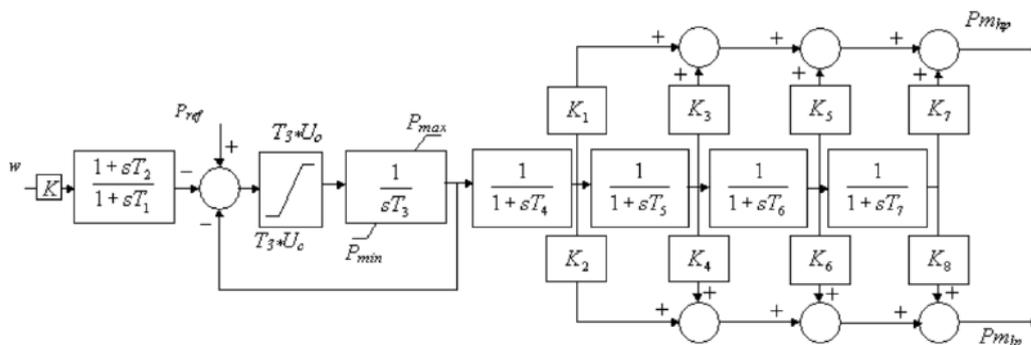


Figura 2.15 – Modelo de RV e turbina a vapor IEEE *Type 1* [3].

2.4.2.2. Turbinas a Gás

A seguir na Figura 2.16 é apresentado um modelo básico de regulador de velocidade para uma turbina a gás. Nesse caso, a parte em destaque representa o controle do limite de temperatura do exaustor. Essa parte do modelo limita o torque mecânico do rotor mesmo com a válvula não totalmente aberta. No entanto, deve-se ajustar o valor de P_{lim} adequadamente, pois se for definido em 1 pu, o modelo pode sobrestimar a reserva de resposta de frequência.

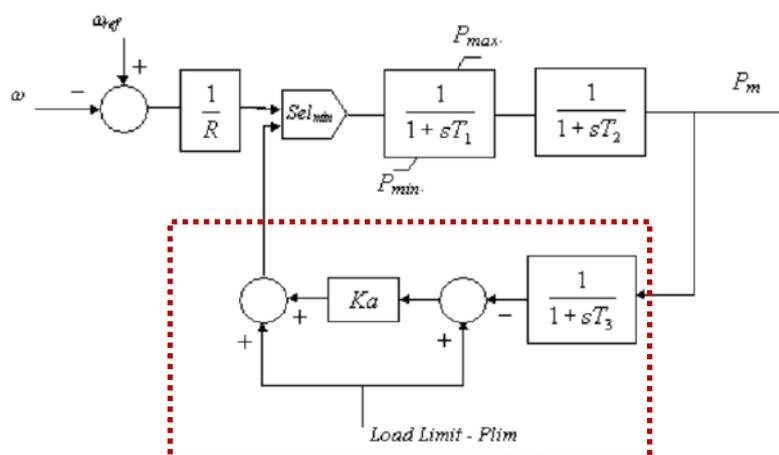


Figura 2.16 – Modelo de RV e turbina a gás GAST [3].

onde:

T_1 – constante de tempo do regulador de velocidade;

T_2 – constante de tempo da câmara de combustão;

T_3 – constante de tempo do limite de carga (tempo medido do gás de exaustão);

K_a – ganho da realimentação da carga;

R – droop;

P_{max} – limite para máxima abertura das válvulas;

P_{min} – limite para mínima abertura das válvulas; e

P_{lim} – limite de temperatura para carga base.

Outro modelo para turbinas a gás desenvolvido pela *Westinghouse* (WESGOV) é apresentado na Figura 2.17, que apresenta um controle digital referente ao K_i , K_p e R_2 .

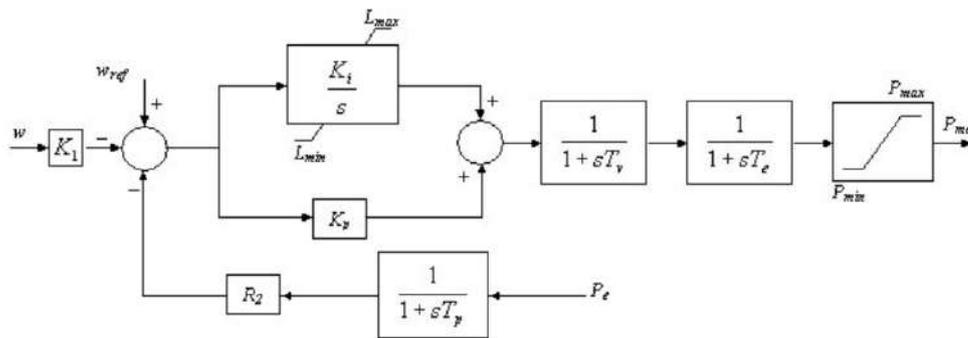


Figura 2.17 – Modelo de RV e turbina a gás WESGOV [3].

onde:

K_1 : ganho da turbina;

K_i : ganho integral do controlador PI do limitador de carga;

L_{max} : carga máxima;

L_{min} : carga mínima;

R_2 : droop;

T_v : constante de tempo de atraso das válvulas;

T_e : constante de tempo de atraso referente ao gerador;

T_p : constante de tempo do transdutor de potência elétrica;

P_{max} : limite para máxima abertura das válvulas; e

P_{min} : limite para mínima abertura das válvulas.

2.5. Modelagem de Carga

Um sistema elétrico de potência atende diferentes tipos de carga, como cargas residenciais, rurais e industriais. Essas cargas possuem diversos comportamentos frente à variação de tensão e frequência do sistema, que deve ser retratados por meio da modelagem de carga. Modelar a carga de um sistema de grande porte como o do Brasil é um grande desafio, em função da dificuldade na obtenção de dados de medições do comportamento da carga durante a ocorrência de variações de tensão e frequência. Adicionalmente, uma única subestação pode alimentar diferentes tipos de cargas, sendo necessário em alguns casos representar o comportamento delas em um único ponto. Os modelos de carga podem ser divididos em dois grupos: estáticos e dinâmicos, que serão apresentados a seguir.

2.5.1. Modelos Estáticos

Nos modelos estáticos de carga as potências ativas e reativas variam de acordo com funções algébricas da magnitude da tensão e frequência do instante presente. São utilizados dois principais tipos de modelagem estática: polinomial e exponencial.

No modelo polinomial, representa-se a potência ativa e reativa das cargas através de combinações de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, por meio de uma função do tipo polinômio de segundo grau. Em geral, é utilizado o modelo ZIP, conforme as equações (2.3) e (2.4).

$$P = P_0 \left[p_1 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D_p \Delta f] \quad (2.3)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 + q_2 \frac{V}{V_0} + q_3 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D_q \Delta f] \quad (2.4)$$

Os coeficientes p_n e q_n definem, respectivamente, o montante das parcelas de potência (P), corrente (I) e impedância constante no modelo de carga. P_0 e Q_0

são os valores iniciais de potência ativa e reativa para a tensão inicial V_0 do fluxo de potência. Os fatores D_p e D_q representam o amortecimento da carga com a frequência. Os motores de indução têm o valor de D_p positivo e D_q negativo, ou seja, para uma redução na frequência a tendência é a potência ativa reduzir e a potência reativa aumentar [19].

No modelo exponencial, a relação entre a potência e a tensão varia de acordo com um termo exponencial.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} [1 + D_p \Delta f] \quad (2.5)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} [1 + D_q \Delta f] \quad (2.6)$$

Os valores de np e nq representam, respectivamente, os fatores exponenciais da carga ativa e reativa com relação à tensão. A Tabela C.1 em anexo apresenta alguns fatores exponenciais típicos e fatores de amortecimento da carga com a frequência para equipamentos conectados na rede elétrica. Percebe-se a diversidade de comportamentos de cargas, o que dificulta consideravelmente a definição precisa da modelagem de carga.

Adicionalmente, os autores comentam que a potência ativa de motores de indução pode ser representada como uma carga ativa de potência constante [13]. Alguns autores [13] e o IEEE *Task Force* [20] recomendam que na falta de informações sobre a composição da carga a potência ativa seja representada como corrente constante e a potência reativa como impedância constante. No ONS é disponibilizada uma modelagem de carga estática baseada em modelo ZIP que será apresentada no item 4.3, porém essa modelagem não é atualizada continuamente.

2.5.2. Modelos Dinâmicos

Nos modelos dinâmicos de carga, as potências ativas e reativas são representadas para qualquer instante de tempo através de equações diferenciais. Em geral, a resposta das cargas para variações de tensão e frequência é rápida, sendo o

estado de regime permanente alcançado rapidamente, de forma que para pequenas variações a modelagem estática é suficiente. No entanto, estudos de oscilações interárea, estabilidade de tensão ou estudos de sistemas com uma grande quantidade de motores de indução podem exigir a necessidade de modelar cargas dinâmicas.

A categoria dos motores pode chegar a consumir mais de 50% da energia suprida por um sistema de potência, de forma que o seu desempenho é um dos principais fatores na característica dinâmica das cargas. Outros aspectos dinâmicos das cargas que são relevantes são lâmpadas de mercúrio, vapor de sódio e fluorescentes, que desligam após ficarem abaixo de uma tensão entre 0,7 e 0,8 pu, e retornam com um *delay* de 1 a 2 segundos após a recuperação da tensão. Adicionalmente, a operação de relés de proteção também é relevante, porque desligam motores industriais após a tensão ficar abaixo de uma referência entre 0,55 a 0,75 pu, com *delay* de alguns ciclos.

Nos modelos estáticos é uma prática comum converter o tipo de representação da carga para impedância constante (Z) quando a tensão ultrapassa um valor crítico (0,7 pu no Organon [3]) para evitar problemas computacionais. Dessa forma, os modelos estáticos apresentados não são realistas para condições de baixa tensão. Nos modelos de carga dinâmicos esse efeito não ocorre, já que nesta representação a carga não é função somente da tensão e da frequência no próprio instante de tempo, mas também utilizam informações passadas dessas grandezas e da própria carga, limitando com isso, por exemplo, os impactos diretos de uma queda de tensão [19].

Atualmente, grande parte da carga residencial do Brasil é composta por equipamentos de ar condicionados, principalmente durante o verão. Esses aparelhos em geral utilizam motores de indução monofásicos, que podem apresentar um comportamento que prejudica a recuperação da tensão após eventos na rede.

Esses equipamentos trabalham em dois estados: estado de operação (*run*) e estado de parada por subtensão (*stall*). Quando a tensão cai, o motor lentamente passa a consumir mais potência ativa e reativa, até que a tensão não é mais adequada para manter a estabilidade do motor, de forma que ocorre o *stall* e ele “para”, pois não há torque motor suficiente para atender o torque de carga. Nesse ponto, a pressão aumenta no compressor e o motor não consegue acelerar até a pressão reduzir. Conforme a Figura 2.18, o motor consome um valor muito eleva-

do de corrente, principalmente quando a tensão retorna a valores nominais já que, com ele parado, seu comportamento elétrico é equivalente a um circuito formado por uma resistência e por uma indutância. Esse efeito é conhecido como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR) [10], [21], [22].

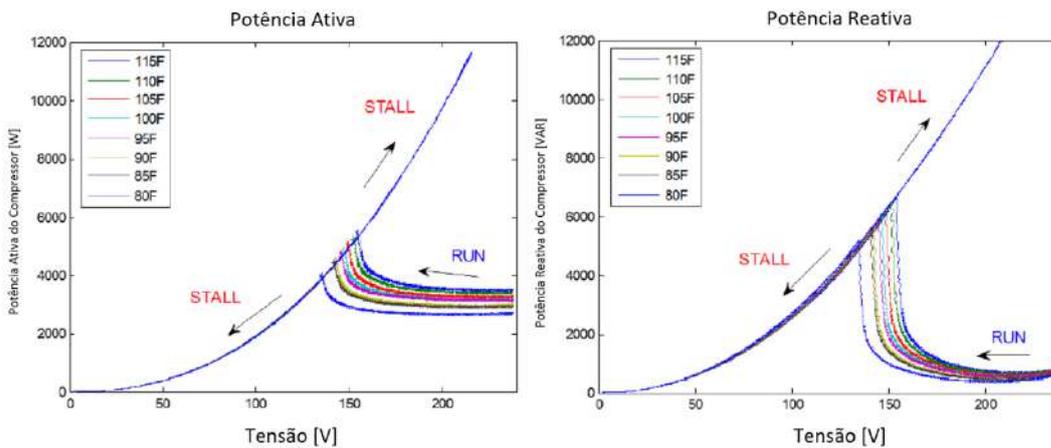


Figura 2.18 – potência consumida versus temperatura de um motor de indução monofásico [21], [22].

Em comparação com um motor de indução trifásico, quando sua velocidade é reduzida o torque do motor aumenta, evitando que não haja torque suficiente para atender ao torque de carga.

Na Figura 2.19 são apresentadas curvas de potência ativa e reativa de uma simulação transitória de um motor de indução monofásico de 5 kW movendo um ar-condicionado residencial. Nesse caso, a potência consumida fica 4 vezes maior que a nominal e a reativa 10 vezes maior [21] [22].

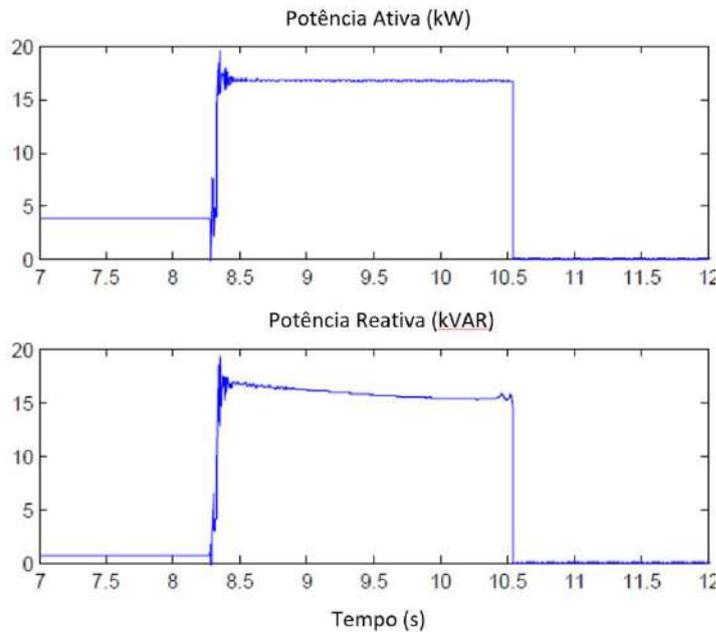


Figura 2.19 – Potência consumida durante a parada por subtensão de um ar condicionado monofásico [21], [22].

Quanto maior a temperatura ambiente, maiores as chances de ocorrer esse evento, pois a tensão de parada (*stall*) se eleva. No Brasil, como as temperaturas são elevadas, esse fenômeno pode ocorrer e afetar diretamente a recuperação da tensão. Esse efeito já foi observado no SIN no dia 20 de janeiro de 2019 às 03h51min. Na situação, ocorreu um defeito trifásico no barramento de 138 kV da Light no Rio de Janeiro, resultando em subtensões sustentadas e, posteriormente, sobretensões devido à rejeição de carga no sistema, de maneira que neste dia havia muitas cargas de condicionadores de ar conectadas ao sistema por ser verão no Rio de Janeiro.

A Figura 2.20 mostra a subtensão sustentada logo após o evento, registrada pelas PMUs instaladas na COPPE e UNIFEI, com tensão mínima de 0,74 pu, em função do efeito FIDVR pelo *stall* dos motores de indução. Após esse instante, os registros da PMU da COPPE ficaram indisponíveis, sendo que na Figura 2.21 são apresentadas a tensão e frequência da PMU instalada na UNIFEI, por ser a PMU com dados disponíveis do dia mais próxima ao local do evento. Percebe-se que após a subtensão sustentada ocorrem sobretensão e sobrefrequência em função da rejeição de cargas.

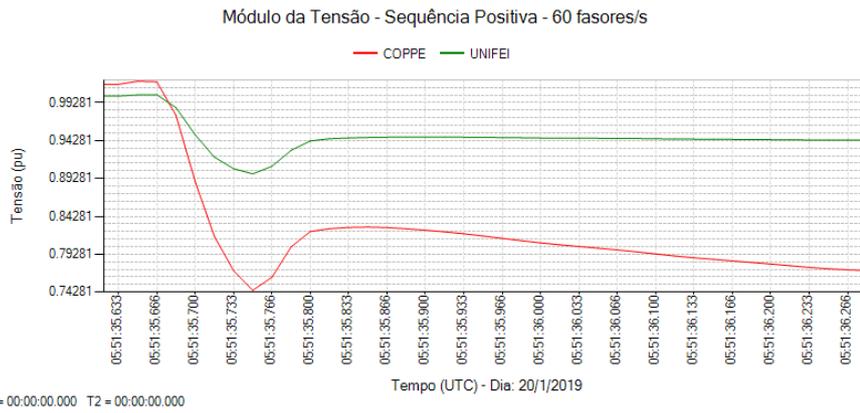


Figura 2.20 – Tensões das PMUs COPPE e UNIFEI no dia 20/01/2019.

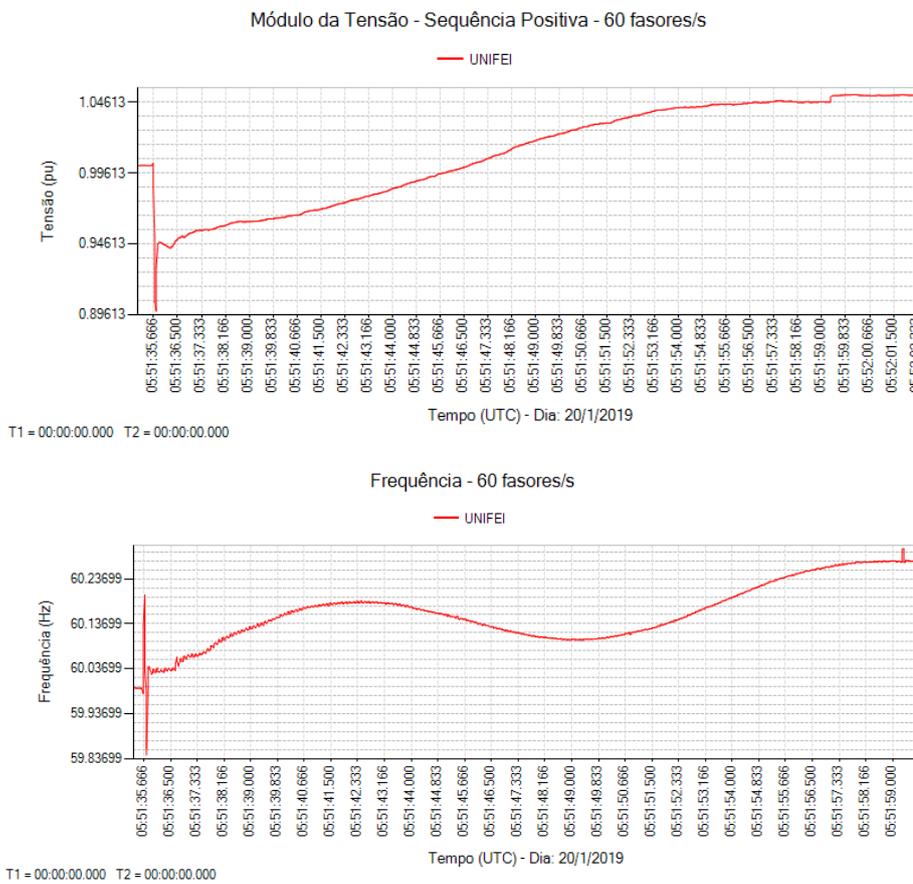


Figura 2.21 – Tensão e Frequência da PMU UNIFEI no dia 20/01/2019.

O FIVDR só poderá ser observado nas simulações de planejamento do ONS com o desenvolvimento de um modelo dinâmico adequado para representar esses efeitos dos motores de indução [21], [22].

2.6. Equipamentos FACTS

Os *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS) são dispositivos que utilizam a eletrônica de potência para dar maior flexibilidade no controle da rede de transmissão. Diferentemente dos equipamentos convencionais como capacitores e reatores, os dispositivos FACTS permitem alterar com rapidez e segurança os parâmetros elétricos que controlam a dinâmica, por exemplo, de uma linha de transmissão. Esses dispositivos auxiliam no controle de tensão, além de melhorar o desempenho dinâmico durante eventos oscilatórios.

Os principais equipamentos FACTS são:

- Compensador Estático de Reativo / *Static VAR Compensator* (SVC): controla a injeção de potência reativa na rede através do chaveamento de conjuntos de susceptâncias controláveis em derivação na barra [23].
- Compensador Estático Síncrono / *Static Synchronous Compensator* (STATCOM): atua como uma máquina síncrona sem inércia, gerando ou absorvendo potência reativa através de conversores CC-CA [23].
- *Thyristor Controlled Series Compensation* (TCSC): controla a corrente ou o fluxo de potência em linhas de transmissão através da conexão de conjuntos de bancos de capacitores série [23].

Por serem estáticos e sem inércia, esses equipamentos também possuem limitações relevantes para o desempenho dinâmico do sistema. No caso de eventos muito severos, pode ocorrer o bloqueio de compensador estático por limite de tensão ou potência reativa. Por exemplo, após um curto-circuito e subtensão acentuada, de forma a evitar que na extinção da falta o compensador injete potência reativa provocando sobretensões inadmissíveis, o controle poderá promover o bloqueio temporário do equipamento. Sendo assim, é necessário modelar adequadamente esses equipamentos e seus controles nas simulações dinâmicas.

2.7. Controle de Frequência

O equilíbrio de um sistema elétrico ocorre quando o torque elétrico solicitado pela carga equivale ao torque mecânico produzido pelas máquinas rotativas,

que mantém energia cinética armazenada nas suas massas girantes. Porém, perturbações no sistema podem tirá-lo do equilíbrio, levando, por exemplo, no caso de déficit de geração, à conversão de parte da energia cinética das máquinas em energia elétrica e consequente redução da velocidade angular e da frequência, exigindo ações para levar o sistema novamente ao equilíbrio. Os motores e geradores conectados ao sistema respondem de forma natural a essas perturbações, fornecendo ou absorvendo energia cinética, até a atuação dos mecanismos de regulação sensíveis às consequentes variações de velocidade angular.

Eventos que provoquem déficits elevados de geração podem provocar afundamentos de frequência que levam à atuação de esquemas de corte de carga, como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). A Figura 2.22 apresenta o comportamento típico da excursão de frequência após um evento de perda de geração.

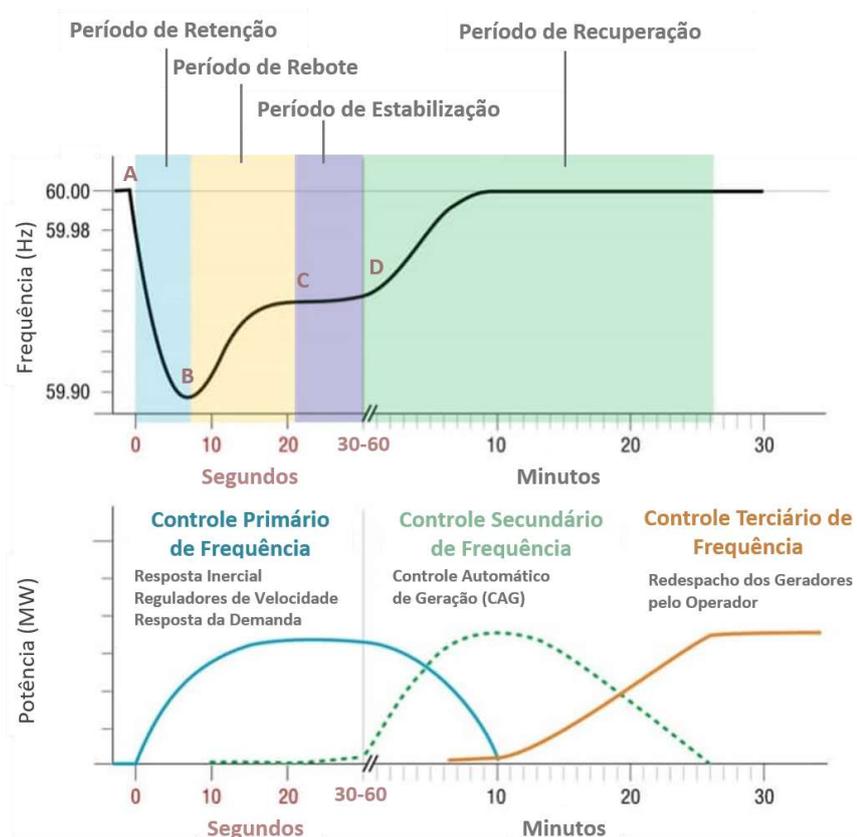


Figura 2.22 – Comportamento da Excursão de Frequência Após Déficit de Geração [24].

O ponto “A” é definido como a frequência pré-distúrbio. O período a partir da perda de geração em T_0 até o ponto “B” de frequência mínima (*Nadir Fre-*

quency) é chamado Período de Retenção (*Arresting Period*). Nesse período, o controle primário, representado pela curva azul no segundo gráfico, começa a atuar a partir do momento em que a frequência ultrapassa a banda morta. O decaimento de frequência deve ser retido para evitar cortes de carga pela atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que pode atuar tanto por taxa Hz/s quanto por frequência mínima, dependendo do ajuste de cada região. A frequência para cair apenas quando a resposta combinada da variação da carga, do amortecimento da carga, da resposta da demanda e da regulação primária ficam equivalentes à perda de geração. A inércia das máquinas é importante nesse período inicial e pode definir o tempo de atuação da regulação de frequência.

Em seguida ocorre a recuperação da frequência, que pode ser dividida em três períodos. O primeiro é o Período de Rebote (*Rebound Period*), definido pela recuperação acentuada da frequência entre o ponto “B” e T+20 segundos, a partir do qual a redução da resposta primária amortece e desacelera a recuperação da frequência. O Período de Estabilização (*Stabilizing Period*) ocorre em seguida, sendo definido como a janela entre os pontos “C” e “D”, estendendo-se de T+20 até T+60 segundos em média, no qual é estabelecido um novo balanço entre geração e carga em uma frequência inferior à nominal, denominada frequência de assentamento.

Na sequência, no Período de Recuperação (*Recovery Period*), ocorre o início da resposta secundária, promovida pelo CAG. Essa resposta é lenta e pode levar de 5 a 15 minutos até que a frequência nominal e os intercâmbios programados sejam restabelecidos. As atuações automáticas podem ser modificadas manualmente para garantir reservas de contingência ou mudanças de intercâmbios programados, por exemplo.

Por fim, após a frequência retornar ao valor nominal, é necessário o controle terciário para realocar as reservas de potência do sistema, através do redespacho de usinas e alterações nos intercâmbios programados, deixando o sistema preparado para responder a uma futura perda de geração.

O tipo de usina disponível influencia diretamente no controle de frequência. Usinas a gás têm a capacidade de, inicialmente, mudar a potência de saída rapidamente, mas possuem limitações como o limite de temperatura de exaustão do gás que pioram o seu desempenho após alcançar a potência nominal. Usinas a

vapor podem aumentar rapidamente pequenas parcelas de potência, mas não ultrapassam seus limites nominais.

Já as usinas hidráulicas têm uma resposta inicial em geral mais lenta, porém conseguem ajustar a potência em uma gama de valores maior do que as térmicas. No Brasil, utilizam-se as usinas hidráulicas no controle de frequência, sendo que as térmicas auxiliam quando despachadas por ordem de mérito. Porém, não se aloca reserva de potência nas usinas térmicas, de forma que elas operam em geral próximas de suas capacidades máximas, concluindo-se que sua participação no controle de frequência ocorre principalmente pela parcela inercial. Outro elemento que também contribui para a resposta primária são os compensadores síncronos, que após o distúrbio convertem parte da energia cinética dos rotores para a rede. Porém, eles auxiliam apenas nos instantes iniciais, já que por não ter capacidade de gerar potência ativa, a potência fornecida inicialmente é extraída do sistema posteriormente para que o equipamento retorne ao sincronismo,

Algumas fontes baseadas em inversores como eólicas têm a capacidade de, por um curto período, aumentar sua resposta de potência ativa, de forma que energia mecânica é convertida em energia elétrica. No entanto, em seguida, essa energia é extraída do sistema. Um exemplo é a extração energia rotacional de turbinas eólicas, provocando a redução da velocidade da turbina. Existem também formas de inércia sintética, que permitem que essas fontes auxiliem na regulação da frequência. Porém, as simulações eletromecânicas do ONS ainda não incluem a capacidade de regulação de frequência dessas fontes com o objetivo de se ter uma resposta mais conservativa, mantendo apenas a capacidade de controle de tensão.

2.7.1. Reserva de Potência Operativa

A carga de um sistema elétrico varia constantemente e para suportar essas variações é necessário ter disponível um montante de geração sincronizada ou que possa ser sincronizada em tempo hábil, que seja capaz de suportar os erros na previsão da demanda, a perda inesperada de equipamentos de geração e, atualmente, os erros na previsão das gerações intermitentes. Dessa forma, o sistema consegue atender à carga após desvios entre a demanda prevista e a verificada ou mesmo após a saída de uma unidade geradora. Um exemplo de alocação de geração e re-

serva pode ser visto na Figura 2.23, considerando um caso de referência do ONS do PAR-PEL 2024 patamar de carga pesada inverno.

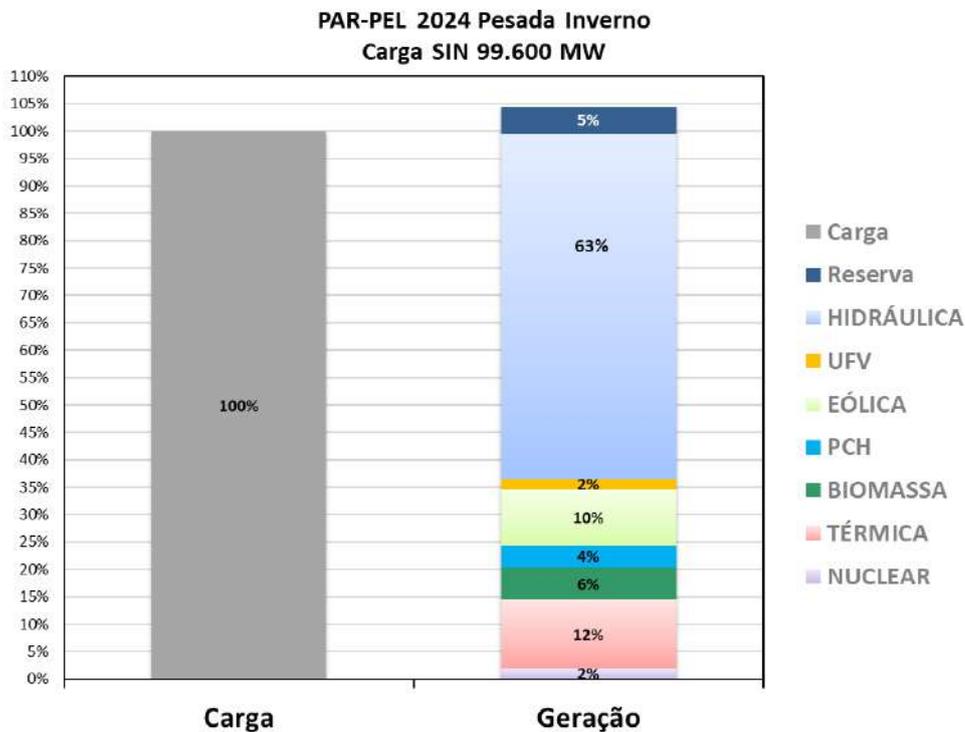


Figura 2.23 – Exemplo de Alocação de Geração e Reserva no SIN.

Em função do aumento da participação da geração eólica e fotovoltaica no SIN e da característica intermitente dessas fontes, uma parcela da reserva é calculada para garantir que sistema possa atender possíveis variações bruscas dessas gerações.

Para manter o equilíbrio entre demanda e geração, é necessário que parte da reserva seja alocada em geradores sincronizados na rede elétrica, constituindo assim uma reserva operativa girante.

O método utilizado para o cálculo da reserva operativa do SIN atualmente é probabilístico, através da análise de possíveis perdas intempestivas de geradores, variação da carga do sistema e aceitando um risco de não atendimento da carga. Após o cálculo da reserva, ela é repartida entre as áreas de controle do SIN segundo os critérios definidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [16]. As parcelas que compõem a reserva operativa estão descritas no item C.1 em anexo.

A parcela da reserva primária de potência referente à reserva girante no SIN deve ser alocada em unidades do Controle Automático de Geração (CAG), composto por todas as usinas hidroelétricas e termoelétricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW, com exceção das:

- (a) localizadas em circuitos radiais distantes eletricamente dos centros de carga;
- (b) termoelétricas nucleares;
- (c) termoelétricas a gás em ciclo simples ou combinado;
- (d) termoelétricas a carvão.

No ONS, o CAG em geral é composto por usinas hidroelétricas e não há um requisito de alocação de reserva em usinas térmicas. A reserva de potência operativa é determinada com o intuito de atender a carga do SIN. Porém, diante de incertezas do sistema como previsão da carga e previsão de geração de fontes intermitentes, a reserva também impacta o regime transitório, uma vez que quanto maior a reserva de potência operativa melhor será o comportamento do sistema durante contingências que levem a perdas de grandes blocos de geração, já que os recursos na regulação primária para controle de frequência serão maiores.

A equação a seguir ilustra como pode ser calculada a reserva de potência operativa girante de cada área do SIN:

$$RPO_i = \sum_{j=1}^k n_{UG-sinc_j} \times (P_{m\acute{a}x-disp_j} - P_{despachada_j}) \quad (2.7)$$

onde:

RPO_i é a reserva de potência operativa da área i ;

$n_{UG-sinc_j}$ – número de unidades geradoras sincronizadas na usina j ;

$P_{m\acute{a}x-disp_j}$ – potência ativa máxima disponível (MW) por unidade geradora da usina j . Essa informação varia em função da altura de queda de usinas hidrelétricas ou de acordo com o rendimento de usinas termelétricas;

$P_{despachada_j}$ – potência ativa despachada (MW) por unidade geradora; e

k – quantidade de usinas hidrelétricas + usinas termelétricas da área i .

Ressalta-se que não devem entrar nessa conta a UHE Itaipu 50 Hz, UHE Santo Antônio e UHE Jirau, uma vez que essas usinas operam de forma assíncrona, conectadas via elos em corrente contínua, não contribuindo de maneira direta para a regulação primária ou secundária do SIN.

Desta forma, a reserva de potência operativa girante total do SIN (RPO_{SIN}) pode ser calculada com base em:

$$RPO_{SIN} = \sum_{i=1}^a RPO_i \quad (2.8)$$

Sendo "a" a quantidade de áreas geoeletricas síncronas do SIN.

2.7.2. Controle Automático de Geração

Um Sistema Elétrico está sujeito a variações constantes de carga, fluxos e intercâmbios entre áreas. O Controle Automático de Geração (CAG) tem como objetivo retornar o valor de um desvio de frequência do sistema a zero após um degrau de carga, eliminar desvios da programação de intercâmbios entre áreas e distribuir adequadamente a geração entre grupos de usinas. Para isso, o CAG utiliza como base o sinal de controle Erro de Controle de Área (ECA), que pode ser definido pela equação (2.9) que relaciona o desvio de potência de intercâmbio e o desvio de frequência.

$$ECA = k \times \Delta I + 10 \times \beta \times \Delta F \quad (2.9)$$

onde:

ΔI – Desvio de intercâmbio entre o líquido e o programado em MW;

k – fator de ponderação de intercâmbio, utiliza-se $k = 1$;

β – fator de ponderação da frequência (BIAS) em MW/0,1 Hz; e

ΔF – desvio de frequência em Hz.

No SIN a potência representada pela parcela R_2 da reserva de potência operativa é alocada no CAG, denominado também de controle secundário. Adicionalmente, a parcela de reserva probabilística R_3 também deve, preferencialmente, ser alocada em usinas do CAG. O CAG possui um tempo de atuação lento, sendo em geral não representado nas simulações eletromecânicas. Porém, já foi observado que ele pode ter influência significativa nas respostas das simulações dinâmicas [1].

Existem diferentes modalidades de operação do CAG e no SIN são utilizadas:

- Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB - “*Tie Line Bias Control*”);
- Controle em Frequência Constante (FF - “*Flat Frequency Control*”); e
- Controle em Intercâmbio Constante (FTL - “*Flat Tie Line Control*”).

No geral é utilizada a modalidade TLB, que tem como filosofia básica de que cada área de controle deve absorver suas próprias variações de carga. Para isso é necessário que os valores de BIAS utilizados pelas controladoras de área representem suas características naturais. O seu desligamento automático é ajustado para $\pm 0,5$ Hz em relação à frequência nominal de 60 Hz, com tempo mínimo de atuação das rampas de 10 minutos [25].

2.7.3. Taxa de Variação de Frequência (RoCoF)

A constante de inércia é definida pela razão entre a quantidade de energia cinética armazenada à rotação nominal e a potência aparente da máquina, conforme a equação (2.10) [13].

$$H_i = \frac{1}{2} \frac{J \times \omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (2.10)$$

onde:

J – momento de inércia combinado de todas as partes girantes da máquina síncrona, incluindo sua turbina, em $\text{kg}\cdot\text{m}^2$;

ω_{0m} – velocidade angular mecânica nominal, em rad/s; e

$V A_{base}$ – potência aparente nominal da máquina síncrona, em MVA.

Pode-se calcular a quantidade de energia cinética rotacional armazenada pelas máquinas do SIN em rotação nominal pelo somatório do produto da potência nominal de cada máquina por sua constante de inércia, conforme a equação (2.11).

$$MVA \times S_{SIN} = \sum_{i=1}^n H_i \times MVA_{base,i} \quad (2.11)$$

onde:

n – quantidade de máquinas sincronizadas no SIN; e

$MVA \times S_{SIN}$ – quantidade de energia cinética armazenada no SIN.

Essa grandeza pode ser utilizado para ilustrar a quantidade de máquinas que necessitam ser sincronizadas após a perda de uma máquina, caso seja necessário manter a inércia ($MVA \times s$) da área de interesse.

A taxa de variação de frequência de um sistema no instante pós-evento depende apenas da componente inercial das máquinas rotativas e da variação de carga/geração. Dessa forma, é possível calcular a taxa de variação de frequência sistêmica df/dt , em Hz por segundo de maneira aproximada pela seguinte equação:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times \Delta P \text{ MW}}{2 \times \sum_{i=1}^n H_i \times MVA_{base,i}} \quad (2.12)$$

onde:

n – Número de máquinas sincronizadas na área de interesse ou SIN;

$\Delta P \text{ MW}$ – variação de potência em MW pelo déficit de geração, por exemplo; e

$\sum_{i=1}^n H_i \times MVA_{base,i}$ – inércia equivalente da área ou SIN não normalizada pela carga (MVA.s).

2.8. Multi-infeed

O Brasil possui em operação seis Bipolos de corrente contínua com capacidade conjunta de transmissão de aproximadamente 20.000 MW, conforme a Figura 2.24. Em 2018 entrou em operação no SIN o Bipolo Xingu – Estreito e em 2019 o Bipolo Xingu – Terminal Rio, com uma capacidade de transmissão conjunta de 8.000 MW. Além disso, novos empreendimentos de transmissão em corrente contínua já estão próximos de serem leiloados.

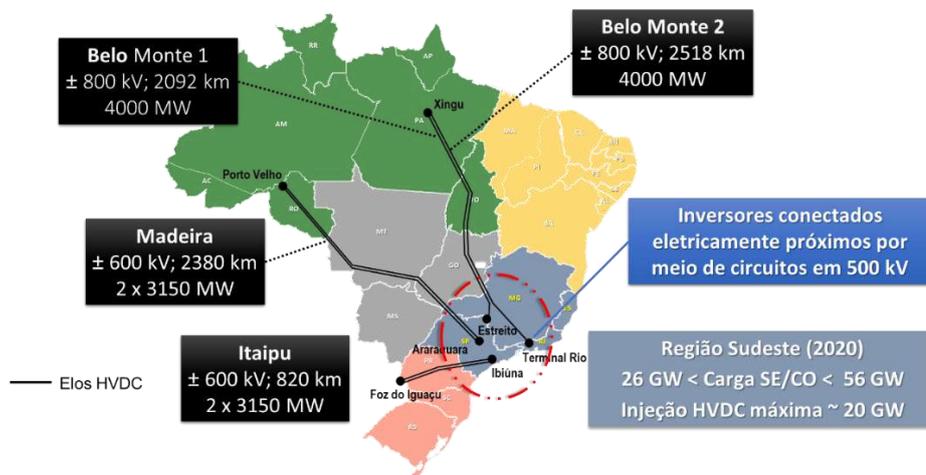


Figura 2.24 – HVDC do Sistemas Interligado Nacional [26].

A operação de vários bipolos passa a ter uma relevância significativa na estabilidade do SIN em função do fenômeno de falha de comutação simultânea nos mesmos, que pode afetar significativamente os limites operativos.

Como pode ser visto na Figura 2.25, a falha de comutação é um fenômeno caracterizado pela perturbação no chaveamento das válvulas de uma ponte conversora, geralmente em função de perturbações na rede CA próximas à inversora ou após falhas CC que reflitam de maneira significativa nas estações inversoras, onde se opera com altos valores de ângulo de disparo. Esse fato ocorre quando uma das válvulas não interrompe sua condução, de forma que a entrada da válvula subsequente resulta em um curto-circuito no lado CC [26].

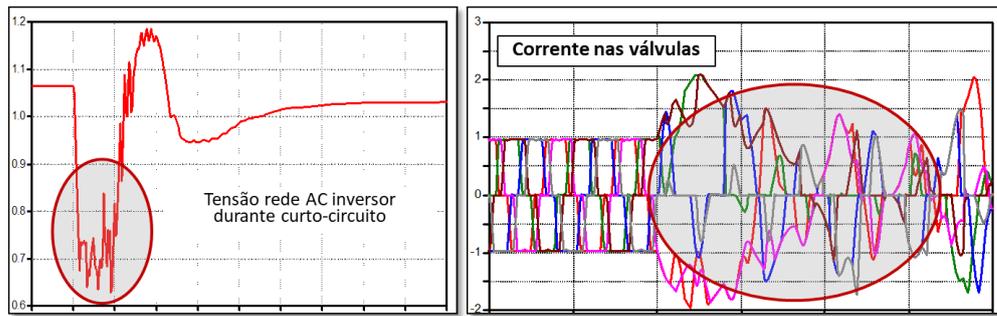


Figura 2.25 – Tensão AC e Corrente nas Válvulas Durante uma Falha de Comutação [26].

Durante a falha de comutação a potência injetada na subestação inversora vai a zero por, no mínimo, um ciclo de disparo da válvula. O efeito *multi-infeed* se refere à interação entre os elos, podendo levar a falhas de comutação simultâneas e um déficit de potência significativo no SIN.

A determinação dos tempos de duração das falhas de comutação é realizada através do *software* de transitórios eletromagnéticos PSCAD, pois somente uma representação trifásica da ponte conversora permite uma análise mais precisa do tempo efetivo da falha de comutação.

Posteriormente, os tempos são transpostos para as simulações em programas de transitórios eletromecânicos, onde o sistema completo está representado. Os tempos medidos, apresentados na Figura 2.26, podem ser definidos como:

- Diferença do Início da Falha (DIF) – como a falha de comutação em cada bipolo não ocorre no início da falta aplicada em uma das barras do sistema, o parâmetro DIF contabiliza o tempo entre o instante da falta e o início da interrupção da potência para cada bipolo [26];
- Tempo de Falha de Comutação (TFC) – este parâmetro corresponde à duração da falha de comutação e contabiliza o tempo entre o início da falha, quando ocorre uma variação abrupta entre a corrente contínua (CC) e as correntes alternadas de cada fase, e o instante em que os pulsos de disparo voltam ao sincronismo permitindo às válvulas a recuperação do processo adequado de inversão [26];
- Tempo de Duração da Tensão CC abaixo de zero (TVZ) – Como a falha de comutação produz um curto-circuito no inversor, este tempo mede a duração total em que a tensão CC passa abaixo de zero até o instante em

que ela se torna positiva e não retorna mais a valores abaixo de zero [26]; e

- Tempos de Interrupção de Potência (TIP) – como o impacto decisivo para a estabilidade do sistema está associado essencialmente à variação da potência transmitida, o parâmetro TIP é avaliado de modo a servir como elemento comparador entre as potências dos dois programas [26].

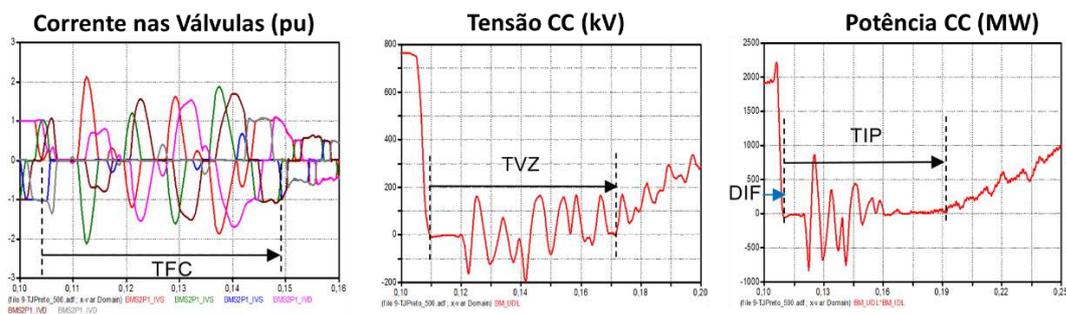


Figura 2.26 – Medição dos Tempos TFC, FVZ, DIF e TIP [26].

Os programas de transitórios eletromecânicos em geral consideram nula a tensão CC no inversor durante a falha de comutação, de forma que a potência CC a partir deste instante também fica nula. Assim, para reproduzir os efeitos da falha de comutação nos programas de transitórios eletromecânicos, utiliza-se como critério para a representação do fenômeno de falha de comutação de um bipolo em programas de transitórios eletromecânicos o DIF como o tempo entre o instante da aplicação da falta até a aplicação da falha de comutação e o TVZ como o tempo de duração da falha de comutação [26].

2.9. Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma revisão de alguns dos principais componentes dos SEE. Foram apresentados os modelos utilizados para representar máquinas síncronas dos geradores de usinas hidroelétricas e termoelétricas, incluindo os sistemas de excitação e controle associados e foram ressaltadas as características que podem impactar a resposta da frequência. Os equipamentos FACTS também

foram apresentados. A análise desses componentes permite identificar quais pontos podem ter uma relevância sistêmica significativa nos resultados de simulações eletromecânicas.

Foram apresentadas as modelagens de carga estáticas e dinâmicas e suas características principais. Para a modelagem estática, foi ressaltada a necessidade de uma atualização constante dos parâmetros junto aos agentes distribuidores. No caso da modelagem dinâmica, o fenômeno *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR) foi apresentado, devido à sua importância e necessidade de modelos para representação nas simulações em função da característica das cargas do SIN.

O comportamento de um SEE em situações de desvios de frequência foi abordado, com uma análise da resposta primária, secundária e terciária do sistema. Foram apresentados os conceitos da Reserva de Potência Operativa (RPO), do Controle Automático de Geração (CAG) e métodos para o cálculo da constante de inércia equivalente e da taxa de variação de frequência (RoCoF). Esses conceitos são relevantes para entender quais componentes e controles podem afetar diretamente o comportamento do sistema e resultar em diferenças entre simulações e registros reais.

Por fim, o conceito de *multi-infeed* foi apresentado. Em função dos equipamentos HVDC já em operação e pela previsão de entrada de novos no futuro, o fenômeno *multi-infeed* se torna cada vez mais relevante. Possíveis falhas de comutação simultâneas nos bipolos podem levar a déficits de até 20.000 MW e impactar significativamente o desempenho do sistema, sendo necessário ter capacidade de reproduzir esses efeitos nas simulações de planejamento.

3 Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

3.1. Introdução

Neste capítulo é apresentado o funcionamento e aplicações dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) no Brasil e no mundo, que utilizam *Phasor Measurement Units* (PMUs) para adquirir dados de sistemas elétricos de potência.

O desenvolvimento da tecnologia que permite a medição fasorial sincronizada teve início nos anos 70 na Europa, através da medição de defasagem angular para uso em proteção sincronizada [27]. Em 1980, o governo dos EUA autorizou o uso seletivo de sistemas de GPS. Entre os anos de 1985-1990, a Virginia Tech desenvolveu as primeiras PMUs em laboratório utilizando sincronização temporal via GPS [27].

O projeto *Wide Area Measurement System* (WAMS) foi iniciado em 1989, uma parceria entre as empresas BPA, WAPA e SCE. Em 1991 foram comercializadas as primeiras PMUs, desenvolvidas pela empresa Macrodyne [27]. Além disso, foi publicada a norma (IEEE Std. C37.111) que define o formato COMTRADE de armazenamento e intercâmbio de arquivos de dados [27].

No ano de 1993, foram instaladas as primeiras PMUs do projeto WAMS nos sistemas das empresas BPA e SCE. No ano seguinte em 1994, iniciaram-se as pesquisas em SPMS na China. A primeira norma exclusiva de sincrofases (IEEE std. 1344) foi publicada em 1995. O primeiro PDC foi desenvolvido pela empresa BPA no ano de 1996 [27].

Em 2003, ocorreu o blecaute nos EUA e Canadá e, como consequência, foi criado o *Eastern Interconnect Phasor Project* (EIPP). Neste mesmo ano, teve início o projeto MedFasee no Brasil na UFSC. A norma que estabelece os requisitos de desempenho em regime permanente de PMUs e os padrões de transferência de dados (IEEE std. C37.118) foi aprovada em 2005. Adicionalmente, em 2005 o ONS contratou uma consultoria para especificação da arquitetura de um SPMS

para o SIN [28], que atualmente está em desenvolvimento. Entre os anos de 2007 e 2009, foram iniciados novos projetos no Brasil como MedFasee Eletrosul, MedFasee BT Nacional, e MedFasee CTEEP.

3.2. Aspectos Gerais

Considere um sinal senoidal dado por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3.1)$$

onde ω é a frequência do sinal em radianos por segundo e ϕ o ângulo de fase em radianos; X_m é a amplitude de pico do sinal, sendo que o valor RMS (*Root Mean Square*) é definido como $X_m/\sqrt{2}$. Essa equação pode ser reescrita como:

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \phi)}\} = \text{Re}\{e^{j(\omega t)} X_m e^{j\phi}\} \quad (3.2)$$

O termo $e^{j(\omega t)}$ em geral é desconsiderado, com o entendimento que ω é a frequência. Assim, pode-se representar a senoide como um número complexo \dot{X} como:

$$\dot{X} = (X_m/\sqrt{2})e^{j\phi} = (X_m/\sqrt{2})(\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) = (X_m/\sqrt{2})\angle\phi \quad (3.3)$$

O sinal senoidal e o fasor podem ser observados na Figura 3.1 [29].

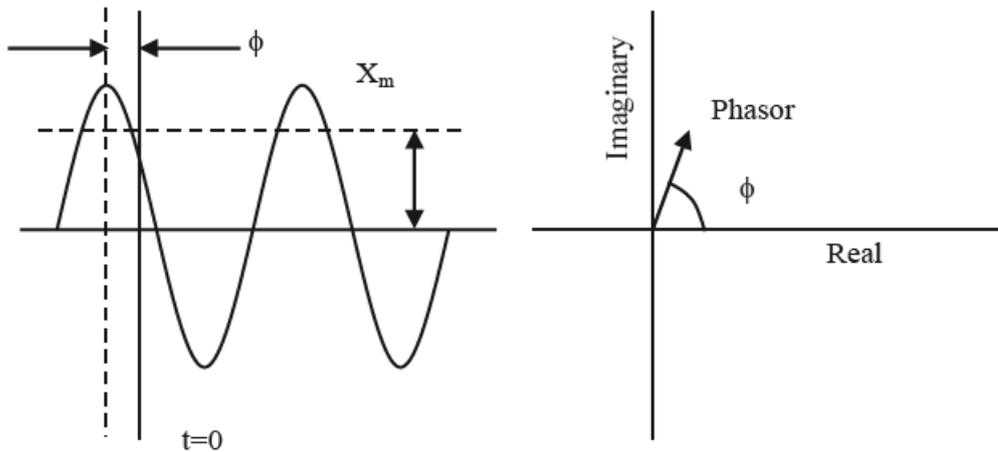


Figura 3.1 – Representação de um sinal senoidal e um fasor [29].

Uma representação fasorial só é possível para um sinal senoidal puro. Na prática, os sinais de onda são compostos por sinais de diferentes frequências, sendo assim necessário extrair uma componente da frequência desejada e então representá-la por um fasor. Para isso, utilizam-se as transformadas de Fourier. Adicionalmente, a definição dos fasores implica que o sinal não muda no tempo. Dessa forma, é necessário definir janelas de dados ou tempos de duração dos dados [29].

A medição dos fasores de tensões e correntes se inicia com uma amostragem digital da forma de onda obtida em intervalos de tempo. Os dados da amostra podem ser vistos como uma função no tempo composta por impulsos espaçados uniformemente, cada um com uma magnitude, conforme a Figura 3.2.

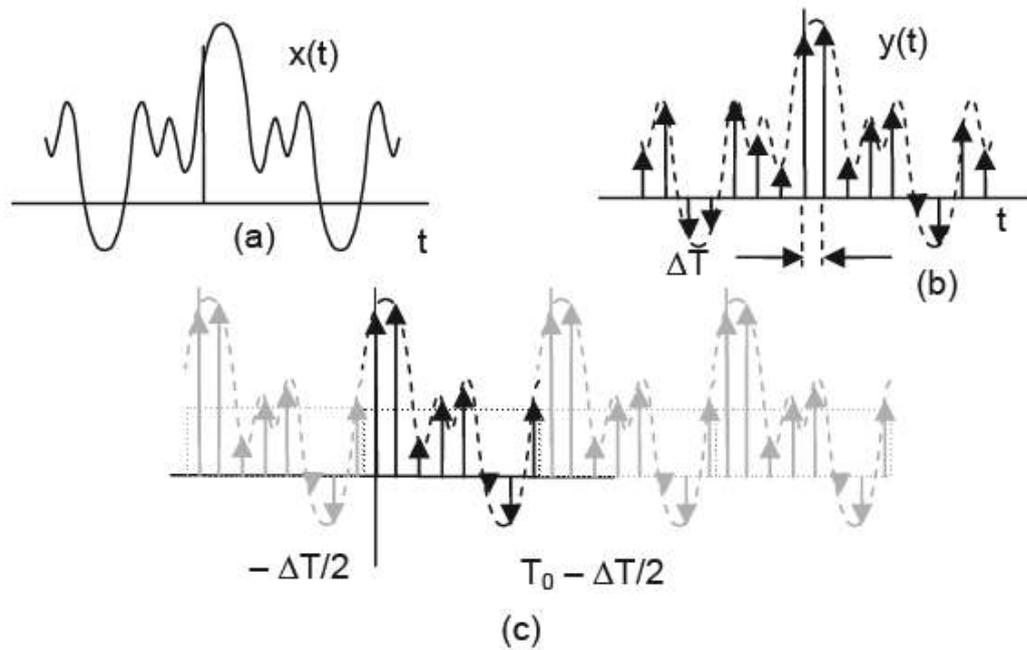


Figura 3.2 – (a) Sinal original $x(t)$; (b) (c) Amostragem do sinal por impulsos espaçados [29].

Esses dados são então processados através de transformadas de Fourier para extração da componente desejada e posteriormente convertidos na forma fasorial [29].

Um dos maiores desafios dos sistemas de monitoração e controle dos sistemas elétricos é a obtenção de medidas elétricas de maneira sincronizada no tempo, em função da extensão das redes em países e continentes no mundo. Para solucionar esse problema, são utilizadas diversas tecnologias de comunicação, como fibra óptica, sinais de amplitude modulada, micro-ondas e sinais do sistema *Geostationary Operational Environmental Satellite* (GOES) [2].

Essas medidas não apresentam precisão suficiente para sincronização de fasores. Para isso, é necessário utilizar o Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System - GPS*), que permite a sincronização e o desenvolvimento dos Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF). Com essa tecnologia, é possível substituir os relés eletromecânicos, eletrônicos e outros tipos de controles por equipamentos chamados *Intelligent Electronic Devices* (IED), que agregam funções de monitoração, proteção, comando e controle. Com a inclusão dos dados PMU nos IEDs, pode-se realizar a monitoração de grandes áreas, conhecidas como *Wide Area Measurement System* (WAMS) [2].

Um SMSF é composto basicamente por unidades de medição fasorial PMU conectadas a um Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator – PDC*) através de canais de comunicação e um sistema de sincronização temporal, conforme a Figura 3.3:

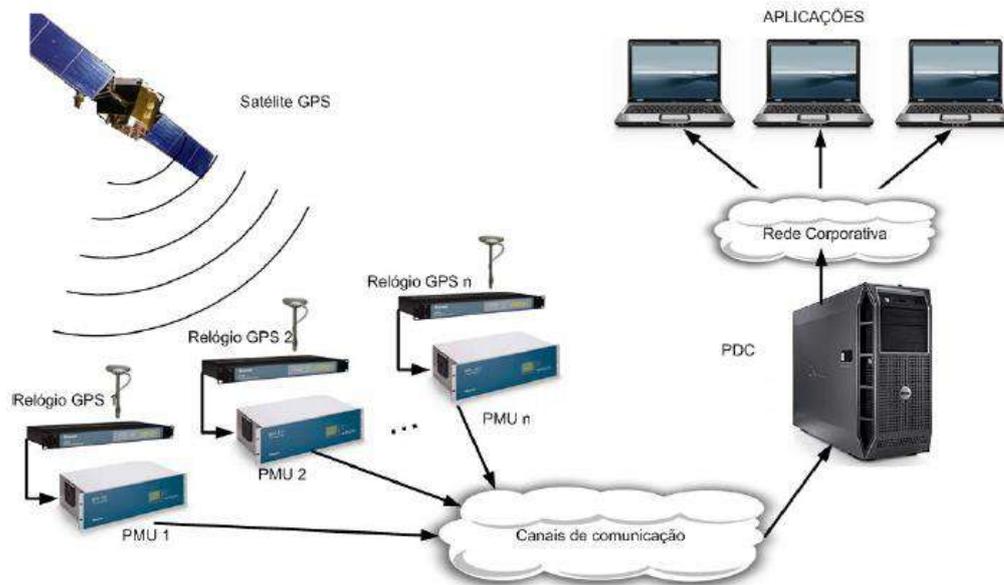


Figura 3.3 – Estrutura básica de um SMSF [2].

As tensões e correntes são medidas na forma de fasores sincronizados no tempo pelas PMUs, que enviam esses dados ao PDC. Os dados são sincronizados utilizando como referência o GPS, permitindo uma exatidão de tempo de menos de 1 microssegundo.

Para realizar a sincronização dos fasores, utiliza-se o conceito de fasor absoluto. Como a carga e a geração do sistema estão variando constantemente, a frequência elétrica varia, provocando um escorregamento do ângulo do fasor. No entanto, em sistemas de energia elétrica, são monitoradas as diferenças angulares entre sincrofasores de diferentes pontos do sistema, que variam lentamente durante uma operação normal. Os dados fasoriais obtidos são processados e disponibilizados para aplicações em tempo real, *on-line* e *off-line* pelo PDC [2].

As aplicações das medições sincrofasoriais podem ser divididas em três tipos:

- *Wide Area Monitoring System (WAMS)*: aplicações nas quais é realizada apenas a monitoração, visualização e análise do comportamento dinâmico, sem atuação automática no sistema [2].

- *Wide Area Control System (WACS)*: constituído de aplicações que utilizam os dados de sincrofasores para atuar no sistema, podendo estar relacionado ao controle de tensão, frequência e melhoria do amortecimento de modos de oscilação [30].
- *Wide Area Monitoring, Protection, and Control (WAMPC)*: composto por aplicações mais completas associadas aos sistemas de proteção e controle da rede elétrica, mitigando os efeitos de grandes distúrbios, melhorando a segurança dinâmica, evitando blecautes e garantindo assim maior confiabilidade [31].

As aplicações também são divididas entre as de análise, realizadas em um ambiente *off-line*, e aplicações de monitoramento, controle e proteção, realizadas em ambientes *on-line*. As aplicações *off-line* incluem a realização de estudos do desempenho do sistema, análise de oscilações eletromecânicas de eventos, validação de modelos e componentes do sistema [8].

As aplicações *on-line* incluem as de monitoramento e controle do sistema, como detecção de curtos-circuitos, chaveamentos, rejeição de carga, perda de geração, oscilações eletromecânicas; e esquemas de proteção contra instabilidade de tensão, instabilidade angular, instabilidade de frequência entre outros.

3.3. Aplicações de SMSF

No Brasil, utilizam-se majoritariamente sistemas de monitoramento baseados em SCADA, através de sinais de rádio, fibra óptica, micro-ondas e satélite. Para realizar a operação do sistema, o ONS monitora variáveis elétricas e identifica o ponto de operação, a partir do qual são realizados procedimentos corretivos e preventivos seguindo os procedimentos de rede. Essas variáveis, adquiridas através de medidas analógicas e digitais, são agregadas nos centros de operação pelo sistema SCADA, que alimenta o SSC, um conjunto de aplicativos, redes de computadores e interfaces homem-máquina que subsidiam os operadores de tempo real na tomada de decisão [32].

Dentro de um SSC, são realizadas atividades como:

- Definição da topologia da rede baseada nas telemedidas digitais recebidas em tempo real;

- Estimação de estados, ou seja, estimação da tensão complexa nas barras e geração do modelo da rede;
- Análise de contingências em regime permanente utilizando o modelo definido da rede;
- Despacho econômico visando indicar os controles ótimos e redespachos a serem implementados para eliminar as violações detectadas;
- Análise dinâmica da rede em tempo real utilizando, por exemplo, regiões de segurança do Organon [3]; e
- Controle automático de geração (CAG), processo sistêmico que garante a reserva de potência para controle da frequência e/ou intercâmbio entre áreas elétricas.

A utilização de medições de variáveis elétricas e estados de disjuntores e chaves pode gerar problemas na operação do sistema em caso de erros de medição grosseiros, podendo levar a uma operação incorreta. Dessa forma, foi desenvolvida a estimação de estados, com o objetivo de identificar erros de medição e fornecer um modelo estático confiável da rede. O estimador de estados utiliza telemidas redundantes, como magnitude de tensão e corrente, injeção de potência ativa/reactiva e fluxo de potência ativa/reactiva [32], levando em consideração a existência de erros inerentes ao processo de medição. Como resultado, são obtidas todas as tensões complexas das barras do sistema e, conseqüentemente, é possível calcular as demais variáveis do sistema, como fluxos de potência, correntes nos ramos, injeções de potência etc.

Diversos avanços estão sendo feitos para obter algoritmos de estimação de estados mais robustos e confiáveis. Uma das possibilidades é a inclusão de medidas fasoriais na estimação de estados, com o potencial de melhorar a qualidade final das estimativas, complementar a observabilidade, aperfeiçoar a detecção de erros grosseiros. Uma das propostas de estratégias para incorporar dados PMU ao estimador de estados seria utilizar uma estimação de estados em dois estágios, sendo o primeiro realizado com as medidas provenientes do sistema SCADA e um segundo utilizando medidas fasoriais [28]. A vantagem dessa técnica é que não há necessidade de substituir os estimadores e a infraestrutura de aquisição de dados atuais, sendo necessário apenas um módulo adicional.

Com o SMSF, é possível monitorar o desempenho dinâmico e os ângulos dos fasores das barras do SIN em tempo real, além da taxa de aquisição de dados ser muito mais alta, chegando a sessenta fasores por segundo. No futuro, quando as medidas fasoriais estiverem amplamente difundidas nos sistemas de energia, vislumbra-se que os atuais sistemas SCADA deverão ser substituídos por estimadores híbridos, capazes de processar medidas de diferentes sistemas de medição [28].

Em sistemas elétricos de potência, existem diferentes fenômenos com tempos de duração diferentes, conforme a Figura 3.4 a seguir. A medição sincronizada de fasores possui uma taxa de aquisição de 0,016ms, sendo assim capaz de auxiliar na análise de diversos fenômenos, porém não sendo muito precisa em alguns casos como nos surtos de comutação.

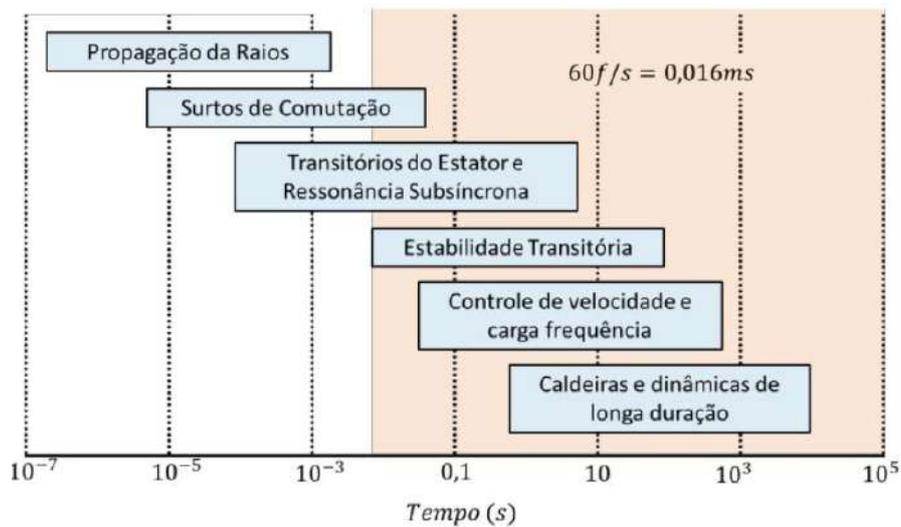


Figura 3.4 – Tempo dos fenômenos em sistemas elétricos [2].

As aplicações de SMSF em sistemas elétricos podem ser divididas em quatro tipos principais [2] que serão apresentados a seguir:

3.3.1. Aplicações Básicas

3.3.1.1. Aquisição e tratamento de dados fasoriais (PDC)

O *PDC* é o concentrador de dados fasoriais, responsável por receber, tratar, armazenar e disponibilizar os dados fasoriais, sendo fundamental ter um equipamento confiável para garantir o funcionamento das outras aplicações dependentes [2].

3.3.1.2. Visualização da dinâmica em tempo real

Em função da alta taxa de aquisição de dados dos SMSF, é possível monitorar o desempenho dinâmico do sistema em tempo real com a utilização de ferramentas computacionais de alto desempenho. Por exemplo, existem programas que permitem a visualização de oscilações eletromecânicas em tempo real através dos dados de SMSF como o OMS (*Oscillation Monitoring System*), RTDMS® (EPG, 2012), PISystem® (OSISOFT, 2011), PsyMetrix® (2011), PSGuard® (ABB, 2011), WAProtector® (Elpros, 2011), entre outros. No Brasil, foi desenvolvido o aplicativo MDF no projeto MedFasee que permite a visualização de oscilações eletromecânicas em tempo real através da Transformada Discreta de Fourier [2].

3.3.1.3. Registro sincronizado de dados de perturbações

Os dados dos SMSF são registrados por PMU espalhadas por diversos pontos do sistema. Dessa forma, é possível registrar a propagação e as consequências de uma perturbação no sistema como um todo.

3.3.2. Aplicações de Monitoramento

Análise de oscilações eletromecânicas

Perturbações no sistema podem ocasionar oscilações eletromecânicas, geralmente de baixa intensidade e de curta duração. Esses tipos de oscilações não

podem ser avaliados pelos sistemas de análise em regime permanente ou com taxa de dados reduzida. Como os SMSF possuem uma taxa de aquisição de dados elevada, é possível monitorar em tempo real as perturbações no sistema e realizar análises através de ferramentas computacionais [29].

Estimação de estados híbrida e distribuída

Nos sistemas híbridos de estimação de estados, os SMSF fornecem dados dos ângulos das tensões e correntes das PMUs para o estimador de estados do sistema SCADA, aumentando a precisão dos resultados obtidos e funcionando como redundância do plano de medição para aumento da confiabilidade [2].

Monitoramento de estabilidade de tensão e frequência

Através dos dados fornecidos pelos SMSF, é possível analisar a estabilidade de tensão e frequência e avaliar, por exemplo, os valores máximos e transferência de potência entre subsistemas [2].

Monitoramento do estado de operação de geradores

É possível monitorar os valores de potência ativa e reativa de uma máquina síncrona a partir de um PMU instalado na saída do gerador. Dessa forma, pode-se verificar se o ponto de operação está adequado em relação à curva de capacidade da máquina [2].

3.3.3. Aplicações de Controle e Proteção

Controle de emergência

A medição fasorial pode ser utilizada em esquemas de controle, essenciais para a segurança operacional do sistema. Através da alta taxa de aquisição de dados, é possível monitorar a dinâmica do sistema em tempo real e atuar de maneira efetiva para mitigar as consequências de eventuais ocorrências [2].

Geração Distribuída

A geração distribuída está crescendo rapidamente no mundo e será uma das soluções para solucionar o esgotamento de recursos energéticos e dificuldades econômicas e ambientais na construção dos tipos de usinas tradicionais. Dessa forma, a carga passará a ser um elemento ativo do sistema que deverá ser monitorado. Com a medição fasorial, será possível fazer esquemas de ilhamento e recomposição de áreas para garantir a continuidade do fornecimento [2].

Controle para amortecimento de oscilações

O controle de oscilações eletromecânicas pode ser monitorado através da medição fasorial com o objetivo de operar o sistema mais próximo dos limites de estabilidade e com maior segurança, reduzindo o custo operacional [2].

3.3.4. Aplicações Especiais

Validação de modelos de simulação

O Operador Nacional do Sistema Elétrico realiza simulações dinâmicas para definir os limites elétricos de transmissão. Para isso, são utilizados modelos de simulação dos equipamentos e máquinas do sistema. Dessa forma, é necessário que esses modelos retratem de maneira fiel as características reais. Para se verificar a aderência dos modelos, pode-se utilizar os registros de perturbações reais monitoradas através de sistemas de medição fasoriais. Dessa forma, pode-se avaliar a qualidade dos modelos e identificar possíveis problemas [32].

Estimação de parâmetros de linhas de transmissão

Os parâmetros de linhas de transmissão fornecidos por projeto podem variar de acordo com condições como temperatura, condição de operação, deterioração dos materiais, entre outros. Através da medição fasorial, é possível estimar os parâmetros de linhas de transmissão [32].

Localização de faltas

Linhas de transmissão podem ser extremamente longas e encontrar o ponto de ocorrência de uma falta pode ser difícil. Com a utilização de medição fasorial, é possível aplicar metodologias de localização de falta [32].

3.4. Desenvolvimentos no Brasil

No Brasil estão sendo desenvolvidas diversas iniciativas de aplicações de sistemas de medição fasorial por empresas do setor elétrico, conforme será apresentado a seguir [2]:

Projeto CEMIG

Projeto de P&D que colocou em funcionamento o Sistema de Medição Fasorial Sincronizado (Sismef) em julho de 2013. O sistema é composto por 7 PMUs para medição e outras unidades de registradores de perturbação de oscilografia, nas quais foi habilitada a função PMU. Possui aplicações de monitoramento em tempo real, como estabilidade de tensão por curva PV.

Projeto Furnas

Furnas possui mais de 14 PMUs instaladas no sistema de transmissão até tensões de 765 kV, com previsão de expandir o número de unidades.

Projeto Eletronorte

A Eletronorte possui 3 PMUs instaladas em Tucuruí, Altamira e Rurópolis no nível de tensão de 230 kV, que enviam dados OpenPDC.

Projeto MedFasee

O projeto MedFasee teve início em 2003 através de uma parceria da Universidade Federal de Santa Catarina com empresas de equipamentos elétricos. O objetivo do projeto é o desenvolvimento, difusão e uso acadêmico da tecnologia de medição fasorial sincronizada. Para isso, foi implementado um protótipo de SPMS no Brasil na rede de baixa tensão para monitorar a rede elétrica, denominado Projeto MedFasee BT. Esse trabalho motivou a realização de projetos P&D com em-

presas do setor para aplicar a medição fasorial em suas redes, como a CTEEP e a Eletrosul.

Projeto MedFasee BT

O projeto MedFasee BT conta com mais de 22 PMUs instaladas em universidades parceiras, medindo as tensões trifásicas da baixa tensão, distribuídas pelo SIN. A Figura 3.5 apresenta a localização das instalações.

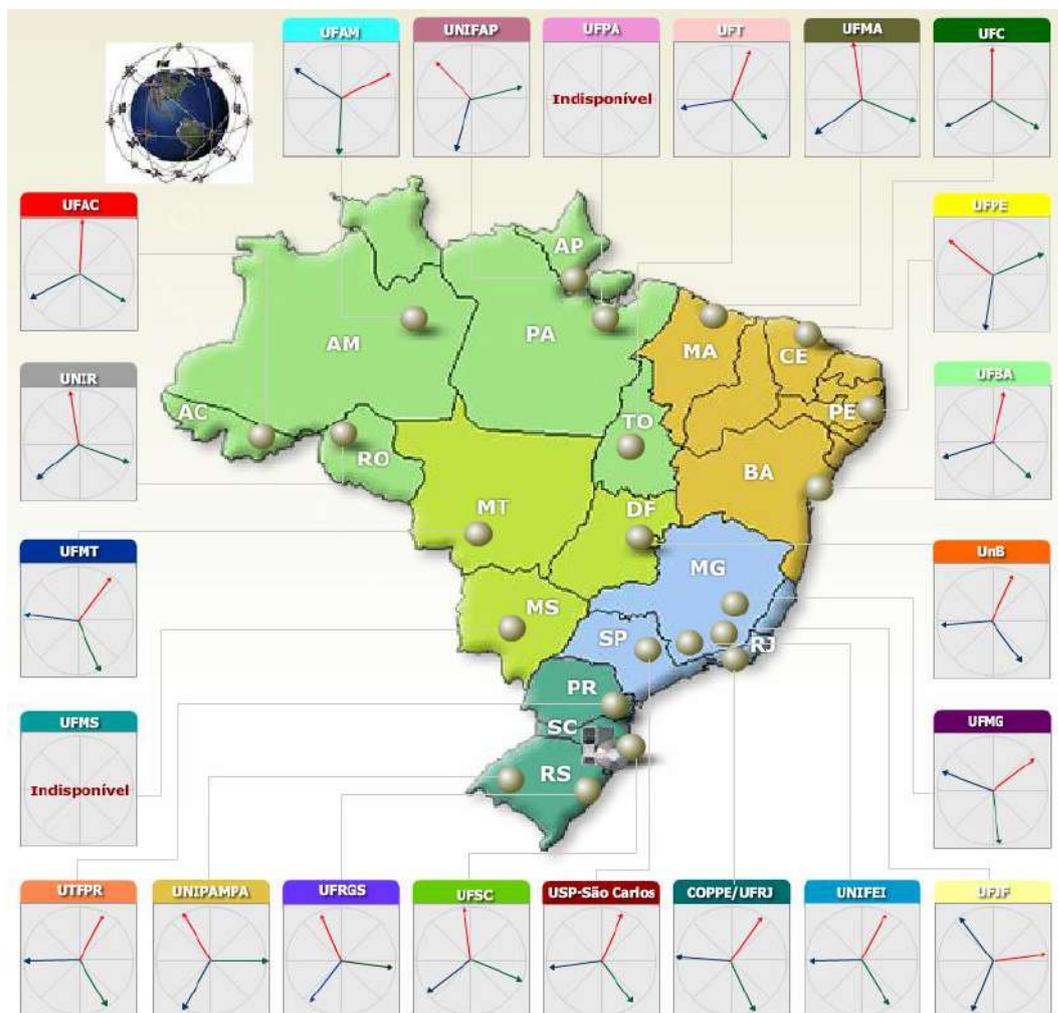


Figura 3.5 – SPMS MedFasee BT. Fonte: <http://www.medfasee.ufsc.br>.

Em 2003, foram instaladas 3 PMUs nas capitais do sul do Brasil, um PDC foi desenvolvido e foi adquirido um banco de dados com capacidade de 7 dias de armazenamento. Em 2008, foram instaladas PMUs em 9 universidades, com capa-

cidade de armazenar um histórico de 30 dias, cobertura das 5 regiões geográficas do país e teve início a cooperação com o ONS (2009). Em 2010, os pontos de instalação foram expandidos para 14 pontos de medição, foi possível realizar o armazenamento histórico permanente a partir de 10/07/2010 e a parceria com o ONS foi formalizada para disponibilização de um banco de dados (2011). Em 2013, foi renovado o projeto em parceria com o ONS e o número de instalações PMU foi expandido, cobrindo os principais pontos do SIN [32].

Projeto MedFasee Eletrosul

No final de 2007 teve início o projeto MedFasee Eletrosul, com objetivo de implementar um protótipo de SPMS no sistema de transmissão da empresa. Para isso, foram instalados 4 PMUs em subestações, que permitem monitorar 8 terminais do sistema de 525 kV. Os fasores são enviados para um PDC, desenvolvido no âmbito do projeto, com uma taxa de 60 fasores por segundo. Aplicações *off-line* foram desenvolvidas para estudo do desempenho do sistema [2].

Projeto MedFasee CTEEP

O projeto em parceria com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) teve início em 2009 com o objetivo de desenvolver um sistema de monitoramento e análise do desempenho dinâmico do sistema elétrico através de medidas fasoriais na rede da empresa. Para isso, foram desenvolvidos um sistema PDC hierárquico, monitoramento de aberturas angulares, monitoramento e identificação de oscilações de baixa frequência, análises *off-line* e diagnósticos de falhas em linhas de transmissão [2].

Projeto ONS

O ONS pretende implantar um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores no SIN com a instalação inicial de 181 PMUs em 31 subestações da Rede Básica definidas estrategicamente, conforme a Tabela 3.1 e a Figura 3.6 a seguir [32].

Tabela 3.1 – Subestações na Rede Básica Onde Serão Instaladas as PMUs [32].

Subestação	Tensão	Área
Imperatriz	500 kV	Norte
Lechuga	500 kV	Norte
Presidente Dutra	500 kV	Norte
Tucuruí	500 kV	Norte
Fortaleza	500 kV	Nordeste
Paulo Afonso	500 kV	Nordeste
Colinas	500 kV	Interligação Norte-Sudeste
Serra da Mesa	500 kV	Interligação Norte-Sudeste
Jauru	230 kV	Mato Grosso
Porto Velho	230 kV	Acre / Rondônia
Samuel	230 kV	Acre / Rondônia
Itumbiara	500 kV	Minas Gerais
Jaguara	500 kV	Minas Gerais
Ouro Preto	500 kV	Minas Gerais
Angra	500 kV	Rio de Janeiro
Cachoeira Paulista	500 kV	Rio de Janeiro
Água Vermelha	440 kV	São Paulo
Bauru	440 kV	São Paulo
Cabreúva	440 kV	São Paulo
Ilha Solteira	440 kV	São Paulo
Ibiúna	500 kV	Sistema 765 kV / Link DC
Foz do Iguaçu	765 kV	Sistema 765 kV / Link DC
Itaberá	765 kV	Sistema 765 kV / Link DC
Ivaiporã FUR	765 kV	Sistema 765 kV / Link DC
Tijuco Preto	765 kV	Sistema 765 kV / Link DC
Areia	525 kV	Sul
Bateias	525 kV	Sul
Campos Novos	525 kV	Sul
Itá	525 kV	Sul
Ivaiporã	525 kV	Sul
Nova Santa Rita	525 kV	Sul

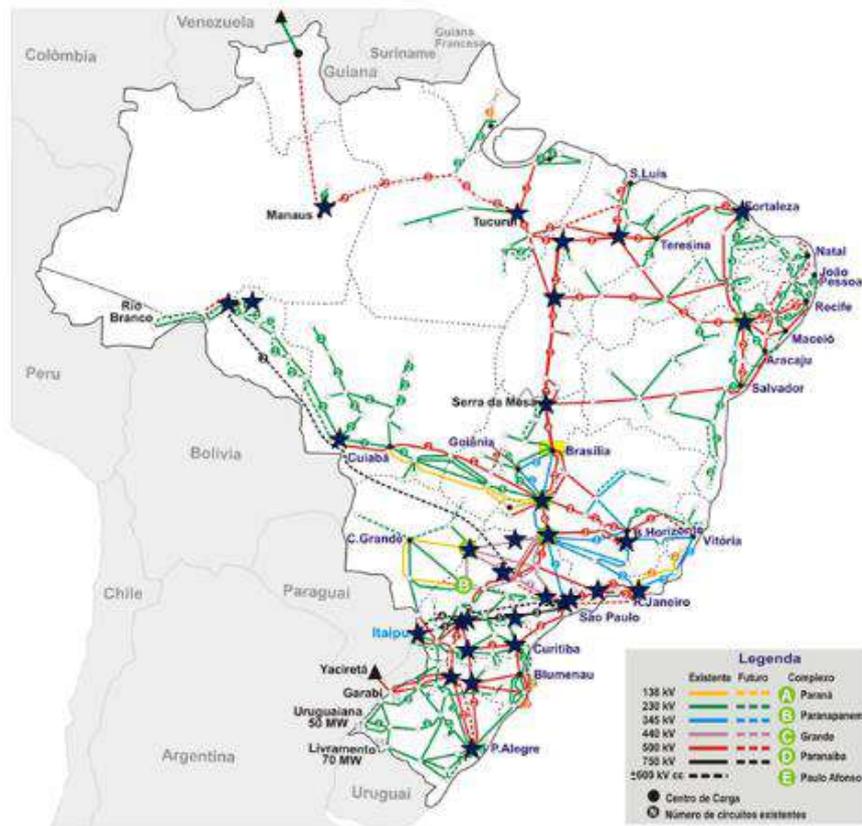


Figura 3.6 – Localização das PMU do SMSF no SIN [32].

Os principais objetivos da implementação do SMSF no SIN são [32]:

- Melhorar os processos de manutenção da segurança eletroenergética;
- Modernizar os recursos dos atuais Centros de Operação;
- Permitir a análise do comportamento dinâmico do SIN;
- Determinar causas de distúrbios eletromecânicos;
- Obtenção de subsídios para reajustes dos controladores das unidades geradoras;
- Identificação de novas medidas operativas;
- Auxílio na implantação de novos sistemas de proteção;
- Validação de modelos eletrodinâmicos;
- Disponibilizar ferramentas de apoio à tomada de decisão na operação em tempo real que façam uso da medição sincronizada. Isto será realizado através da inclusão de fasores nos sistemas EMS/SCADA;
- Aperfeiçoamento do estimador de estado;

- O desenvolvimento de aplicativos específicos.

Conforme resolução nº 170/2005 da ANEEL, o ONS irá definir as especificações e características técnicas do SMSF. As PMUs serão adquiridas, instaladas, operadas e mantidas pelos Agentes proprietários das subestações selecionadas. A Tabela 3.2 mostra o histórico do projeto no ONS.

Tabela 3.2 – Evolução do Projeto SMSF [32].

Ano	Atividade
2005	Estudos técnicos para localização das PMU
2006-07	Elaboração da Especificação Técnica do SMSF
2008	Estudos técnicos para aplicação da tecnologia de sincrofasores para suporte à decisão em tempo real
2009	Processo de certificação de PMU
2011	Parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)
2012	Início das tratativas com MME/BIRD para financiamento dos Concentradores de Dados Fasoriais do ONS
2012-13	Avaliação por meio de implantação de Pilotos de Sistemas de Concentração de Dados Fasoriais (PDC) e suas aplicações para sincrofasores
2013	Especificação Técnica de Requisitos de Telecomunicações para a Rede de Dados Sincrofasoriais (RDS)
2015/16	Análise das Propostas dos Proponentes
2017	Anúncio do Vencedor do Certame e Início do Projeto PMU pelo ONS

Na condição inicial do projeto, as 181 PMUs nas 31 subestações foram instaladas com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico do SIN, porém o projeto está dimensionado para a aquisição de dados de até 1.000 PMUs. Neste

projeto, complexos algoritmos serão implementados para uso no PDC do ONS [32].

Diversos aplicativos em tempo real serão utilizados, como monitoramento da frequência, da corrente e tensão, do ângulo, do fluxo de potência, da estabilidade oscilatória, do suporte à recomposição, da detecção e localização do distúrbio e da determinação do limite de transferência dinâmica. Adicionalmente, serão monitorados alarmes em tempo real com referência à frequência, variação de frequência, magnitude e ângulo da tensão, magnitude e ângulo da corrente.

Aplicativos de análise também serão utilizados para realizar plotagem de valores, análise espectral, análise modal e análise de eventos. Além dos aplicativos, o sistema irá validar e gerar as bases de dados com o sistema existente do REGER e outras interfaces customizadas [32].

Um ambiente de treinamento e desenvolvimento *Application Development and Operator Training* (ADOT), possibilitará a criação de cenários de simulação no âmbito WAMS, replay de eventos simulados e capacidade de treinamento dos operadores. Adicionalmente, será possível gerar cenários através do *Operator Training Dynamic Simulator* (OTDS), cujo sistema será fornecido pela empresa HPPA, através do *software* Organon [3], que será o “motor” de simulação [32].

3.5. Conclusões

Este capítulo abordou a tecnologia de medição fasorial sincronizada, apresentando os conceitos básicos, os equipamentos que compõe os SMSF e as principais aplicações dessa tecnologia.

Diversos projetos e estudos com essa tecnologia estão em desenvolvimento no Brasil e suas aplicações já estão sendo utilizadas por empresas do setor e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para auxiliar nas análises de eventos ocorridos, na definição de medidas operativas entre outras aplicações. A tendência é que sua aplicação seja cada vez maior, com o desenvolvimento do SMSF no SIN.

No Capítulo 5, as simulações realizadas de eventos reais serão comparadas com registros PMUs adquiridos pelo projeto Medfasee junto ao ONS. A utilização

da medição sincronizada de fasores está crescendo consideravelmente nos grandes operadores de sistemas elétricos do mundo, sendo de grande importância para operação adequada e segura desses sistemas.

Com a utilização dessas ferramentas, é possível avaliar a aderência das ferramentas de simulação com o comportamento real do sistema. A tendência é que essa tecnologia esteja cada vez mais presente na operação e planejamento dos sistemas elétricos e, futuramente, permitirá a monitoração do comportamento dinâmico em tempo real de todo o sistema, garantindo maior confiabilidade e segurança.

4 Parâmetros Influentes no Desempenho da Frequência

4.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados com mais detalhes os parâmetros que foram avaliados nas análises e simulações realizadas com o objetivo de quantificar o seu impacto nos desvios de frequência.

O desempenho da frequência do sistema está diretamente ligado à regulação primária de frequência realizada pela ação dos reguladores de velocidade dos geradores conectados ao SIN. A função básica da regulação primária é controlar a potência mecânica da turbina de modo a manter o equilíbrio entre a carga e a geração e, conseqüentemente, manter a frequência dentro de valores próximos aos nominais.

A Figura 4.1, a seguir, mostra os componentes que fazem parte da resposta primária após uma perda de geração, incluindo o déficit de potência, a resposta inercial das máquinas, que atua imediatamente após a ocorrência, a variação da carga com a tensão e a frequência e a resposta dos reguladores de velocidade, que começam a atuar após alguns segundos.

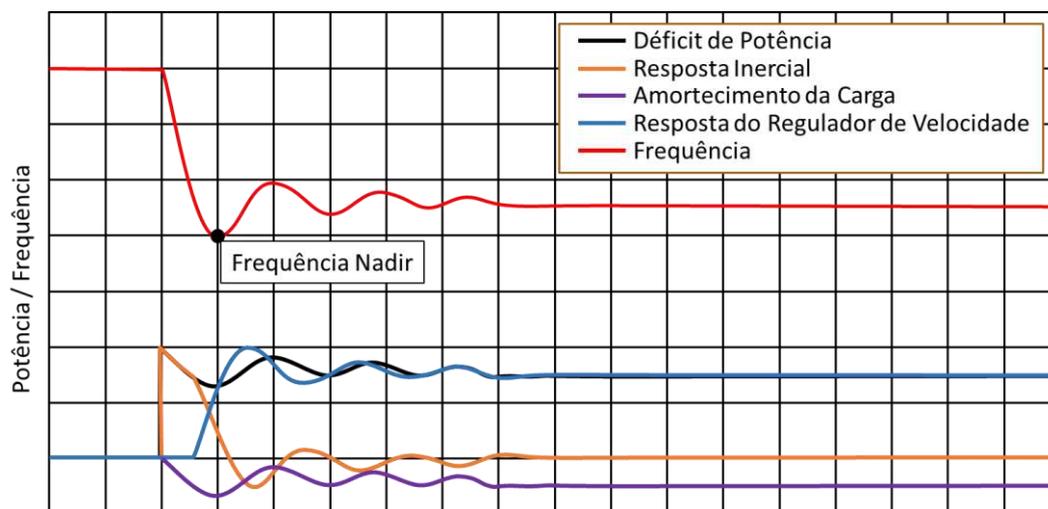


Figura 4.1 – Excursão de Frequência e Resposta do Sistema.

O déficit é inicialmente atendido pela resposta inercial das máquinas síncronas, que convertem a energia cinética dos rotores em potência elétrica, resultando em uma desaceleração dos geradores e, conseqüentemente, uma redução da frequência do sistema. Em seguida, ocorre a ação dos reguladores de velocidade que alteram a potência mecânica das usinas com o intuito de reduzir o desequilíbrio entre geração e carga e trazer a frequência para valores próximos aos nominais. Quando o déficit de potência é menor que a resposta primária, a frequência passa a subir novamente, passando por um valor mínimo denominado “Frequência Nadir”, oscilando até chegar a um novo ponto de equilíbrio, que será corrigido posteriormente pela regulação secundária. É importante ressaltar a parcela de variação da carga em relação à variação de tensão e em relação à própria frequência.

Dessa forma, para que as simulações reproduzam o comportamento dinâmico do sistema de forma adequada, é necessário que tenhamos a modelagem apropriada das máquinas síncronas e de seus reguladores associados, da resposta da carga com a tensão e a frequência e a representação correta da rede elétrica.

4.2. Altura de Queda

A sazonalidade das chuvas no Brasil faz com que os níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas variem durante o ano, mudando a altura de queda da coluna d’água das turbinas. Variações na altura de queda podem ter um impacto na eficiência das turbinas e na resposta dinâmica do sistema. As usinas hidráulicas são otimizadas para um ponto de operação com a melhor eficiência, que é função da sua queda, fluxo d’água e velocidade de rotação. Em uma velocidade fixa, variações da altura de queda podem levar à redução da eficiência e aumentar vibrações e problemas de cavitação.

4.2.1. Queda de Projeto e Queda de Referência

A altura de queda líquida é especificada em termos percentuais relativos à “queda de projeto”. A queda de projeto é a altura líquida onde a turbina apresenta o seu rendimento máximo.

A interseção entre a potência e a queda de projeto é denominada “ponto de projeto”. Este ponto representa o patamar de rendimento máximo da unidade ge-

radora, sendo assim o ponto onde se deseja que a usina opere na maior parte do tempo para ter maior eficiência, conforme a Figura 4.2.

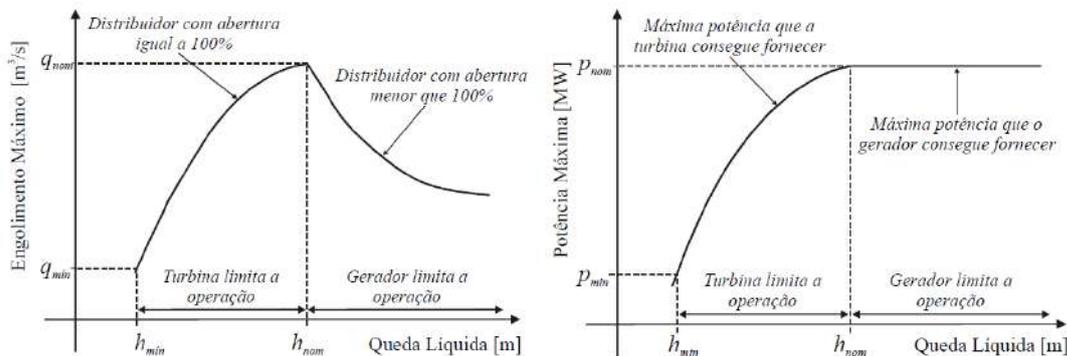


Figura 4.2 – Engolimento e Potência em Função da Queda Líquida [33].

Grande parte das usinas hidráulicas do SIN está em operação há mais de 50 anos. Dessa forma, parâmetros como queda de projeto são difíceis de serem obtidos pelos documentos, não sendo possível obter essa informação para todas as usinas. No entanto, como a queda de projeto é definida como a queda na qual a turbina apresenta a maior eficiência e, portanto, deverá ser a altura de queda mais frequente, com um histórico de dados suficiente pode-se calcular a queda de projeto através da seguinte média ponderada dada pela equação (4.1) [33].

$$Queda\ de\ Projeto = \frac{\sum(Queda\ líquida \times Energia\ gerada)}{\sum Energia\ gerada} \quad (4.1)$$

A queda de referência (h_{nom}) de uma usina é a mínima queda líquida na qual a turbina, com o distribuidor totalmente aberto, consegue suprir o gerador com sua potência instalada. Após a construção da usina, esse valor é aferido e passa a ser conhecido como queda efetiva (h_{ef}). Para quedas líquidas superiores à queda de referência, deve-se fechar o distribuidor de forma que a potência fornecida ao gerador não seja superior à potência instalada, o que poderia provocar danos.

A potência máxima que uma usina hidroelétrica pode gerar depende da sua queda líquida. A queda líquida é maior quando o reservatório da usina está cheio,

o que eleva também sua potência máxima. No entanto, quando o reservatório está vazio, a queda líquida é reduzida em conjunto com a potência máxima que pode ser gerada, conforme a Figura 4.3.

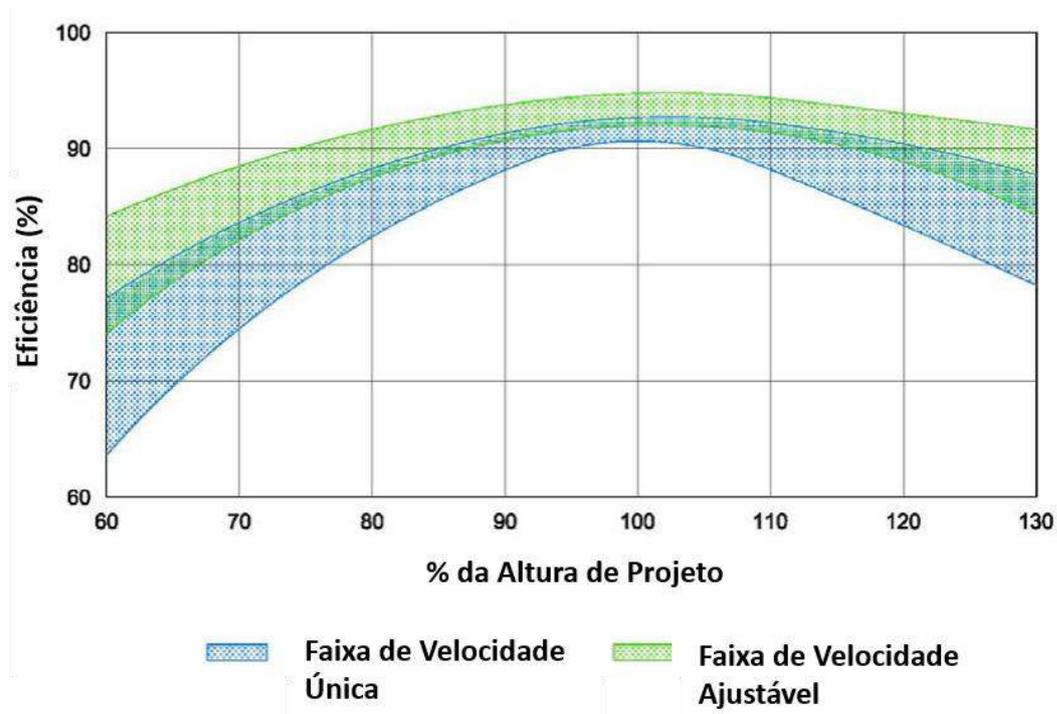


Figura 4.3 – Variação da eficiência de uma turbina hidráulica em função da altura de queda [34].

4.2.2. Queda Bruta

A queda bruta da usina pode ser calculada como a diferença entre o nível de montante e nível de jusante, ambos em relação ao nível do mar, como pode ser observado na Figura 4.4. O nível de montante depende do volume de armazenamento x , enquanto o nível de jusante depende da vazão defluente u , conforme a equação (4.2) [33].

$$h_b(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) \quad (4.2)$$

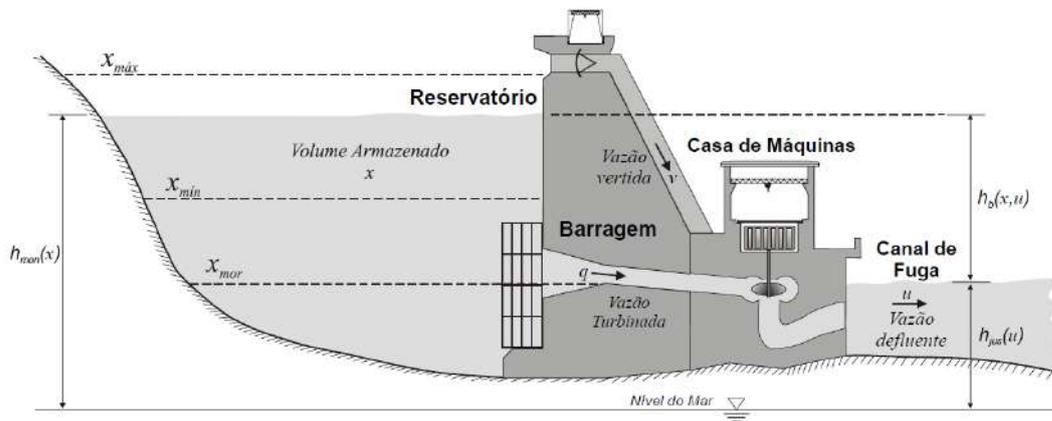


Figura 4.4 – Estruturas e Alturas de uma Usina Hidroelétrica [33].

Os níveis de jusante e montante podem ser obtidos por medições ou através de modelos computacionais hidrodinâmicos que utilizam polinômios na sua representação.

A queda bruta sofre as seguintes influências

- Efeito cota: influência do volume d'água armazenada no reservatório na queda disponível para geração;
- Efeito de afogamento: influência da vazão defluente no nível de jusante e, conseqüentemente, na queda; e
- Efeito remanso: influência que o volume armazenado em um reservatório ou rio a jusante tem sobre o nível do canal de fuga.

Dessa forma, observa-se que a queda bruta sofre influência de diversos fatores, o que torna um desafio grande obter este dado em tempo real das usinas em operação no sistema [33].

4.2.3. Altura de Perdas Hidráulicas

A água fluindo por uma usina hidroelétrica perde parte de sua energia em função das perdas hidráulicas decorrentes do atrito com estruturas. Partes dessas perdas são previamente consideradas no cálculo da eficiência da turbina. No entanto, as perdas referentes à estrutura de adução, entrada do canal de adução e o próprio canal de adução são consideradas no cálculo das perdas hidráulicas, que

podem ser dadas através de manipulações algébricas da Equação de Bernoulli [33]:

$$h_p(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) + \frac{V_a^2 + V_c^2}{2 \times g} \quad (4.3)$$

onde:

h_{mon} : nível de montante

h_{jus} : nível de jusante

g : aceleração da gravidade

V_a^2 : velocidade do fluxo no canal de adução

V_c^2 : velocidade do fluxo na saída do tubo de sucção

No entanto, a equação (4.3) não é utilizada na prática, pois as velocidades V_a e V_c normalmente não são medidas. Dessa forma, as perdas são calculadas a partir dos seguintes modelos [33]:

- Perda hidráulica constante

$$h_p = \text{constante} \quad (4.4)$$

- Perda hidráulica proporcional à queda bruta

$$h_p(x, u) = k \times h_b(x, u) \quad (4.5)$$

- Perda hidráulica proporcional ao quadrado da vazão turbinada (q)

$$h_p(q) = k \times q^2 \quad (4.6)$$

4.2.4. Queda Líquida

A altura de queda líquida h_l é a altura que a água efetivamente cai ao gerar energia [33]. Ela pode ser calculada pela diferença entre a altura de queda bruta h_b e a altura de perdas hidráulicas h_p conforme a equação (4.7).

$$h_l(x, u) = h_b(x, u) - h_p(x, u) \quad (4.7)$$

A Figura 4.5 mostra a altura de queda líquida da usina de Emborcação em função do volume de armazenamento de água do reservatório com três curvas para diferentes valores de vazão defluente (u). Percebe-se que quanto maior o volume de armazenamento do reservatório, maior será a altura de queda líquida em função da elevação do nível a montante. Já quanto maior o valor da vazão defluente, menor a queda líquida já que o nível d'água a jusante se eleva.

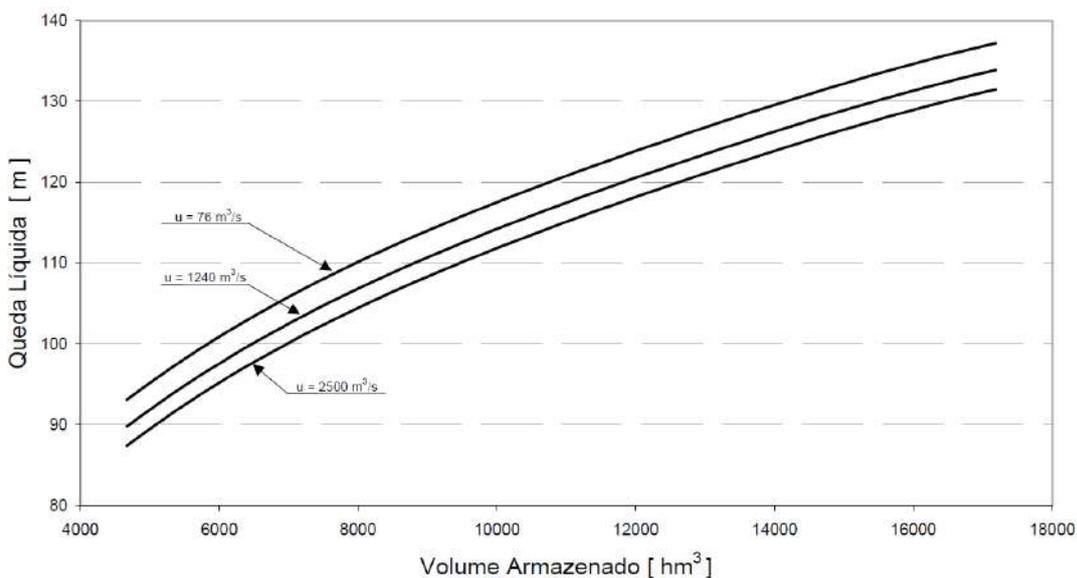


Figura 4.5 – Altura de Queda Líquida para Usinas de Emborcação [33].

A potência instantânea em *Watts* que um conjunto turbina/gerador de uma usina hidroelétrica produz pode ser encontrado pela equação (4.8) a seguir.

$$p = \eta \times \rho \times g \times h_l \times q \quad (4.8)$$

Onde η é o rendimento, ρ a densidade da água ($\approx 10^3 \text{ kg/m}^3$), g a aceleração da gravidade ($\approx 9,81 \text{ m/s}^2$), h_l a queda líquida em m e q a vazão turbinada instantânea em m^3/s . A curva de rendimento de uma turbina Francis pode ser vista na Fi-

gura 4.6 a seguir. Percebe-se que existe um ponto ótimo de queda líquida e vazão turbinada, de acordo com a abertura do distribuidor. Até 80% da altura de queda é possível alcançar 93% de eficiência, sendo que para quedas líquidas menores, a eficiência é reduzida.

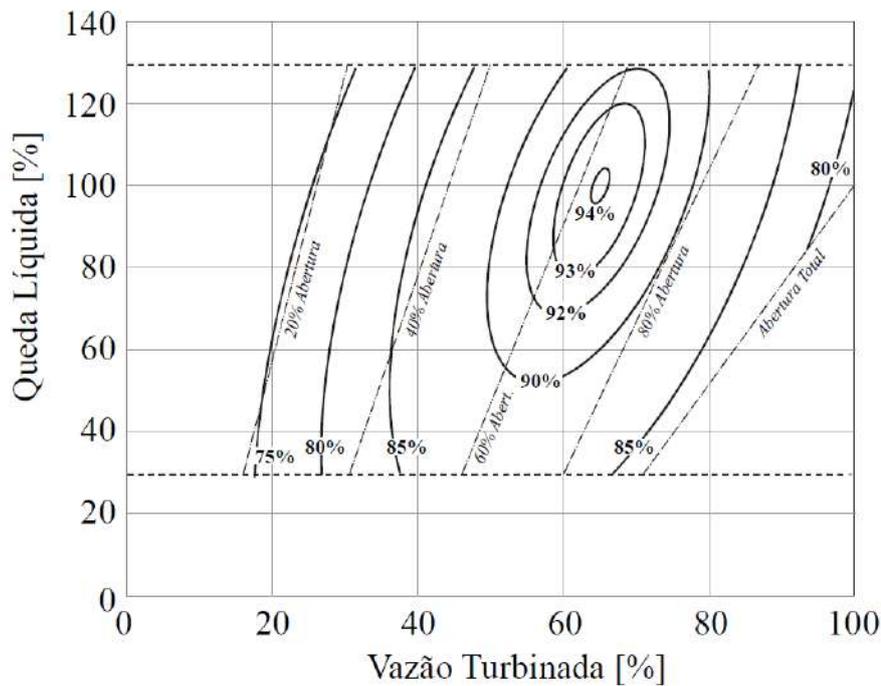


Figura 4.6 – Curva de rendimento de uma turbina Francis [33].

4.2.5. Aplicação nas Simulações

Para uma usina hidráulica k do SIN, é possível obter os dados horários do nível montante (h_{mon}^k) e nível jusante (h_{jus}^k) através do Sistema de Apuração de Dados Hidráulicos e Hidrológicos (SADHI). Dessa forma, calcula-se o valor da altura de queda bruta para uma usina k como:

$$h_b^k = h_{mon}^k - h_{jus}^k \quad (4.9)$$

As perdas hidráulicas de cada usina foram obtidas pelos dados de entrada para o programa DECOMP fornecidos pelo ONS. Elas são calculadas através das

equações apresentadas no item 4.2.3, utilizando dados históricos e parâmetros fornecidos pelos agentes, sendo calculado um valor médio posteriormente.

Em seguida, pode-se calcular o valor da queda líquida no momento anterior a um distúrbio pela diferença entre a queda bruta das usinas (h_b^k) e as perdas hidráulicas (h_p^k), conforme a equação (4.10).

$$h_l^k = h_b^k - h_p^k \quad (4.10)$$

Nos modelos dos reguladores de velocidade das usinas hidráulicas que utilizam uma representação não linear da turbina é possível inserir a altura de queda líquida inicial em pu (H_0^k), o que pode influenciar diretamente a resposta dinâmica por limitar a potência mecânica. Para isso, é necessário obter a altura de projeto de da usina (h_{proj}^k) e realizar o cálculo conforme a equação (4.11).

$$H_0^k = \frac{h_l^k}{h_{proj}^k} \quad (4.11)$$

A altura de projeto, conforme descrito no item 4.2.1, é uma informação que deve ser obtida diretamente com o agente. Porém, dada a dificuldade de obtenção desse dado em função da quantidade de usinas e agentes envolvidos, o seu valor pode ser estimado pela equação (4.1). Foram estimadas as alturas de projeto das usinas utilizando dados obtidos entre 01/01/2014 até 25/09/2019. Os valores estimados para as usinas simuladas estão na Tabela A.1. Devido às incertezas do valor estimado, também foram calculados valores máximos de queda de projeto ($h_{projMax}^k$) obtidos pela diferença entre a cota máxima da usina e o nível médio do canal de fuga. Esses dados podem ser obtidos pelos dados de entrada dos modelos DECOMP disponibilizados pelo ONS. Assim, foi calculado um valor de H_{0Max}^k , que utiliza a altura de projeto máxima e pode ser utilizado como um critério mais conservativo em relação ao método de altura de queda estimada pelo histórico de operação:

$$H_{0Max}^k = \frac{h_l^k}{h_{projMax}^k} \quad (4.12)$$

Em alguns casos, o uso de altura de queda diferentes da unitária pode resultar em erros de inicialização para o cálculo da potência mecânica inicial da máquina nos modelos dos reguladores de velocidade, o que pode ter acontecido devido à utilização de uma altura de projeto estimada maior do que a real, resultando em um H_0 em pu muito pequeno. Nesses casos, foi necessário adequar manualmente o valor de queda para remover o erro de inicialização, elevando o valor de H_0^k até que o erro de inicialização fosse evitado para cada usina.

4.3. Modelagem de Carga

A modelagem de carga utilizada pelo ONS considera o modelo ZIP. Para a carga ativa, utilizam-se parcelas de impedância constante (Z) que variam com o quadrado da tensão, corrente constante (I) que variam linearmente com a tensão e potência constante (P) que não variam com a tensão. Os montantes de cada parcela são definidos para cada área elétrica. Para a carga reativa se utiliza 100% impedância constante (Z). O gráfico da Figura 4.7 apresenta uma visão da modelagem de carga atual separada por subsistema e por área elétrica.

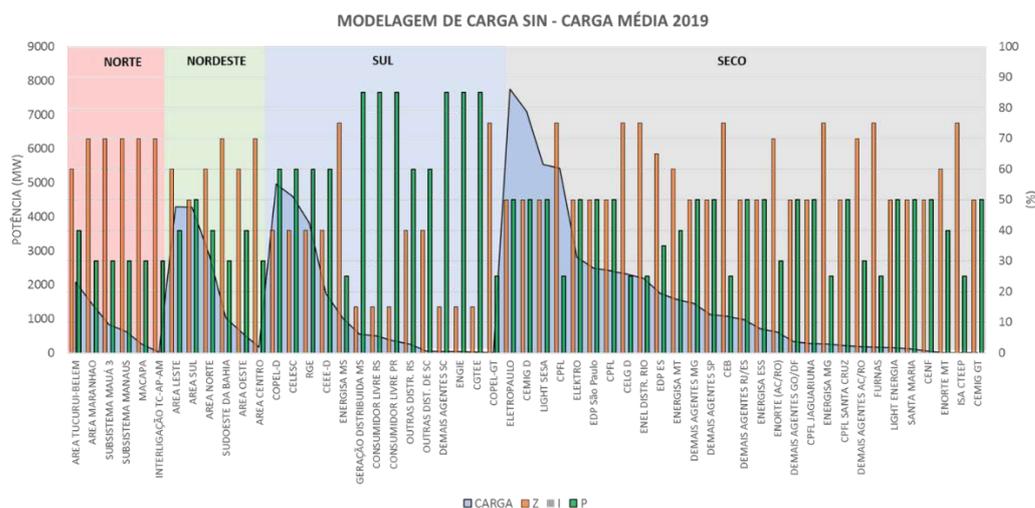


Figura 4.7 – Modelagem de Carga do SIN por Área e por Subsistema.

Define-se ainda um valor de tensão a partir do qual a modelagem da carga é convertida para uma representação 100% impedância constante (Z) para facilitar a convergência nos programas de simulação e porque abaixo de nível de tensão muitas cargas são cortadas ou reduzidas. Atualmente, o valor utilizado para esse parâmetro pelo ONS e pela EPE é de 0,7 pu.

Se não houver informações para representação da carga em função da tensão, o procedimento de rede indica (Submódulo 23.3 item 8.2.10 [16]), que se deve representá-la como 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa.

A modelagem de carga tem uma influência significativa no desempenho dinâmico do sistema, já que durante as contingências podem ocorrer variações severas de tensão e, conseqüentemente, variações de carga. A carga também pode apresentar uma variação diretamente proporcional à frequência do sistema. Atualmente, esse efeito pode ser representado nos modelos de gerador ou nos modelos de regulador de velocidade. Na base de dados de modelos dinâmicos se adotou como padrão representar essa contribuição nos modelos de regulador de velocidade, como o parâmetro D da Figura 2.11. O Submódulo 23.3 no item 8.2.11 [16] indica que na ausência de valores de amortecimento da carga com a frequência, deve ser utilizado uma constante de 1,0pu/pu na modelagem dos reguladores de velocidade e turbina.

A parcela de amortecimento K_D , apresentada na equação de oscilação no item 2.2, está relacionada com os efeitos dos enrolamentos amortecedores presentes na máquina síncrona e também pode representar de forma indireta um abatimento da carga em função da frequência, uma vez que irá inserir uma parcela de torque inversamente proporcional ao desvio de frequência. Assim, se a frequência diminui, aumenta-se o torque elétrico e se a frequência aumenta, subtrai-se uma parcela dele. Este efeito também pode representar o atrito nos mancais e ventilação, porém é muito menor quando comparado com o efeito de amortecimento devido da carga [15]. Na grande maioria dos geradores, o valor de amortecimento é nulo. Porém, existem 15 geradores com essa representação no SIN, conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Geradores com Dados de Amortecimento.

Usinas	Valor (Pu)
UHE SA 230 kV - UG45	0,1
UHE SA 230 kV - UG45	0,1
UTE Santana	0,033
UHE Baguari	0,5
UHE Queimado	1
UHE Irapé	0,5
CS Irapé	0,5
UTE Caarapó	1
UTE São Fernando	1
UTE Louis Dreyfus A	8,6
UTE Louis Dreyfus B	8,7
UTE Eldorado G2	1
UTE Eldorado G3	1
UTE Eldorado G5-6	1
UHE Garibaldi	2

Deve-se estar atento para a importância da sua representação e que esta seja única, isto é, se este efeito já tiver sido considerado nas equações de oscilação eletromecânica do rotor, não devemos considerá-lo nas equações da turbina e vice-versa, para que não haja duplicidade.

Idealmente este efeito deveria ser incluído em cada barra de carga. Porém, atualmente sua representação é feita de forma indireta nas equações do rotor dos geradores. À medida que se representa o abatimento da carga por uma potência adicional no gerador, existirá um aumento das perdas, uma vez que se representa o abatimento da carga por uma potência adicional no gerador, potência esta que deve ser transmitida até as barras de carga.

4.4. Geração Distribuída

Dentro do contexto da geração distribuída (GD), um dos cuidados que se deve ter ao inseri-la no sistema elétrico é relacionado à operação ilhada. A operação ilhada de GD pode levar a problemas relacionados à: (i) segurança do pessoal técnico da concessionária; (ii) qualidade da energia elétrica da ilha formada; (iii) descoordenação da proteção da ilha; (iv) aterramento inadequado, além de problemas relacionados ao religamento automático do sistema de distribuição / sub-transmissão.

Desta forma, tendo em vista a quantidade de desafios técnicos que precisam ser superados para a operação ilhada, as concessionárias estabelecem que o sistema de proteção da GD deve ser capaz de detectar condições de ilhamentos e desligar automaticamente o dispositivo tão logo seja identificado o evento ou dentro de um prazo pré-definido após a ocorrência.

De um modo geral, os ajustes das proteções anti-ilhamento buscam evitar a operação ilhada, mesmo em condições de baixo desequilíbrio carga-geração na ilha formada, situações em que o ilhamento teria maiores chances de ser bem sucedido. Assim, para garantir a detecção dos ilhamentos nessas condições, é prática comum a utilização de ajustes bastante sensíveis para a função de subfrequência da GD, que podem variar de 59,8 Hz até 57 Hz de acordo com o *IEEE Standard 1547* [35]. Em contrapartida, perturbações no SIN com consequente subfrequência podem resultar no desligamento em cascata de GD via atuação de esquemas especiais de proteção ou por atuação própria, o que prejudica a capacidade de regulação do sistema [36].

Por outro lado, oscilações de tensão originadas por eventos no sistema de transmissão podem também sensibilizar as proteções anti-ilhamento baseadas em tensão. Ou seja, eventos na rede de transmissão podem provocar excursões significativas na frequência e/ou tensão vista pela GD, o que pode implicar na atuação incorreta das proteções anti-ilhamento destes dispositivos, inserindo distúrbios adicionais ao sistema de grande porte [37].

A título de exemplificação, o relatório técnico apresentado em [38] ilustra duas faltas no sistema de transmissão da Califórnia que foram corretamente eliminadas, mas levaram à desconexão de 1.200 MW (em 2016) e 900 MW (em 2017) de geração fotovoltaica, sendo que em ambos os casos os inversores detectaram condições de frequência e tensão suficientes para o desligamento. Portanto, estes desligamentos aumentaram a proporção e os impactos do distúrbio original.

Neste contexto, a saída incorreta da GD na ocorrência de contingências relevantes no SIN pode ser uma incerteza durante tentativas de reprodução da ocorrência em ambientes de simulação. Isso porque o distúrbio simulado não contempla esta saída incorreta, pela dificuldade de previsão do montante que será desconectado. Para agravar ainda este fator, o montante de GD que é desconectado durante uma ocorrência de grande porte não é informado pelas empresas concessionárias de energia elétrica, o que dificulta as análises realizadas pelo ONS.

4.5. Resposta Primária das Usinas Termoelétricas

O sistema elétrico brasileiro utiliza usinas termoelétricas a carvão, óleo combustível, gás natural, ciclo combinado para reaproveitar o calor da geração utilizado nas turbinas à vapor, usinas nucleares entre outras. A resposta a desvios de frequência varia para cada tipo de usina, sendo que em alguns casos depende do tipo de modo de operação definido.

As usinas nucleares operam na carga base, respondendo apenas com a parcela inercial. Já as usinas a gás podem ter sua potência limitada devido à temperatura do exaustor. Usinas térmicas a vapor operadas no modo de parâmetros deslizantes, usinas despachadas nos seus valores máximos, geradores com malha de controle de potência e bandas mortas intencionais ou não intencionais não respondem a variações de frequência.

Na referência [39] os autores apresentam o resultado da análise dos eventos de grande perda de geração no WECC (*Western Electricity Coordinating Council*), onde é observado que somente 40% dos geradores participam do controle primário de frequência. É realizada a proposição, com base em testes e validações extensivos, de um novo modelo para usinas térmicas que representam diversas condições operacionais ou de projeto que tornam essas usinas insensíveis à variação de frequência do sistema elétrico. No final, também se propõe um protocolo para revisão e validação de modelos dinâmicos.

Para uma usina térmica a gás em uma situação de subfrequência sustentada, o conjunto turbina/gerador opera em velocidade menor e menos ar circula pelo processo de combustão. A queima da mesma quantidade ou maior de combustível com menos ar resulta em maiores temperaturas de exaustão do gás, de forma que, se ele ultrapassar o limite admissível, o conjunto turbina/gerador reduzirá automaticamente a potência de saída para evitar danos. Assim, usinas térmicas a gás podem não ser capazes de sustentar uma resposta de potência elevada durante um evento de desvio de frequência, em função da redução da vazão de ar, dos esforços dos fluidos nessas máquinas e pela atuação dos limitadores de temperatura de exaustão do sistema de proteção da turbina. Adicionalmente, este efeito pode ser contínuo e levar a uma queda ainda maior na frequência, conforme apresentado na Figura 4.8 [24].

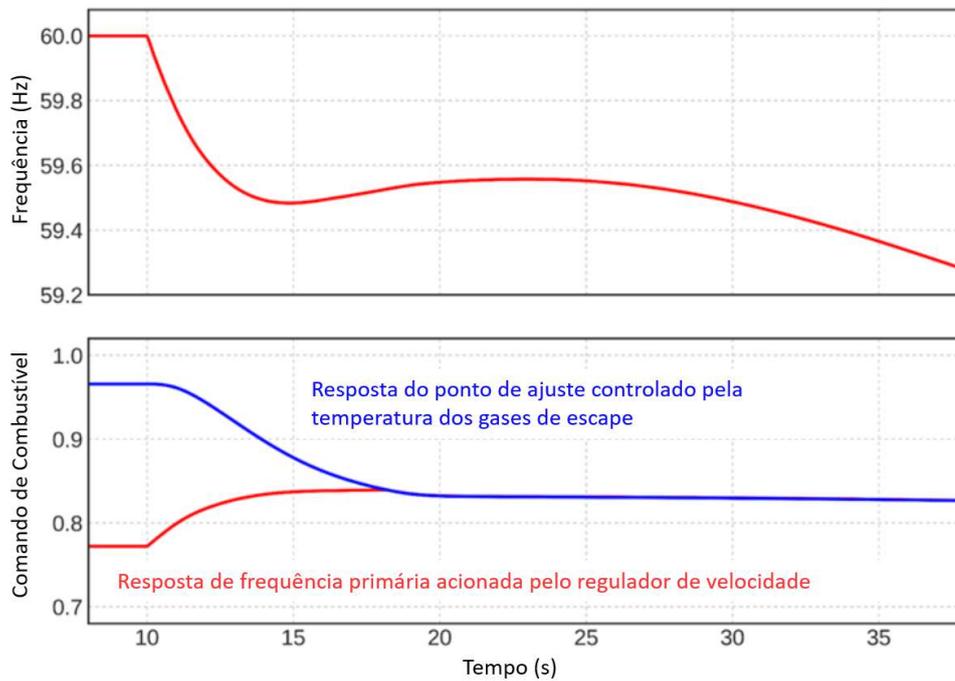


Figura 4.8 – Efeito dos Controles de Temperatura dos Gases de Escape nas Turbinas a Gás na Resposta Primária em Situações de Subfrequência Sustentada [24].

Conforme apresentado, existem diversas situações nas quais um gerador pode não contribuir no controle de frequência. Para as usinas hidráulicas, caso a altura de queda da usina esteja muito abaixo da nominal ou se estiver sem uma reserva operativa, sua resposta poderá ser limitada apenas à parcela inercial. No caso das usinas térmicas, nos seguintes casos, os reguladores de velocidade podem não responder à variação de frequência, contribuindo também apenas com a componente inercial:

- Usinas operando em carga base;
- Usinas térmicas em operação com parâmetros deslizantes;
- Usinas nucleares; e
- Usinas a gás operando no limite da temperatura do exaustor.

Para simular estes efeitos nos programas, pode-se representar a altura de queda no caso das usinas hidráulicas, não representar o regulador de velocidade da usina ou inserir uma banda morta para evitar sua atuação.

Atualmente o CAG é composto por usinas hidráulicas e não há um requisito de alocação de reserva em usinas térmicas ou exigência de modos especí-

ficos de operação visando o controle de frequência no SIN. Outros países sem a capacidade hidráulica do Brasil utilizam usinas térmicas para a reserva primária. Na Europa se utiliza mais usinas térmicas a vapor por carvão como reserva primária por serem mais baratas, operando a usina em um valor abaixo do nominal e armazenando a reserva em forma de vapor. As usinas a gás têm um desempenho melhor no geral, mas são mais caras e menos utilizadas para reserva primária, além de terem uma resposta indesejável em evento de subfrequência. Usinas nucleares geralmente são despachadas na base, mas algumas também podem ser utilizadas como reserva primária. Porém, em geral, não são economicamente viáveis, além dos riscos operacionais envolvidos.

Apesar de não haver um requisito de reserva para usinas térmicas no SIN, muitas usinas operam na inflexibilidade, ou seja, por motivos técnicos a usina não pode ser desligada e necessita de um montante de geração mínimo. Nesses casos, a usina térmica aparenta ter uma grande quantidade de reserva disponível, enquanto que na prática sua resposta poderá ser limitada.

4.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os parâmetros influentes nas simulações dinâmicas com ênfase para o desvio de frequência, incluindo a altura de queda de usinas hidroelétricas, com a apresentação de conceitos como queda de projeto, queda bruta, altura de perdas hidráulicas e queda líquida. Também foi apresentado como esses dados podem ser adquiridos e utilizados em simulações dinâmicas.

Os efeitos da modelagem de carga atualmente utilizada nas simulações eletromecânicas foram abordados, considerando as variações de carga em função da tensão e da frequência. O modelo ZIP hoje empregado não é atualizado constantemente e a componente variação da carga com a frequência é inserida nos modelos de reguladores de velocidade das usinas, o que não é a forma ideal de representação. Adicionalmente, parte das usinas não tem esse parâmetro representado nos modelos.

Os impactos da geração distribuída no desempenho dinâmico do sistema são apresentados. Com o crescimento desse tipo de geração, é necessário verificar os ajustes das proteções utilizadas para evitar uma saída descontrolada durante distúrbios sistêmicos e mitigar os efeitos no desempenho da tensão e frequência.

Por fim, a resposta primária das usinas termoelétricas é abordada. São apresentados diversos fatores que inibem ou prejudicam a resposta primária dessas usinas no SIN, sendo assim necessário considerar esse efeito nas simulações dinâmicas para garantir maior aderência com os registros.

5 Simulações e Resultados

5.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados das simulações realizadas. Inicialmente são expostos os resultados obtidos a partir de casos de planejamento disponibilizados pelo ONS com o objetivo de avaliar o impacto dos parâmetros apresentados no Capítulo 4 no desempenho dinâmico do sistema, com ênfase na resposta da frequência. Em seguida, oito ocorrências reais do SIN são reproduzidas utilizando casos de tempo real através de simulações de transitórios eletromecânicos. As diferenças entre as simulações e os registros são avaliadas considerando os parâmetros discutidos no Capítulo 4, como altura de queda, reguladores de velocidade das usinas térmicas entre outros. São propostas modificações nesses parâmetros para melhorar a aderências das respostas. Por fim, um evento com o fenômeno *multi-infeed* também é reproduzido e avaliado.

5.2. Simulações dos Casos de Planejamento

Nesta subseção é realizada uma análise da influência dos parâmetros apresentados no Capítulo 4 utilizando um caso de planejamento disponibilizado pelo ONS. Inicialmente, é avaliada a influência dos parâmetros como altura de queda e reguladores de velocidade das usinas térmicas no desempenho da frequência e na excursão no diagrama de impedância para fluxos na interligação Norte-Sudeste. Em seguida, o impacto da saída de geração distribuída no SIN durante eventos de subfrequência devido a possíveis atuações indevidas de proteções anti-ilhamento é avaliado. Na sequência, o desempenho dos reguladores de velocidade dos modelos das usinas térmicas atualmente utilizados é discutido, considerando que alguns geradores apresentam uma resposta muito otimista, ultrapassando consideravelmente a potência nominal. O impacto do parâmetro de variação da carga com a

tensão e com a frequência é avaliado. Por fim, a influência dos compensadores síncronos na resposta da frequência é analisada.

5.2.1. Usinas Térmicas

As usinas térmicas podem ter limitações na resposta dinâmica durante eventos de subfrequência, conforme discutido nos itens 2.4.2 e 4.5. As usinas podem estar operando em um modo que não auxilia no controle de frequência, como controle de potência, ou podem operar na potência nominal, sem reserva operativa. Adicionalmente, usinas a gás podem ter a potência limitada em função da temperatura do exaustor e usinas a vapor não conseguem ultrapassar significativamente sua potência nominal. Para avaliar se a resposta dinâmica dos modelos das usinas térmicas no Organon [3] está coerente, foi montado um caso teste com base no caso de referência do ONS do primeiro quadrimestre de 2019, mês de abril e patamar de carga pesada, considerando todas as UTEs despachadas com 90% de sua potência nominal. Nesse caso, foi simulado o corte de 10 máquinas na UHE Belo Monte para forçar o máximo da resposta nas unidades geradoras das usinas térmicas.

Verificou-se que algumas usinas térmicas estavam com uma capacidade de resposta da potência mecânica muito acima de 100% da sua potência nominal. Cite-se as UTEs Pau Ferro e Termomanaus apresentadas na Figura 5.1 . A Tabela 5.1 apresenta as usinas em que a potência mecânica ultrapassou 20% da potência nominal.

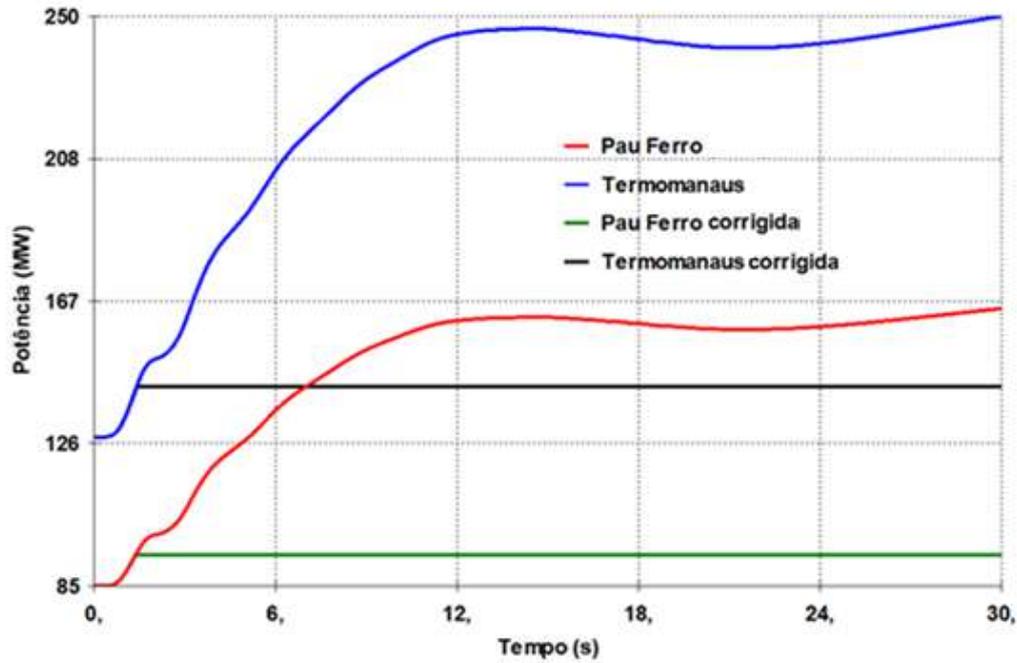


Figura 5.1 – Resposta da Potência Mecânica nas Usinas Térmicas do Caso UTEs 90% e Corte de 10 Máquinas UHE Belo Monte.

Tabela 5.1 – Usinas Térmicas que a Potência Mecânica Ultrapassou 20% da Potência Nominal.

Usina	Potência Nominal (MW)	Potência Mecânica Máxima Simulação (MW)	Potência Máxima (% P_{nom})	Δ Potência (MW)
Termomanaus	142	249,42	176%	121,42
Pau Ferro	94	165,21	176%	80,21
Canoas (Sepé Tiaraju) Vapor	88	147,7	168%	68,7
Cubatão (gás) Euzébio Rocha	160	234	146%	90
Juiz de Fora	43	60	140%	21
Juiz de Fora	43	60	140%	21
Ibirité (gás) (Aureliano Chaves)	164	225	137%	77
Camaçari Murici	148	202,13	137%	69,13
Termopernambuco (gás)	328	431,17	131%	136,17
Viana A	87	112,78	130%	34,78
Viana B	87	112,77	130%	34,77
Macaé Merchant (Mário Lago)	364	465,36	128%	137,36
Araucaria (vapor)	169	207,9	123%	55,9
Potiguar III	69	84	122%	22

Os valores de potência mecânica foram obtidos pelo arquivo “BNT1.dat” disponibilizado na base dinâmica do ONS. É possível que essas unidades consigam operar acima da potência nominal para diferentes pontos de operação. Porém, de forma a manter uma premissa conservativa nas avaliações, foi criado um arquivo de dados dinâmicos inserindo limites nos reguladores de velocidade das usinas térmicas para evitar que a potência mecânica ultrapasse 100% da potência nominal. Outra medida mais conservativa que será considerada nas análises seguintes é o bloqueio do regulador de velocidade de todas as usinas térmicas, mantendo apenas a componente inercial, visto que não há um requisito de alocação de reserva no SIN para essas unidades e em função das incertezas quanto ao desempenho em situações de subfrequência.

Adicionalmente, muitas usinas térmicas operam em condições de inflexibilidade, ou seja, por motivos técnicos algumas usinas não podem ser desligadas e necessitam de um montante de geração mínimo. Nesses casos, a simulação pode considerar que uma usina tenha uma grande quantidade de reserva disponível, enquanto que na prática a resposta do regulador de velocidade poderá ser limitada.

Dessa forma, recomenda-se a reavaliação dos modelos das usinas térmicas e possivelmente a implementação de limitadores nos reguladores de velocidade para evitar aumentos excessivos de potência, que podem mascarar problemas de subfrequência e alterar a resposta dinâmica das outras máquinas. Adicionalmente, recomenda-se utilizar premissas mais conservativas, incluindo o bloqueio dos reguladores de velocidade das usinas térmicas em alguns casos.

5.2.2. Parâmetros Influentes no Desvio de Frequência

Foi montado um caso de estudo a partir do caso de referência do ONS do terceiro quadrimestral de 2019, mês de dezembro e patamar leve com carga SIN de 56.000 MW, considerando um despacho de 8.000 MW nos Bipolos Xingu – Estreito / Terminal Rio e com os intercâmbios indicados na Figura 5.2.

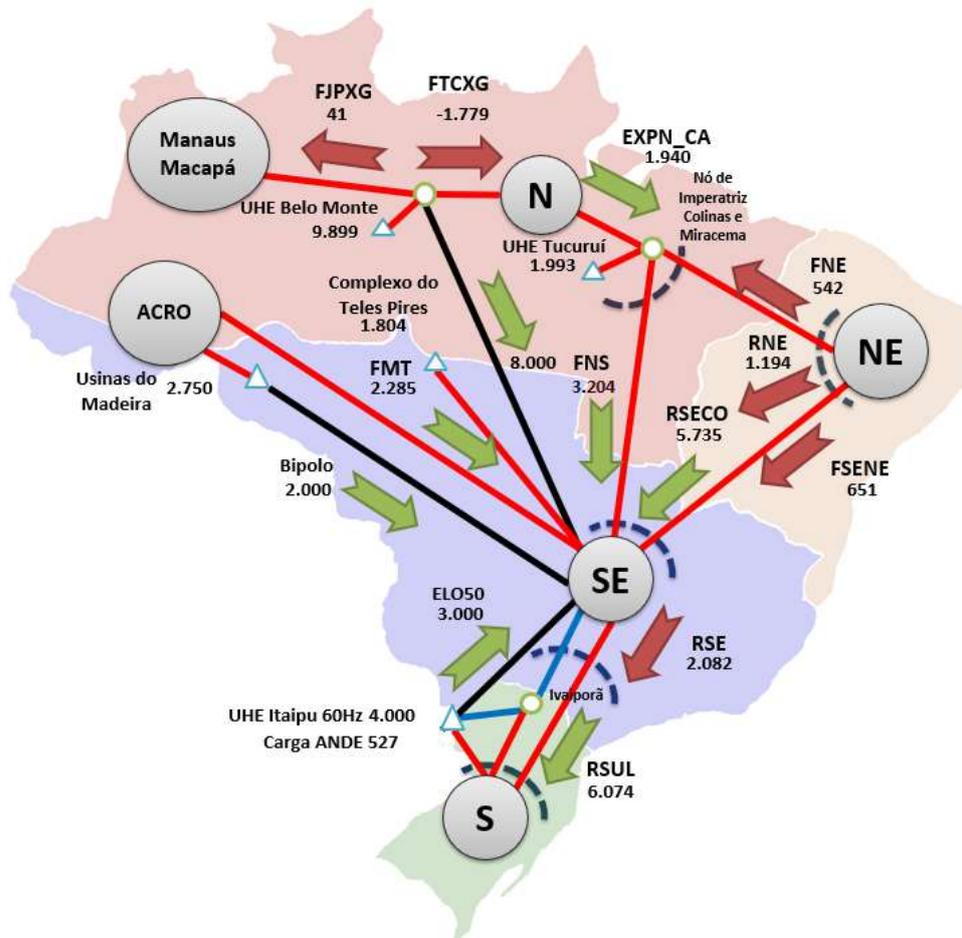


Figura 5.2 – Intercâmbios do Caso de Planejamento Utilizado.

Foi simulada a perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio e atuação da lógica de proteção pelo “*Master Control*”, com consequente corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte e *run-up* de 1.500 MW no Bipolo Xingu – Estreito para evitar a abertura da interligação Norte - Sudeste. Em seguida, foram consideradas as alterações dos parâmetros influentes no desvio de frequência, como pode ser visto na Figura 5.3 e na Tabela 5.2. Foi considerada a altura de queda 95% do valor nominal para todas as UHEs ($H_0 0.95$), limitação da potência mecânica máxima das UTEs no valor nominal (Limita UTE), bloqueio dos reguladores de velocidade das UTEs (BLOCK GOV UTEs) e a combinação dessas alterações.

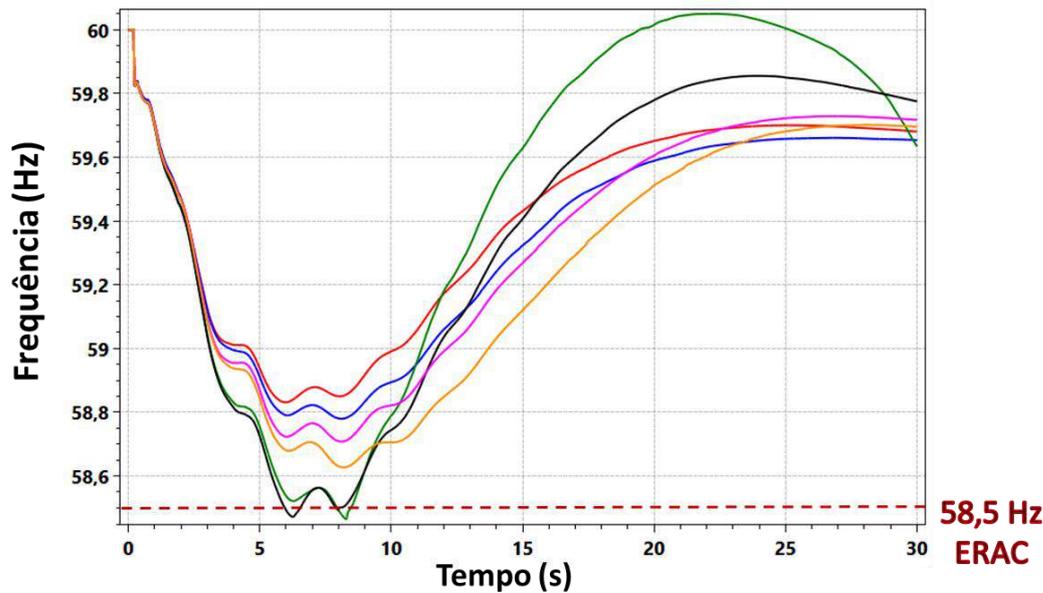


Figura 5.3 – Comparação dos Parâmetros Influentes no Caso de Planejamento para a Frequência na Barra da SE 500 kV Grajaú.

Tabela 5.2 – Resultados Obtidos com os Parâmetros Influentes no Caso de Planejamento.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	58,83	0
	H0 0.95	58,78	0,05
	Limita UTE	58,71	0,12
	H0 0.95 + Limita UTE	58,62	0,21
	BLOCK GOV UTEs	58,46	0,37
	H0 0.95 + BLOCK GOV UTEs	58,46	0,37

Percebe-se que a utilização dos parâmetros influentes leva a uma redução de até 0,37 Hz na resposta da frequência, o que alteraria o caso com frequência mínima de 58,83 Hz para 58,46 Hz, ou seja, um caso aparentemente seguro pode na realidade apresentar risco de atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que ocorre a partir de uma frequência de 58,5 Hz ou por taxa de frequência, dependendo do ajuste de cada região. Nas simulações, os dois casos com frequência mínima de 58,46 Hz (curvas verde e preta) tiveram atuação do ERAC e corte de carga, tendo assim uma recuperação mais efetiva da frequência a partir de $T_0 + 8$ segundos da simulação.

Ressalta-se que nesta simulação não foi levado em conta a possível saída incorreta de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidroelétricas

tricas (CGH), biomassas e geração distribuída, que possuem ajustes de proteção anti-ilhamento para subfrequência que podem variar de 59,8Hz até 57 Hz [35] [36]. A partir destes valores de subfrequência, o desempenho do sistema se torna imprevisível devido à falta de informações com relação ao montante de geração e aos ajustes de proteção utilizados no SIN.

Em seguida, comparou-se a resposta da impedância observada pela PPS (Proteção Contra Perda de Sincronismo) na LT 500 kV Peixe 2 - Serra da Mesa 2 na SE Serra da Mesa 2, na Figura 5.4. A inclusão dos parâmetros influentes não alterou significativamente a excursão da impedância, mostrando que esses parâmetros podem ser utilizados para melhorar a aderência do desvio de frequência, sem afetar o desempenho nos instantes iniciais das simulações, que indicam ocorrências de perda de sincronismo ou colapso de tensão.

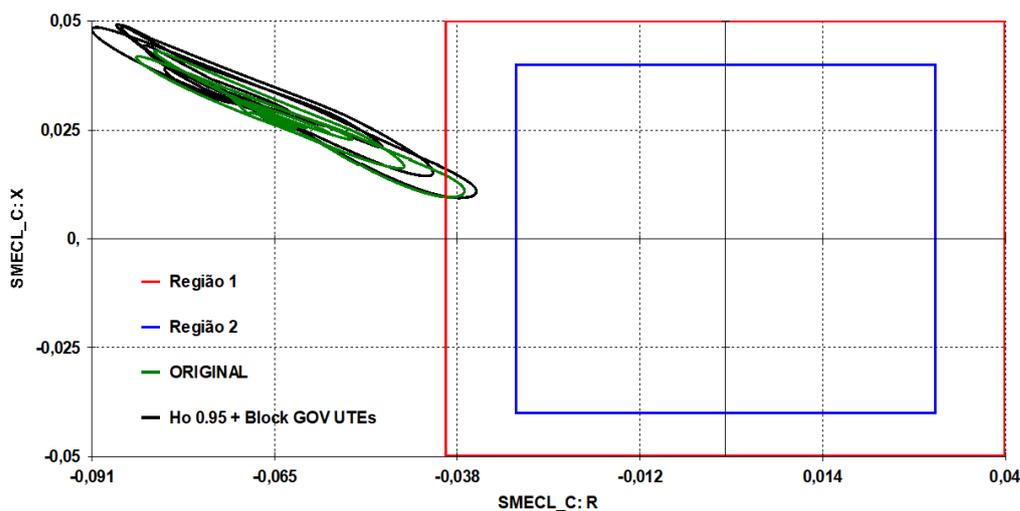


Figura 5.4 – Gráfico da Impedância da PPS na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2.

5.2.3. Geração Distribuída

Foi simulado o mesmo caso do item 5.2.2 considerando a saída de geração distribuída após a frequência atingir 59 Hz, simulando a atuação de proteções anti-ilhamento [35]. No caso, foi utilizada uma rampa de carga na área do agente Eletropaulo, elevando a carga a uma taxa de 200 MW/s durante 3 segundos a partir do instante que a frequência atingiu 59 Hz, resultando em uma saída total de gera-

ção de 600 MW, ou seja, aproximadamente 1% do montante da carga de 56.000 MW, com o resultado apresentado na Figura 5.5 e Tabela 5.3.

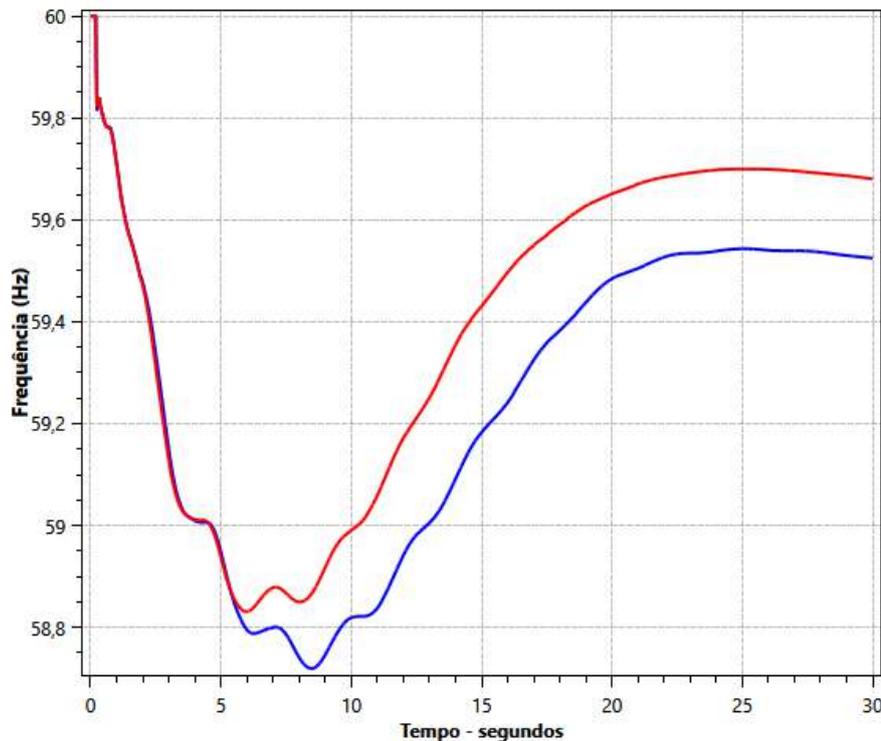


Figura 5.5 – Comparação do Caso Original (vermelho) e Caso com Corte de Geração Distribuída (azul) (SE 500 kV Serra da Mesa).

Tabela 5.3 – Resultados Obtidos Considerando o Corte de Geração Distribuída.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	58,83	0
	Saída de 600 MW de GD	58,72	0,11

Percebe-se uma redução na frequência mínima de 58,83 Hz para 58,72 Hz, com uma diferença de 0,11 Hz. Adicionalmente, a frequência ao final da simulação se estabiliza em um ponto com 59,52 Hz, 0,16 Hz abaixo do valor de 59,68 Hz para a simulação original. Deve ser ressaltada a importância de ajustar as proteções anti-ilhamento da geração distribuída adequadamente para evitar que o aumento expressivo desse tipo de geração impacte os desvios de frequência, podendo levar ao desligamento de cargas por subfrequência.

A tendência é que o Brasil tenha um aumento substancial de geração distribuída nos próximos anos, com destaque para geração fotovoltaica residencial, sendo necessário interações entre o operador e os agentes distribuidores para monitorar o crescimento dessas fontes e o ajuste das proteções, avaliações contínuas da máxima penetração permitida e a adoção de medidas operativas para garantir a segurança do sistema [36], [37].

5.2.4. Modelagem de Carga

5.2.4.1. Modelagem de Carga com a Tensão

Foi simulado no caso apresentado no item 5.2.2 o corte de 6 máquinas na UHE Belo Monte, alterando-se os parâmetros da modelagem de carga ZIP do SIN. Apresentam-se os resultados na Figura 5.6 e Tabela 5.4.

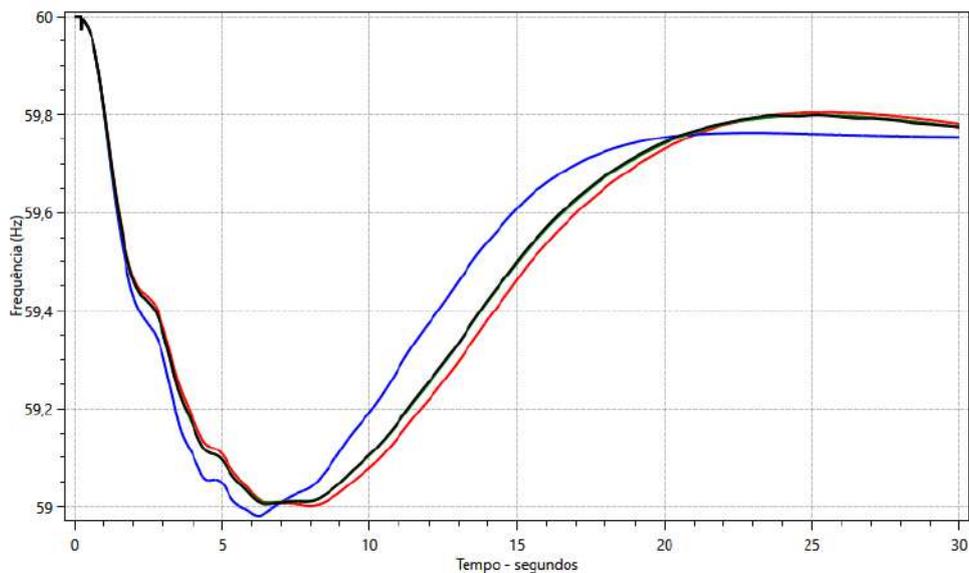


Figura 5.6 –Variação da Modelagem de Carga ZIP do SIN para Corte de 6 Máquinas na UHE Belo Monte (SE 500 kV Serra da Mesa).

Tabela 5.4 – Resultados Obtidos para Diferentes Modelagem de Carga ZIP do SIN no Corte de 6 Máquinas na UHE Belo Monte.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	59	-
	100% I	59	0
	50% P 50% Z	59	0
	70% P 30% Z	58,98	-0,02

Percebe-se que, com relação ao desempenho da frequência, quanto maior a parcela P, maior o afundamento da frequência, visto que uma parcela maior da carga se mantém invariante com a tensão. A modelagem por 100% I, 50% P e 50% Z e a original do caso tiveram um desempenho semelhante. No entanto, como o evento em questão foi apenas o corte de máquinas, a influência da modelagem de carga estática na frequência é pouco significativa, já que não houve uma redução considerável da tensão principalmente em regiões como o sudeste, que aloca a maior parte da carga do SIN.

Em seguida, foi simulado o evento de perda do bipolo Xingu – Terminal Rio, com corte de 7 máquinas e *run-up* de 1.500 MW no Bipolo Xingu – Estreito. Esse evento provoca um déficit de geração no Sudeste e uma sobrecarga na interligação Norte – Sudeste, o que reduz consideravelmente a tensão no tronco de 500 kV e afeta as tensões em regiões do Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Assim, os impactos das alterações da modelagem ZIP na frequência são mais significativos, como observado na Figura 5.7, Figura 5.8 e Tabela 5.4.

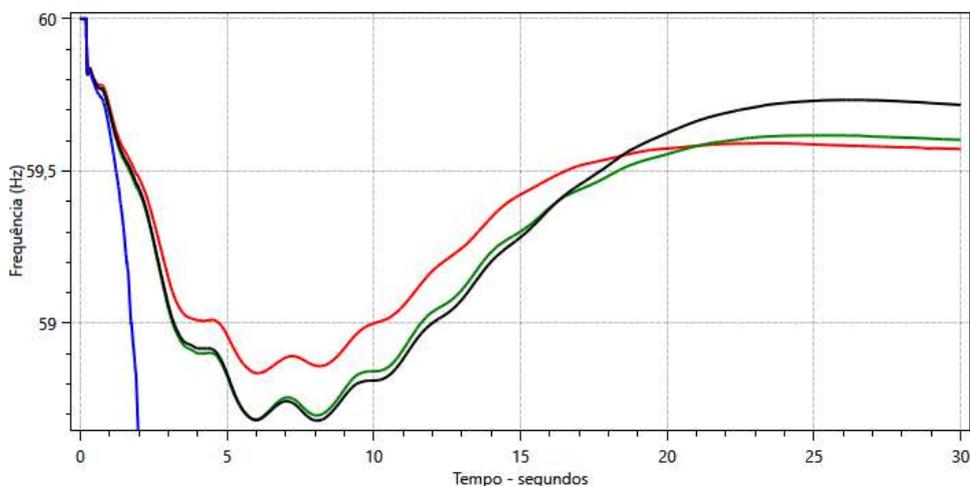


Figura 5.7 –Variação da Modelagem de Carga ZIP do SIN para perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio (SE 500 kV Serra da Mesa).

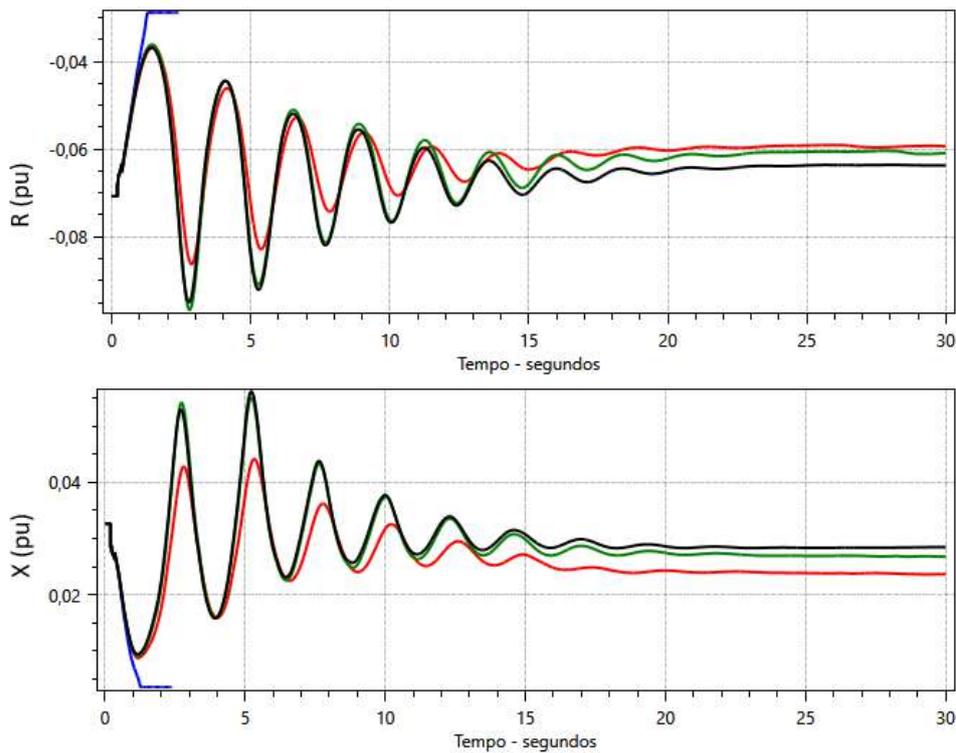


Figura 5.8 – R e X da PPS instalada na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 Medido em Serra da Mesa 2 para Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio.

Tabela 5.5 – Resultados Obtidos para Diferentes Modelagem de Carga ZIP do SIN na Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	58,837	-
	100% I	58,684	0,153
	50% P 50% Z	58,684	0,153
	70% P 30% Z	Instável	-

Conforme se depreende da Figura 5.7, a variação da frequência para as modelagens 50% P e 50% Z ou 100% I resultou em uma diferença considerável de 0,153 Hz, devido às variações de tensão do evento em questão. Como pode ser observado na Figura 5.8 da curva R e X para a PPS instalada na LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2, na SE Serra da Mesa 2, a modelagem de carga ZIP altera significativamente o desempenho do sistema. O caso com uma parcela de 70% P e 30% Z foi instável, levando à abertura da interligação Norte – Sudeste.

Isso ocorreu porque a perda do bipolo leva a um déficit de geração no Sudeste que é atendido por todas as máquinas do sistema, incluindo as UHEs do Norte como Belo Monte, Tucuruí e Estreito. Como a parcela P constante aumentou, mesmo com a redução da tensão, o novo montante de carga referente à parcela P não amortece e as usinas respondem mais, piorando o desempenho do sistema e levando à abertura da interligação. Assim, é muito relevante utilizar dados confiáveis para a modelagem da carga com a tensão.

Modelos dinâmicos podem ser necessários para representar o comportamento da carga com a tensão em alguns casos, como para reprodução do fenômeno FIDVR [21] relacionado ao desempenho dos aparelhos de ar-condicionado durante eventos de subtensão sustentada, apresentado no item 2.5.2.

5.2.4.2. Modelagem de Carga com a Frequência

O parâmetro D de amortecimento da carga com a frequência é inserido nos modelos dos reguladores de velocidade, conforme apresentado na Figura 2.11. Porém, alguns modelos inserem esse dado diretamente no modelo da máquina síncrona. Foi simulado no caso apresentado no item 5.2.2 o corte de 6 máquinas na UHE Belo Monte considerando o parâmetro D original e $D = 0$, conforme a Figura 5.9.

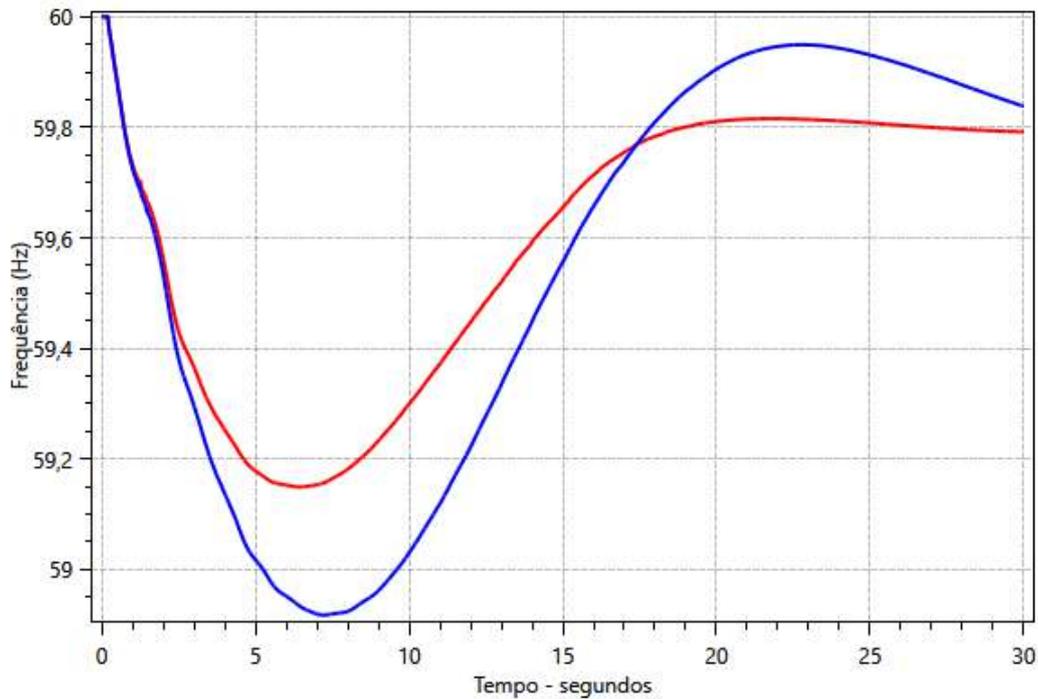


Figura 5.9 – Variação do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência (SE 500 kV Serra da Mesa).

Tabela 5.6 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	59,149	0
	$D = 0$	58,918	-0,231

Percebe-se que a redução do parâmetro D para 0 leva a uma redução da frequência mínima, visto que a carga não amortece ($D = 0$) para frequências abaixo de 60 Hz, indicando a importância de utilizar parâmetros confiáveis do comportamento da carga com a frequência. A implementação ideal é inserir o amortecimento da carga pela frequência diretamente nas barras de carga, pois nem todos os modelos de geradores possuem o parâmetro implementado e podem ocorrer incoerências com relação às perdas, já que a influência da carga é inserida diretamente nos geradores.

Foram realizadas simulações utilizando o parâmetro de amortecimento nos reguladores de velocidade $D = 0$ e variando o parâmetro D_p da equação (2.3), referente à variação da carga com a frequência no modelo ZIP, até alcançar uma res-

posta semelhante aos ajustes originais do parâmetro D nos modelos dos reguladores, conforme a Figura 5.10 e Tabela 5.7.

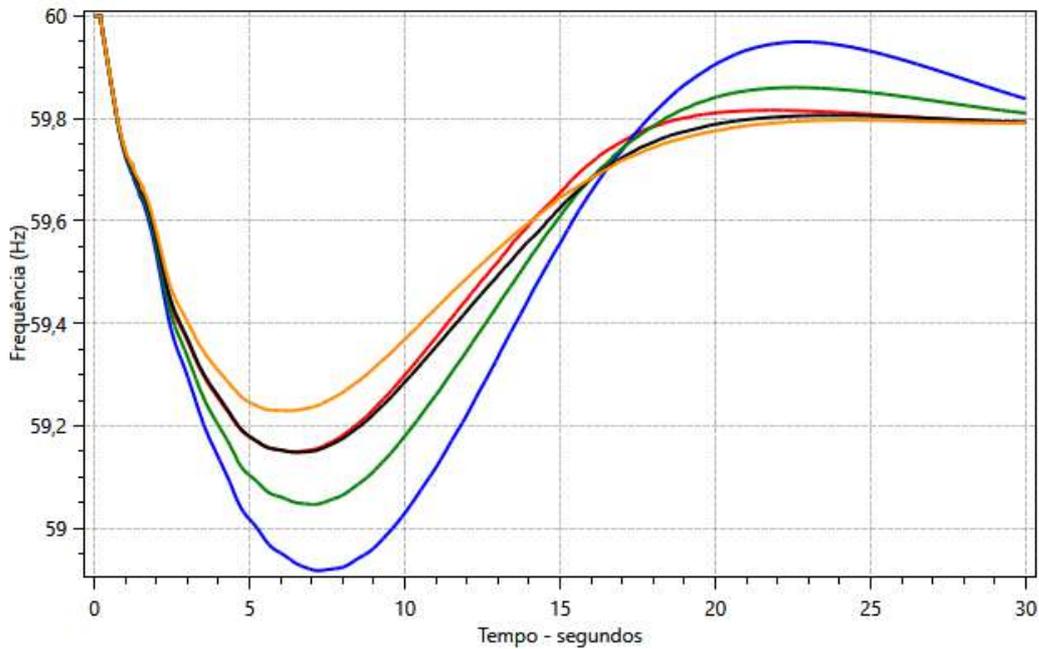


Figura 5.10 – Utilização do Parâmetro D_p na Modelagem da Carga com a Frequência (SE 500 kV Serra da Mesa).

Tabela 5.7 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	59,149	0
	$D = 0$ e $D_p = 0$	58,918	-0,231
	$D = 0$ e $D_p = 0,5$	59,047	-0,102
	$D = 0$ e $D_p = 1,0$	59,149	0
	$D = 0$ e $D_p = 1,5$	59,23	0,081

Percebe-se que $D_p=1,0$ forneceu uma resposta muito semelhante ao ajuste original, com o mesmo valor de frequência mínima, mostrando a possibilidade de implementar o amortecimento da carga com a frequência diretamente nas cargas. No entanto, a implementação ideal impõe a definição de um ajuste específico para cada barra ou área de carga com base em estudos do comportamento da carga, que podem ser realizados pelo operador em conjunto com os agentes de distribuição.

Adicionalmente, algumas usinas utilizam o parâmetro D_t , de amortecimento da turbina com a frequência conforme apresentado na Figura 2.11, para inserir a influência do amortecimento da carga de maneira combinada, o que dificulta a remoção desse parâmetro para implementar o amortecimento diretamente na carga.

5.2.5. Compensadores Síncronos

No SIN existem cerca de 28 compensadores síncronos e 28 usinas hidráulicas com capacidade de converter parte de seus geradores em compensadores síncronos, totalizando 150 unidades. Esses equipamentos são essenciais no controle de tensão, além de elevar a potência de curto-circuito, o que pode ajudar a evitar falhas de comutação em subestações inversoras e reduzir o impacto do *multi-infeed*. Adicionalmente, esses equipamentos são máquinas síncronas que armazenam energia cinética em suas massas girantes, de forma que durante eventos de subfrequência, parte da energia cinética é convertida em potência elétrica e fornecida ao sistema, auxiliando o sistema no controle de frequência no período inicial do evento. Posteriormente, esses equipamentos consomem potência elétrica para retornar ao ponto normal de operação.

Foi realizada uma simulação do mesmo caso utilizado no item 5.2.2 considerando o corte de três unidades na UHE Belo Monte. O caso original contém 23 compensadores síncronos e 27 usinas hidráulicas com unidades operando como compensadores síncronos, totalizando 80 unidades despachadas. A Figura 5.11 apresenta a potência elétrica de todos os compensadores síncronos despachados.

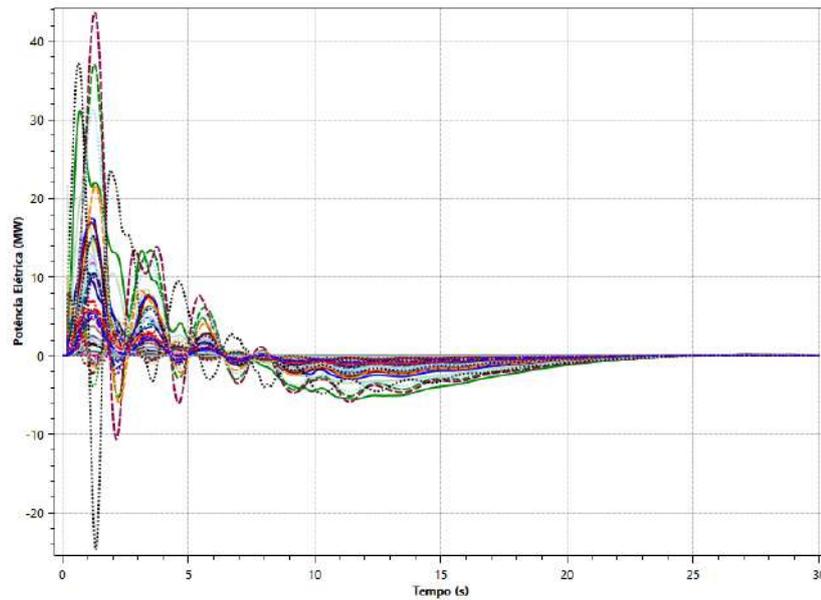


Figura 5.11 – Potência Elétrica dos Compensadores Síncronos Após Perda de Geração.

Para facilitar a avaliação, as potências elétricas destes equipamentos foram somadas, conforme apresentado na Figura 5.12.

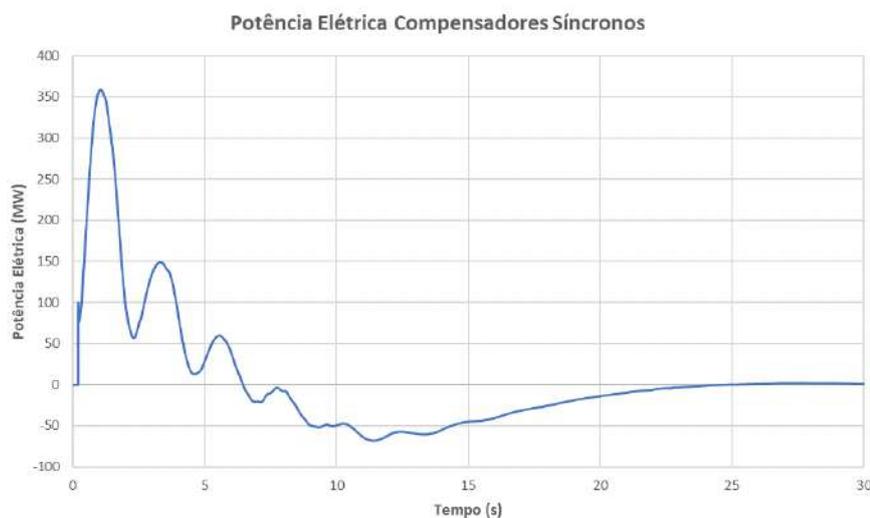


Figura 5.12 – Potência Elétrica dos Compensadores Síncronos Após Perda de Geração.

Inicialmente esses equipamentos fornecem potência elétrica para o sistema, convertendo parte de sua energia cinética. No entanto, percebe-se que a dinâmica desses equipamentos é muito oscilatória e que em torno de 6 segundos grande parte deles passa a consumir potência elétrica do sistema para re-

tornar à velocidade síncrona, piorando a resposta da frequência do sistema a partir desse ponto.

Foi realizada uma segunda simulação bloqueando o modelo dinâmico desses equipamentos para remover a componente inercial e verificar a diferença no afundamento da frequência, com os resultados apresentados na Figura 5.13 e Tabela 5.8.

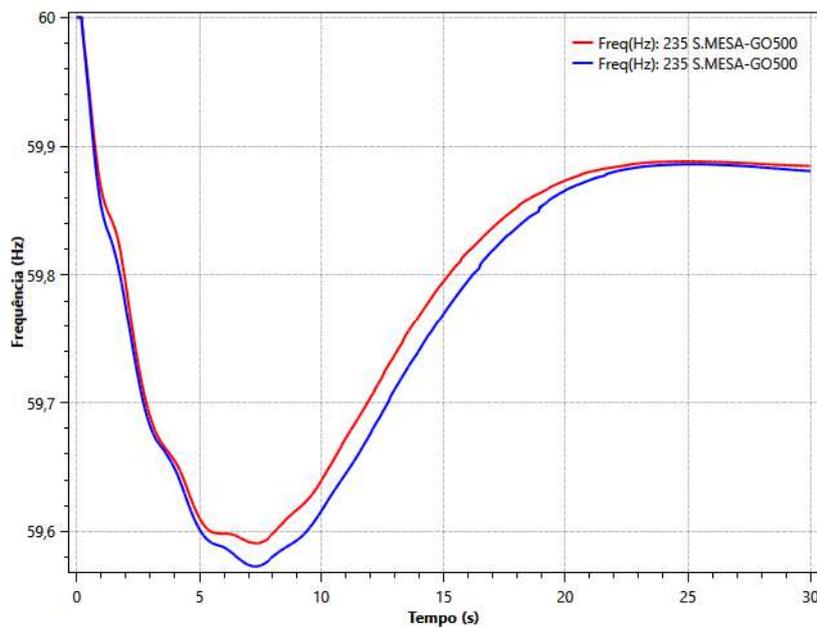


Figura 5.13 – Comparação da Frequência com e sem os Compensadores Síncronos.

Tabela 5.8 – Resultados Obtidos Considerando o Corte de Geração Distribuída.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
—	Original	59,591	0
—	Sem Compensadores Síncronos	59,573	0,018

Percebe-se que a diferença não foi significativa, de apenas 0,018 Hz. Porém, estavam despachados apenas 80 dos 150 síncronos disponíveis no SIN. Adicionalmente, a remoção dos modelos desses equipamentos altera o comportamento da tensão e conseqüentemente da carga, que, para um maior afundamento da tensão, terá um maior amortecimento da sua parcela Z constante, reduzindo parte do impacto da remoção dos compensadores síncronos. Conclui-se que esses equipamentos possuem um papel fundamental no controle de tensão e, com um menor impacto, também auxiliam no desempenho da frequência.

5.3. Simulações dos Casos de Tempo Real

Na Tabela 5.9 são apresentados os eventos selecionados para avaliação da resposta dos casos de tempo real. Além da descrição do evento, são apresentados o montante de perda de potência e os valores mínimos de frequência obtidos pelos registros de PMU e pelas simulações.

Tabela 5.9 – Ocorrência do SIN Simuladas.

Data	Horário	Evento	Rejeição (MW)	Fmín PMU (Hz)
23/01/2019	12:31	Perda da UTN Angra 2	1.350	59,73
31/01/2019	07:41	Perda de Geração Eólica	1.300	59,67
03/02/2019	05:26	Perda do Bipolo Xingu – Estreito	3.000	59,16
19/02/2019	15:24	Perda do Polo 4 do Madeira	850	59,72
27/03/2019	10:56	Perda de uma UG na UHE Belo Monte	500	59,87
04/04/2019	15:03	Perda de uma UG na UHE Belo Monte	600	59,89
13/10/2019	10:18	Perda do elo HVDC Madeira	1.918	59,16
16/01/2020	19:20	Falha de Comutação Madeira	-	-

Nas seções seguintes são apresentados em detalhe cada um dos eventos mencionados e as alterações consideradas, com objetivo de melhorar a aderência das simulações aos registros.

5.3.1. 23/01/2019: Perda da UTN Angra 2

5.3.1.1. Descrição do Evento

No dia 23 de janeiro de 2019, às 12h31min, ocorreu o desligamento automático da Usina Nuclear Angra 2, que operava a 100% de potência no Reator e 1.343MW na Turbina. O desligamento ocorreu devido a uma falha após o suprimento elétrico de 525kV ficar indisponível pela queima de um para-raio, com a consequente transferência rápida para o Sistema de Potência Auxiliar de 138kV. O comportamento da frequência do SIN pode ser observado a partir do registro PMU da Figura 5.14.

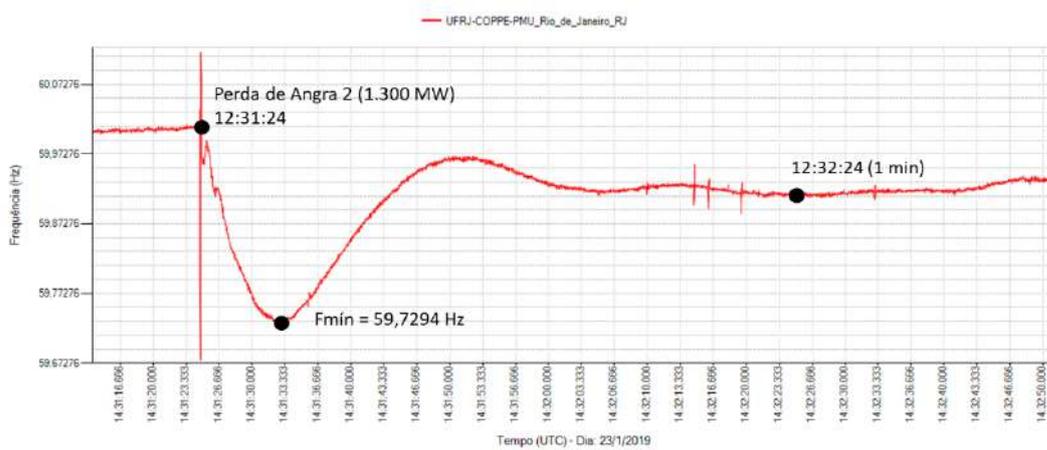


Figura 5.14 – Registro PMU UFRJ COPPE do Evento no Dia 23/01/2019.

A Figura 5.15 apresenta a resposta global das usinas hidráulicas após o evento. Observa-se que as usinas responderam até 1.020 MW em uma janela de 1 minuto após o evento.

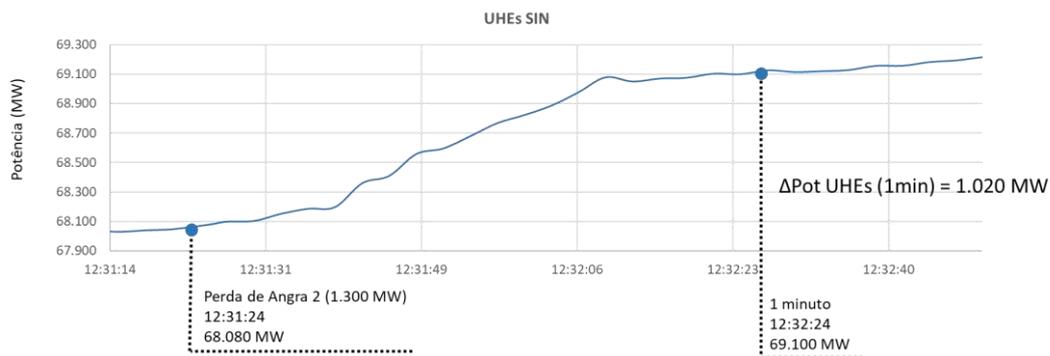


Figura 5.15 – Resposta das UHEs no Dia 23/01/2019 no Sistema PI Datalink .

A Figura 5.16 apresenta a resposta das usinas térmicas após o evento, com a redução de aproximadamente 1.300 MW pela perda da UTN Angra 2. Percebe-se que, após o evento, as outras usinas térmicas responderam pouco, com uma variação máxima de 36 MW.

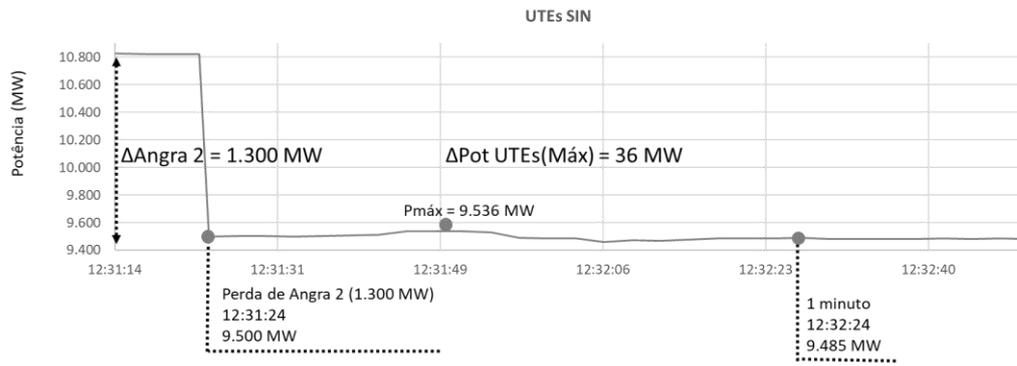


Figura 5.16 – Resposta das UTEs no Dia 23/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.1.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 12h30min do dia 23/01/2019. A Figura 5.17 mostra a medição dos intercâmbios e o registro do REGER no mesmo horário. Percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

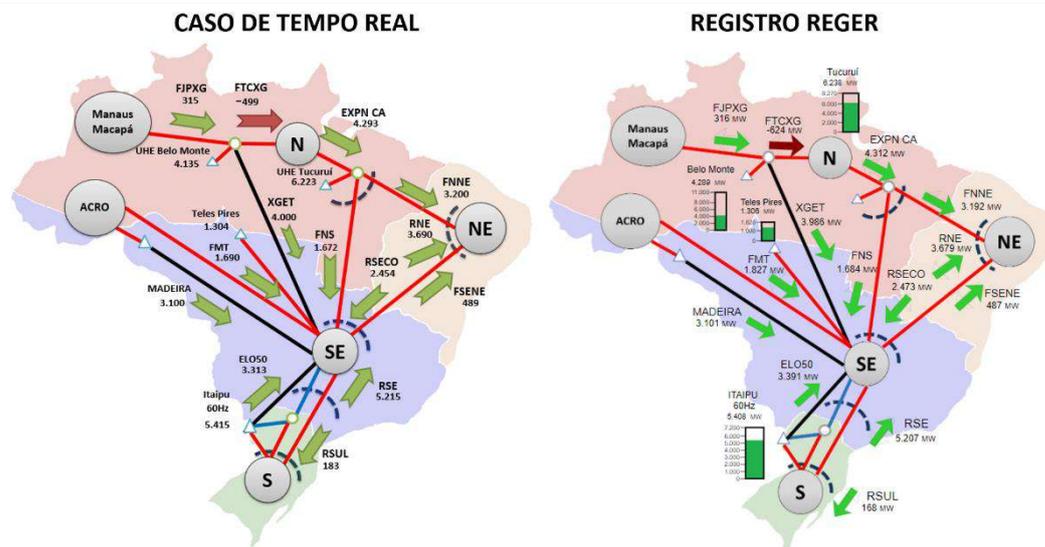


Figura 5.17 – Comparação dos Fluxos 23/01/2019 Caso de Tempo Real e REGER 12h30min.

A Tabela 5.10 apresenta a carga SIN e as gerações hidráulica, térmica, eólica e solar.

Tabela 5.10 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 23/01/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	68.051 MW	82%
Geração Térmica	10.807 MW	13%
Geração Eólica	3.148 MW	4%
Geração Solar	1.117 MW	1%
Intercâmbio Internacional	0 MW	0%
Carga SIN	83.124 MW	-

A comparação do resultado da simulação com o registro PMU pode ser observada na Figura 5.18.

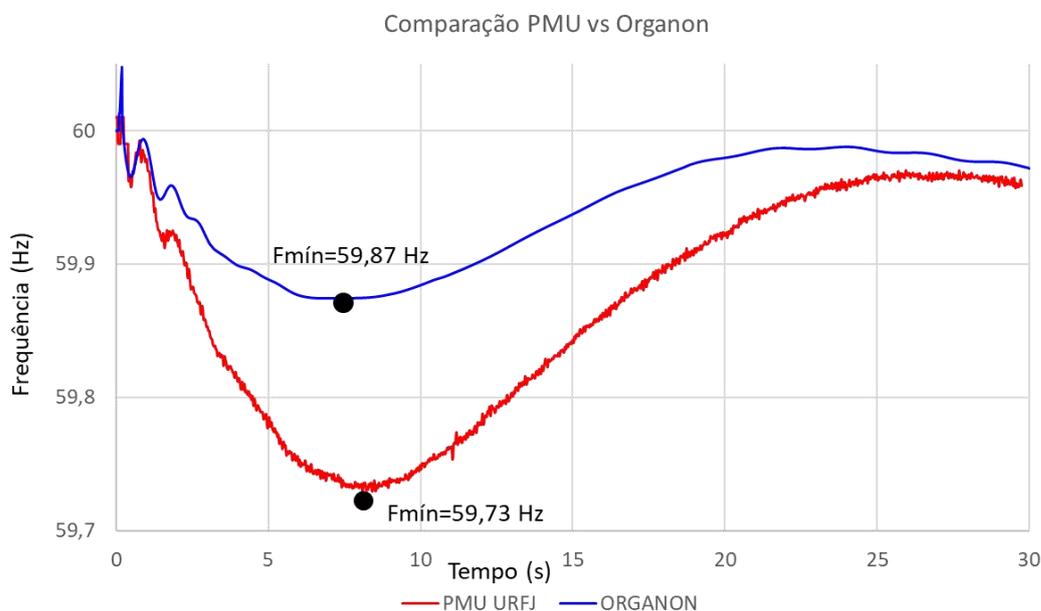


Figura 5.18 – Comparação PMU vs. Organon Evento do Dia 23/01/2019.

É possível verificar que a simulação apresenta um comportamento menos severo do desvio de frequência em relação ao registro PMU, com uma diferença de 0,14 Hz na frequência mínima.

Nota-se que a taxa de variação inicial da frequência está aderente, o que indica uma resposta inercial compatível. Porém, a partir de aproximadamente 2 segundos, as respostas se afastam. Essa diferença pode ser provocada pelos fatores mencionados no Capítulo 4 ou até mesmo por uma incompatibilidade do modelo

de regulador de velocidade representado no Organon [3] em relação ao regulador das usinas.

Foi observado pelos dados do PI Datalink que algumas usinas responderam de forma diferente no Organon [3] e nos registros. A Figura 5.19 mostra a resposta da UHE Teles Pires e a Figura 5.20 a resposta da UHE Igarapava. Nesse caso, as usinas respondem mais nas simulações do que nos registros.

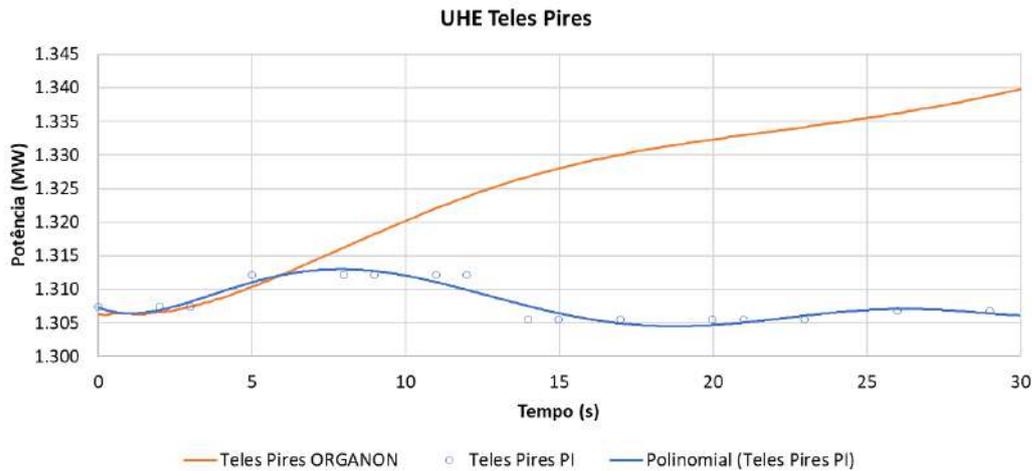


Figura 5.19 – Comparação da Resposta da UHE Teles Pires entre Organon e PI Datalink.

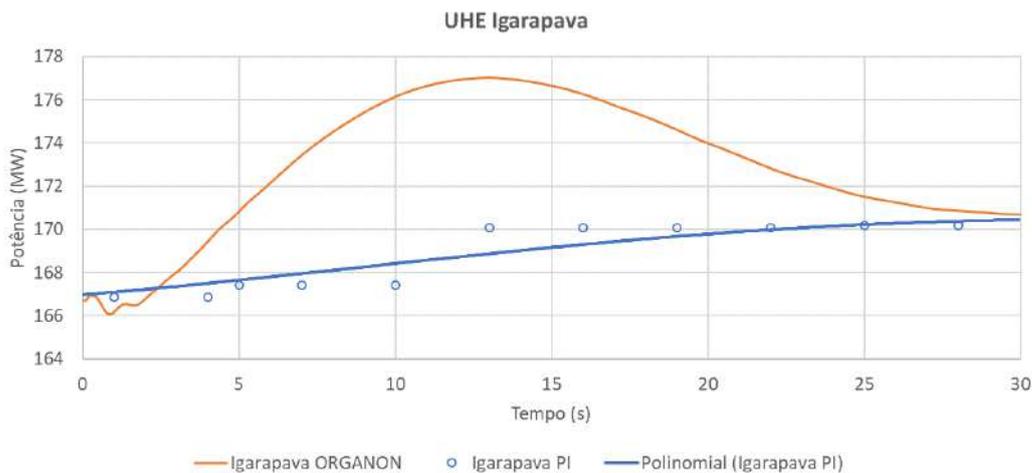


Figura 5.20 – Comparação da Resposta da UHE Igarapava entre Organon e PI Datalink.

No entanto, algumas usinas responderam menos no Organon [3] do que nos registros. Nesses casos, ao se bloquear os reguladores de velocidade das usinas com respostas reduzidas nos registros, percebe-se um aumento na resposta das

outras usinas do SIN, com possibilidade de correção de possíveis discrepâncias, como pode ser visto na Figura 5.21, referente à comparação da resposta da UHE Água Vermelha original (laranja) com a resposta após o bloqueio dos reguladores de velocidade de usinas que não responderam no registro (curva verde “ORGANON MOD”). Assim, infere-se que mesmo usinas com modelos adequados podem apresentar resultados discrepantes das respostas dos registros em função de uma combinação de erros das outras usinas, o que dificulta a identificação dos problemas.

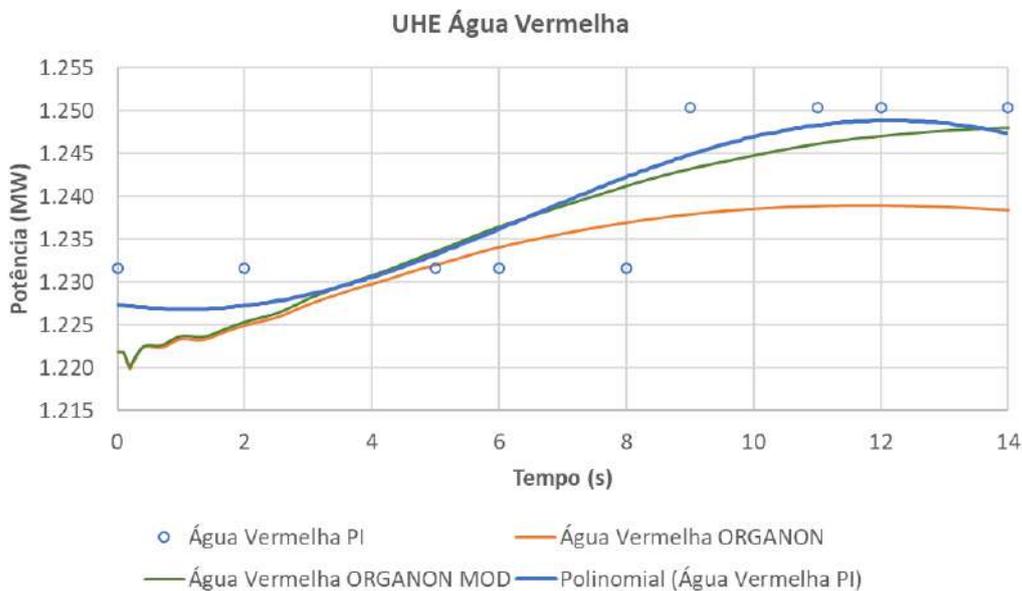


Figura 5.21 – Comparação da Resposta da UHE Água Vermelha entre Organon e PI Datalink.

A comparação da resposta dinâmica individual de cada usina a partir de registros do PI Datalink é trabalhosa e imprecisa, não sendo a forma mais adequada de se fazer esse tipo de avaliação. A forma ideal é através de registros de oscilografias de cada usina durante os eventos, o que atualmente é disponível apenas por solicitação direta do ONS para cada agente, ou registros de PMUs instaladas nos pontos de conexão das usinas, o que ainda não está disponível no SIN.

Foram realizadas as seguintes alterações nos parâmetros para simulação do caso de tempo real:

- Alteração da altura de queda das usinas hidráulicas considerando a queda bruta obtida para usina através do SADHI no horário do evento, a altura de perdas obtida no DECOMP para cada usina, a queda de projeto estimada historicamente (QUEDA DE PROJETO) e uma queda de projeto maximizada (HOMAX), conforme apresentado no item 4.2.5;
- Bloqueio do regulador de velocidade de usinas hidráulicas que não responderam pelos registros (BLOCK UHES); e
- Bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas (BLOCK UTES).

A altura de queda tem uma influência direta na resposta das UHes e, através do comando “WHEAD”, é possível alterar o valor da altura de queda para todas as usinas hidráulicas no Organon [3] com modelo não linear de turbina. O efeito da variação desse parâmetro pode ser observado na Figura 5.22.

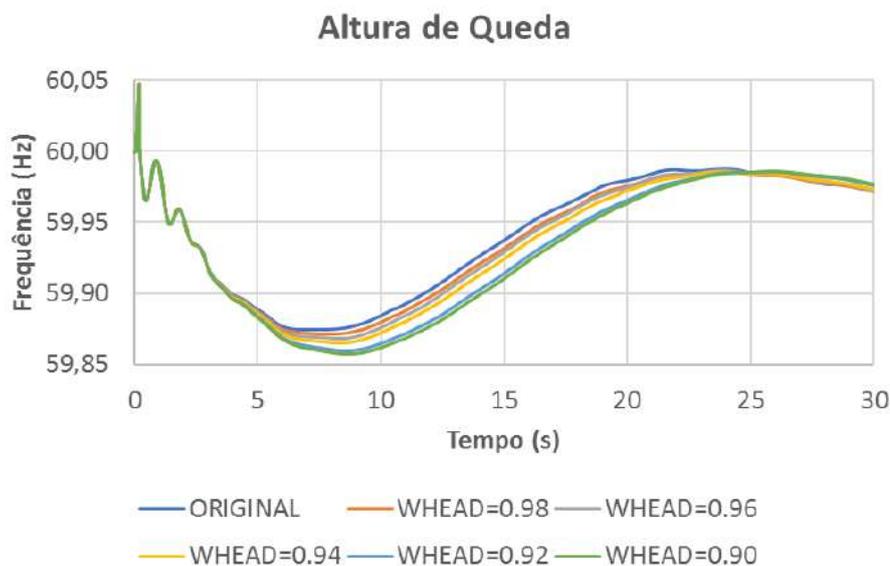


Figura 5.22 – Influência da Altura de Queda no Desvio de Frequência (SE 500 kV Grajaú).

A alteração do parâmetro da altura de queda promove uma redução na capacidade de resposta das usinas hidráulicas pela regulação primária, efetivamente reduzindo a reserva e conseqüentemente aumentando o desvio de frequência. A Tabela 5.11 mostra o efeito desse parâmetro. Ressalte-se que a utilização desse parâmetro deve ser feita observando possíveis erros de inicialização das usinas em

função de uma potência mecânica inicial incompatível com o valor de queda inserido, que deve ser corrigido manualmente.

Tabela 5.11 – Influência da Altura de Queda no Desvio de Frequência.

Whead (pu)	Freq. Mín.(Hz)	Δ Freq. Mín.(Hz)
1	59,8745	0
0,98	59,8714	-0,0031
0,96	59,8680	-0,0065
0,94	59,8650	-0,0095
0,92	59,8594	-0,0151
0,90	59,8569	-0,0176

Outro fator de influência na resposta do desvio de frequência é a modelagem de carga. A Figura 5.23 e a Tabela 5.12 apresentam o referido impacto desse parâmetro no desvio de frequência.

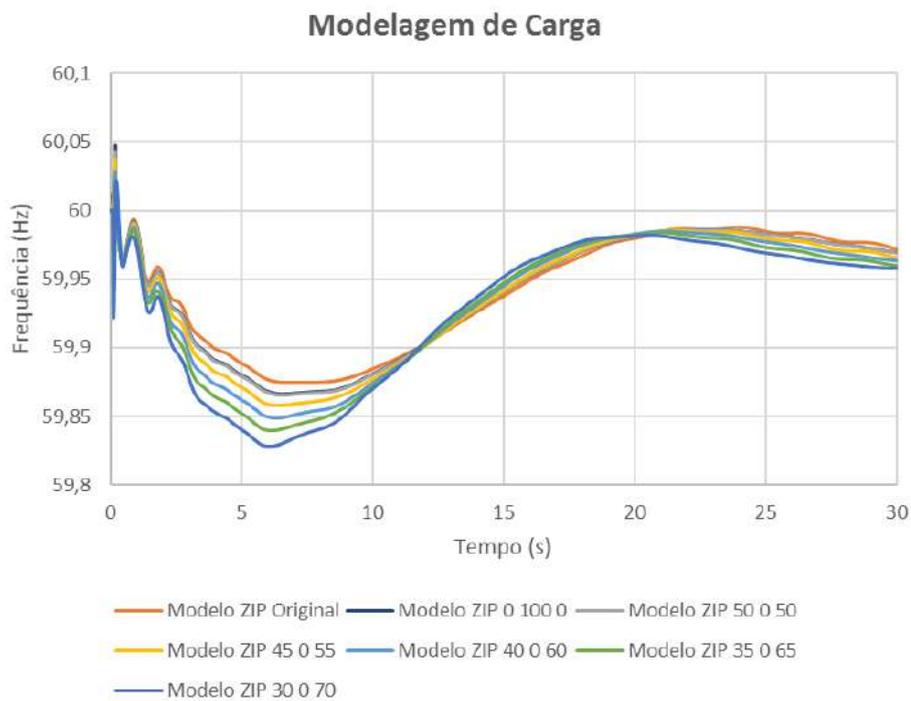


Figura 5.23 – Influência da Modelagem de Carga no Desvio de Frequência (SE 500 kV Grajaú).

Tabela 5.12 – Influência da Modelagem de Carga no Desvio de Frequência.

Z (%)	I (%)	P (%)	Freq. Mín.(Hz)	Δ Freq. Mín.(Hz)
Original	Original	Original	59,8745	0
0	100	0	59,8660	-0,0085
50	0	50	59,8654	-0,0091
45	0	55	59,8581	-0,0164
40	0	60	59,8491	-0,0254
35	0	65	59,8395	-0,0350
30	0	70	59,8279	-0,0467

Modelagens de carga com parcelas P maiores resultam em uma frequência mínima menor, já que o amortecimento da carga com a tensão é removido. Modelagem de carga considerando apenas a parcela I também reduz a frequência mínima. No entanto, a modelagem de carga também afeta consideravelmente a recuperação da frequência, além do desempenho de outros fatores como fluxos e tensões, conforme apresentado no item 5.2.4. A modelagem de carga utilizada nos estudos de planejamento deve ser constantemente atualizada com auxílio dos agentes distribuidores para garantir maior aderência das simulações aos registros. Uma avaliação da modelagem de carga com a frequência também foi realizada, com os resultados apresentados no item B.1 do Apêndice B.

Além de se ter uma modelagem de carga adequada, é necessário que as excursões de tensão sejam aderentes. O comportamento das tensões depende de uma representação fidedigna dos equipamentos que realizam controle direto dessa grandeza, como reguladores de tensão dos geradores e compensadores estáticos. É necessário que a representação do evento ocorrido também seja realizada de forma correta além de se obter um caso de tempo real instantes antes da ocorrência. Pode ocorrer de o caso de tempo real ser espaçado em até 30 minutos, o que pode dificultar a obtenção de casos com tensões iniciais coerentes.

A Figura 5.24 apresenta o comportamento da tensão na SE Araraquara 500 kV. Nota-se que os valores iniciais apresentam uma diferença da ordem de 0,01 pu. Após ajustar o caso para aproximar a tensão inicial, percebe-se uma melhor aderência dos resultados obtidos com o registro PMU.

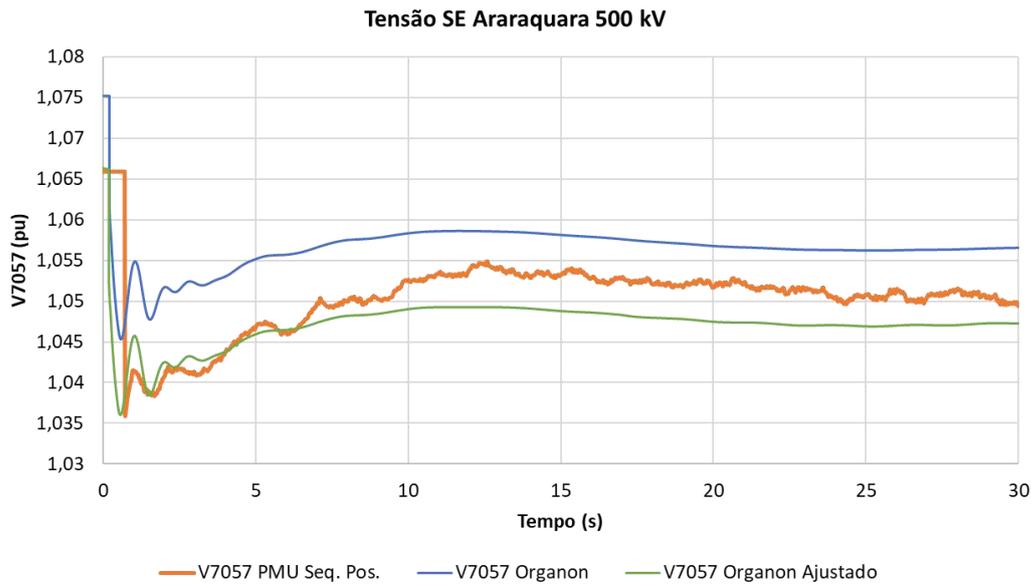


Figura 5.24 – Comparação da Tensão na SE Araraquara 500 kV.

Em seguida, foi realizada uma combinação dos fatores influentes, com os resultados apresentados na Figura 5.25. Os valores utilizados para a altura de queda H0MAX das usinas estão disponíveis na Tabela A.2 no apêndice.

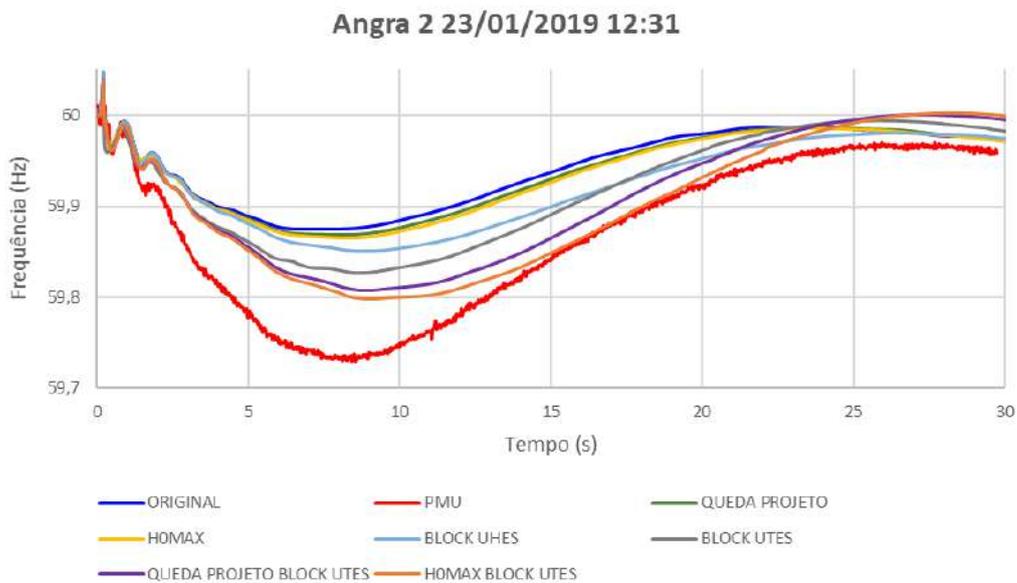


Figura 5.25 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 23/01/2019 (SE 500 kV Grajaú).

A Tabela 5.13 apresenta os resultados obtidos, considerando a frequência mínima, o erro médio em Hz e a redução do erro para cada método utilizado. Percebe-se uma melhora significativa na resposta utilizando modificações na altura de queda e bloqueio de reguladores de velocidade das usinas hidráulicas que na prática não responderam e das usinas térmicas.

Tabela 5.13 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 23/01/2019.

Curva	Fmín. (Hz)	Δ Fmín (Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,7294	-	-	-
ORIGINAL	59,8745	0,1451	0,0713	-
QUEDA PROJETO	59,8692	0,1398	0,0682	-4%
HOMAX	59,8652	0,1357	0,0659	-8%
BLOCK UHES	59,8507	0,1212	0,0533	-25%
BLOCK UTE	59,8269	0,0974	0,0493	-31%
QUEDA PROJETO BLOCK UTE/UHE	59,8077	0,0783	0,0389	-45%
HOMAX BLOCK UTE/UHE	59,7978	0,0683	0,0308	-57%

No caso simulado, a diferença passou de 0,14 Hz para 0,068 Hz entre a frequência mínima da simulação e do registro PMU, com uma redução do erro médio de 57%. Isso indica que ainda há outros fatores que podem estar influenciando a simulação, como eventos adicionais não registrados, possíveis erros de representação da rede ou de despacho das usinas no caso de tempo real, imprecisão dos modelos entre outros.

A Figura 5.26 apresenta com mais detalhe as oscilações observadas nos registros PMU e nas simulações. Percebe-se uma aderência nas respostas, o que indica uma representação adequada da rede elétrica no caso de tempo real.

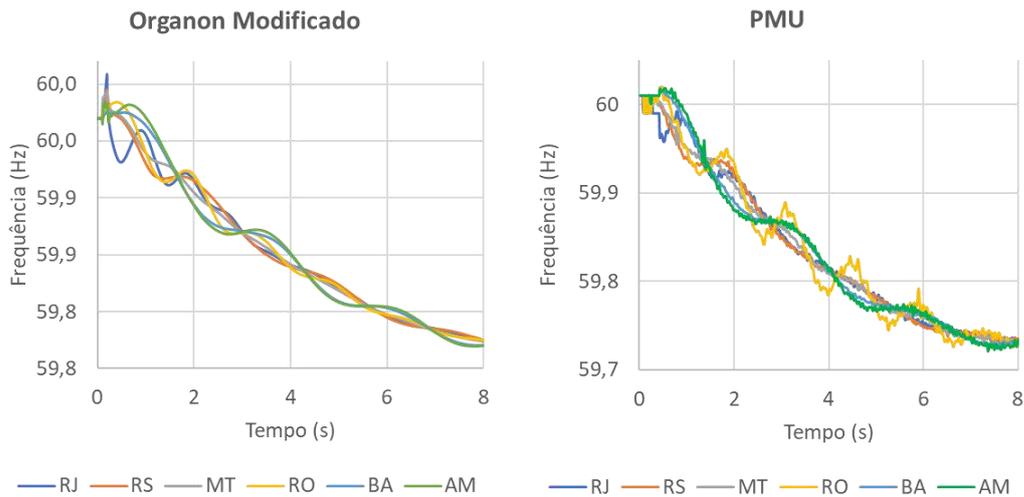


Figura 5.26 – Comparação das Oscilações Organon vs PMU no Dia 23/01/2019.

Foi realizada também uma avaliação dos modos de oscilação através do método *Prony* dos registros obtidos pelas PMUs com o caso do Organon [3] modificado “H0MAX BLOCK UTE/UHE”, com resultados apresentados na Figura 5.27 e Tabela 5.14.

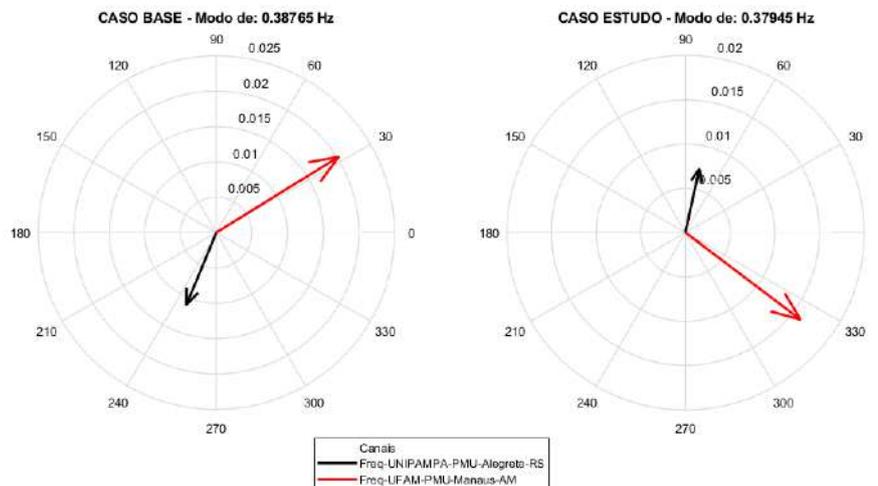


Figura 5.27 –Mode-Shapes para o registro PMU e para a simulação no Organon Modificado

Tabela 5.14 – Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony

-	Freq. (Hz)	Amortecimento (%)
Registro PMU	0,38765	11,88
Organon Modificado	0,37945	12,08
Diferença	2,16%	1,68%

Percebe-se que a comparação para o modo de oscilação em torno de 0,38 Hz, típico da interligação Norte-Sudeste [2], está coerente, indicando uma aderência da rede elétrica e dos modelos utilizados na simulação.

A Tabela 5.15 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.15 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 23/01/2019.

Data e Hora	MVA×H UTEs (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINCs (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
23/01/2019 11h32min	45.833	322.047	8.006	375.885

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -1.350}{2 \times 375.885} = -0,1077 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.28.

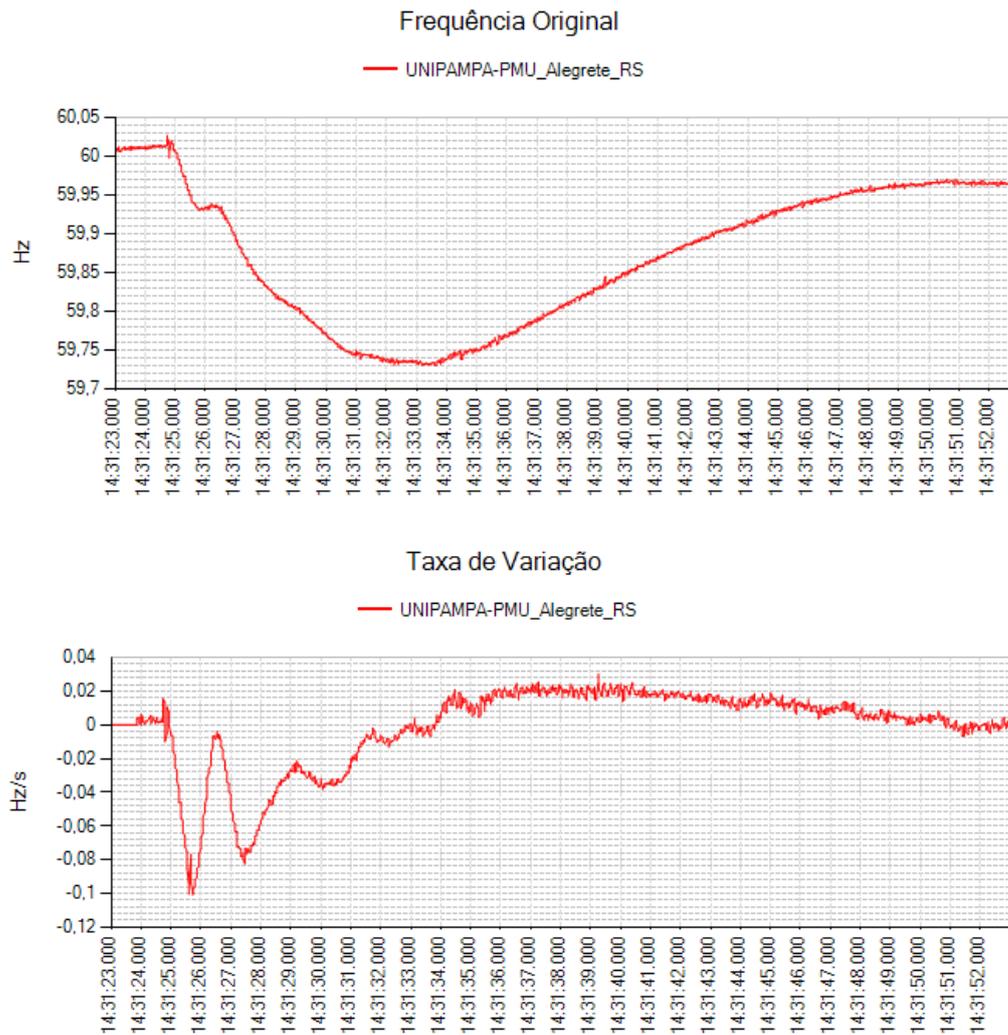


Figura 5.28 –Taxa de Variação de Frequência no Dia 23/01/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de $-0,1$ Hz/s, próximo ao obtido pelo cálculo do RoCoF.

5.3.1.3. Simulações Programa Anatem

O caso de tempo real foi adaptado para ser lido no programa ANAREDE. Com isso, foi possível simular o evento ocorrido no programa Anatem [12], utilizando a base de dados oficial do ONS. No entanto, foi necessário realizar adequações no caso, por exemplo em função do limite de linhas com extremidades abertas no ANAREDE. Adicionalmente, o caso possui diferenças topológicas signifi-

cativas em função do mapeamento de barras do REGER para o Organon [3], dificultando a utilização de dados de proteção, ERAC, entre outros da base de dados oficial. Adicionalmente, podem ocorrer incompatibilidades na modelagem dos elos após a conversão dos casos, sendo necessário adequar a representação de todos os elos para utilizar os modelos dinâmicos.

No entanto, como o principal objetivo é observar a frequência do sistema após a perda da UTN Angra 2, o desempenho dinâmico das máquinas síncronas e a modelagem de carga são os elementos mais significativos. Dessa forma, alguns modelos de equipamentos FACTS foram desconsiderados e os elos foram convertidos para injeções de potência. O número de máquinas e compensadores síncronos foi mantido igual ao do caso de tempo real. A Figura 5.29 apresenta o resultado da comparação entre o Anatem [12] e os registros.

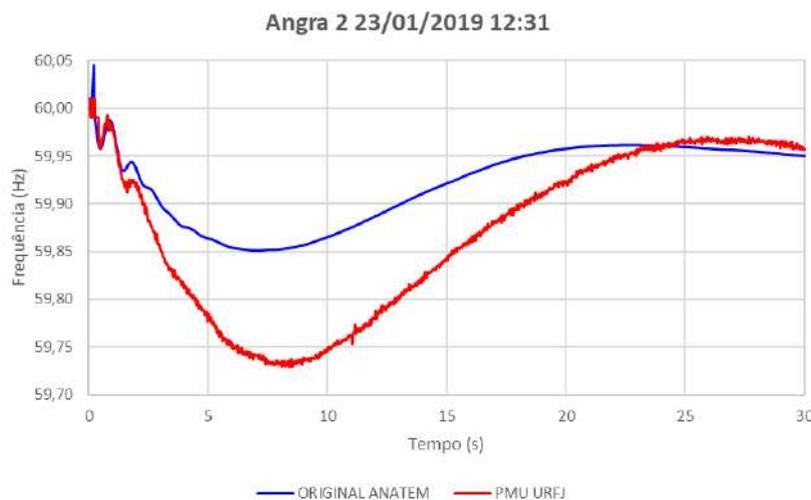


Figura 5.29 – Comparação PMU vs Anatem Evento do Dia 23/01/2019.

Percebe-se que, assim como no programa Organon [3], a simulação tem um desvio de frequência menor em relação ao registro PMU. No programa Anatem [12] foi realizada a alteração da altura de queda das usinas hidroelétricas alterando os parâmetros no arquivo de modelos “.cdu” manualmente. Muitos modelos de turbinas não-lineares utilizam o valor unitário como entrada da altura de queda inicial, sendo necessário incluir uma variável para considerar um parâmetro H_0 diferente. Foram inseridos os mesmos valores de altura H_{MAX} utilizados no Organon [3] e também foi realizada uma simulação bloqueando os reguladores de

velocidade das usinas térmicas, removendo estes reguladores do arquivo de associação “DMAQ.dat”. A Figura 5.30 e a Tabela 5.16 apresentam os resultados obtidos com essas alterações, individualmente e combinadas.

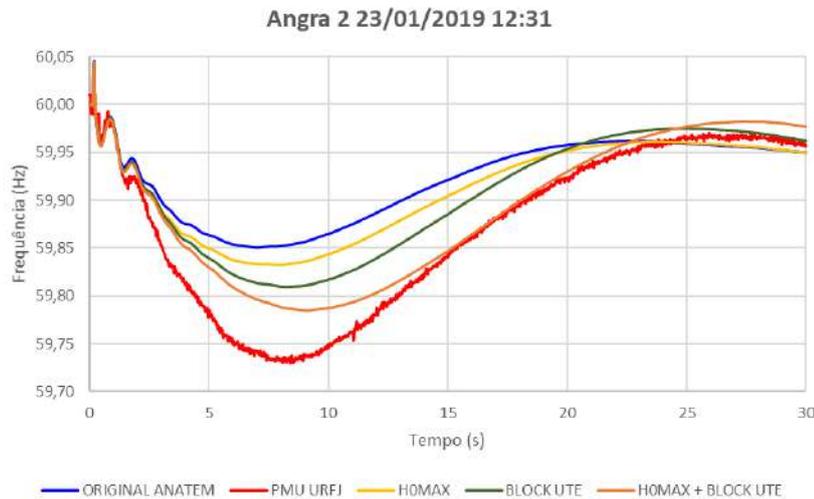


Figura 5.30 – PMU vs Anatem com Parâmetros Influentes Evento do Dia 23/01/2019.

Tabela 5.16 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 23/01/2019.

Curva	Fmín. (Hz)	$\Delta F_{mín}$ (Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,7294	-	-	-
ORIGINAL Anatem	59,851	0,1216	0,0544	-
HOMAX	59,833	0,1036	0,444	-18%
BLOCK UTE	59,810	0,0806	0,0362	-33%
HOMAX + BLOCK UTE	59,787	0,0576	0,0207	-62%

Os resultados obtidos com a aplicação das alterações melhorou a resposta da frequência, sendo a redução do erro semelhante à obtida no programa Organon [3]. A Figura 5.31 apresenta uma comparação das simulações nos programas Organon [3] e Anatem [12]. As respostas foram semelhantes, principalmente com relação à frequência mínima. Porém, existem diferenças na recuperação da frequência, que podem ter ocorrido em função das simplificações e modelos não utilizados na simulação do Anatem [12]. No entanto, estas simulações mostraram que é possível aplicar as alterações propostas em diferentes ferramentas e melhorar a aderência aos registros, possibilitando a aplicação nos estudos de planejamento da operação.

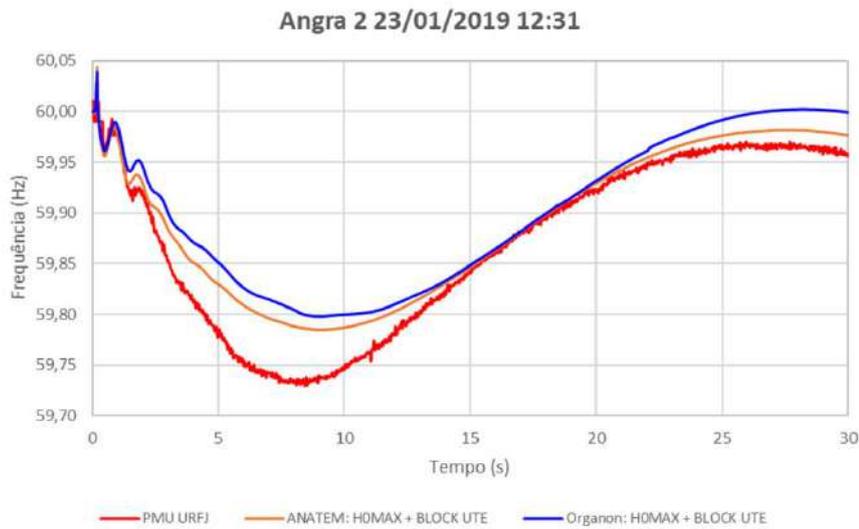


Figura 5.31 – PMU vs Anatem/Organon com Parâmetros Influentes 23/01/2019.

5.3.2.

31/01/2019: Perda de Geração Eólica

5.3.2.1.

Descrição do Evento

No dia 31/01/2019, quinta-feira, às 07h40min, a frequência do SIN variou até 59,67 Hz em função da rejeição de aproximadamente 1.300 MW de geração eólica conectada na subestação Morro do Chapéu, na Bahia, após a ocorrência de um curto-circuito no setor de 230 kV dessa subestação, conforme o registro PMU da Figura 5.32. O curto-circuito levou à abertura dos dois transformadores 500/230 kV e à abertura automática das linhas LT 230 kV Irecê – Ouarolândia II e LT 230 kV Irecê – Gentio do Ouro, resultando na interrupção da geração dos conjuntos eólicos Morro do Chapéu Sul, Ventos da Bahia 2, Serra Azul e conjunto eólico Serra da Babilônia, totalizando 1.300 MW.

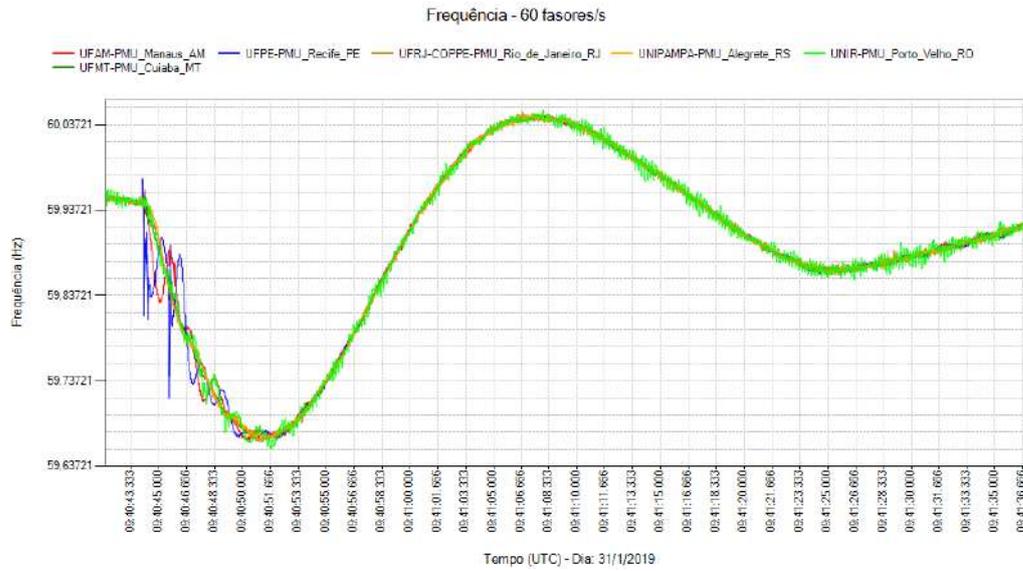


Figura 5.32 – Registro PMU do Evento no Dia 31/01/2019.

Através dos registros do PI Datalink do ONS, observa-se a rejeição de 1.311 MW na geração eólica total do SIN, conforme a Figura 5.33.

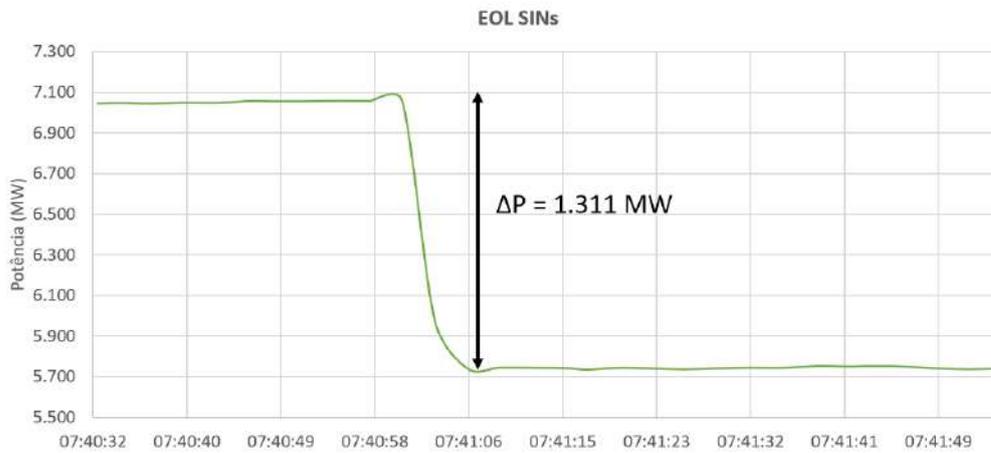


Figura 5.33 – Resposta das Eólicas no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

As usinas hidráulicas responderam com 1.028 MW 1 minuto após o evento, conforme a Figura 5.34 a seguir.

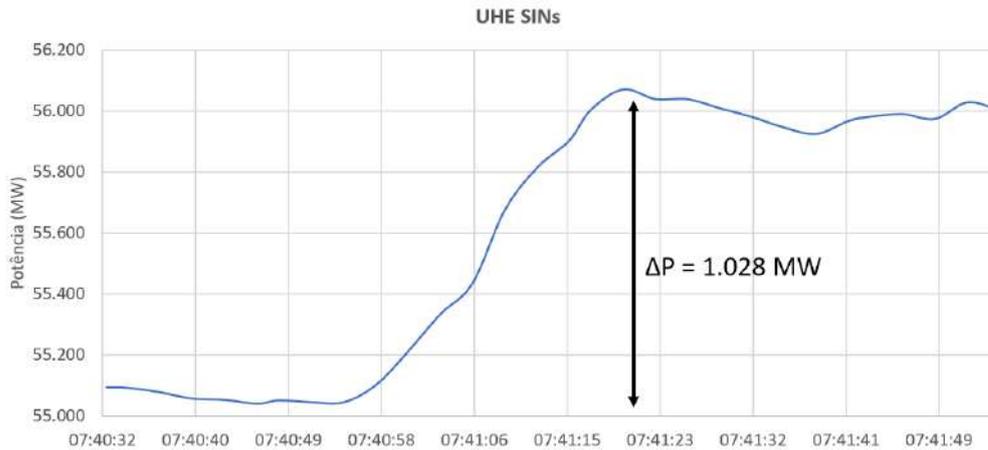


Figura 5.34 – Resposta das UHEs no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

As usinas térmicas responderam com 20 MW logo após o evento, porém em seguida houve uma redução de 47 MW, seguido por mais uma elevação de 39 MW, conforme a Figura 5.35.

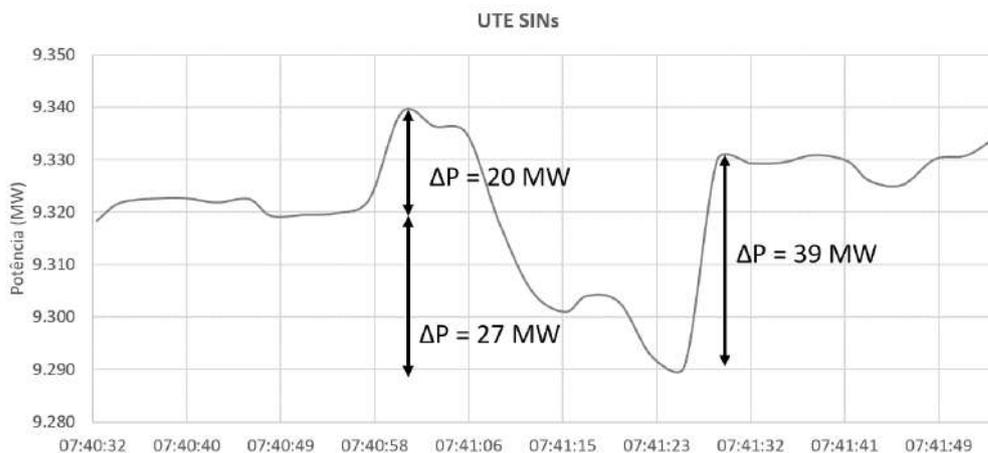


Figura 5.35 – Resposta das UTEs no Dia 31/01/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.2.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 07h40min do dia 31/01/2019. A Figura 5.36 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 31/01/2019, às 07h40min, e do

registro do REGER no mesmo horário. Os valores de geração das principais usinas, a potência dos bipolos e os intercâmbios entre as regiões estão bem similares no caso de tempo real e no registro, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

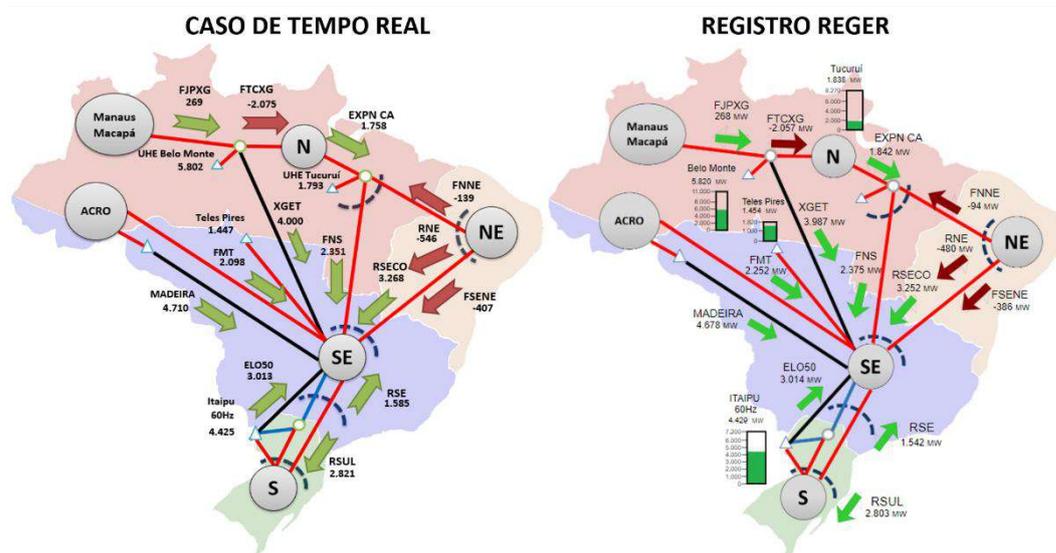


Figura 5.36 – Comparação dos Fluxos 31/01/2019 Caso de Tempo Real e REGER 07h40min.

A Tabela 5.17 apresenta a carga SIN e as gerações hidráulica, térmica, eólica e solar.

Tabela 5.17 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 31/01/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	55.013 MW	76%
Geração Térmica	9.326 MW	13%
Geração Eólica	7.065 MW	10%
Geração Solar	353 MW	0,5%
Intercâmbio Internacional	289 MW	0,5%
Carga SIN	72.047 MW	-

A comparação entre o registro PMU e a simulação do caso de tempo real obtido às 07h40min do dia 31/01/2019 pelo Organon [3] pode ser observada na Figura 5.37.



Figura 5.37 – PMU vs Organon Evento do Dia 31/01/2019.

Observa-se que a simulação do caso de tempo real apresentou um desvio de frequência menor do que os registros PMU. Foram realizadas alterações nos parâmetros utilizados para a simulação do caso de tempo real, como a altura de queda das usinas hidráulicas considerando a queda de projeto maximizada e o bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas. Adicionalmente, foi realizada a combinação desses fatores, com os resultados apresentados na Figura 5.38.

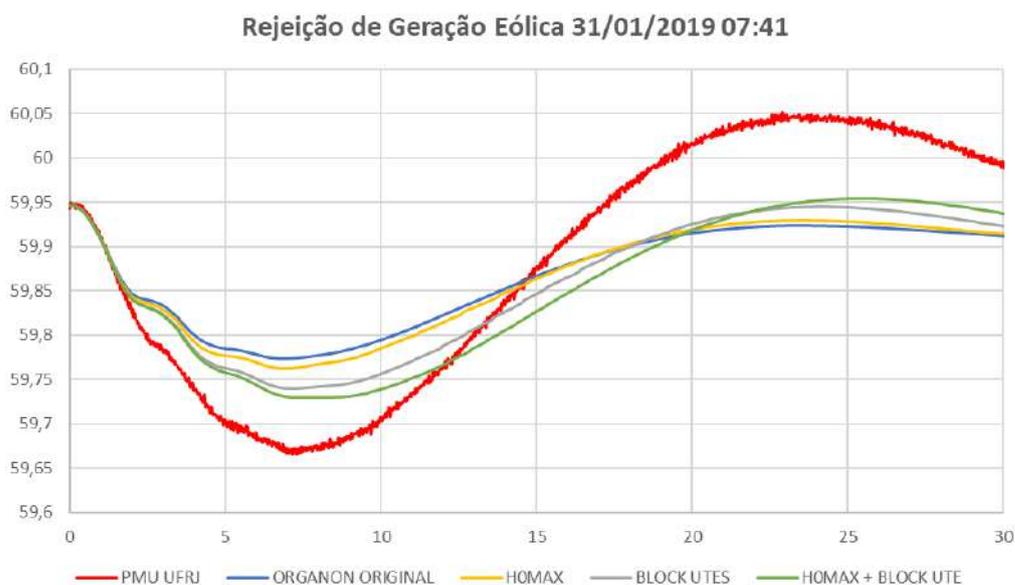


Figura 5.38 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 31/01/2019.

Observa-se que há uma diferença na recuperação da frequência e no valor mínimo, porém as alterações promoveram uma aproximação da resposta ao registro PMU, reduzindo a diferença da frequência mínima de 0,1078 Hz para 0,064 Hz e o erro médio em 24%, conforme a Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 31/01/2019.

Alteração	F.mín. (Hz)	Δ F.mín.(Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,6654	-	-	-
ORIGINAL	59,7732	0,1078	0,0761	-
H0MAX	59,7391	0,0737	0,0711	-7%
BLOCK UTE	59,7619	0,0964	0,0602	-21%
H0MAX + BLOCK UTE	59,7294	0,0640	0,0579	-24%

A Figura 5.39 apresenta as oscilações observadas nos registros PMU e nas simulações. Percebe-se uma variação considerável na frequência da Bahia, visto que o evento ocorreu na rede elétrica deste estado, o que afetou a aquisição de dados pela PMU. Os registros apresentam ruídos que dificultam a análise precisa do evento ocorrido, porém é possível perceber uma aderência às respostas obtidas.

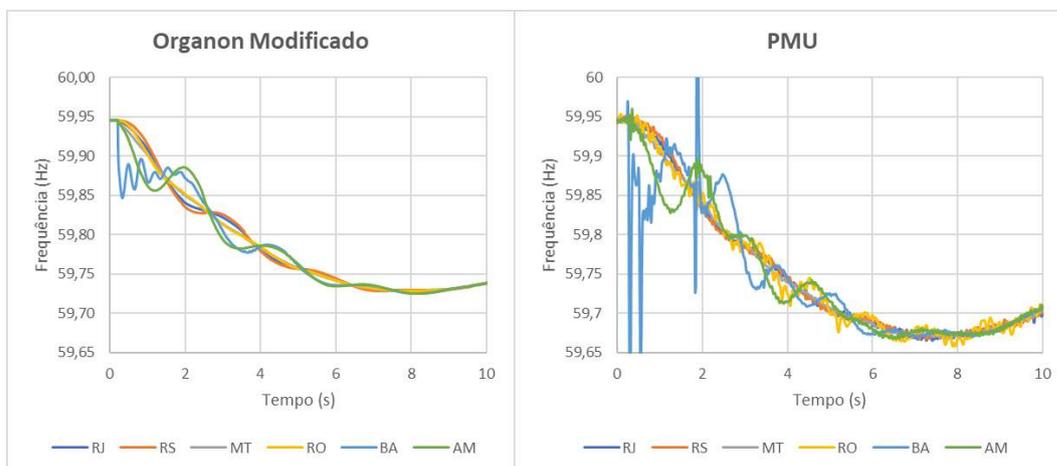


Figura 5.39 – Comparação das Oscilações Organon vs PMU no Dia 31/01/2019.

A Tabela 5.19 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.19 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 31/01/2019.

Data e Hora	MVA×H UTES (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINCs (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
31/01/2019 07:42	58.448	283.924	7.388	349.760

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -1.300}{2 \times 349.760} = -0,112\text{Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.40.

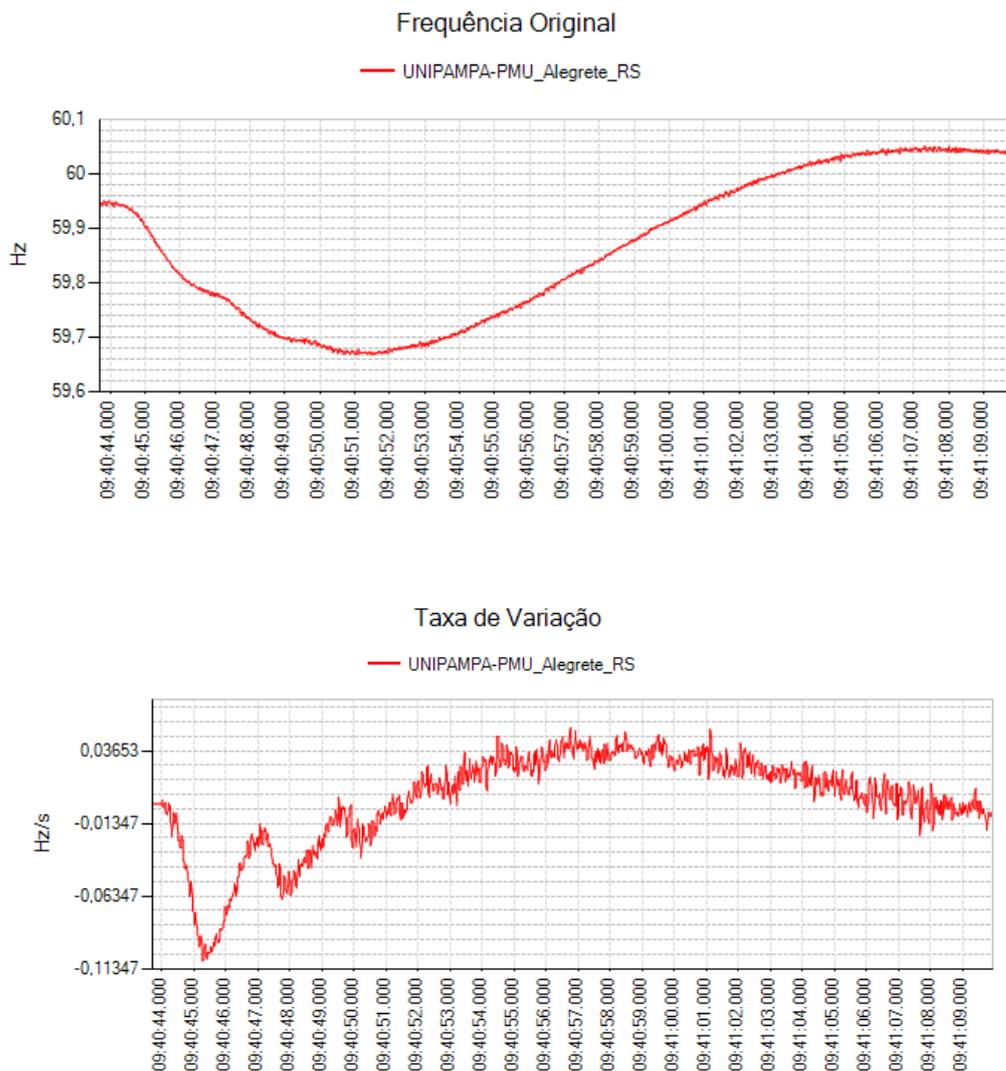


Figura 5.40 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 31/01/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de $-0,113$ Hz/s, próximo ao obtido pelo cálculo do RoCoF.

5.3.3. 03/02/2019: Perda do Bipolo Xingu – Estreito

5.3.3.1. Descrição do Evento

No dia 03/02/2019, domingo, às 05h21min, ocorreu o desligamento do polo 2 do Bipolo Xingu – Estreito pela atuação do sistema de proteção contra incêndio na SE Xingu devido a um *flashover* ocorrido em um dos sistemas de monitoramento de disparo de tiristor. O polo 1 manteve a transmissão em modo retorno por terra e através de uma ação de *run-up* assumiu parte da potência do polo 2. Às 05h25min ocorreu o desligamento automático das conversoras da SE Estreito e da SE Xingu do polo 1 pela atuação da proteção de sobretemperatura do enrolamento de um dos transformadores, devido a um problema no sensor de medição de temperatura. Nessa ocasião, o esquema de proteção realizou o corte de 5 unidades geradoras das 11 em operação da UHE Belo Monte, totalizando aproximadamente 3.000 MW de rejeição de potência, conforme registro PMU da Figura 5.41.

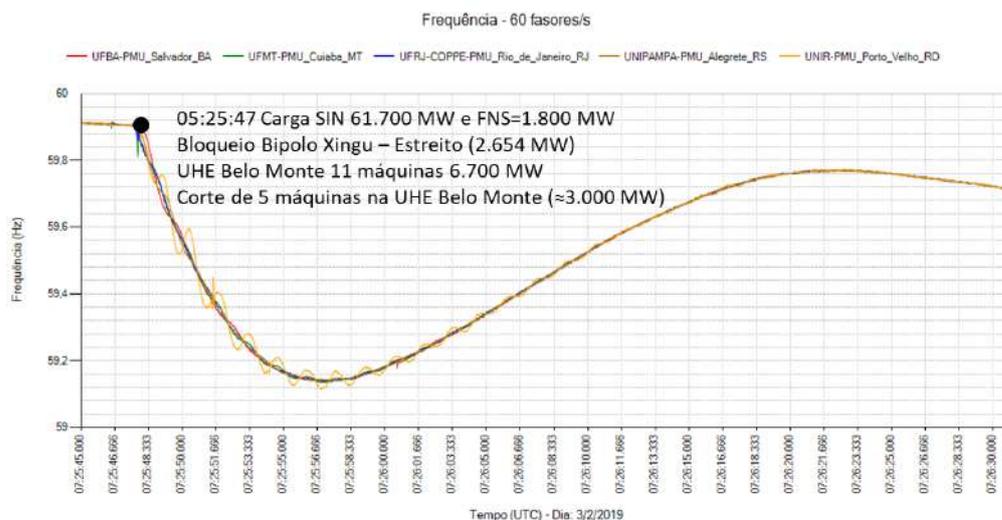


Figura 5.41 – Registro PMU do Evento no Dia 03/02/2019.

Através dos registros do PI Datalink do ONS, observa-se a rejeição de aproximadamente 3.000 MW de geração do SIN, conforme a Figura 5.42.

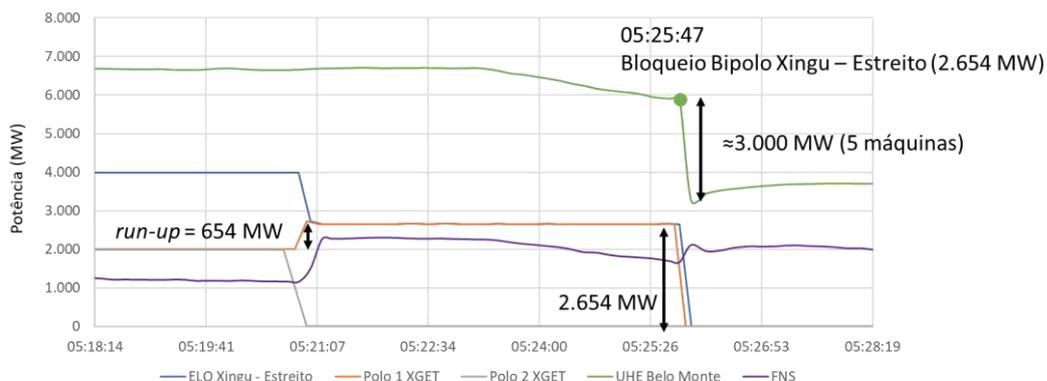


Figura 5.42 – Resposta do ELO CC do Madeira no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

As usinas hidráulicas responderam com aproximadamente 2.076 MW 1 minuto após o evento, conforme a Figura 5.43.

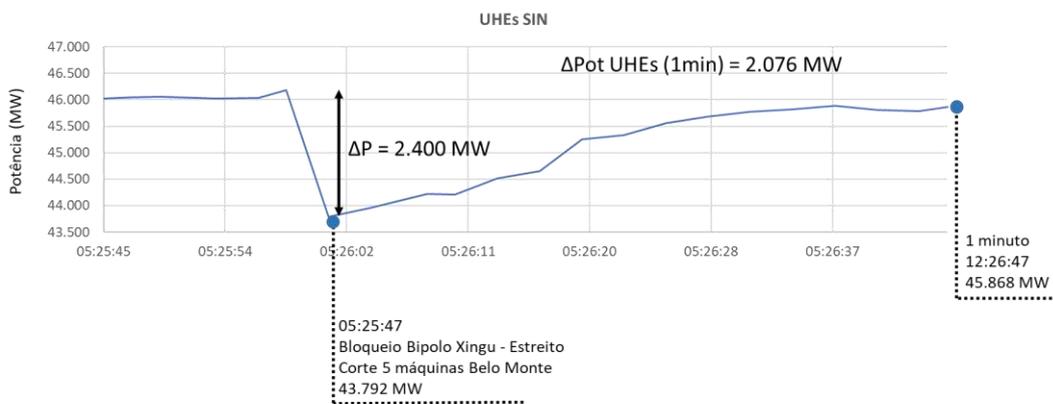


Figura 5.43 – Resposta das UHEs no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

Já as usinas térmicas responderam com aproximadamente 101 MW após o evento, porém com uma redução em seguida de 162 MW, conforme a Figura 5.44.

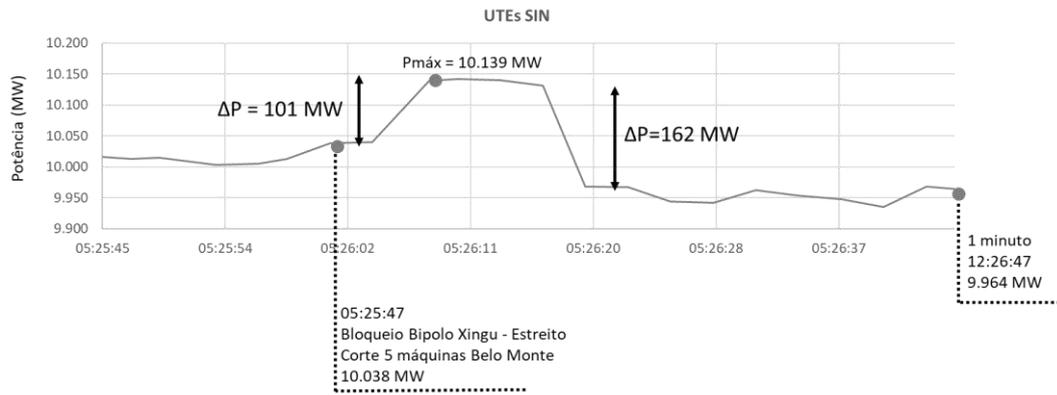


Figura 5.44 – Resposta das UTEs no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

As usinas eólicas também responderam ao evento, apresentando um aumento de 37 MW e uma redução na sequência de 70 MW, conforme a Figura 5.45.

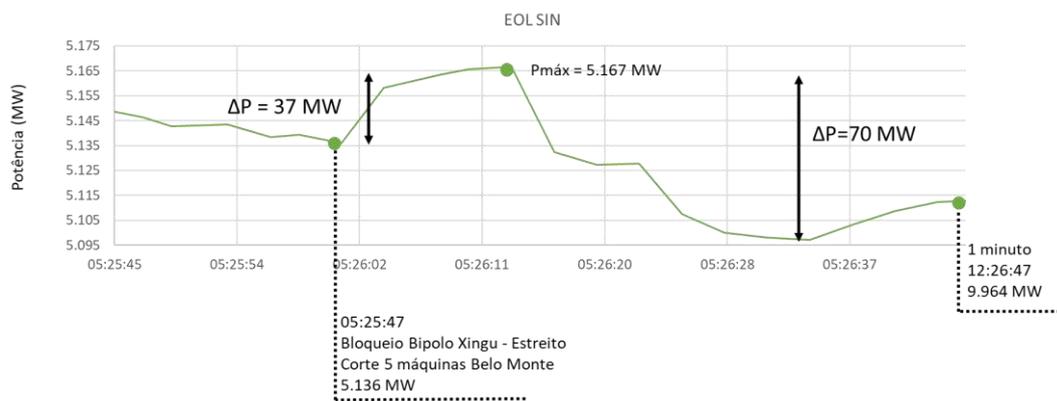


Figura 5.45 – Resposta das Eólicas no Dia 03/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.3.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 05h25min do dia 03/02/2019. A Figura 5.46 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 03/02/2019, às 05h25min, e do registro do REGER no mesmo horário. Percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões,

indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

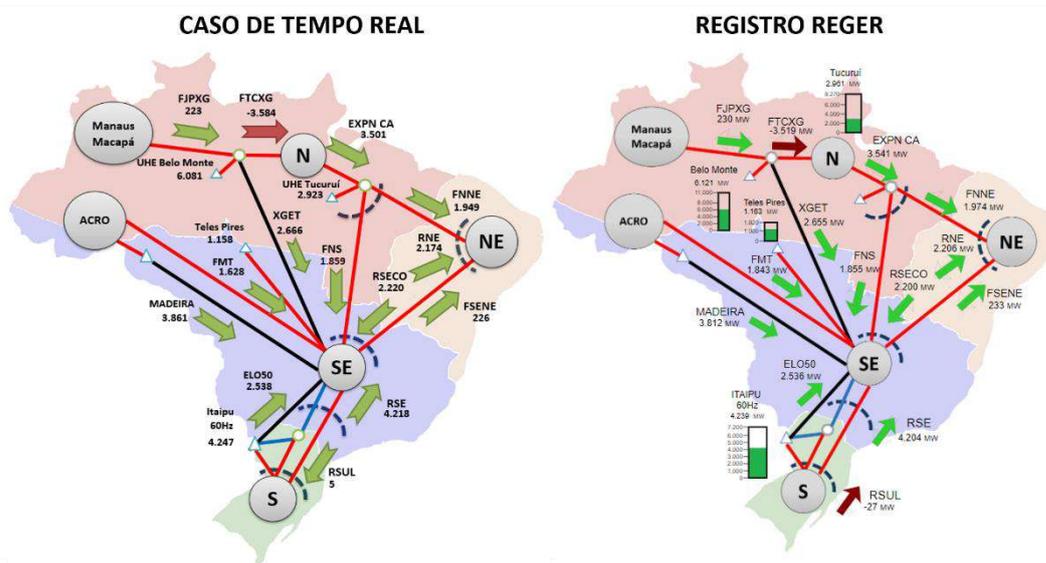


Figura 5.46 – Comparação dos Fluxos 03/02/2019 Caso de Tempo Real e RGER 05h25min.

A Tabela 5.20 apresenta a carga SIN e as gerações hidráulica, térmica, eólica e solar.

Tabela 5.20 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 03/02/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	46.242 MW	75%
Geração Térmica	10.009 MW	16%
Geração Eólica	5.146 MW	8%
Geração Solar	0 MW	0%
Intercâmbio Internacional	357 MW	1%
Carga SIN	61.751 MW	-

A comparação entre a simulação do caso de tempo real com o registro PMU pode ser observado na Figura 5.47. A simulação apresenta uma frequência mínima de 59,3195 Hz, enquanto o registro PMU mostra 59,1363 Hz, uma diferença de 0,1832 Hz, sendo a simulação menos severa.

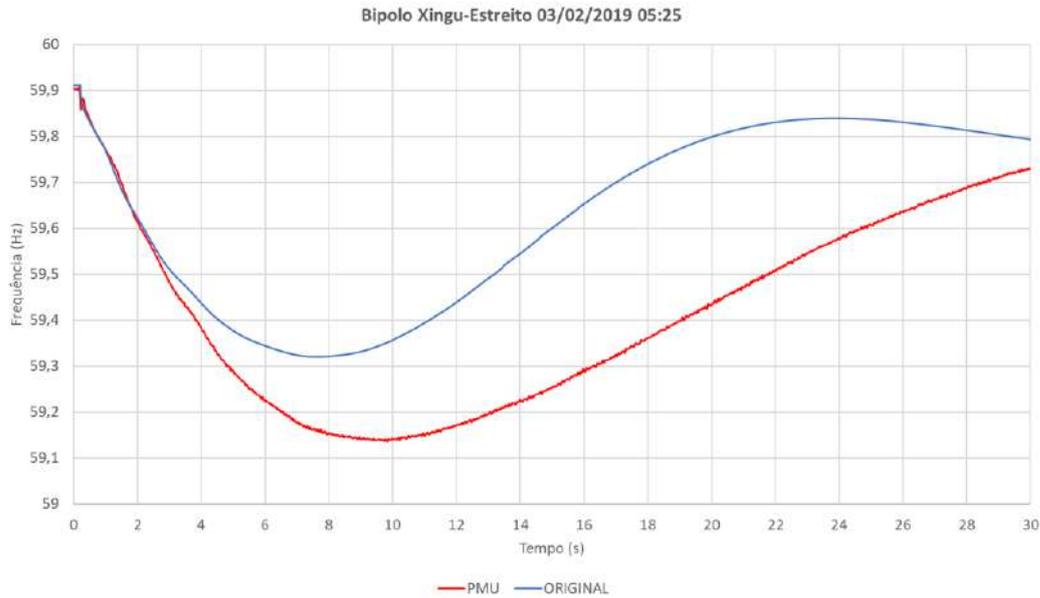


Figura 5.47 – PMU vs Organon Evento do Dia 03/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).

Para reduzir a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 5.48 e Tabela 5.21

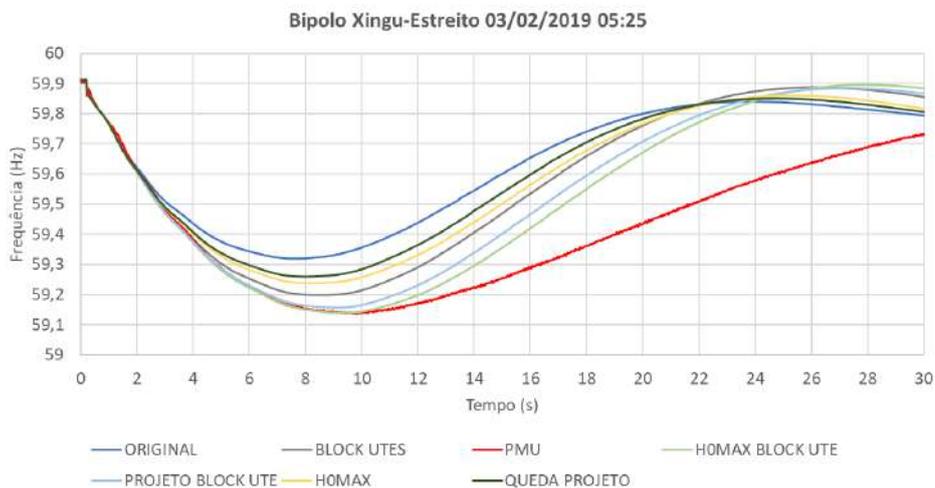


Figura 5.48 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 03/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).

Tabela 5.21 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 03/02/2019.

Alteração	F.mín. (Hz)	Δ F.mín.(Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,1363	-	-	-
ORIGINAL	59,3195	0,1832	0,2132	-
QUEDA DE PROJETO	59,2597	0,1234	0,1855	-13%
QUEDA H0MAX	59,2386	0,1023	0,1734	-19%
BLOCK UTEs	59,1988	0,0625	0,1638	-23%
QUEDA DE PROJETO + BLOCK UTEs	59,1570	0,0207	0,1319	-38%
QUEDA H0MAX + BLOCK UTEs	59,1397	0,0034	0,1162	-45%

Percebe-se uma aderência no valor de frequência mínima entre a simulação com altura de queda com H0MAX e bloqueio das térmicas, o que poderia garantir por exemplo a detecção preventiva de uma atuação de ERAC. A utilização das alterações consideradas levou a uma redução de até 45% do erro médio no desvio de frequência, passando de 0,1832 Hz para 0,0034 Hz de diferença entre as frequências mínimas.

Nota-se que a recuperação da frequência apresenta uma diferença significativa, que pode ter ocorrido por diversos motivos, como a resposta real das usinas hidráulicas mais lenta ou limitada em relação aos modelos utilizados, representação inadequada da variação da carga com a frequência, eventos consecutivos não considerados, entre outros.

Nesse caso, foi investigada a influência da alteração do parâmetro de variação da carga com a frequência, representado em geral nos reguladores de velocidade das usinas hidráulicas. Conforme a Figura 5.49, com o fator D definido como 0,5 (curva amarela) ou com o fator definido como nulo (curva preta) percebe-se uma redução considerável na frequência mínima obtida, já que a carga não será amortecida com a frequência.

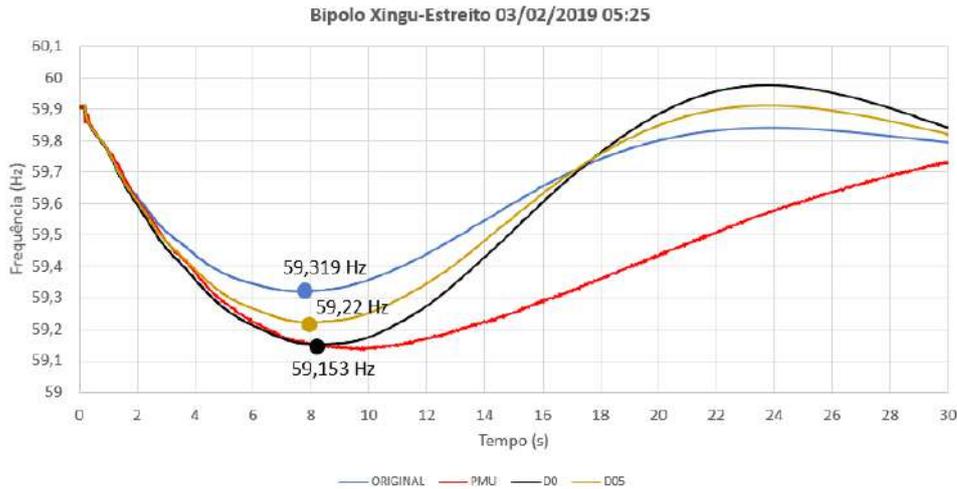


Figura 5.49 – PMU vs Organon Parâmetro de Amortecimento da Carga com a Frequência (D) (SE 500 kV Grajaú).

No entanto, a recuperação da frequência se torna ainda mais discrepante do registro. O amortecimento da carga é um fator que deve ser investigado, porém depende de uma avaliação profunda do comportamento das cargas em conjunto com os agentes de distribuição.

A Figura 5.50 apresenta os modos de oscilação observados nos registros PMU e nas simulações. Percebe-se que a frequência de Rondônia variou consideravelmente mais nos registros, indicando possivelmente uma reposta imprecisa dos modelos dos sistemas de excitação das máquinas desta área. As outras frequências apresentaram uma aderência nas respostas.

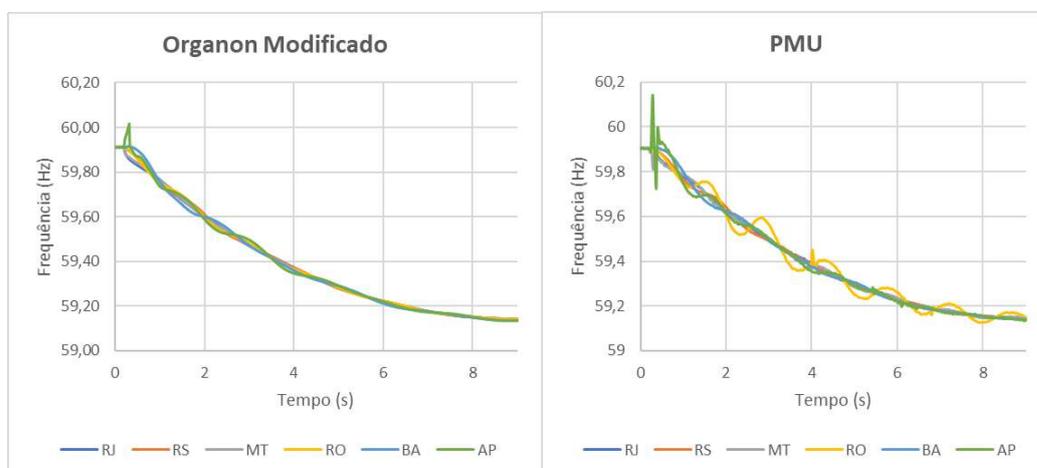


Figura 5.50 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 03/02/2019.

A Tabela 5.22 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.22 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 03/02/2019.

Data e Hora	MVA×H UTES (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINC _s (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
03/02/2019 05:27	58.112	260.704	8.911	327.727

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -3.000}{2 \times 327.727} = -0,2746 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.51.

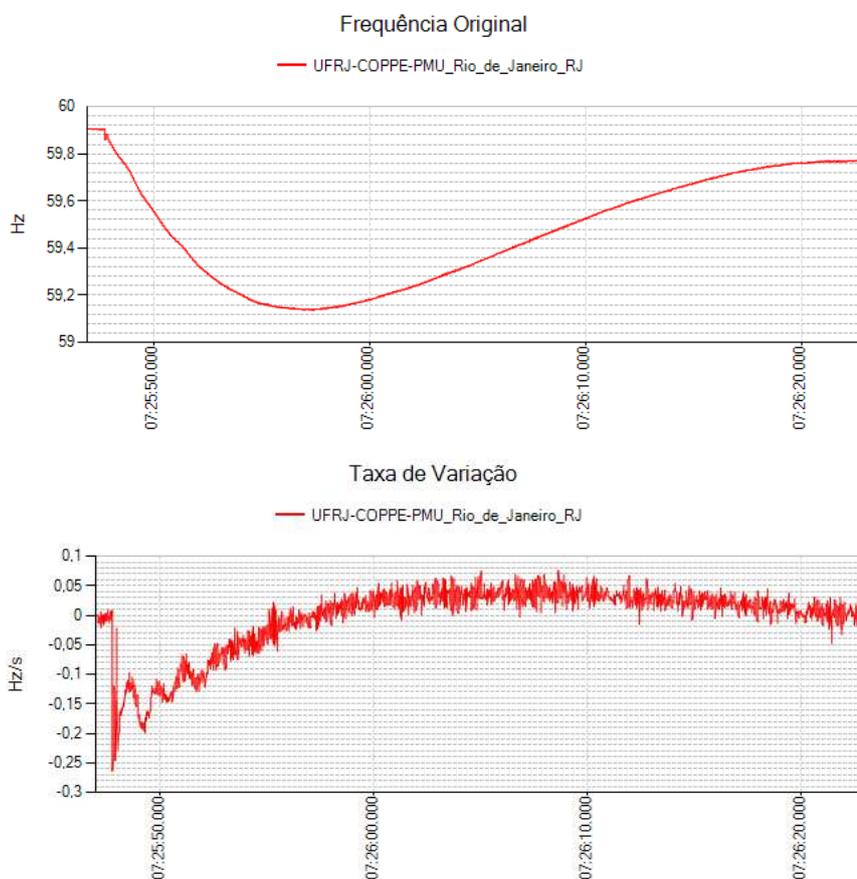


Figura 5.51 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 03/02/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de $-0,25$ Hz/s, próximo ao obtido pelo cálculo do RoCoF.

5.3.4. 19/02/2019: Perda Polo 4 Madeira

5.3.4.1. Descrição do Evento

No dia 19/02/2019, terça-feira, às 15h24min, ocorreu um desvio de frequência para 59,72 HZ devido ao desligamento do polo 4 do Elo CC do Madeira que transmitia aproximadamente 1.555 MW. A perturbação consistiu no bloqueio automático do polo 4 devido a um curto-circuito na linha CC 600 kV do polo 4 provocado por uma descarga atmosférica, que foi eliminado pela operação da proteção de linha do respectivo polo. Os polos 1 e 3 assumiram aproximadamente 700 MW através de uma ação de *run-up*, resultando em uma rejeição de 850 MW. O comportamento da frequência pode ser observado na Figura 5.52 e a variação da potência transmitida pelos Elos CC, encontra-se na Figura 5.53.

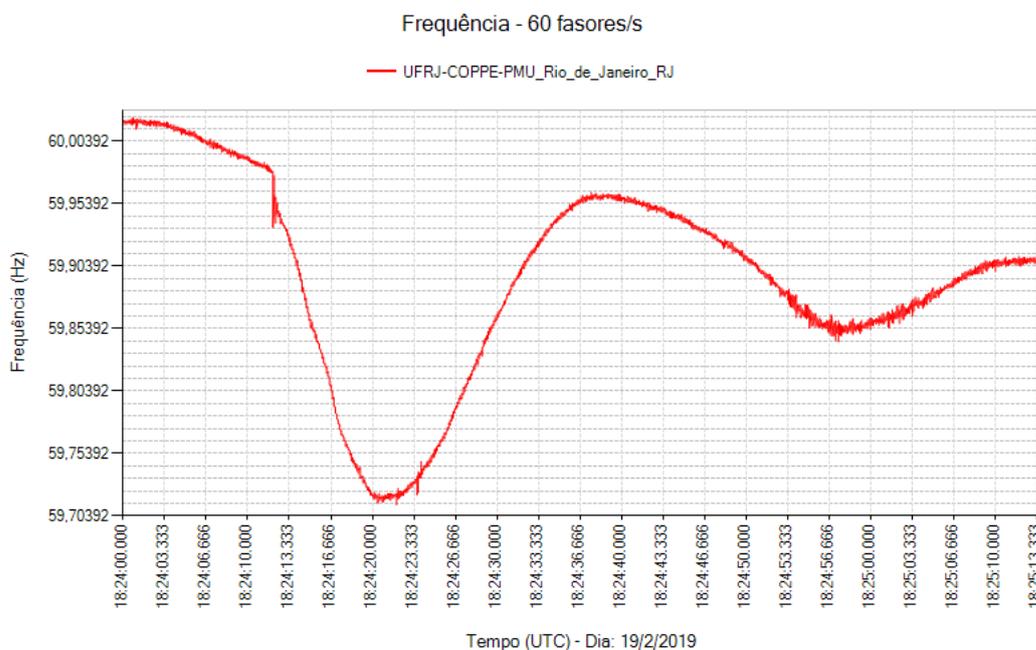


Figura 5.52 – Registro PMU do Evento no Dia 19/02/2019.

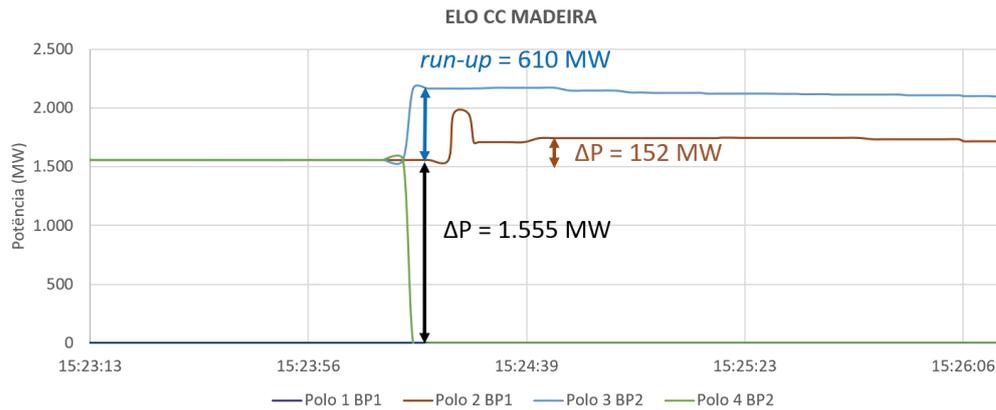


Figura 5.53 – Resposta do ELO CC Madeira no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

Pelos registros do PI ocorreu uma redução de 632 MW das usinas hidráulicas referente ao corte das usinas do Madeira. As usinas hidráulicas do SIN responderam com 773 MW após o evento, conforme a Figura 5.54.

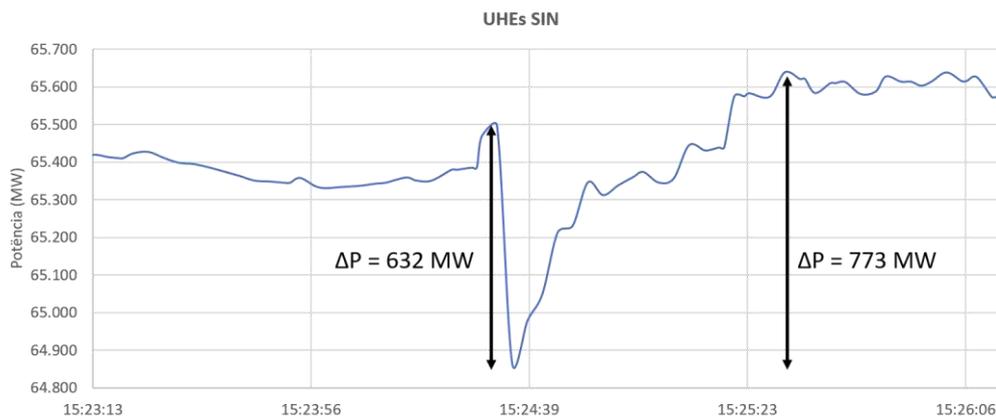


Figura 5.54 – Resposta das UHEs no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

As usinas térmicas responderam inicialmente com uma elevação de 42 MW. No entanto, logo em seguida ocorreu uma redução do mesmo valor, seguido de uma redução adicional de 70 MW, conforme a Figura 5.55.

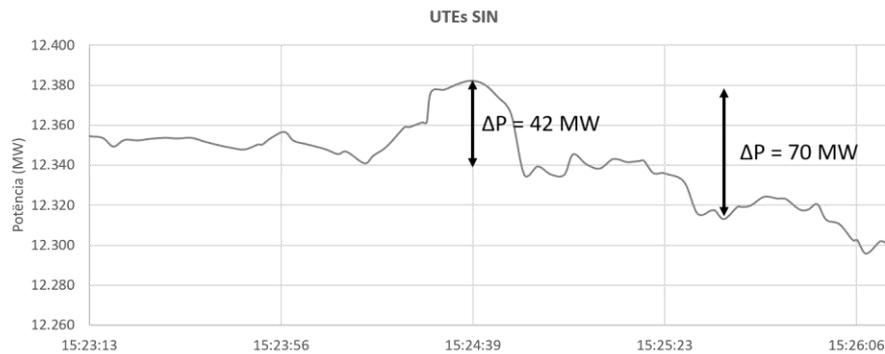


Figura 5.55 – Resposta das UTEs no Dia 19/02/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.4.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 15h05min, que mais se aproximava do horário do evento real ocorrido às 15h24min, do dia 19/02/2019. A Figura 5.56 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 19/02/2019, às 15h05min, e do registro do REGER, às 15h24min. Apesar da diferença de 19 minutos, percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

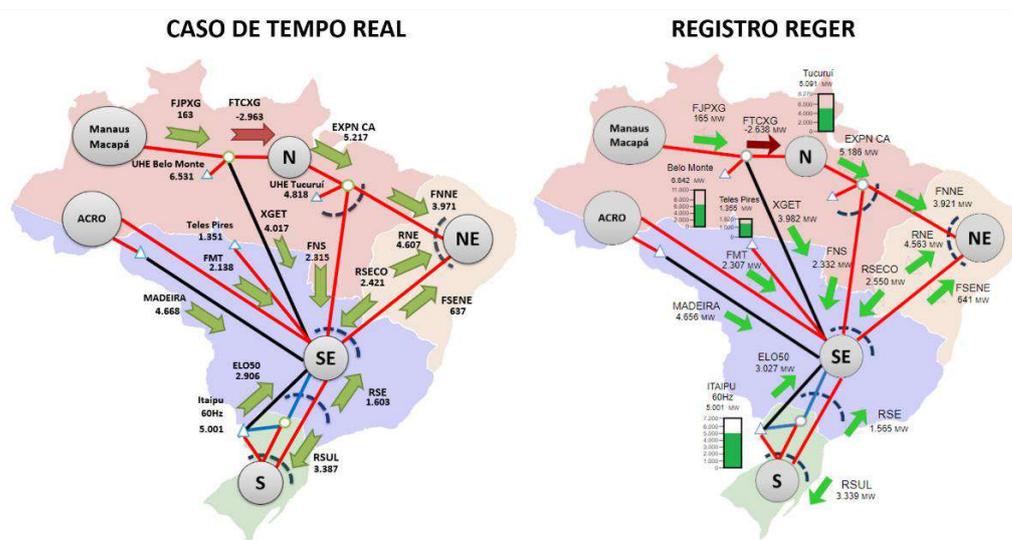


Figura 5.56 – Comparação dos Fluxos 19/02/2019 Caso de Tempo Real 15h05min e REGER 15h24min.

A Tabela 5.23 apresenta a carga SIN e as gerações hidráulica, térmica, eólica e solar.

Tabela 5.23 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 19/02/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	65.331 MW	81%
Geração Térmica	12.352 MW	15%
Geração Eólica	2.006 MW	2,5%
Geração Solar	1.134 MW	1,4%
Intercâmbio Internacional	71 MW	0,1%
Carga SIN	80.893 MW	-

A comparação entre a simulação do caso de tempo real do dia 19/02/2019 obtido, às 15h05min, que mais se aproximava do horário do evento real ocorrido às 15h24min, com o registro PMU pode ser observado na Figura 5.57.

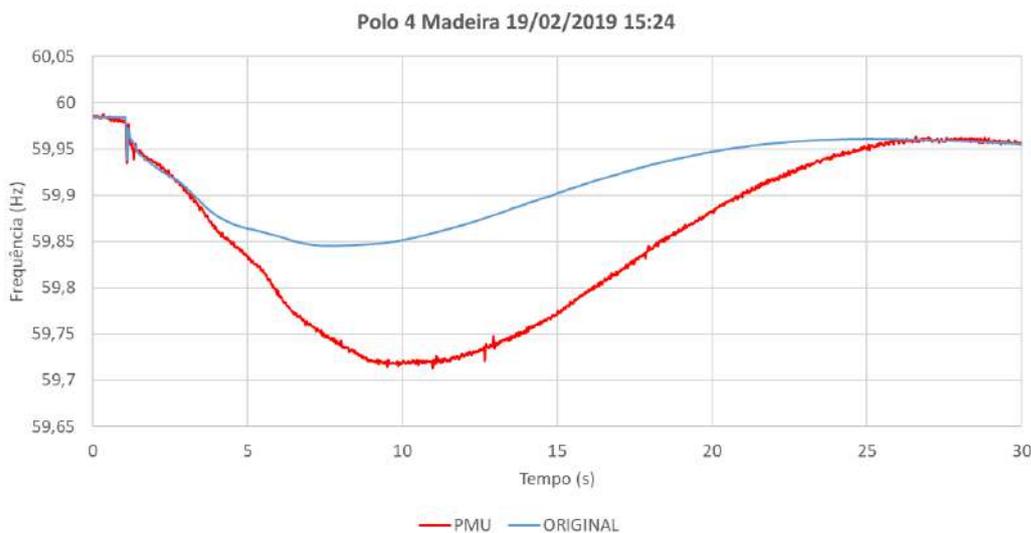


Figura 5.57 – PMU vs Organon Evento do Dia 19/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).

O evento simulado pode ser observado na Figura 5.58.



Figura 5.58 – Resposta do ELO CC do Madeira no Organon no Dia 19/02/2019.

Para reduzir a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 5.59 e Tabela 5.24.

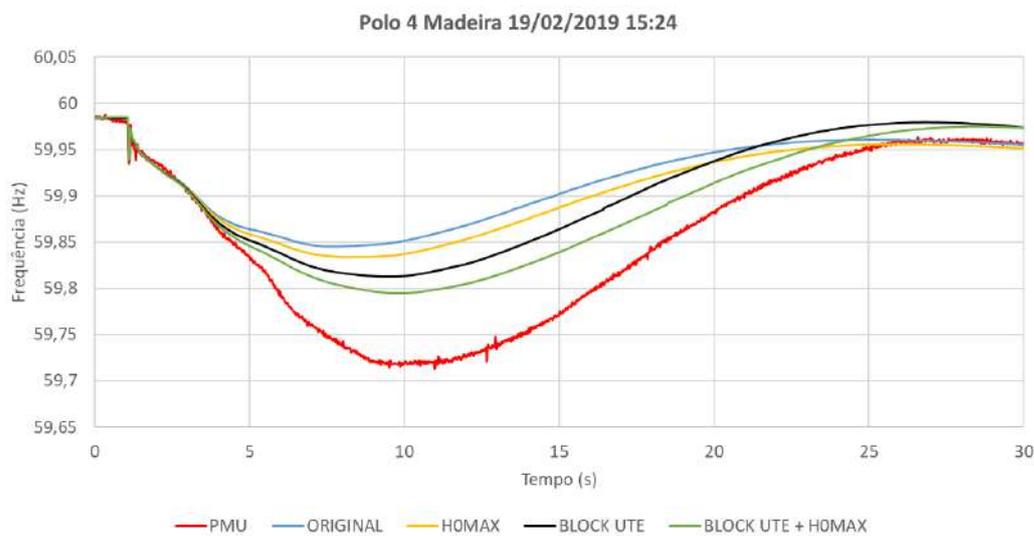


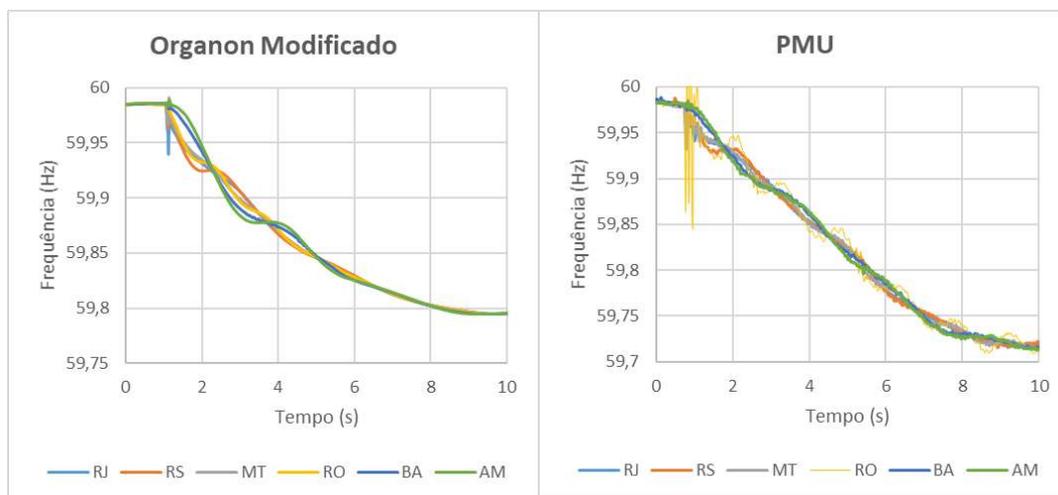
Figura 5.59 – PMU vs Organon com Parâmetros Influente Evento do Dia 19/02/2019 (SE 500 kV Grajaú).

Tabela 5.24 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 19/02/2019

Alteração	F.mín. (Hz)	$\Delta F.mín.(Hz)$	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,7126	-	-	-
ORIGINAL	59,8455	0,1328	0,0623	-
H0MAX	59,8338	0,1212	0,0546	-12%
BLOCK UTEs	59,8124	0,0998	0,0503	-19%
H0MAX + BLOCK UTEs	59,7947	0,0821	0,0361	-42%

A alteração do parâmetro promoveu uma aproximação da resposta ao registro PMU, reduzindo a diferença da frequência mínima de 0,1328 Hz para 0,0821 Hz e reduzindo o erro médio em 42%.

A Figura 5.60 apresenta os modos de oscilação observados nos registros PMU e nas simulações. Percebem-se variações consideráveis nos registros de frequência PMU em Rondônia, visto que o evento ocorreu no elo CC do Madeira, que pode influenciar o Back-to-Back e a UHE Santo Antônio Adicional, conectados à rede 230 kV deste estado. Observa-se uma aderência na resposta dos outros estados.

**Figura 5.60 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 19/02/2019**

A Tabela 5.25 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.25 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 19/02/2019.

Data e Hora	MVA×H UTES (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINCs (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
19/02/2019 15:25	64.728	313.218	8.911	386.857

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -850}{2 \times 386.857} = -0,0659 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.61.

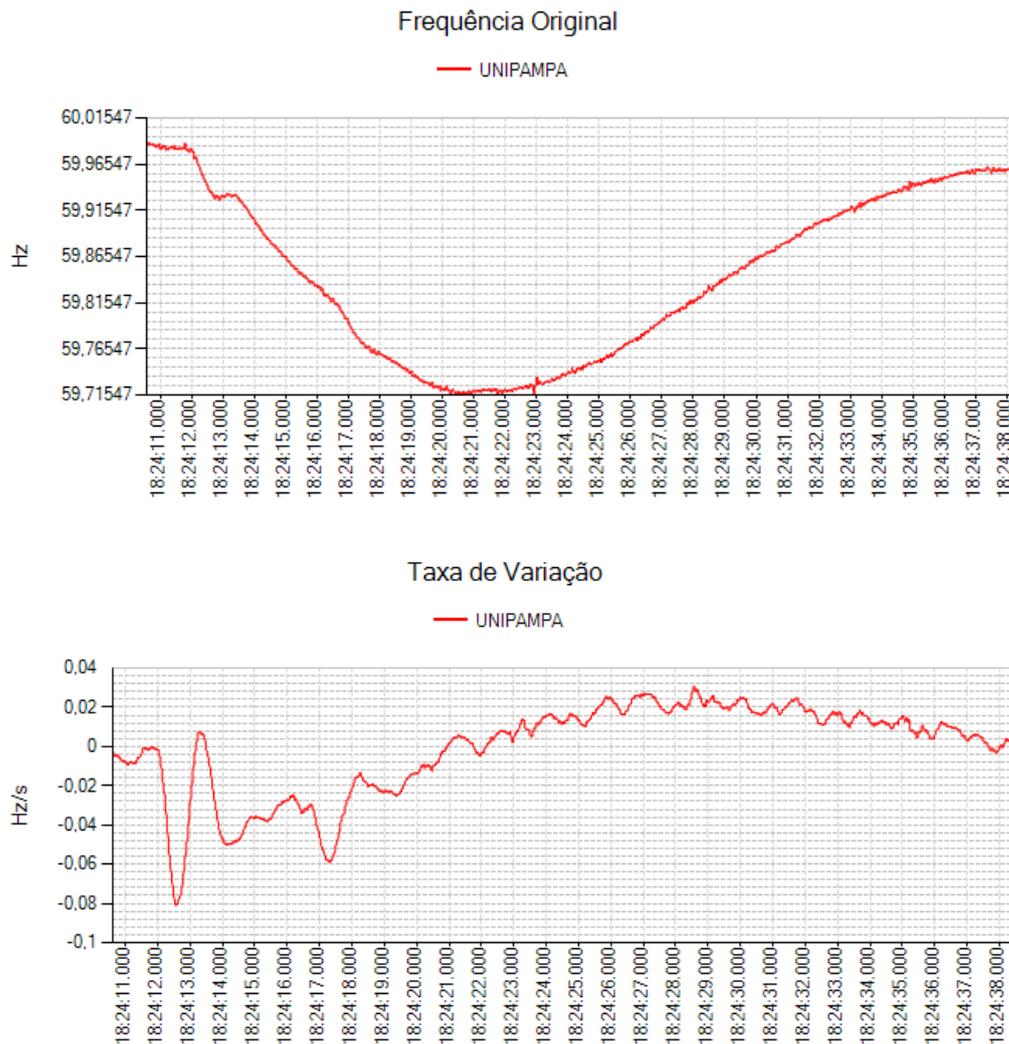


Figura 5.61 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 19/02/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de $-0,08$ Hz/s, próximo ao obtido pelo cálculo do RoCoF.

5.3.5. 27/03/2019: Perda UG UHE Belo Monte

5.3.5.1. Descrição do Evento

No dia 27/03/2019, quarta-feira, às 10h56min ocorreu o desligamento automático da UG 11 da UHE Belo Monte, com rejeição de 500 MW, conforme o registro PMU na Figura 5.62.

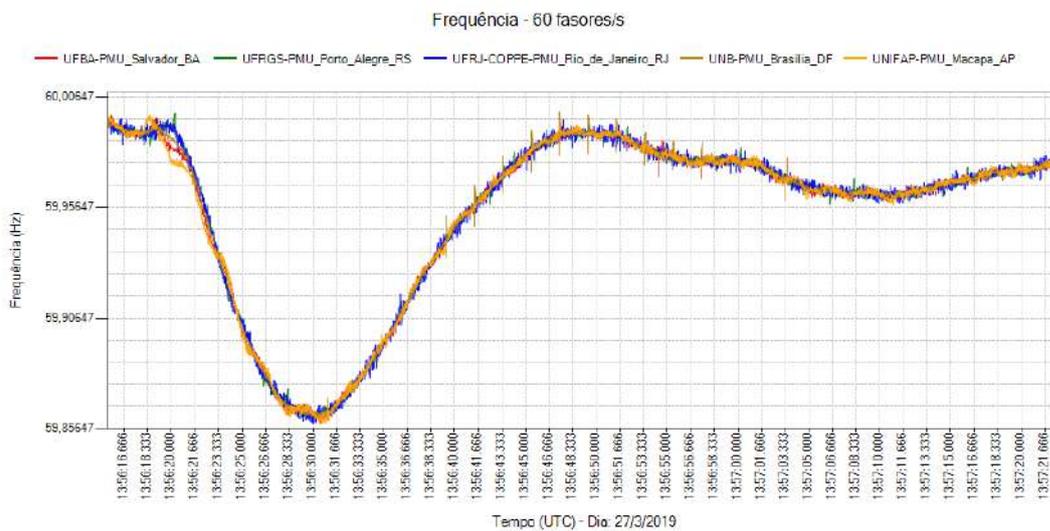


Figura 5.62 – Registro PMU do Evento no Dia 27/03/2019

As usinas hidráulicas responderam com aproximadamente 427 MW até 1 minuto após o evento, conforme os registros pelo PI Datalink na Figura 5.63.

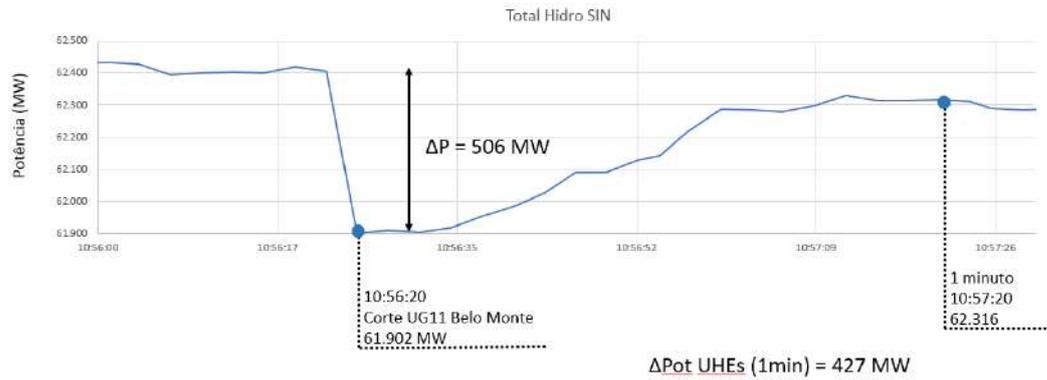


Figura 5.63 – Resposta das UHEs no Dia 27/03/2019 no Sistema PI Datalink do ONS

As usinas térmicas apresentaram uma resposta de 37 MW, seguida de uma redução de aproximadamente o mesmo valor, conforme a Figura 5.64.

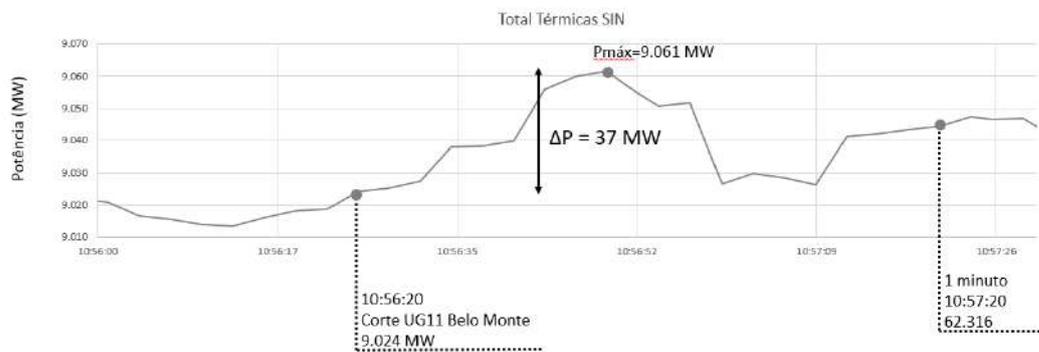


Figura 5.64 – Resposta das UTEs no Dia 27/03/2019 no Sistema PI Datalink do ONS

5.3.5.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 10h56min do dia 27/03/2019. A Figura 5.65 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 27/03/2019, às 10h56min, e do registro do REGER no mesmo horário. Percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

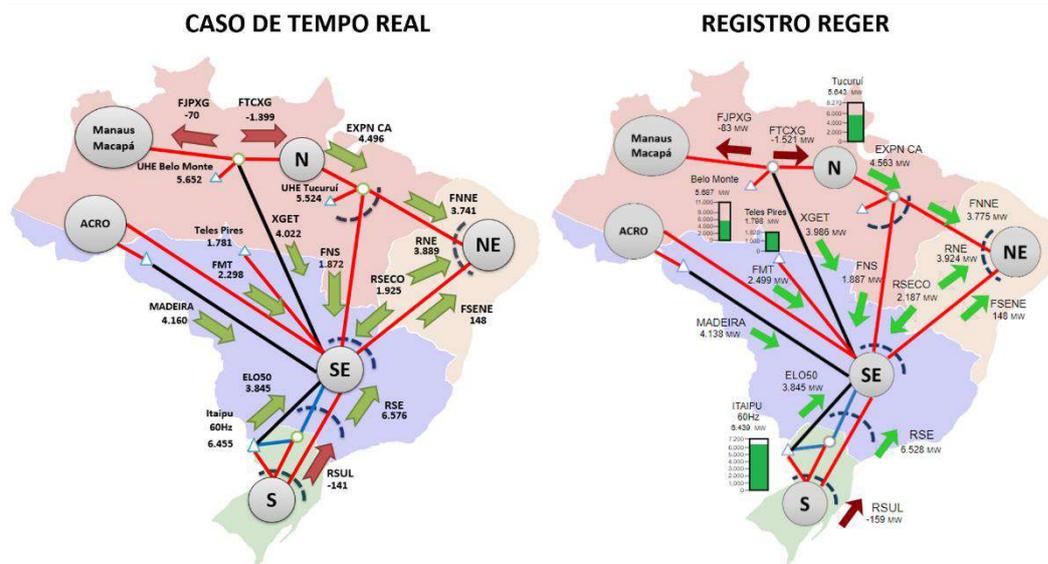


Figura 5.65 – Comparação dos Fluxos de 27/03/2019 Caso de Tempo Real e RGER 10h56min.

A Tabela 5.26 apresenta a carga SIN, a geração hidráulica, térmica, eólica e solar, a reserva operativa e a inércia equivalente calculada antes do evento.

Tabela 5.26 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 27/03/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	62.430 MW	83%
Geração Térmica	9.022 MW	12%
Geração Eólica	2.758 MW	3,2%
Geração Solar	1.160 MW	1,5%
Intercâmbio Internacional	251 MW	0,3%
Carga SIN	75.621 MW	-

A Figura 5.66 apresenta a comparação entre o registro PMU e a simulação do caso de tempo real do dia 27/03/2019 obtido às 10h56min, que mostra uma diferença no desvio de frequência com relação ao valor mínimo e à inclinação df/dt inicial, indicando uma possível diferença na inércia do sistema. Uma das possibilidades é que o evento em questão pode ter ocorrido a partir de uma desaceleração da unidade de UHE Belo Monte, enquanto que na simulação foi considerado o desligamento instantâneo da unidade.

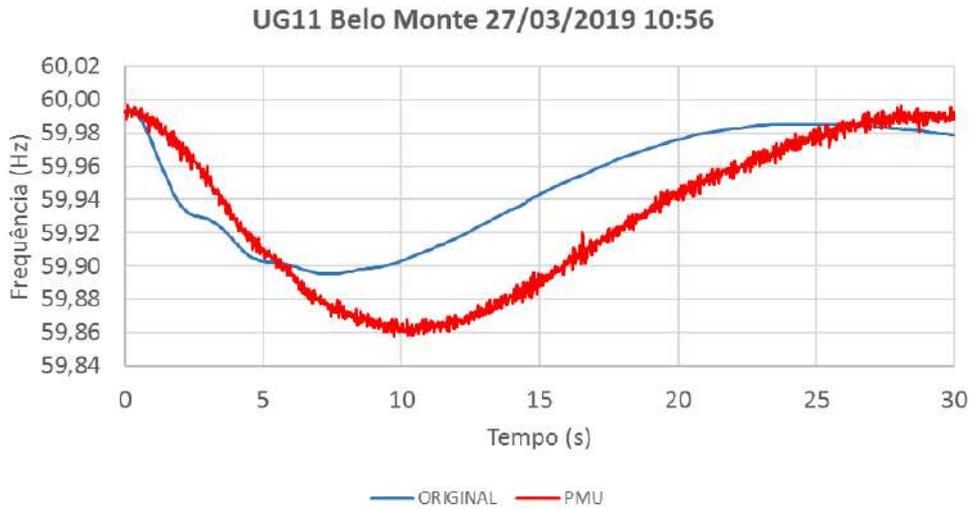


Figura 5.66 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 27/03/2019

A utilização dos métodos de alteração da altura de queda e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas apresentou bons resultados na aproximação das frequências mínimas, conforme a Figura 5.67. No entanto, o df/dt inicial e a recuperação ainda apresentaram diferenças.

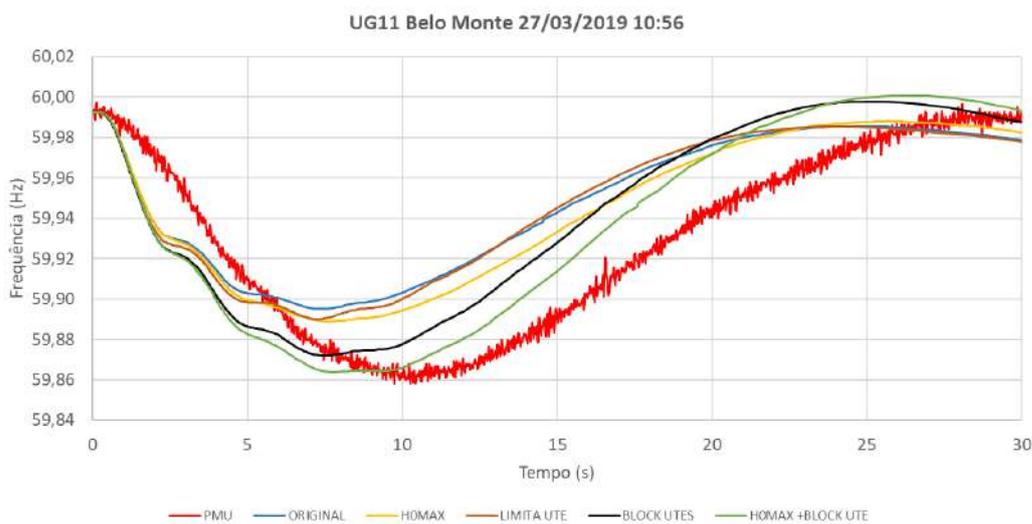


Figura 5.67 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 27/03/2019

Em função da diferença inicial do df/dt , o erro médio das simulações foi elevado e sua redução com as metodologias aplicadas não foi muito significativa.

No entanto, o valor de frequência mínima passou de uma diferença de 0,037 Hz para 0,006 Hz, conforme a Tabela 5.27.

Tabela 5.27 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 27/03/2019

Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. PMU (Hz)	Erro Médio	Redução do Erro
PMU	59,8580			
ORIGINAL	59,8952	0,0372	0,0193	
LIMITA UTE	59,8900	0,0320	0,0197	2%
BLOCK UTE	59,8720	0,0140	0,0182	-6%
HOMAX	59,8890	0,0310	0,0169	-12%
HOMAX + BLOCK UTE	59,8639	0,0059	0,0173	-10%

Esse evento mostra a importância de se ter um caso de tempo real com parâmetros confiáveis e um registro preciso dos eventos ocorridos no sistema para garantir maior aderência nas simulações dos casos de tempo real. No entanto, nesse caso, o agente não informou as causas nem as proteções que atuaram.

Foi considerada uma alteração no evento, simulando-se uma desaceleração da unidade geradora através de uma rampa de carga na barra terminal. Dessa forma, foi possível aproximar consideravelmente a resposta da frequência com relação à inclinação df/dt , conforme a Figura 5.68 e Tabela 5.28.

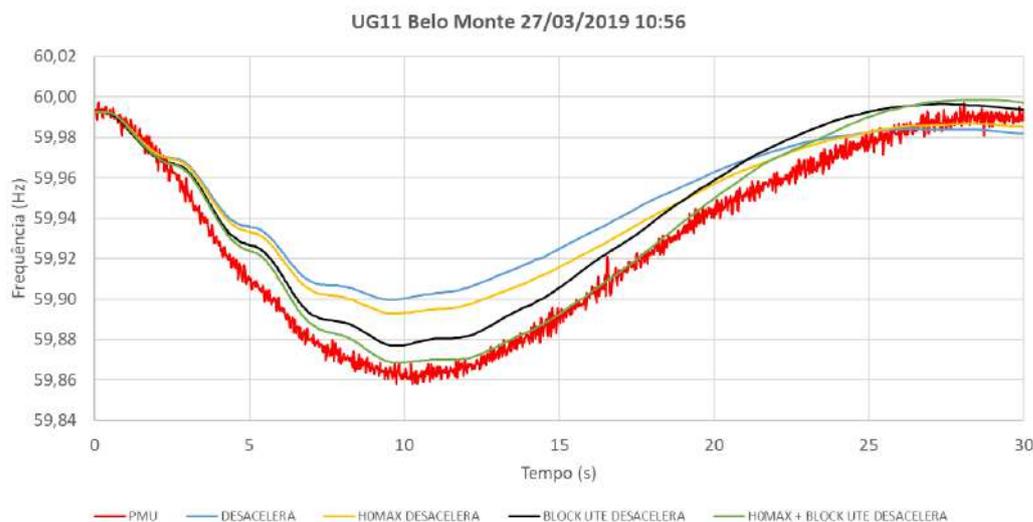


Figura 5.68 – PMU vs Organon Considerando uma Desaceleração da UG de Belo Monte Evento do Dia 27/03/2019

Tabela 5.28 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 27/03/2019 com Alteração no Evento

Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. PMU (Hz)	Erro Médio	Redução do Erro
PMU	59,8580	-	-	-
ORIGINAL	59,8952	0,0372	0,0193	-
DESACELERA	59,8996	0,0416	0,0157	-19%
BLOCK UTE DESACELERA	59,8770	0,0190	0,0130	-32%
H0MAX DESACELERA	59,8928	0,0348	0,0131	-32%
H0MAX + BLOCK UTE DESACELERA	59,868	0,0105	0,0103	-46%

Com a alteração do evento, foi possível reduzir o erro médio em 46%, com uma redução da frequência mínima de 0,0372 Hz para 0,0105 Hz. A Figura 5.69 apresenta os modos de oscilação observados nos registros PMU e nas simulações. Percebe-se uma aderência dos modos de oscilação do RS, MT, RO e BA, porém a comparação para RJ e AP ficaram mais oscilatórias na simulação em relação aos registros, possivelmente em função de imprecisões nos modelos das máquinas.

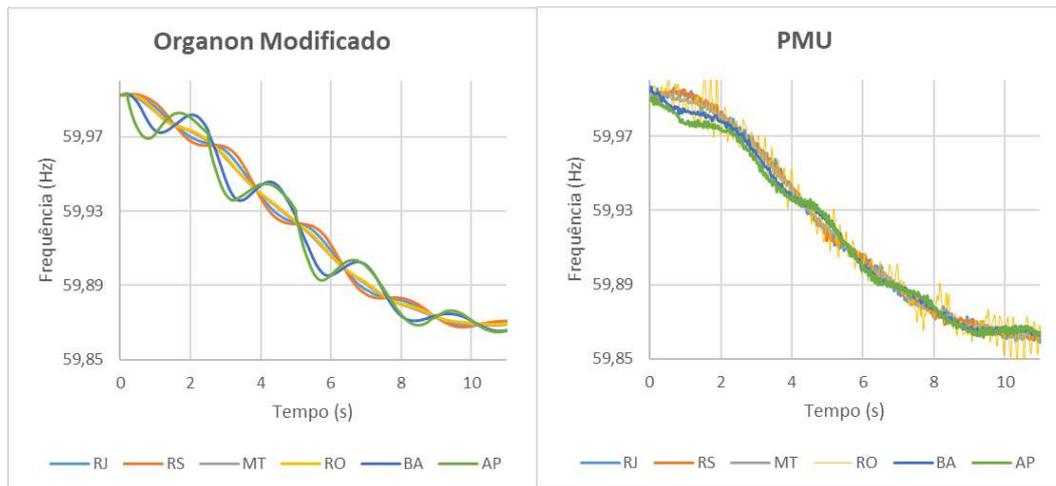


Figura 5.69 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 27/03/2019

A Tabela 5.29 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.29 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 27/03/2019.

Data e Hora	MVA×H UTES (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINC _s (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
27/03/2019 10:57	46.954	294.894	8.672	350.520

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -500}{2 \times 350.520} = -0,0428 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.70.

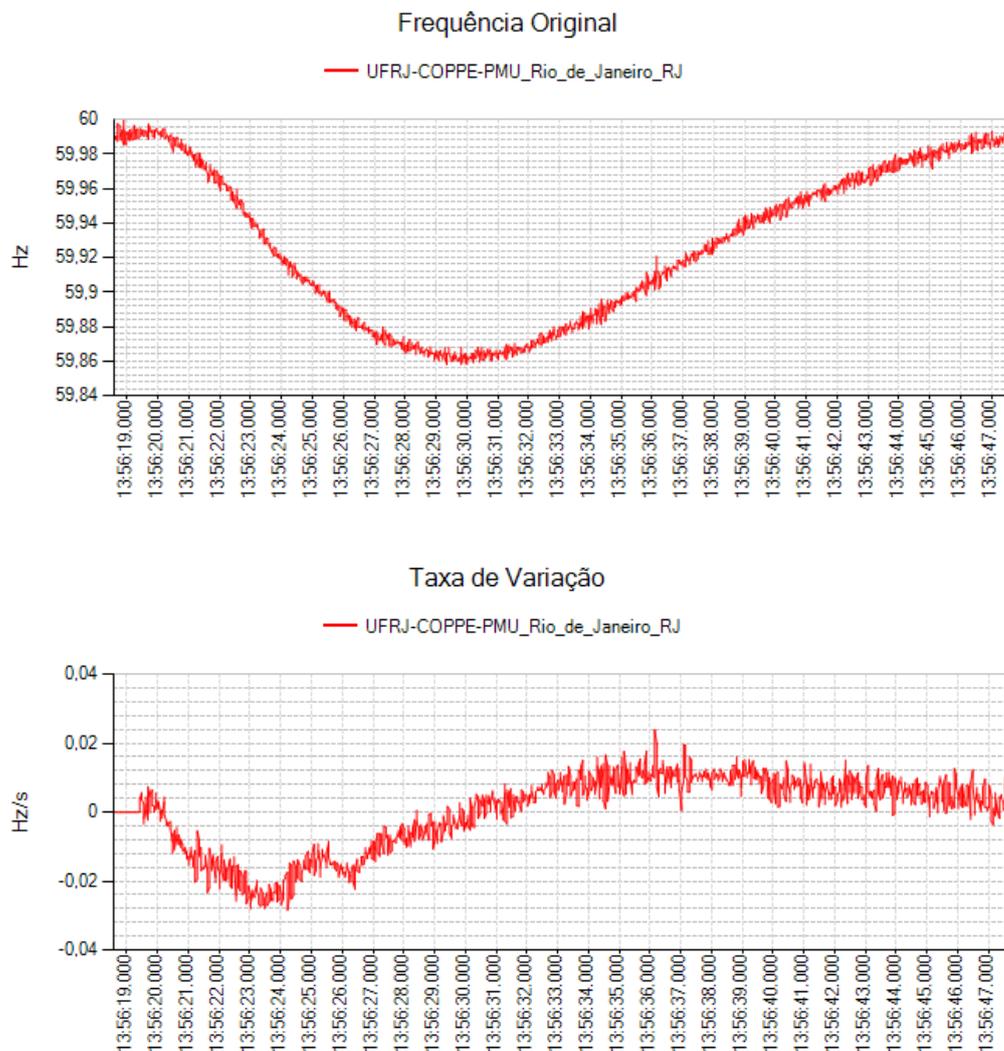


Figura 5.70 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 27/03/2019.

Percebe-se que a taxa de variação de frequência observada foi no mínimo em torno de $-0,025$ Hz/s. Um dos motivos pode ser devido ao fato da máquina aparentemente não ter saído instantaneamente e sim por meio de uma desaceleração, o que reduz a taxa de variação da frequência.

5.3.6. 04/04/2019: Perda UG UHE Belo Monte

5.3.6.1. Descrição do Evento

No dia 04/04/2019, quinta-feira, às 15h03min, a frequência do SIN variou de 60,00 Hz para 59,89 Hz, devido o desligamento automático da UG 01 de UHE Belo Monte por atuação da proteção com alarme de “comporta vagão da tomada d’água em deriva” e atuação do relé de bloqueio hidráulico 86H, com rejeição de aproximadamente 600 MW, conforme o registro PMU da Figura 5.71.

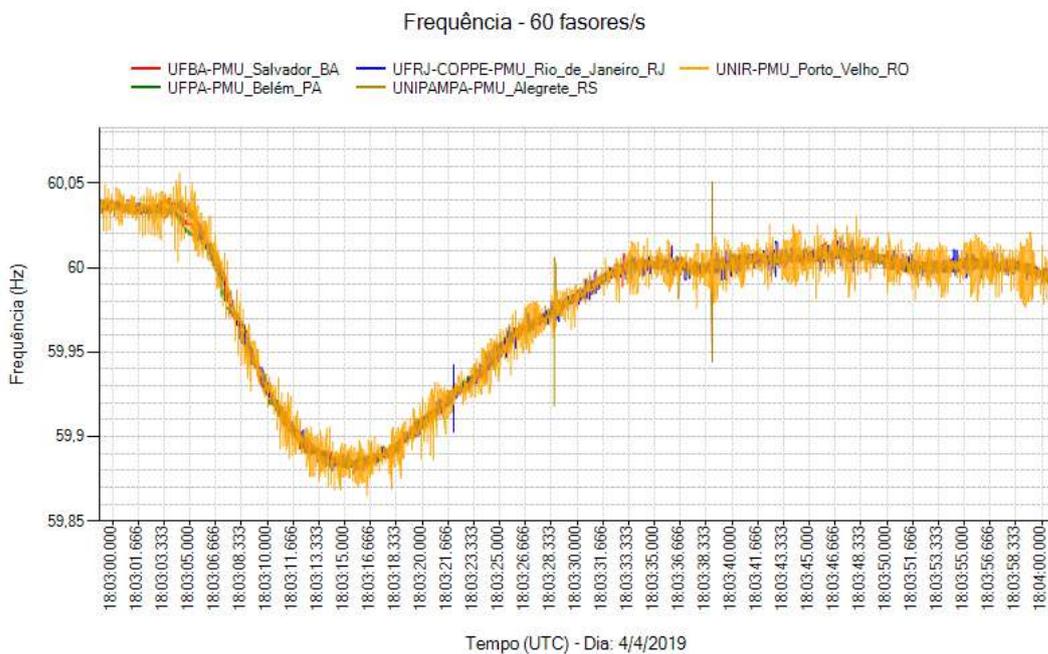


Figura 5.71 – Registro PMU do Evento no Dia 04/04/2019.

As usinas hidráulicas do SIN responderam com 486 MW logo após a ocorrência do evento, conforme a Figura 5.72.

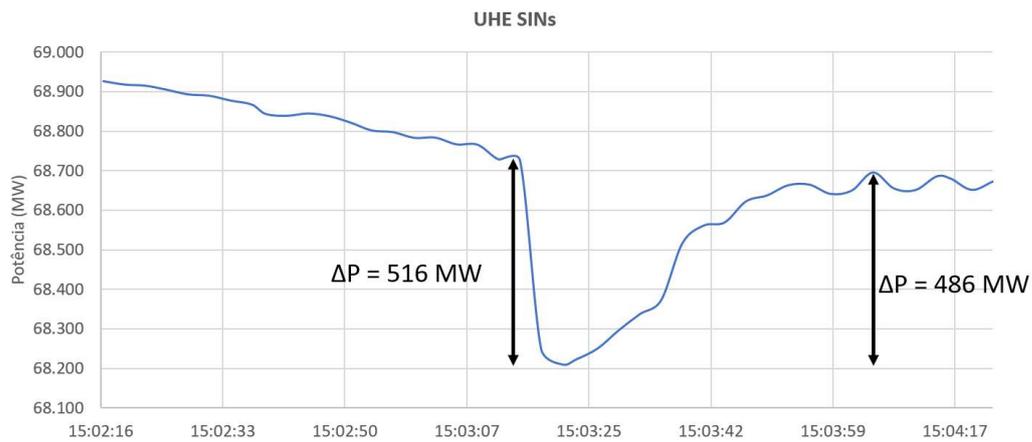


Figura 5.72 – Resposta das UHEs no Dia 04/04/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

Conforme a Figura 5.73, as usinas térmicas responderam com 53 MW, reduzindo com um valor similar logo em sequência.

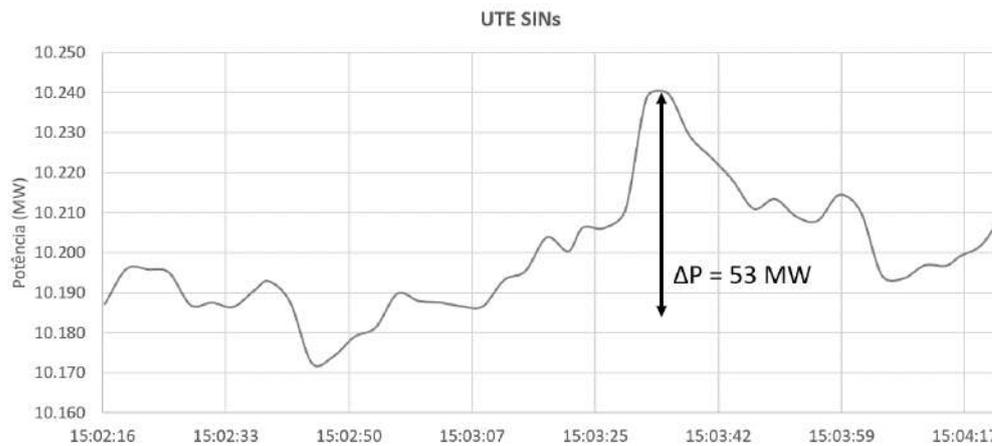


Figura 5.73 – Resposta das UTEs no Dia 04/04/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.6.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 15h02min do dia 04/04/2019. A Figura 5.74 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 04/04/2019, às 15h02min, e do registro do REGER às 15h03min. Percebe-se uma aderência na geração das prin-

cipais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

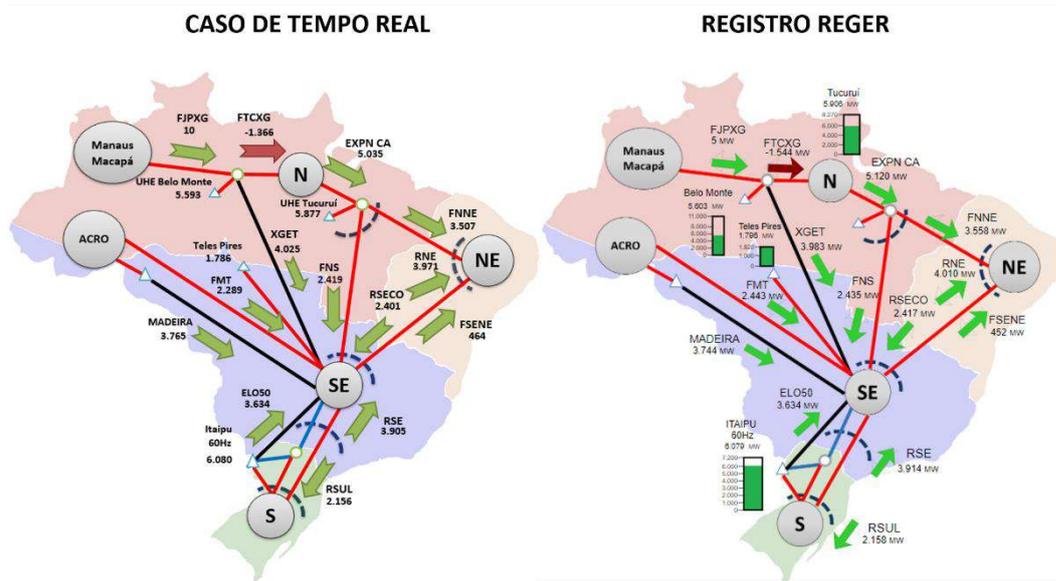


Figura 5.74 – Comparação dos Fluxos de 04/04/2019 Caso de Tempo Real 15:02 e Reger 15h03min.

A Tabela 5.30 apresenta a carga SIN, a geração hidráulica, térmica, eólica e solar, a reserva operativa e a inércia equivalente calculada antes do evento.

Tabela 5.30 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 04/04/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	68.986 MW	85%
Geração Térmica	10.187 MW	12%
Geração Eólica	1.367 MW	1,6%
Geração Solar	1.050 MW	1,3%
Intercâmbio Internacional	51 MW	0,1%
Carga SIN	81.640 MW	-

A comparação entre o registro PMU e a simulação do caso de tempo real pode ser observada na Figura 5.75.

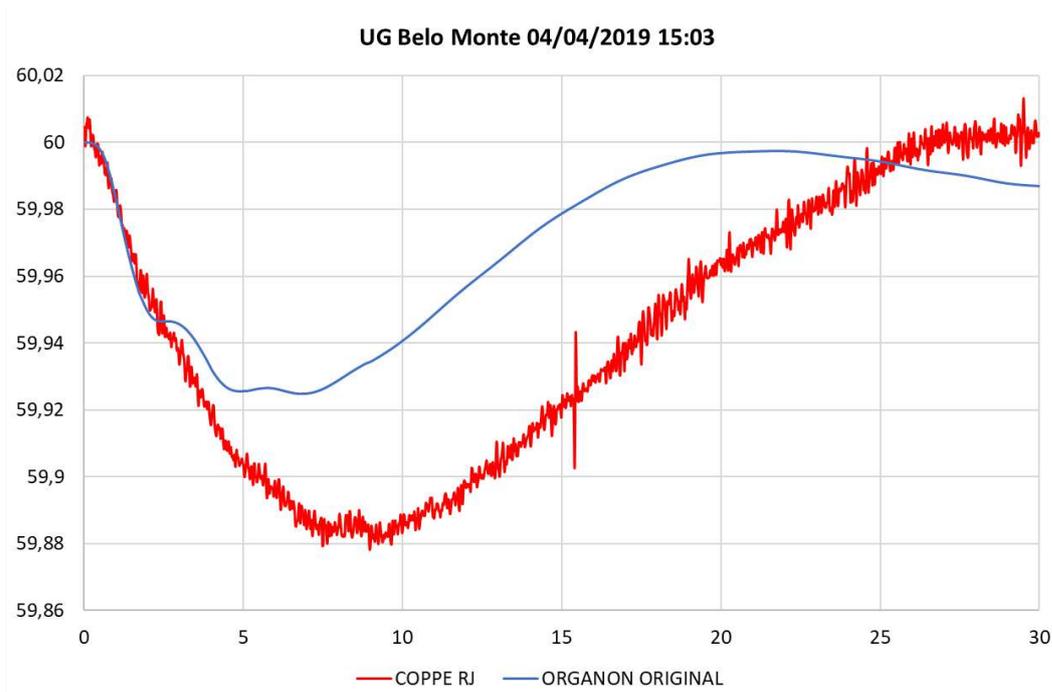


Figura 5.75 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 04/04/2019.

Para reduzir a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 5.76 e Tabela 5.31.

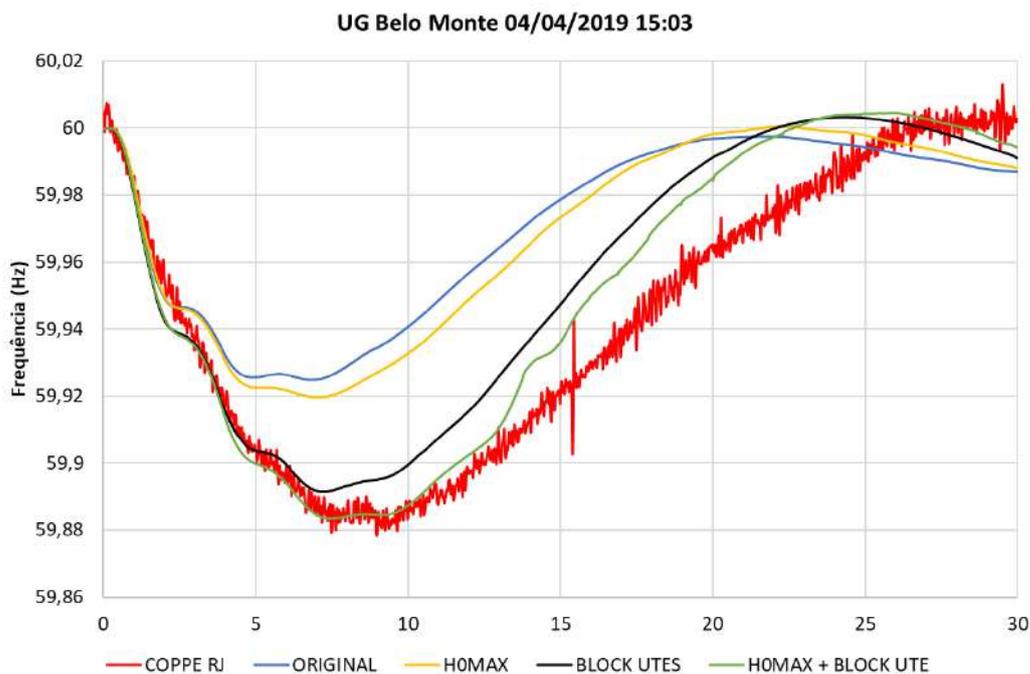
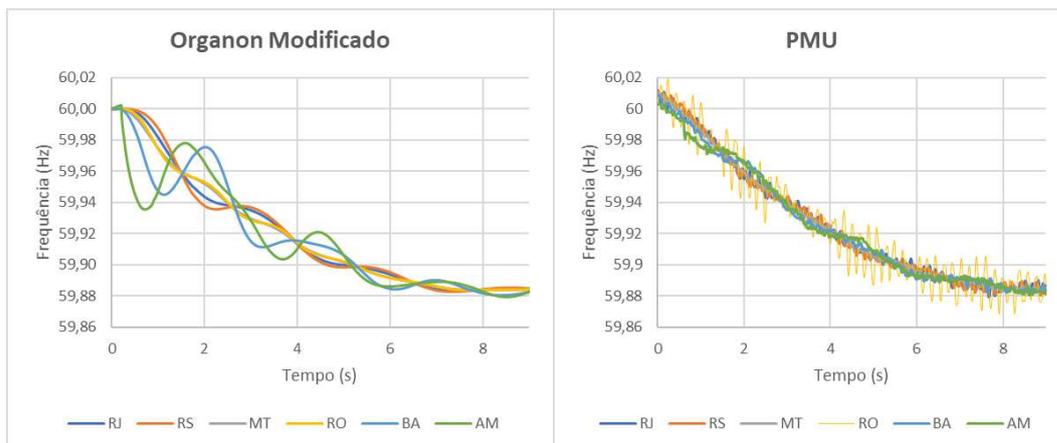


Figura 5.76 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 04/04/2019.

Tabela 5.31 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 04/04/2019.

Alteração	Fmín. (Hz)	Δ Fmín.(Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,8783	-	-	-
ORIGINAL	59,9250	0,0467	0,0305	-
H0MAX	59,9195	0,0412	0,0278	-9%
BLOCK UTEs	59,8914	0,0132	0,0144	-53%
H0MAX + BLOCK UTEs	59,8833	0,0051	0,0101	-67%

As alterações permitiram uma redução da diferença na frequência mínima de 0,0467 Hz para 0,0051 Hz, além de uma redução do erro médio em 67%. Os modos de oscilação podem ser observados na Figura 5.77. Como o evento ocorrido foi pequeno, os modos de oscilação apresentam muito ruídos, dificultando a comparação.

**Figura 5.77 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 04/04/2019**

A Tabela 5.32 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.32 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 04/04/2019.

Data e Hora	MVA×H UTEs (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINCs (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
04/04/2019 15:04	48.371	311.253	7.760	367.383

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times 600}{2 \times 367.383} = 0,0490 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.78.

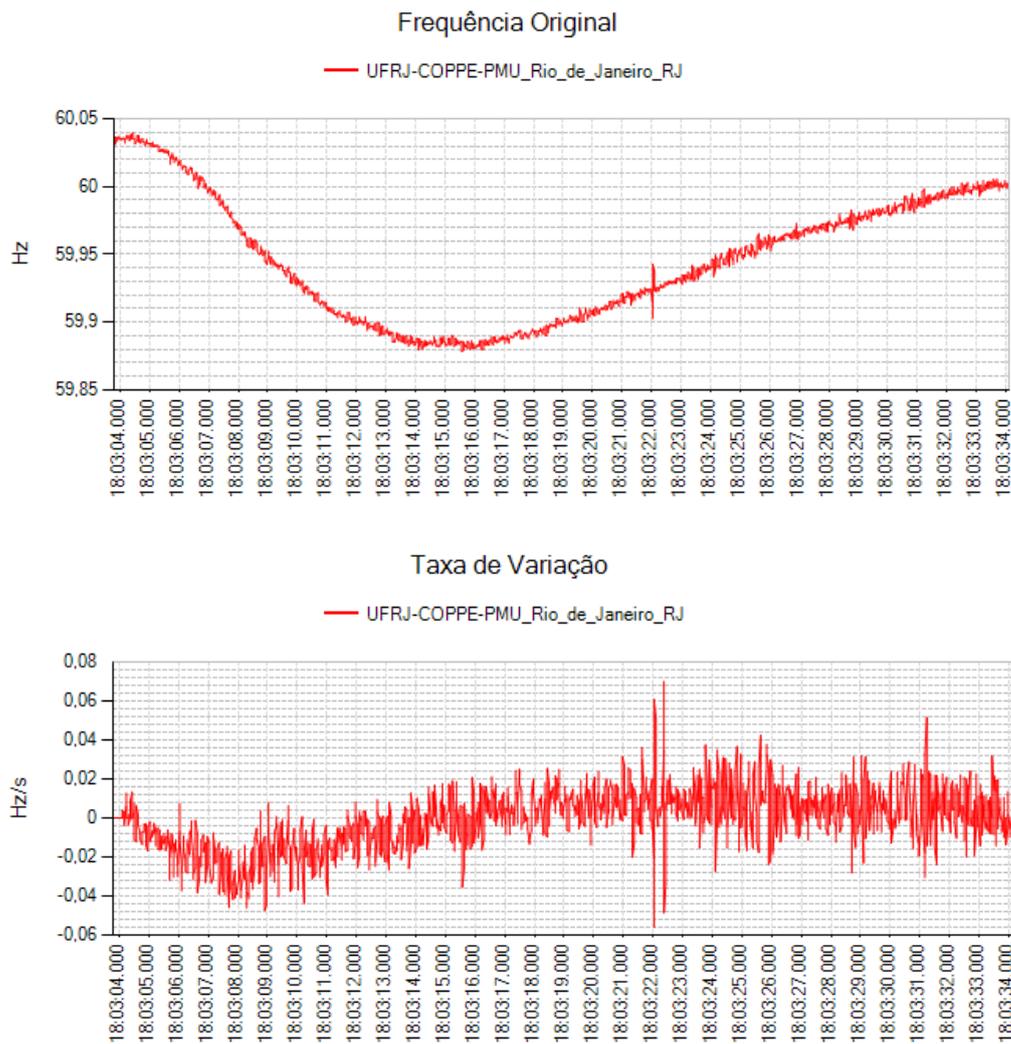


Figura 5.78 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 04/04/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de -0,04 Hz/s, próximo ao obtido pelo cálculo do RoCoF.

5.3.7. 13/10/2019: Perda do elo HVDC Madeira

5.3.7.1. Descrição do Evento

No dia 13/10/2019, domingo, às 10h18min, ocorreu variação instantânea da frequência no SIN de 60 Hz para 59,16 Hz, devido o desligamento automático do ELO CC do Madeira, e das UHEs Jirau e Santo Antônio, conforme a Figura 5.79. O polo 2 estava desligado e a perturbação consistiu no bloqueio automático do bipolo 2, polo 1 e do Back-to-Back da SE Coletora Porto Velho, após a energização do transformador TF5, como parte da sequência de execução das manobras para desbloqueio do polo 2. Logo após a energização do transformador TF5, houve o desligamento automático do Bipolo 2 por ação protetiva. Em seguida, o bloqueio do polo 1 foi devido à atuação da proteção “*DC Harmonic Protection*” no terminal da SE Araraquara 2 e o bloqueio do Back-to-Back foi pela proteção de sobretensão harmônica AC.

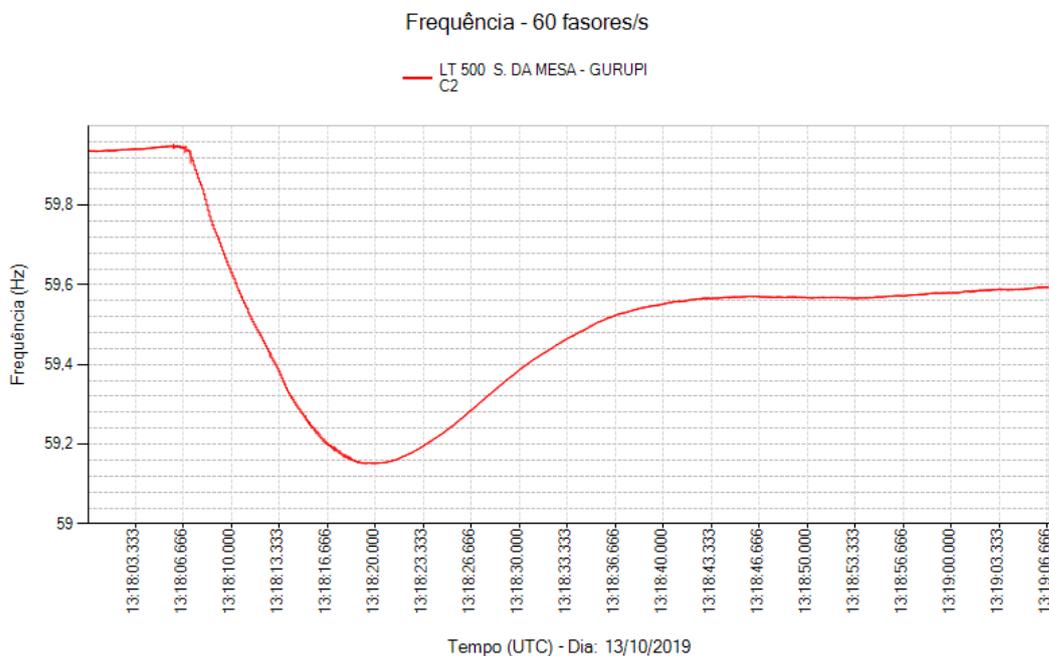


Figura 5.79 – Registro PMU do Evento no Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Serra da Mesa).

Observa-se que a saída dos polos, do BtB e do ELO CC não foi simultânea, de acordo com os registros do PI Datalink observados na Figura 5.80. No entanto,

devido à baixa amostra de dados, pode haver imprecisões nos tempos desses registros.

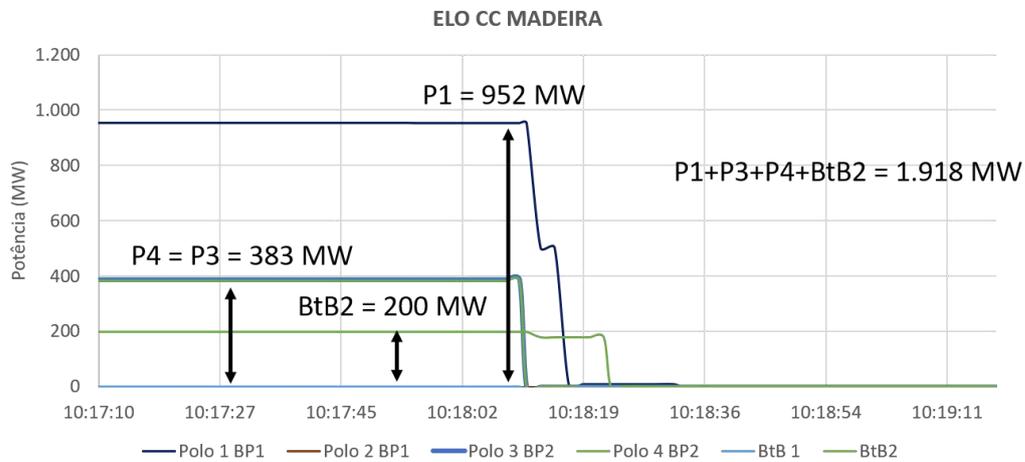


Figura 5.80 – Resposta do ELO CC do Madeira no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

Com a perda total da transmissão o “*Master Control*” envia uma ordem de máxima geração de 0 MW para UHE Jirau e UHE Santo Antônio. As usinas hidráulicas Jirau e Santo Antônio foram desligadas, com uma redução de 1.398 MW. Em seguida, as UHEs do SIN responderam com 1.180 MW, como mostrado na Figura 5.81.

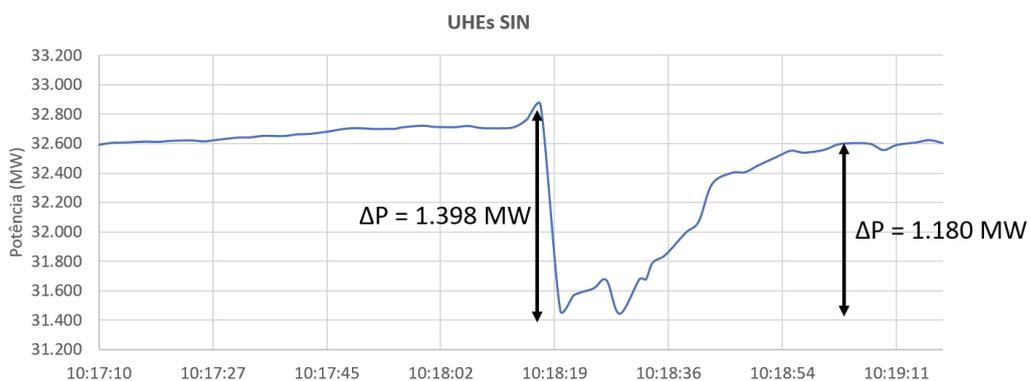


Figura 5.81 – Resposta das UHEs no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

Na Figura 5.82 se observa que as usinas térmicas responderam inicialmente com 204 MW. Porém, em seguida houve uma redução de 266 MW.

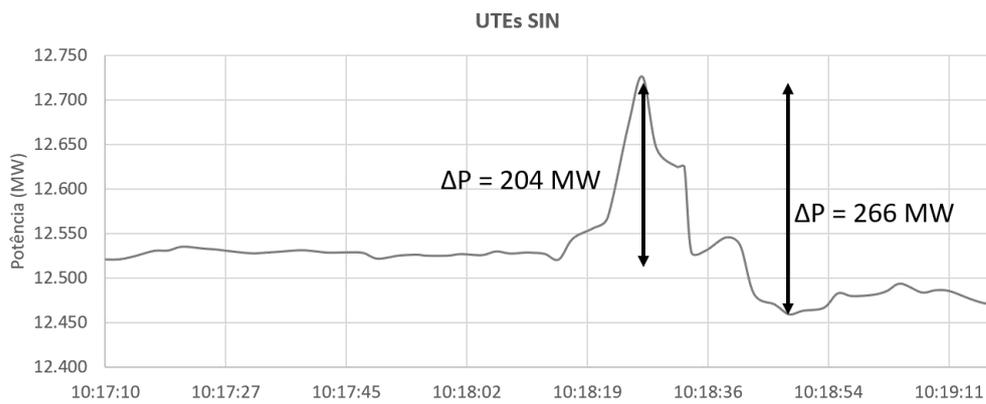


Figura 5.82 – Resposta das UTEs no Dia 13/10/2019 no Sistema PI Datalink do ONS.

5.3.7.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 10h01min do dia 13/10/2019, o mais próximo do evento real às 10h18min. A Figura 5.83 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 13/10/2019, às 10h01min, e do registro do REGER às 10h18min. Mesmo com uma diferença de 17 minutos, percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

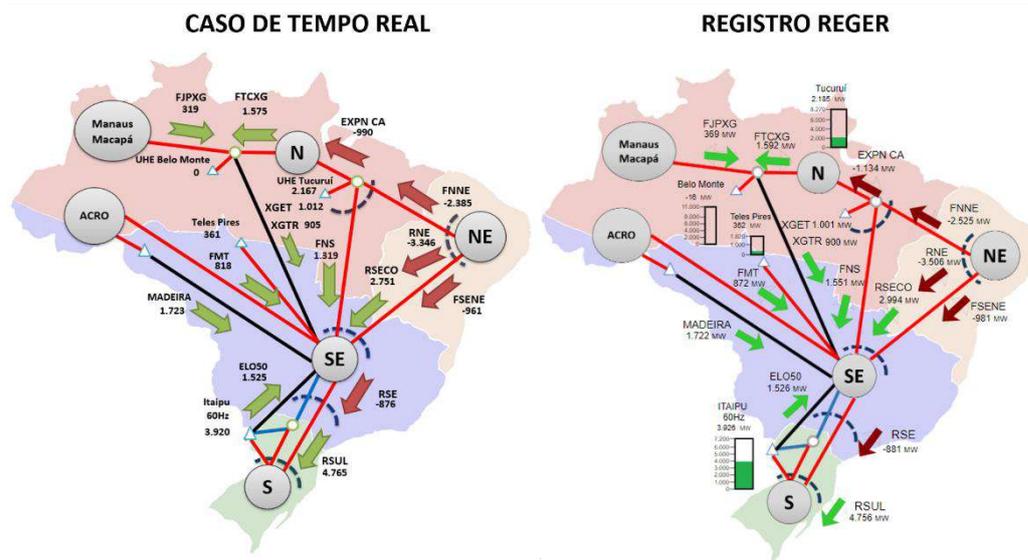


Figura 5.83 – Comparação dos Fluxos de 13/10/2019 Caso Tempo Real 10:01 e REGER 10h18min.

A Tabela 5.33 apresenta a carga SIN, a geração hidráulica, térmica, eólica e solar, a reserva operativa e a inércia equivalente calculada antes do evento.

Tabela 5.33 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 13/10/2019 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	32.575 MW	59%
Geração Térmica	12.535 MW	23%
Geração Eólica	8.257 MW	15%
Geração Solar	1.462 MW	3%
Intercâmbio Internacional	0 MW	0%
Carga SIN	54.829 MW	-

Percebe-se que a carga reduzida, a baixa participação das usinas hidráulicas em função da elevada participação da geração eólica, térmica e solar deixam o sistema com uma resposta primária pior. A comparação entre o registro PMU e a simulação do caso de tempo real pode ser observada na Figura 5.84.



Figura 5.84 – Comparação PMU vs Organon Evento do Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Grajaú).

Para mitigar a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 5.85. Inicialmente, foi considerado o evento de saída simultânea de todos os polos do ELO CC do Madeira e do Back-to-Back.

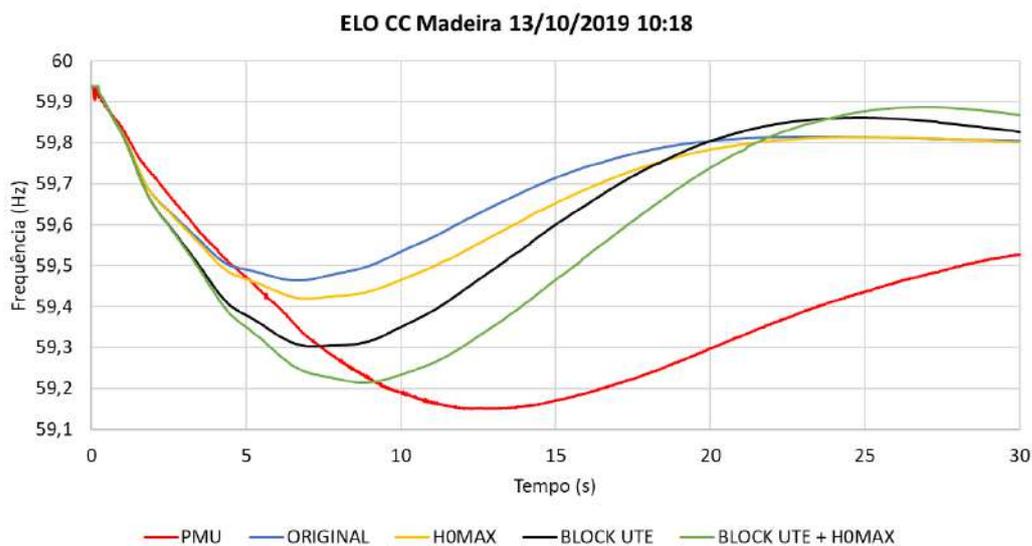


Figura 5.85 – PMU vs Organon com Parâmetros Influentes Evento do Dia 13/10/2019 (SE 500 kV Grajaú).

Percebe-se uma diferença na inclinação df/dt obtida na resposta do Organon [3] com relação ao registro PMU. Em seguida, foi realizada a simulação considerando a saída não simultânea do bipolo 2, polo 1 e do Back-to-Back, utilizando o registro PMU e os dados do PI Datalink como referências. O resultado obtido pode ser observado na Figura 5.86 e Tabela 5.34.

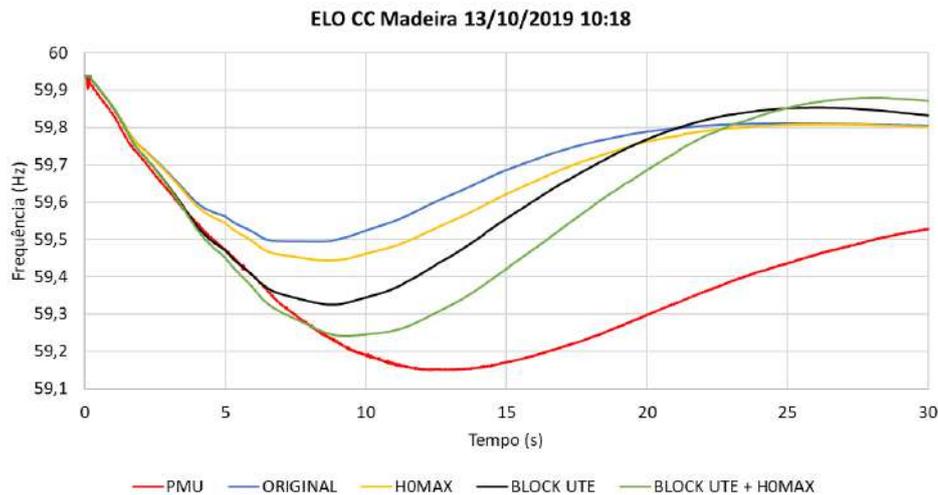


Figura 5.86 – PMU vs Organon Considerando a Saída Não Simultânea do ELO CC do Madeira 13/02/2019 (SE 500 kV Grajaú)..

Tabela 5.34 – Resultados Obtidos para Frequência Mínima e Erro Médio no Dia 13/10/2019.

Alteração	F.mín. (Hz)	$\Delta F.mín.$ (Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,1514	-	-	-
ORIGINAL	59,4929	0,3415	0,3238	-
HOMAX	59,4444	0,2930	0,2953	-9%
BLOCK UTEs	59,3253	0,1740	0,2646	-18%
HOMAX + BLOCK UTEs	59,2405	0,0891	0,2172	-33%

Com as alterações no evento, houve uma melhora na aderência da inclinação df/dt . Foi possível reduzir a diferença da frequência mínima de 0,34149 Hz para 0,08911 Hz, além de uma redução do erro médio de 33%.

Os modos de oscilação podem ser observados na Figura 5.87. Percebe-se uma variação grande e uma oscilação em torno de 1,6 segundos na frequência em Rondônia, de forma que este registro foi utilizado para melhorar os tempos de simulação do evento de saída do ELO CC do Madeira.

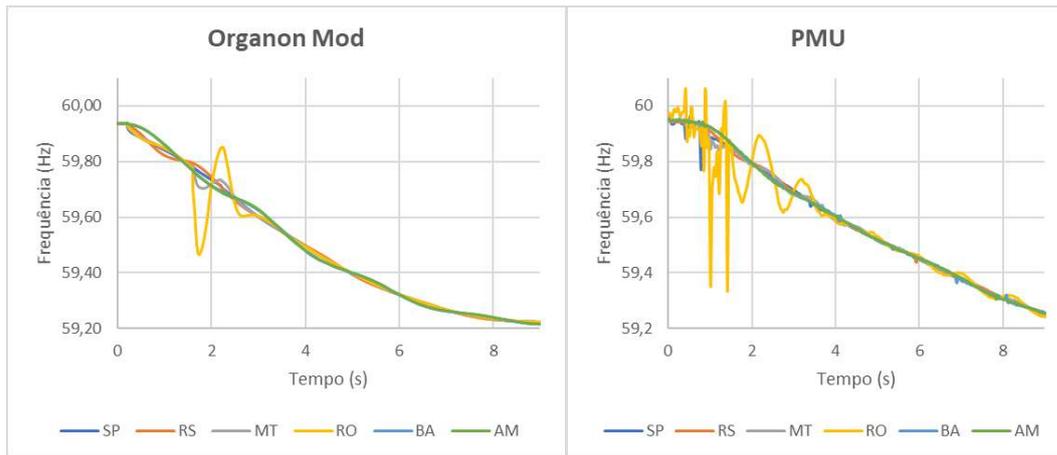


Figura 5.87 – Comparação do Modos de Oscilação Organon vs PMU no Dia 13/10/2019.

A Tabela 5.35 apresenta os valores da quantidade de energia cinética rotacional armazenada nas máquinas do SIN logo após o evento utilizando a equação (2.11).

Tabela 5.35 – Resultados Obtidos para Quantidade de Energia Cinética Rotacional do SIN Dia 13/10/2019.

Data e Hora	MVA×H UTEs (MW.s)	MVA×H UHE (MW.s)	MVA×H SINCs (MW.s)	MVA×H SIN (MW.s)
13/10/2019 10:19	65.550	222.996	8.431	296.976

Utilizando a equação (2.12), podemos calcular o RoCoF como:

$$\frac{df}{dt} = \frac{60 \times -1.918}{2 \times 296.976} = -0,1938 \text{ Hz/s}$$

A taxa de variação da frequência pode ser obtida pelo programa Medplot, conforme apresentado na Figura 5.88

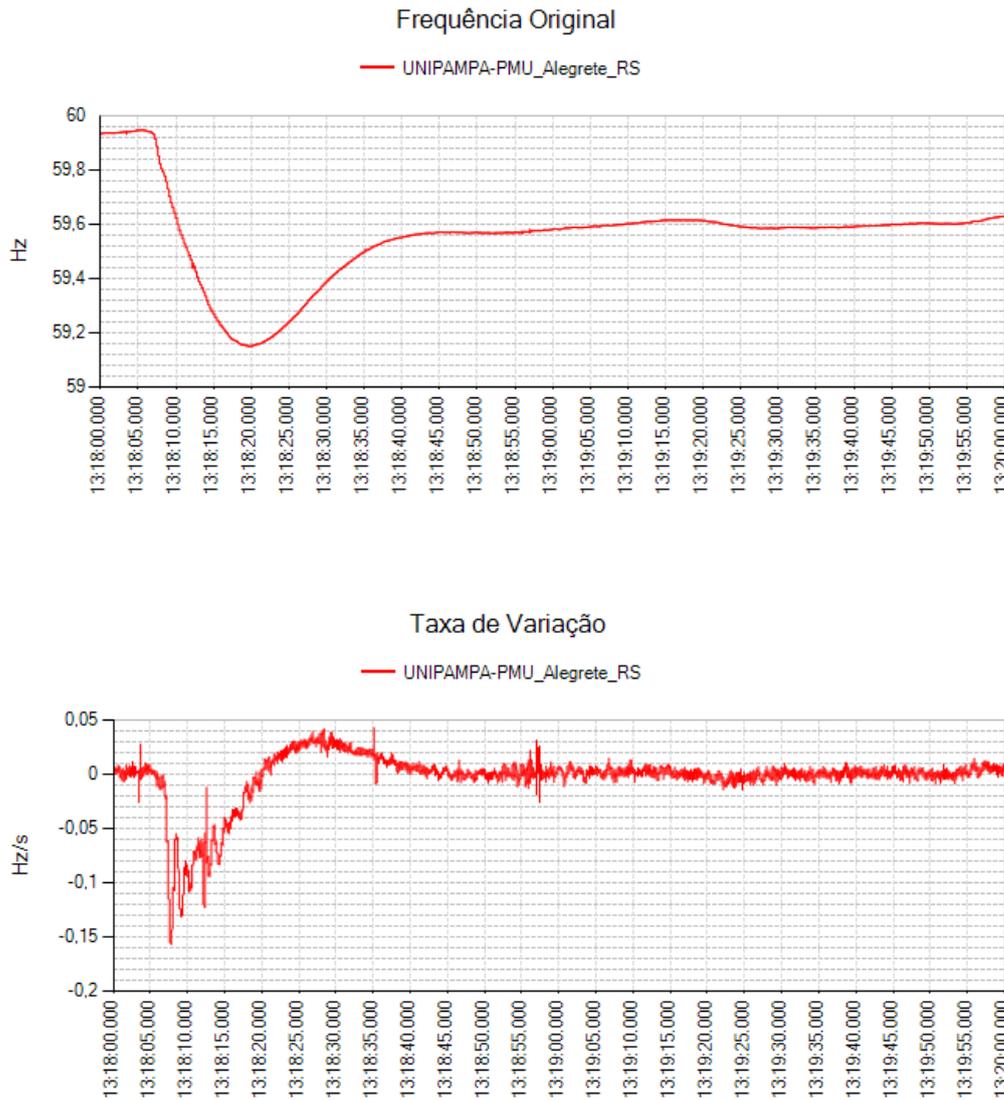


Figura 5.88 – Taxa de Variação de Frequência no Dia 13/10/2019.

Observa-se que a taxa de variação da frequência chegou a valores em torno de -0,15 Hz/s. Porém, como a saída dos elos não foi simultânea, era esperado uma diferença no valor do df/dt observado.

5.3.8.

16/01/2020 Falha de Comutação LT 500 kV Araraquara – Campinas C1

5.3.8.1.

Descrição do Evento

No dia 16/01/2020, quarta-feira, às 19h20min, ocorreu uma perturbação que resultou em uma falha de comutação no elo do Madeira. A perturbação consistiu

no desligamento automático da LT 500 kV Araraquara - Campinas C1, às 19h20min, devido a um curto-circuito monofásico com envolvimento da fase Azul (fase C - Furnas), provocado por vegetação. A falha foi eliminada em 58 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância em Zona 1 no terminal da SE Campinas e pela atuação das proteções principal e alternada de distância associadas ao esquema de teleproteção no terminal da SE Araraquara. O esquema de religamento automático tripolar atuou com sucesso em ambos os terminais.

Nas Figura 5.89 e Figura 5.90 a seguir é possível observar as correntes nos tiristores de um conversor e a potência injetada no terminal inversor do bipolo HVDC 600 kV da Eletronorte e da IE Madeira, respectivamente.

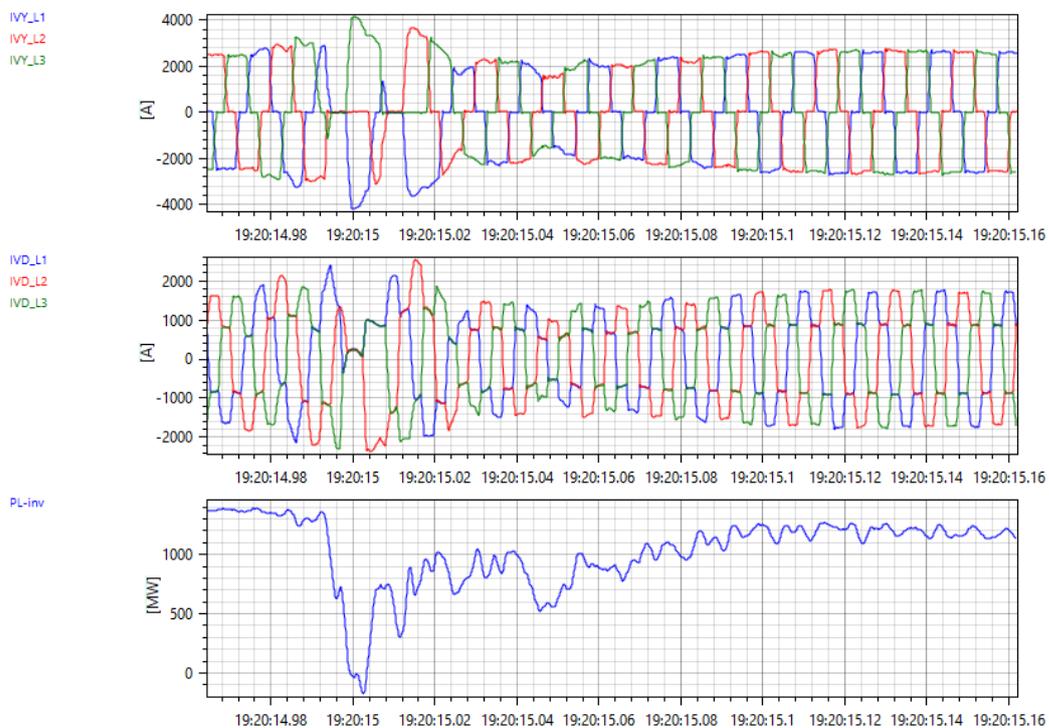


Figura 5.89 – Oscilografia das Correntes nos Conversores e da Potência do Bipolo do Madeira da Eletronorte.

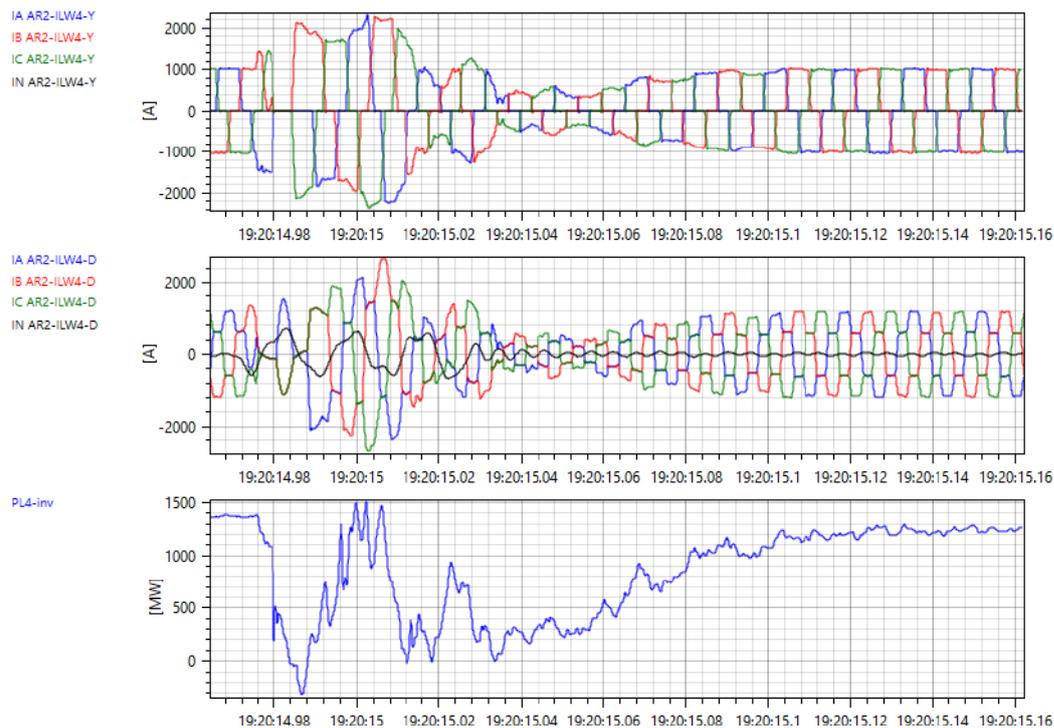


Figura 5.90 – Oscilografia das correntes nos conversores e da potência do bipolo do Madeira da IE Madeira.

Percebe-se que nos dois bipolos a potência foi a zero, sendo que no caso da IE Madeira isso ocorreu em 4 momentos, indicando uma duração maior no tempo da falha de comutação. Já para o bipolo da Eletronorte, a potência foi a zero apenas uma vez, com a potência se recuperando em seguida.

5.3.8.2. Simulações e Resultados

Foi realizada uma simulação com o Organon [3] utilizando um caso de tempo real gerado às 19h10min do dia 16/01/2020, o mais próximo do evento real às 19h20min. A Figura 5.91 mostra a medição dos intercâmbios do caso de tempo real do dia 16/01/2020, às 19h10min, e do registro do REGER às 19h20min. Mesmo com uma diferença de 10 minutos, percebe-se uma aderência na geração das principais usinas, na potência dos bipolos e nos intercâmbios entre as regiões, indicando que o ponto de operação do caso de tempo real está coerente com o momento pré-distúrbio.

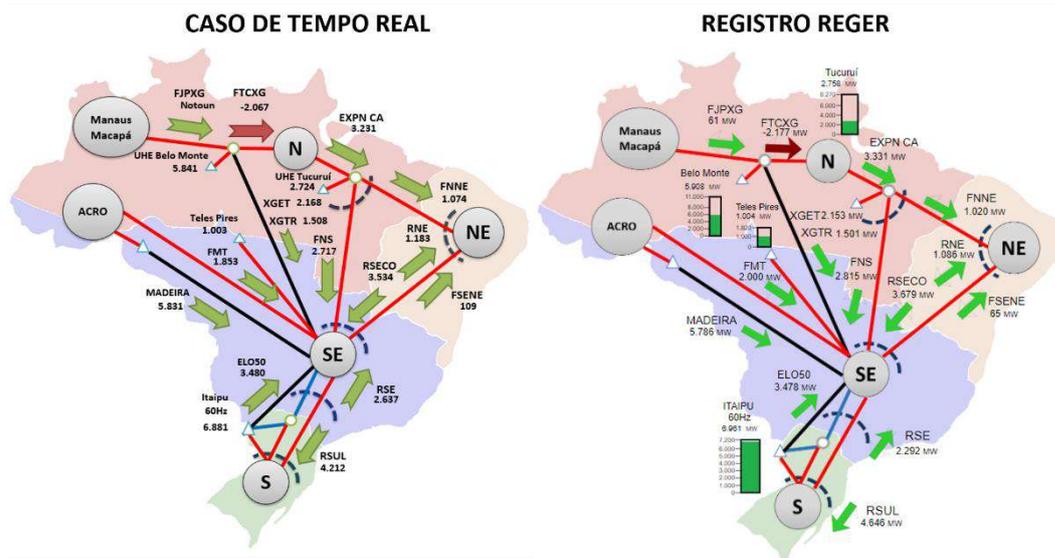


Figura 5.91 – Comparação dos Fluxos de 16/01/2020 Caso de Tempo Real 19h10min e RE-GER 19h20min.

A Tabela 5.36 apresenta a carga SIN, a geração hidráulica, térmica, eólica e solar, a reserva operativa e a inércia equivalente calculada antes do evento.

Tabela 5.36 – Carga SIN, Geração, Reserva e Inércia 16/01/2020 Pré-Evento.

Tipo	Potência / Valor	Participação
Geração Hidráulica	60.660 MW	78%
Geração Térmica	11.791 MW	15%
Geração Eólica	5.514 MW	7%
Geração Solar	0 MW	0%
Intercâmbio Internacional	0 MW	0%
Carga SIN	77.963 MW	-

Foram utilizados os modelos mais recentes dos Elos HDVC 600 kV do Madeira disponíveis para o Organon [3] nas simulações. A Tabela 5.37 apresenta o tempo de falha de comutação para cada bipolo de acordo com os critérios utilizados pelo ONS descritos no item 2.8, extraídos das oscilografias das tensões nos conversores dos elos apresentadas na Figura 5.92 e Figura 5.93.

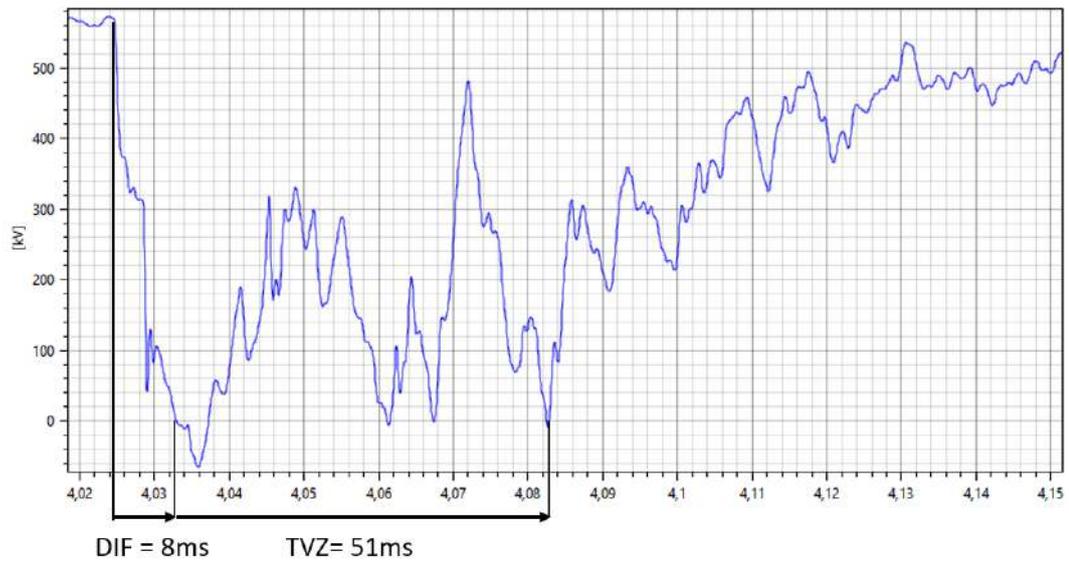


Figura 5.92 – Medição do DIF e TVZ Através da Tensão DC do Bipolo HVDC IE Madeira.

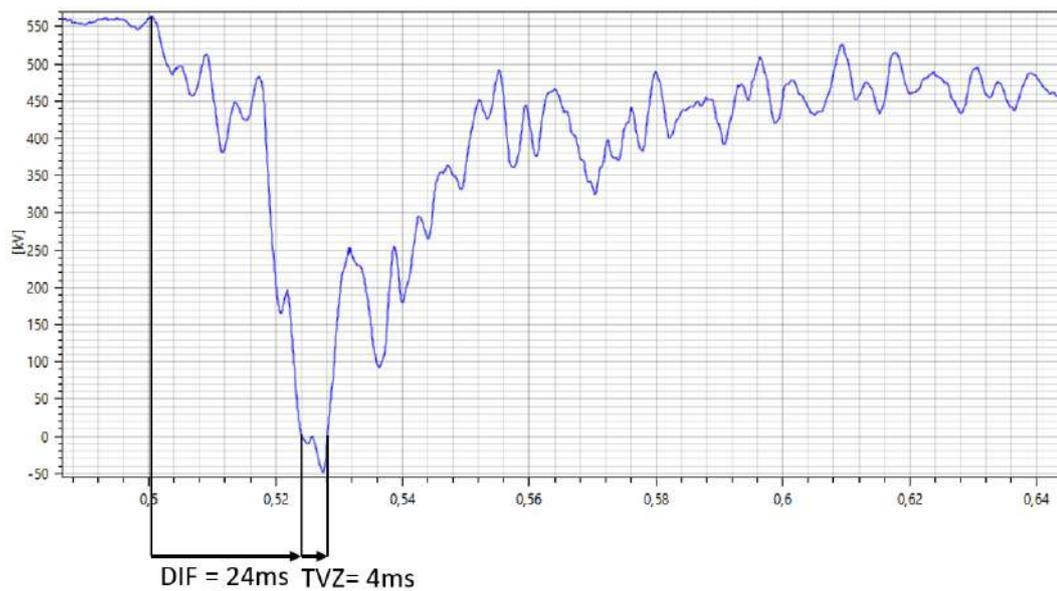


Figura 5.93 – Medição do DIF e TVZ Através da Tensão DC do Bipolo HVDC Eletronorte.

Tabela 5.37 – Resultados Obtidos para Inércia Equivalente no Dia 13/10/2019.

Bipolo	DIF (s)	TVZ (s)
IE Madeira	8	51
Eletronorte	24	4

As Figura 5.94 e Figura 5.95 mostram a comparação da oscilografia e da simulação no Organon [3] para a corrente, tensão e potência na estação inversora para o bipolo da Eletronorte e da IE Madeira, respectivamente.

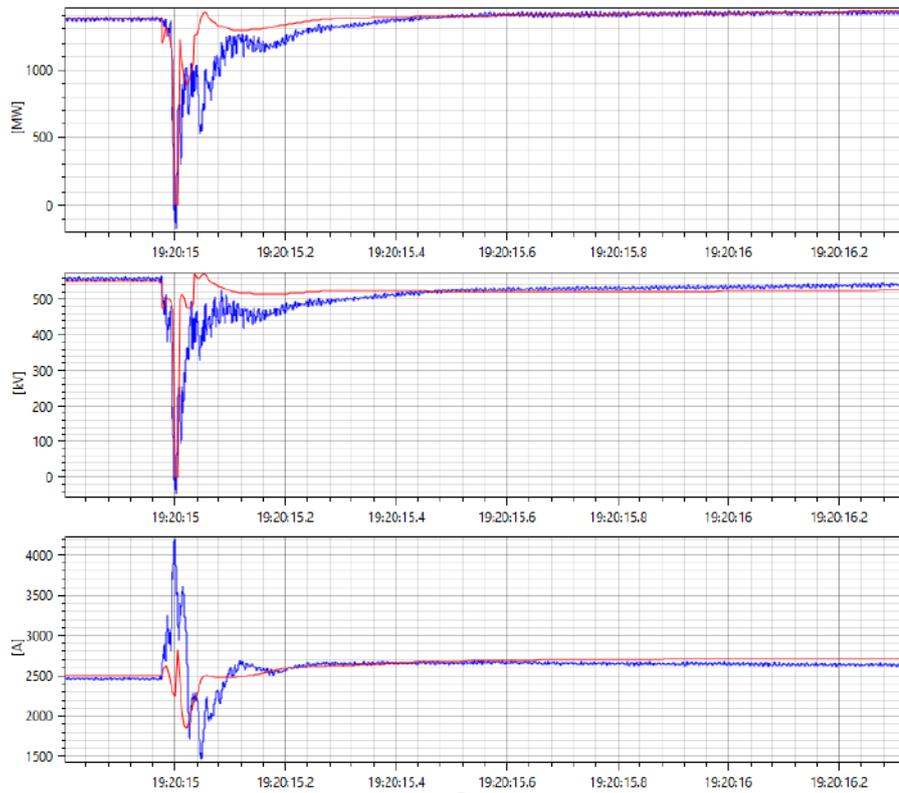


Figura 5.94 – Comparação entre Oscilografia e Organon da Corrente, Tensão e Potência CC do Bipolo da Eletronorte.

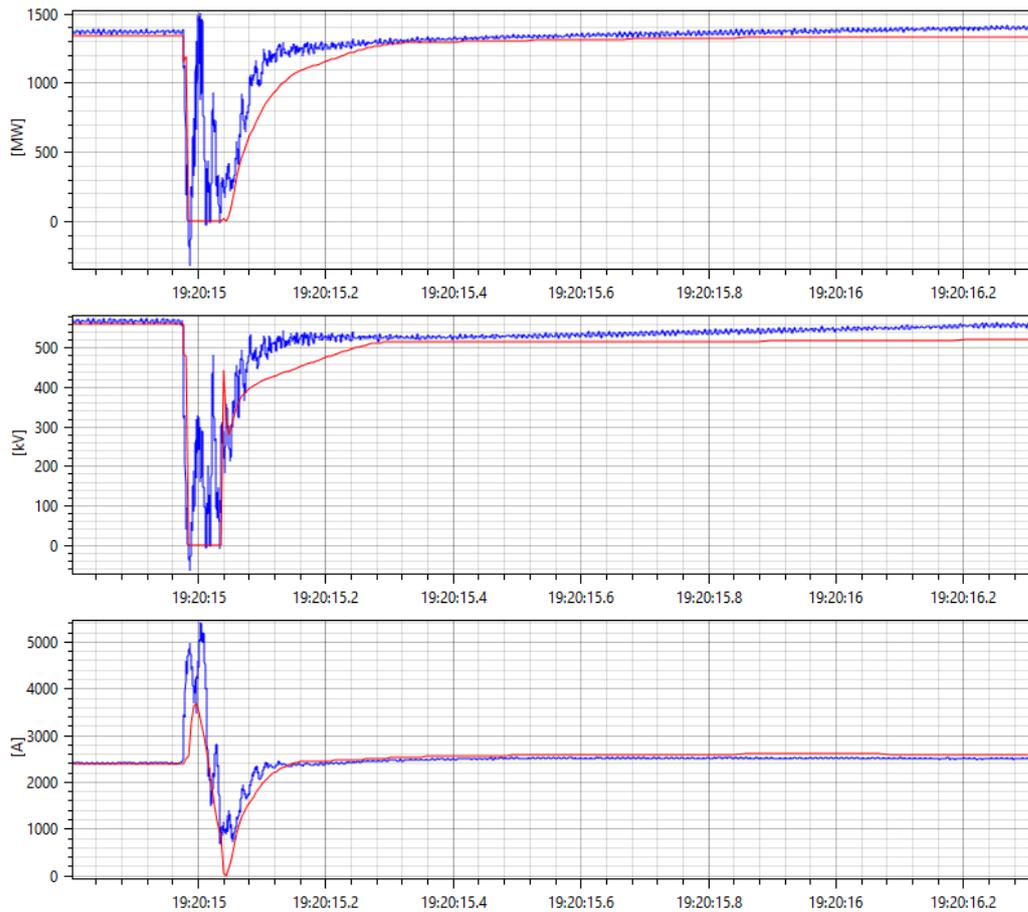


Figura 5.95 – Comparação entre Oscilografia e Organon da Corrente, Tensão e Potência CC do Bipolo da IE Madeira.

Percebe-se que o desempenho observado na simulação do Organon [3] está coerente com as oscilografias, indicando que o método utilizado para replicar eventos de falha de comutação pelos tempos DIF e TVZ em programas de transitórios eletromagnéticos é adequado. Ressalta-se a importância do efeito *multi-infeed* no SIN em função do somatório elevado de potência dos bipolos e da necessidade de reforços para garantir um sistema robusto e prevenir a ocorrência de falhas de comutação sucessivas. Os déficits de potência ocasionados podem resultar em consequências graves e levar a restrições significativas de intercâmbios, sendo assim muito relevante a capacidade de reprodução desses fenômenos nos estudos de planejamento.

5.3.9. Síntese dos Resultados e Indicadores

Foram simulados sete eventos com desvios de frequência em função da perda de blocos de geração, conforme a Tabela 5.38, com os resultados obtidos resumidos na Tabela 5.39.

Tabela 5.38 – Eventos de Subfrequência no SIN Simulados.

Evento	Data	Horário	Perda	Carga SIN (MW)	Rejeição (MW)
1	23/01/2019	12:31	UTN Angra 2	83.000	1.350
2	31/01/2019	07:41	Geração Eólica	72.000	1.300
3	03/02/2019	05:26	Bipolo Xingu – Estreito	61.500	3.000
4	19/02/2019	15:24	Polo 4 do Madeira	81.000	850
5	27/03/2019	10:56	UG na UHE Belo Monte	75.600	500
6	04/04/2019	15:03	UG na UHE Belo Monte	81.400	600
7	13/10/2019	10:18	Elo HVDC Madeira	54.900	1.918

Tabela 5.39 – Resultados Comparação Frequência PMU vs Organon.

Evento	Fmin PMU (Hz)	Fmin Organon Original (Hz)	Fmin Organon Modificado (Hz)	Δ Freq Organon Orig. PMU (Hz)	Δ Freq Organon Mod. PMU (Hz)	Redução Erro Médio Organon Mod. (%)
1	59,73	59,87	59,80	0,14	0,07	-57%
2	59,67	59,77	59,73	0,10	0,06	-24%
3	59,14	59,32	59,14	0,18	0	-45%
4	59,72	59,85	59,80	0,13	0,08	-42%
5	59,86	59,90	59,87	0,04	0,01	-46%
6	59,88	59,93	59,88	0,05	0	-67%
7	59,16	59,49	59,24	0,33	0,08	-33%

A comparação das frequências mínimas dos registros e as obtidas pelas simulações do Organon podem ser observadas nas Figura 5.96 e Figura 5.97. Percebe-se que os casos 3 e 6 ficaram com a frequência mínima do registro praticamente igual à da simulação do Organon com os parâmetros modificados. A diferença média final foi de 0,04 Hz, 70% menor em comparação com a diferença média de 0,14 Hz para a simulação do Organon original.

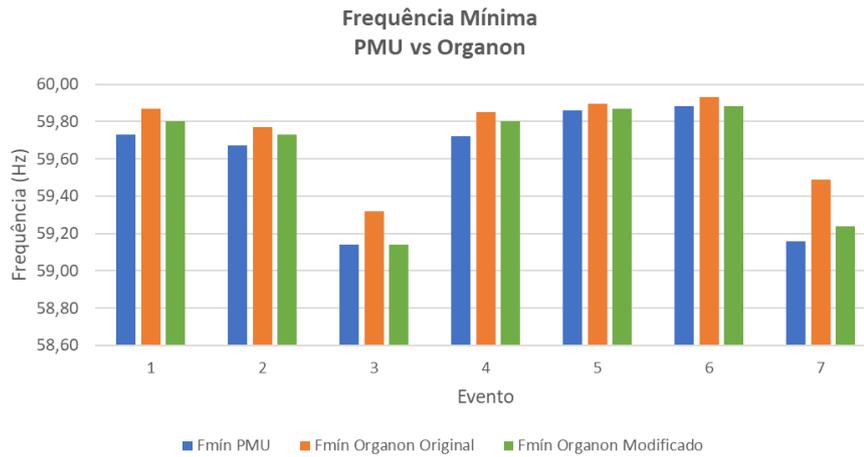


Figura 5.96 – Comparação Frequência Mínima PMU, Organon Original e Organon Modificado.

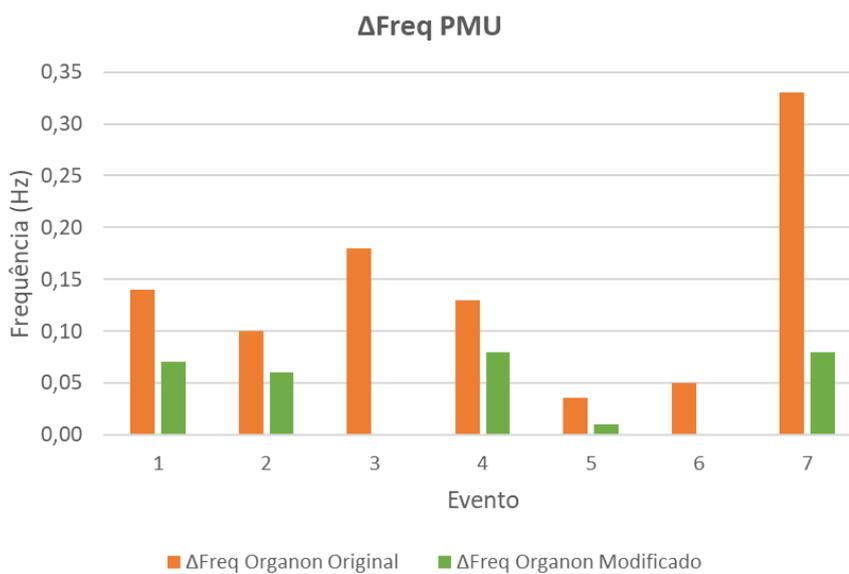


Figura 5.97 – Comparação ΔFrequência Mínima Organon Original e Organon Modificado.

A Figura 5.98 apresenta um gráfico da frequência mínima dos eventos em ordem crescente pela rejeição, uma curva da rejeição normalizada pelo valor máximo entre os eventos, curvas da participação percentual de cada tipo de geração e curvas dos Elos Assíncronos, compostos pelos Bipolos do Madeira e os Bipolos de Ibiúna, e dos intercâmbios internacionais, pois esses componentes não agregam inércia ao sistema. Os eventos 3 e 7 apresentaram frequências mínimas similares, porém o evento 7 tinha uma participação em torno de 45% de UHEs e 1.918 MW

de rejeição enquanto o evento 3 tinha uma participação de 70% de UHEs e 3.000 MW de rejeição. Dessa forma, percebe-se que, em geral, quanto menor a participação hidráulica, menor a frequência mínima para um mesmo valor de rejeição.

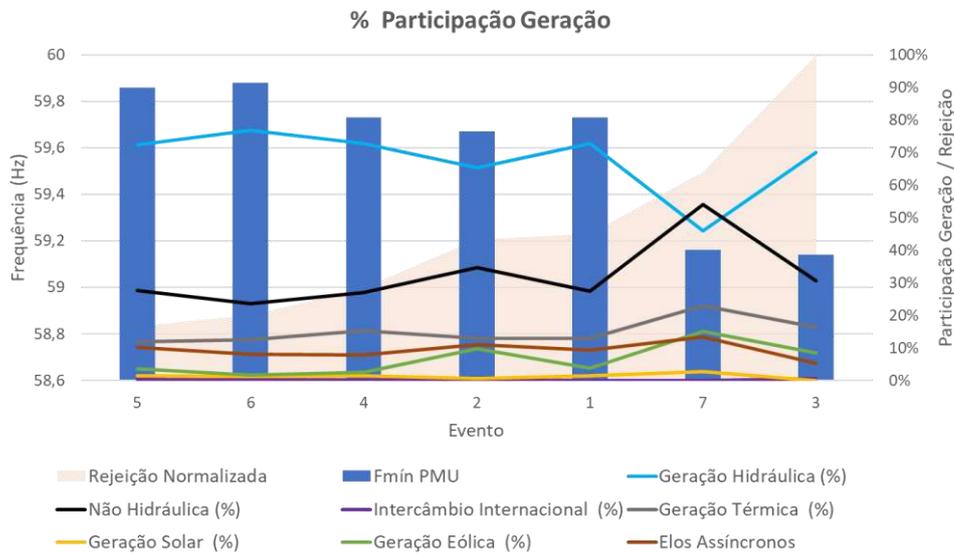


Figura 5.98 – Frequência e Rejeição Pelo Tipo de Geração por Evento.

Para avaliar o impacto de fatores como rejeição, inércia do SIN, carga do SIN e reserva das usinas hidráulicas síncronas com o SIN, a Figura 5.99 apresenta esses fatores normalizados pelo máximo entre os eventos avaliados. Os eventos foram ordenados de forma decrescente pelo valor das frequências mínimas. Percebe-se que há uma relação inversa da frequência com a rejeição, como esperado. Porém, os outros fatores apresentam comportamentos pouco conclusivos.

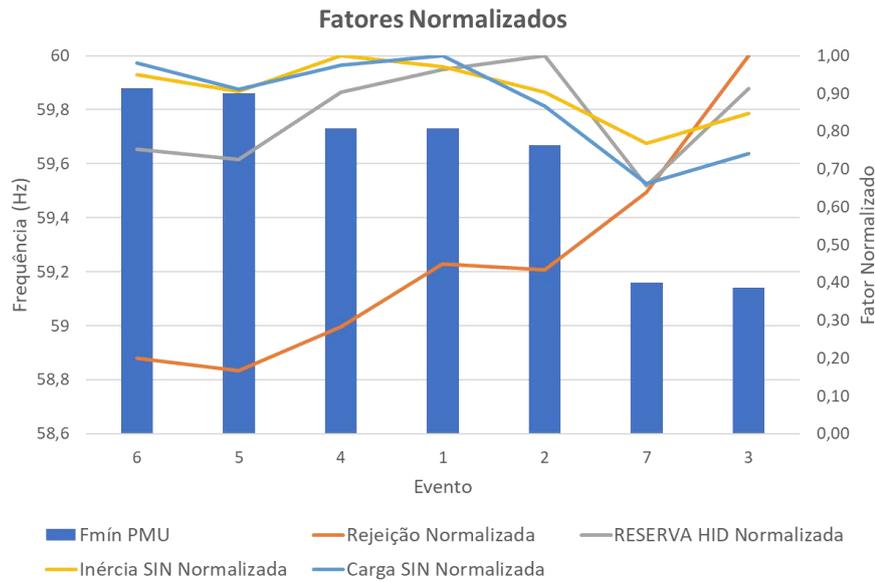


Figura 5.99 – Fatores Normalizados Pelo Máximo dos Eventos.

Sabemos que, quanto maior a reserva hidráulica das usinas síncronas para uma mesma rejeição e supondo a mesma inércia das usinas síncronas, maior será a frequência mínima. Assim, serão propostos indicadores de robustez do sistema frente a distúrbios de frequência, combinando esses fatores, conforme apresentados nas equações (5.1), (5.2) e (5.3).

$$I_1 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\text{Rejeição (MW)}} \quad (5.1)$$

$$I_2 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\left(\frac{\text{Rejeição (MW)}}{\text{Carga Sin (MW)}} \right)} \quad (5.2)$$

$$I_3 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\left(\frac{\text{Rejeição (MW)}}{\text{Energia Cinética (MW} \times \text{s)}} \right)} \quad (5.3)$$

A Figura 5.100 apresenta os indicadores propostos normalizados pelo valor máximo calculado entre os eventos, em função da frequência mínima. Percebe-se que o I_1 nos casos 6 e 2 apresentou resultados piores em relação aos índices I_2 e I_3 , que levam em conta a Carga SIN e a inércia do SIN, respectivamente.

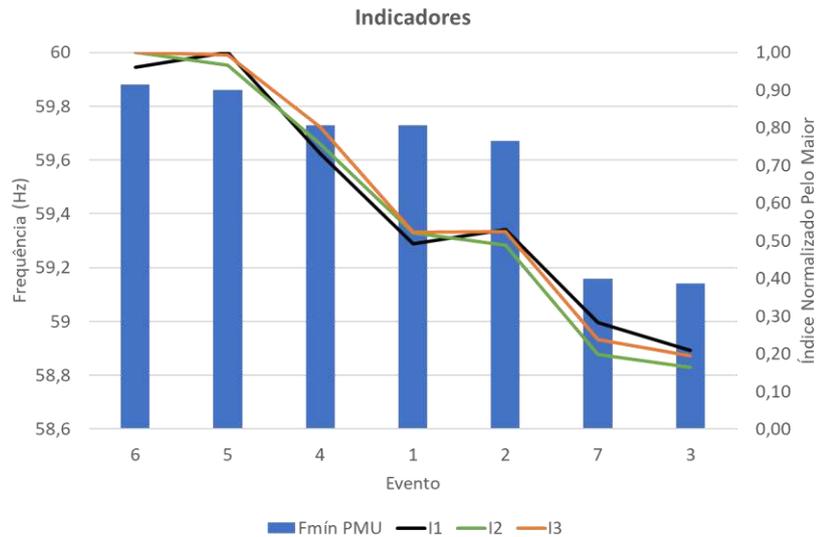


Figura 5.100 – Índices da Reserva Hidráulica Normalizados Pelo Máximo dos Eventos .

O acompanhamento direto dos parâmetros ou dos indicadores pode auxiliar o planejamento e a operação do SIN, garantir a segurança e evitar riscos de atuação do ERAC. Ressalte-se que para a operação normal do sistema é prevista a atuação do ERAC, de forma a maximizar os intercâmbios entre as regiões. No entanto, em algumas situações, como grandes eventos, essa atuação é indesejada. Adicionalmente, existe uma incerteza para valores de frequência em torno de 59 Hz em função dos ajustes das proteções anti-ilhamento da geração distribuída. Dessa forma, até que essa geração possa ser inserida adequadamente nas simulações, é importante monitorar as possíveis frequências mínimas do sistema para os eventos mais severos e inserir margens de segurança.

5.4. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados e as análises das simulações realizadas. Primeiramente foram realizadas simulações em casos de planejamento disponibilizados pelo ONS. Foram analisados os impactos dos parâmetros influentes no desvio de frequência discutidos no Capítulo 4, como altura de queda de usinas hidráulicas, limitação ou bloqueio dos reguladores de velocidade de usinas térmicas.

Verificou-se um impacto significativo desses parâmetros no valor da frequência mínima, indicando a possibilidade de uma simulação aparentemente segura não mostrar o risco de atuação do ERAC. Esses parâmetros não afetam significativamente o desempenho do sistema nos instantes iniciais da simulação, indicando ser possível avaliar problemas de colapso de tensão ou desvio angular com o uso dessas premissas.

Em seguida, foi realizada uma simulação para avaliar as consequências da saída de geração distribuída durante uma ocorrência de subfrequência. Foi observado um impacto significativo no desempenho da frequência, indicando a necessidade de se monitorar o montante gerado e ajustar as proteções adequadamente, em face da previsão de crescimento significativo dessas fontes.

Uma avaliação dos modelos das usinas térmicas foi realizada por meio da simulação de um caso com todas as usinas despachadas em 90% de sua potência nominal. Após um distúrbio com perda de geração, verificou-se que algumas usinas responderam muito além do 100% de sua potência nominal, mostrando que os modelos desses reguladores devem ser revisados. Foi proposta uma solução de limitar a potência máxima ou bloquear os reguladores, em função das limitações dos geradores térmicos em situações de subfrequência e do fato de não haver requisito de reserva nesse tipo de geração no SIN.

Simulações com diferentes tipos de modelagem de carga foram realizadas. Inicialmente foram simuladas alterações nos parâmetros do modelo ZIP da modelagem da carga pela tensão, avaliando o impacto no desempenho da frequência. Verificou-se que, para distúrbios com oscilações significativas de tensão, a modelagem da carga com a tensão impacta significativamente a frequência. Porém, essas alterações mudam consideravelmente o desempenho do sistema nos instantes iniciais, podendo levar simulações estáveis para a instabilidade. Dessa forma, esse parâmetro tem uma grande importância e deve ser obtido por meio de estudos conjuntos do ONS com os agentes avaliando o comportamento da carga. Adicionalmente, fenômenos que relacionam o desempenho da carga com a tensão como FIDVR só poderão ser considerados com a implementação de modelos de carga dinâmicos.

A modelagem da carga com a frequência foi avaliada. Para isso, o parâmetro D utilizado para modelar o amortecimento da carga com a frequência nos reguladores de velocidade foi alterado para avaliar o impacto na resposta da frequência.

Em seguida, foi definido $D = 0$ e foi inserido o parâmetro D_p do modelo ZIP até alcançar uma resposta similar ao D original. Verificou-se que é possível obter uma resposta similar utilizando D_p no modelo ZIP e que o amortecimento da carga com a frequência tem uma influência muito expressiva, indicando novamente a necessidade do ONS avaliar esse comportamento juntamente com os agentes de distribuição. Por fim, o desempenho de tipos de carga como motores de indução só poderão ser corretamente considerados com a utilização de modelos dinâmicos.

O desempenho dos compensadores síncronos e seus impactos na resposta da frequência foi analisado. Verificou-se que, apesar de pequeno, esses equipamentos ajudam na resposta da frequência nos instantes iniciais fornecendo potência elétrica convertida da energia cinética dos rotores. Além disso auxiliam no controle de tensão e aumentam a potência de curto circuito, melhorando o desempenho dinâmico do sistema durante distúrbios e fenômenos *multi-infeed*.

Em seguida, foram avaliados oito eventos reais de distúrbios do SIN, sete deles relacionados a desvio de frequência e o último relacionado ao fenômeno *multi-infeed*. Nos sete primeiros eventos analisados foi verificada uma diferença no valor de frequência mínima da simulação e dos registros PMU, sendo obtido valores maiores de frequência nas simulações. Parâmetros como altura de queda, reguladores de velocidade das térmicas, modelagem de carga foram avaliados. O desempenho da tensão e da potência de usinas hidráulicas na simulação e nos registros foi comparado. Com a utilização de modificações na altura de queda e na resposta das usinas térmicas foi possível melhorar a resposta das simulações, reduzindo erros e aproximando as frequências mínimas.

Em alguns dos eventos analisados, mesmo após as modificações desses parâmetros, foram observadas diferenças acima de 0,05Hz. Essa diferença pode ser debitada a diversos motivos, em função da quantidade de incertezas envolvidas nas simulações, como eventos adicionais não registrados, erros na modelagem das usinas, representações incorretas da rede e das cargas nos casos de tempo real utilizados, erros na modelagem de carga, entre outros.

Nas simulações, o objetivo era obter uma resposta similar da frequência mínima, que pode indicar a atuação do ERAC em uma simulação do planejamento. No entanto, verificou-se que em grande parte dos casos, a recuperação da frequência nas simulações foi mais rápida do que nos registros. Possíveis motivos

para essas diferenças são os erros nos ganhos de regime permanente e transitório dos modelos dos reguladores de velocidade, a margem de regulação maior nas simulação e a relação de abertura do distribuidor de potência de saída, que não é linear.

O efeito da perda de pressão dos servomotores de usinas hidráulicas não é representado em todos os modelos. A atuação destes servomotores não é linear, pois à medida que se movimentam para abrir e fechar as paletas, perde-se pressão hidráulica. O regulador da pressão não consegue manter o nível com a rapidez necessária, de forma que o efeito é como se o ganho do controle diminuísse um pouco transitoriamente.

Outro possível motivo para as diferenças observadas na recuperação da frequência pode ser uma modelagem inadequada da carga. A modelagem da carga com a frequência e com a tensão pode levar a uma recuperação mais lenta da frequência, visto que o aumento da tensão e da frequência para valores nominais leva ao aumento da carga.

Foi simulado um evento no qual ocorreu o fenômeno *multi-infeed*, com falha de comutação nos bipolos HVDC 600 kV do Madeira, que conecta a SE 230 kV Porto Velho com a SE 500 kV Araraquara. Verificou-se que a metodologia utilizando os tempos DIF e TVZ apresentou resultados satisfatórios na reprodução desse fenômeno nas simulações de transitórios eletromecânicos.

Por fim, os resultados obtidos foram sintetizados. Foi verificado que as diferenças entre os registros e as simulações tiveram uma redução significativa com as alterações propostas. Foram considerados índices que indicam o valor da frequência mínima do sistema em função da reserva da geração hidráulica, carga SIN, inércia do SIN e rejeição em MW. Os índices normalizados apresentaram resultados coerentes, indicando uma forma de monitorar riscos de atuação do ERAC pelo planejamento e pela operação.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1. Conclusões

O aumento da complexidade do SIN e a quantidade de incertezas associadas à operação do sistema exigem ferramentas de simulação robustas e confiáveis. O planejamento de curto prazo utiliza as simulações para a definição de limites da transmissão e medidas operativas. O planejamento de médio e longo prazo da transmissão utiliza as simulações para tomar decisões de expansão da rede e investimentos necessários.

É de suma importância que os modelos utilizados na representação dos equipamentos e os parâmetros da rede elétrica estejam devidamente representados, para evitar custos elevados na operação e gastos excessivos na expansão no caso de simulações muito pessimistas, ou situações de risco operativo e expansão da rede insuficientes no caso de simulações muito otimistas.

O desempenho da frequência depende de diversos fatores, como a representação da rede elétrica, a dinâmica das máquinas síncronas, o comportamento da carga, o tipo e a sequência de eventos, entre outros. Verificou-se que o valor da frequência mínima obtida nas simulações era superior ao observado nos registros, o que não é desejado para simulações com premissas, a princípio, conservativas.

Neste contexto, este trabalho apresentou um estudo de validação sistêmica de modelos do SIN com enfoque principal no desempenho da frequência, utilizando simulações eletromecânicas de eventos reais do SIN comparadas com registros obtidos através da tecnologia de medição fasorial sincronizada, pelas PMUs instaladas no SIN. Foram abordados alguns fatores que podem minimizar as diferenças entre os casos simulados e os registros reais, como a modelagem de carga, modificação da altura de queda nos modelos de turbina hidráulica e a resposta dinâmica das máquinas térmicas. Na ausência de dados e informações confiáveis, devem-se usar premissas mais conservativas que favoreçam a segurança do siste-

ma, já que uma simulação inicialmente segura pode passar a apresentar risco de atuação de ERAC por subfrequência após a consideração desses fatores.

O nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas do SIN varia consideravelmente durante o ano em função da sazonalidade. Isso resulta em variações na altura de queda da coluna d'água das usinas, impactando a reserva de potência disponível e a resposta dinâmica em perturbações. Foi proposta uma metodologia de obtenção da altura de queda das usinas para eventos específicos e aplicação desses valores nos modelos de reguladores de velocidade. Os resultados das simulações mostraram que esse processo pode impactar significativamente a frequência mínima das simulações.

Através de simulações, foi identificado que os reguladores de velocidade de parte das usinas térmicas respondem muito acima de 100% da potência nominal, o que pode tornar muito otimista a resposta da frequência. Adicionalmente, conforme as referências citadas, existem diversas situações nas quais usinas termoelétricas não respondem a desvios de frequência e não há um requisito de alocação de reserva nessas usinas no SIN. Adicionalmente, algumas usinas, principalmente à gás, possuem limitações em situações de subfrequência. Dessa forma, foi proposta a revisão desses modelos, com a implementação de limitadores, bloqueio de parte ou de todos os reguladores de velocidade de usinas térmicas, como premissas conservativas.

A influência da modelagem de carga com a tensão na resposta da frequência foi avaliada através de simulações. Foi verificado que a modelagem de carga impacta significativamente o desempenho da frequência em alguns distúrbios, mas também altera o comportamento do sistema durante os períodos iniciais, que contemplam a verificação de fenômenos como colapso de tensão e problemas de abertura angular. Desse modo, a alteração da modelagem ZIP padrão utilizada deve ser feita através de estudos conjuntos do ONS com os agentes de distribuição para garantir um modelo confiável e robusto. Alguns comportamentos da carga como o fenômeno FIDVR só poderão ser representados de maneira fidedigna com o desenvolvimento de modelos de carga dinâmicos, algo ainda não implementado na base de dados dinâmica do SIN.

O amortecimento da carga com a frequência também foi avaliado por meio de simulações. Constatou-se que atualmente esse efeito é considerado através de parâmetros inseridos diretamente nos reguladores de velocidade das usinas. No

entanto, a inserção desse parâmetro nas usinas pode gerar inconsistências nos valores das perdas e nem todas as usinas possuem essa implementação, indicando que esta não é a melhor forma de implementação. Foi proposta uma implementação do amortecimento diretamente nas barras de carga, que apresentou resultados satisfatórios. Ressalte-se que essa implementação exigirá estudos conjuntos do ONS com os agentes para a obtenção de valores específicos de amortecimento da carga com a frequência para barras ou áreas do sistema. Adicionalmente, cargas majoritariamente compostas por motores de indução poderão exigir modelos de carga dinâmicos para uma representação mais precisa.

O fenômeno *multi-infeed* ganhou notoriedade em função do aumento na quantidade de equipamentos HVDC no SIN. Eventos que resultem em falhas de comutação podem causar impactos significativos e limitações, sendo necessário que as simulações eletromecânicas consigam reproduzir estes efeitos. Foi avaliado um evento de ocorrência de uma falha de comutação e simulado um caso de tempo real. Através da metodologia atualmente utilizada no ONS, foi possível reproduzir adequadamente em uma simulação de transitórios eletromecânicos as consequências de um evento com falha de comutação.

Os resultados obtidos mostram uma relação direta da frequência mínima com a participação de diferentes tipos de geração, montante de rejeição, carga do SIN, reserva de potência principalmente das usinas hidráulicas síncronas com o SIN e inércia do sistema. Esses parâmetros foram analisados e indicadores para avaliar robustez do sistema frente à perturbações de desvio de frequência foram propostos.

Com dados históricos de eventos de subfrequência, dados de simulações utilizando premissas conservativas ou uma combinação destes, pode-se desenvolver ferramentas para estimar o valor da frequência mínima e auxiliar os estudos de planejamento da operação. Por exemplo, redes neurais treinadas utilizando dados históricos de eventos reais de subfrequência e utilizando como entrada parâmetros dinâmicos do sistema como a reserva disponível, a inércia equivalente do sistema, os tipos e os montantes de geração despachados, a carga e a rejeição esperada, podem prever os valores de frequência mínima após um distúrbio e auxiliar na verificação da aderência dos resultados das simulações [40].

É de extrema importância o desenvolvimento de procedimentos para a aferição do desempenho das ferramentas de simulação em relação aos registros reais

no SIN, de forma a verificar a aderência de cada um dos modelos dinâmicos de componentes ao seu desempenho real frente a perturbações, o que poderá ser feito futuramente através da estimação on-line de parâmetros pela medição sincronizada de fasores, que não exigem a intervenção dos equipamentos [2].

6.2. Propostas de Trabalhos Futuros

Partindo das análises e resultados apresentados nesta dissertação de mestrado e sua aplicação no planejamento da operação elétrica, são apresentadas a seguir as principais ações vislumbradas para continuidade do estudo:

- Reavaliar a variação da carga com a frequência, visto que nem todos os reguladores de velocidade possuem essa representação ou apresentam valores diferentes do indicado nos procedimentos de rede;
- Reavaliar a representação dos reguladores de velocidade de usinas térmicas nas simulações, uma vez que, na grande maioria dos registros de eventos essas usinas não alteram a sua potência, deixando de fazer parte da regulação primária de frequência;
- Reavaliar os ajustes dos reguladores de velocidade das unidades geradoras no Organon [3] em relação à base de dados do Anatem [12];
- Reavaliar os limites utilizados nos reguladores de velocidade das usinas térmicas, de forma a compatibilizar a resposta dinâmica com as faixas de potência máxima estabelecidas para que as usinas não gerem uma potência superior à sua capacidade nominal;
- Avaliar a possibilidade de modificar as simulações dos casos de planejamento para permitir uma melhor aderência do desvio de frequência, a partir da inclusão da altura de queda das usinas hidráulicas;
- Considerar da saída de geração distribuída em eventos severos;
- Avaliar a integração do sistema SADHI Pós-Operação e o Organon [3] em tempo real para permitir a utilização dos valores de altura de queda das usinas;

- Obtenção do parâmetro real da queda de projeto de todas as usinas hidráulicas do SIN;
- Reavaliar a representação das perdas hidráulicas nos modelos das usinas hidráulicas do SIN;
- Atualizar a modelagem de carga atual do SIN com análises conjuntas do ONS e agentes distribuidores, com a possível implementação de modelos de carga dinâmicos;
- Monitorar parâmetros ou criar indicadores da robustez do SIN frente a distúrbios de frequência para auxiliar o planejamento e a operação do SIN;
- Considerar o uso de ferramentas de *deep learning* e *big data* para melhorar as previsões de frequência mínima, por exemplo, com o uso de redes neurais a partir de dados históricos.

7

Referências Bibliográficas

- [1] NERC, "Power System Model Validation - A White Paper by the NERC. A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee," Dez 2010.
- [2] I. C. Decker, A. S. Silva, J. Jardim, M. N. Agostini, P. A. S. Silva e V. Zimmer, "Sistema Piloto Para Avaliação Automática de Segurança Dinâmica Baseado em Regiões de Segurança e Medição Fasorial Sincronizada," Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, UFSC, CTEEP e HPPA, PD-0068-0032/2012.
- [3] HPPA, "Organon User Manual," Version 8.3, 2018.
- [4] D. Han, J. Ma, R. He and Z. Dong, "A Real Application of Measurement-Based Load Modeling in Large-Scale Power Grids and its Validation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 4, pp. 1756-1764, Nov. 2009.
- [5] I. C. Decker, A. S. Silva, R. J. G. Silva, M. N. Agostini, N. Martins and F. B. Prioste, "System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System," IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, USA, July 25-29, 2010.
- [6] F. Trevisan, "Validação de Parâmetros de Modelos de Unidades Geradoras usando dados de Medição Sincronizada de Fasores," Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, 2010.
- [7] G. A. Gavioli, "Validação de modelos de simulação de sistemas de energia elétrica utilizando dados fasoriais sincronizados," Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2013.
- [8] P. A. S. Silva, "Investigação de metodologias de validação de modelos de simulação da dinâmica de sistemas elétricos utilizando sincrofasores," Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, 2014.
- [9] A. Macagnan, "Estratégias de validação de modelos de simulação dinâmica de sistemas elétricos utilizando sincrofasores," Trabalho de Conclusão de Curso, UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2019.
- [10] D. Kosterev, "Load modeling in power system studies: WECC progress update, 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh," pp. pp. 1-

8., 2008.

- [11] L. T. G. Lima, "Dynamic model validation for compliance with NERC standards," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, pp. 1-7, 2009.
- [12] CEPEL, "Anatem - Análise de Transitórios Eletromecânicos - 11.7.0 - Manual do Usuário," DRE, 2019.
- [13] P. Kundur, Power System Control and Stability, 1 ed., USA: EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.
- [14] J. L. Jardim, "Análise de Sistemas de Energia Elétrica II – Análise Dinâmica de Sistemas de Potência," Apostila PUC RIO, Rio de Janeiro, 2016.
- [15] C. H. C. Guimarães, "Simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência considerando os fenômenos de longa duração," Tese de Doutorado, COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.
- [16] ONS, "Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos.," <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.
- [17] T. C. Cenaqui, "Modelagem de turbinas e reguladores de velocidade e seus impactos na simulação da regulação primária de frequência," Dissertação de Mestrado, COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2018.
- [18] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904-1915, Nov. 1973.
- [19] M. M. P. Souza, "Modelagem de cargas para estudos dinâmicos," Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil, 2010.
- [20] IEEE Task Force, "Load representation for dynamic performance analysis (of power systems)," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 2, pp. 472-482, May 1993.
- [21] NERC, "A Technical Reference Paper Fault-Induced Delayed Voltage Recovery," Version 1.2, Jun. 2009.
- [22] NERC, "Technical Reference: Dynamic Load Modeling," Dez. 2016.
- [23] S. O. Frontin, "Equipamentos de alta tensão prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas," Goya Editora LTDA, Brasília, DF, 2013.
- [24] NERC, "Reliability Guideline: Primary Frequency Control," May 2019.

- [25] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 10.8: Submódulo 10.8 - Operação hidráulica de reservatórios,” <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.
- [26] ONS, “Critérios para identificação do fenômeno de falha de comutação na operação dos bipolos do SIN,” DPL-REL-0259/2019, Rio de Janeiro, RJ, 2019.
- [27] A. Phadke e J. S. Thorp, “View All Authors, History And Applications of Phasor Measurements,” 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2006.
- [28] T. Jeremias, “Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofasores,” Tese de mestrado, UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2012.
- [29] J. D. L. Ree, V. Centeno, J. S. Thorp e A. G. Phadke, “Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 1, pp. 20-27, June 2010.
- [30] C. W. Taylor, D. C. Erickson, K. E. Martin, R. E. Wilson e V. Venkatasubramanian, “WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration,” in Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 5, pp. 892-906, May 2005.
- [31] V. Terzija, G. Valverde, P. R. D. Cai, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Begovic e A. Phadke, “Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks,” Proc. IEEE, vol. 99, no 1, p. 80-93, Jan. 2011.
- [32] R. Fernandes, A. Massaud, M. Muniz, S. Diniz e H. Volskis, “Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores no SIN e as Lições Aprendidas com o Projeto Piloto de Aquisição de PMU através do open PDC pelas Equipes de Estudo Elétrico e de Análise de Eventos do ONS,” XXIV SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2017.
- [33] D. S. Filho, “Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva,” Dissertação de Mestrado, USP, 2003.
- [34] M. Valavi and A. Nysveen, "Variable-Speed Operation of Hydropower Plants," IEEE Industry Applications Magazine, p.21, 2018.
- [35] NERC, “Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance: Voltage and Frequency Ride-Through Requirements,” A report by the Integration of Variable Generation Task Force, Dec. 2013.
- [36] F. A. Mourinho e D. Motter, “Avaliação do desempenho das proteções anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos durante perdas de grandes

blocos de geração no sistema interligado nacional,” XIV STPC, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, Nov. 2018.

- [37] F. A. Mourinho, D. Motter, J. C. M. V. Júnior e T. M. L. Assis, “Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos,” XXV SNPTEE, Belo Horizonte, MG, Brasil, Nov. 2019.
- [38] IEEE PES, "Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters," PES-TR67, Washington, DC, 2018.
- [39] L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies e S. Patterson, “A new thermal governor modeling approach in the WECC,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 819-829, May 2003.
- [40] D. Zografos, T. Rabuzin, M. Ghandhari and R. Eriksson, "Prediction of Frequency Nadir by Employing a Neural Network Approach," IEEE, Sweden, 2019.

Apêndice A. Dados de Altura de Queda

A.1. Altura de Queda Usinas Hidráulicas

Os dados de altura de projeto estimada para as usinas hidráulicas do SIN estão descritos na Tabela A.1 a seguir:

Tabela A.1 – Altura de Queda Usinas do SIN.

Usina	Estado	Subsistema	Queda de Projeto (m)		Perdas Hidráulicas (m)
			Estimada	Máxima	
Furnas	MG	SE-CO	87,4	95,1	0,8
Itumbiara	MG/GO	SE-CO	70,2	84,4	0,76
Marimbondo	MG/SP	SE-CO	57,4	63,5	2,06
Manso	MT	SE-CO	60,1	62,2	0,53
Mascarenhas de Moraes A	MG	SE-CO	39,0	44,12	0,76
Mascarenhas de Moraes B	MG	SE-CO	39,0	44,12	0,76
Porto Colômbia	MG/SP	SE-CO	22,6	23,8	0,23
Corumbá I	GO	SE-CO	72,2	76,1	0,71
Serra da Mesa	GO	SE-CO	97,2	125,9	1,27
Pereira Passos	RJ	SE-CO	38	38	0,4
Emborcação	MG/GO	SE-CO	111,5	139,1	1,1
Jaguara	MG/SP	SE-CO	44,9	45,9	0,51
Nova Ponte	MG	SE-CO	92,2	119	1,64
São Simão	MG/GO	SE-CO	69,7	72,9	0,91
Três Marias	MG	SE-CO	44,0	56,8	0,7
Volta Grande	MG/SP	SE-CO	27,6	27,6	0,16
Guilman Amorim	MG	SE-CO	119,5	119,5	3,5
Miranda	MG	SE-CO	70,8	70,8	0,73
Água Vermelha	SP	SE-CO	52,3	56,9	0,76
Ilha Solteira	SP	SE-CO	45,9	46,9	0,56
Jupiá - 440kV	SP	SE-CO	22,07	22,07	0,76
Jupiá - 440kV	SP	SE-CO	22,07	22,07	0,76
Jupiá - 138kV	SP	SE-CO	22,07	22,07	0,76
Capivara	SP	SE-CO	45,9	48,98	1,46
Canoas I	SP/PR	SE-CO	16,9	17,2	0,17
Canoas II	SP/PR	SE-CO	14,6	14,9	0,17
Porto Primavera	SP	SE-CO	20,95	20,95	0,5
Rosana (2 UGs)	SP/PR	SE-CO	20,57	20,57	0,21
Salto Grande (L. N. Garcez)	SP/PR	SE-CO	100,9	100,9	6,06
Taquaruçu	SP	SE-CO	24,7	24,92	0,34
Chavantes	SP/PR	SE-CO	72,3	75,34	1,98
Barra Bonita	SP	SE-CO	21,9	23,5	0,38

Usina	Estado	Subsistema	Queda de Projeto (m)		Perdas Hidráulicas (m)
			Estimada	Máxima	
Ibitinga	SP	SE-CO	21,4	21,5	0,36
Promissão	SP	SE-CO	24,7	25,3	0,31
Três Irmãos	SP	SE-CO	45,8	48	0,79
Caconde	SP	SE-CO	95,7	105	1,08
Euclides Da Cunha	SP	SE-CO	88,3	91,5	0,86
Jaguari	SP	SE-CO	60,2	65,1	0,37
Paraibuna	SP	SE-CO	81,6	87,6	2,07
Pirajú	SP	SE-CO	26,5	26,5	0,3
Cachoeira Dourada 138 kV	GO	SE-CO	30,45	30,45	0,61
Cachoeira Dourada 230 kV	GO	SE-CO	30,45	30,45	0,61
Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)	PR	S	124,7	140	2,2
Itá	SC	S	103,3	104,9	1,62
Machadinho	SC	S	98,3	108,8	1,44
Passo Fundo	RS	S	260,1	262,5	2,95
S. Osorio 1 e 4	PR	S	69,8	73	1,27
S. Osorio 5 e 6	PR	S	69,8	73	1,27
Jaime Canet Júnior (Mauá)	PR	S	119,7	122,14	1,62
Foz de Chapecó	SC	S	51,6	52,17	1,38
Campos Novos	SC	S	181,1	187,3	2,36
Monte Claro	RS	S	40,5	44	4
Jacuí	RS	S	97,52	97,52	2,73
Castro Alves	RS	S	92,0	92	8
14 de Julho	RS	S	32,5	33,5	0,73
Passo Real	RS	S	47,7	47,7	1,34
Baguari	MG	SE-CO	18	18	0,22
Porto Estrela	MG	SE-CO	51,3	51	0,43
Fundão	PR	S	96,6	96,5	3,29
Mascarenhas	ES	SE-CO	22,1	20,93	0,19
Mascarenhas	ES	SE-CO	22,1	20,93	0,19
Quebra Queixo	SC	S	121,9	122,3	3,06
Salto Pilão	SC	S	204,8	206,31	8,45
Serra do Facão	GO	SE-CO	68,6	80,19	0,68
Corumbá IV	GO	SE-CO	68,7	71,4	1,2
Espora	GO	SE-CO	50,4	52,3	5,2
Cana Brava	GO	SE-CO	44,5	45,6	0,9
São Salvador	TO	SE-CO	24,5	23,78	0,64
Picada	MG	SE-CO	132,8	133,49	3,4
Queimado	MG	SE-CO	184,8	191,5	2,91
Aimorés	MG	SE-CO	29,0	27,5	0,36
Funil Grande	MG	SE-CO	40,7	40	1
Irapé	MG	SE-CO	156,8	178,52	2,18
Retiro Baixo	MG	SE-CO	38,2	39	3
Colfder	MT	SE-CO	23,0	22,62	0,35
São Manoel	PA	SE-CO	23,5	24,08	0,27
Teles Pires	MT	SE-CO	56,3	55,98	0,86
Ponte de Pedra	MT	SE-CO	243,8	247,23	2,49
Itiquira I	MT	SE-CO	149,7	92	4,31
Itiquira II	MT	SE-CO	76,3	139,23	2,8
Guaporé	MT	SE-CO	174,7	174,4	1,57
Jauru	MT	SE-CO	105,7	106,14	1,43
Dardanelos	MT	SE-CO	98,9	99,44	1,5

Usina	Estado	Subsistema	Queda de Projeto (m)		Perdas Hidráulicas (m)
			Estimada	Máxima	
Paulo Afonso 1G1	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G1	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G2	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G3	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G4	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G5	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 2G6	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 3G1	BA	NE	61,5	84,2	1,08
Paulo Afonso 4G1	BA	NE	115,1	116,2	0,89
Xingó	AL	NE	123,1	121,04	0,84
Boa Esperança	PI	NE	48,0	44	0,54
Estreito	PA	N	22,9	22,6	0,93
Pedra do Cavalo	BA	NE	108,6	109,5	2,2
Itapebi	BA	NE	83,3	80,32	0,95
Sobradinho	BA	NE	32,2	30	0,2
Tucuruí I	PA	N	62,1	65,4	0,9
Tucuruí II	PA	N	62,1	65,4	0,9
Pimental (Bloco 1)	PA	N	12,4	13,9	0,15
Pimental (Bloco 2)	PA	N	12,4	13,9	0,15
Pimental (Bloco 3)	PA	N	12,4	13,9	0,15
Belo Monte	PA	N	91,2	91,64	2,62
Belo Monte	PA	N	91,2	91,64	2,62
Belo Monte	PA	N	91,2	91,64	2,62
Rondon II	RO	SE-CO	62,1	63,48	3,8
Samuel	RO	SE-CO	20,7	29,81	0,4
Peixe Angical	TO	SE-CO	27,1	27,56	0,47
Lajeado	TO	SE-CO	36,2	36,5	0,22
St. Antônio do Jari	PA/AP	N	25,4	26,35	0,63
Cachoeira Caldeirão	AP	N	15,8	15,87	0,32
Ferreira Gomes	AP	N	16,6	18,03	0,2
Balbina	AM	N	20,8	24,55	0,3
Passo São João	RS	S	28,5	29,33	2,7
São José	RS	S	21,2	23,32	0,25
Baixo Iguaçu	PR	S	16,1	16,48	0,29
Salto	GO	SE-CO	51,4	51,36	0,65
Salto Rio Verdinho	MG/GO	SE-CO	43,1	41,77	0,58
Batalha	MG/GO	SE-CO	39,7	44,16	1,2
Çaçu	GO	SE-CO	27,2	28,2	0,35
Barra dos Coqueiros	GO	SE-CO	36,3	37,52	0,4
Simplício	RJ/MG	SE-CO	110,9	111,5	6

Para o evento da perda da UTN Angra 2 no dia 23/01/2019 simulado no item 5.3.1, foram adquiridos os dados da altura bruta de cada usina através do SADHI. Posteriormente, foram calculados os valores de H0MAX apresentados na Tabela A.2.

Tabela A.2 – Altura de Queda Usinas do SIN para Perda da UTN Angra 2 23/01/2019.

Nome	H0MAX (pu)	Subsistema
Luís Carlos Barreto	0,952	SE-CO
Funil 1	0,866	SE-CO
Furnas	0,892	SE-CO
Itumbiara	0,826	SE-CO
Marimbondo	0,813	SE-CO
Manso	0,944	SE-CO
Mascarenhas de Moraes	0,81	SE-CO
Porto Colômbia	0,921	SE-CO
Corumbá I	0,878	SE-CO
Serra da Mesa	0,716	SE-CO
Pereira Passos	1	SE-CO
Ilhas dos Pombos	0,892	SE-CO
Emborcação	0,801	SE-CO
Jaguara	0,964	SE-CO
Nova Ponte	0,9	SE-CO
São Simão	0,932	SE-CO
Três Marias	0,877	SE-CO
Volta Grande	1	SE-CO
Guilman Amorim	0,988	SE-CO
Miranda	0,998	SE-CO
Água Vermelha	0,879	SE-CO
Ilha Solteira	0,945	SE-CO
Jupia	0,961	SE-CO
Jurumirim	0,803	SE-CO
Capivara	0,841	SE-CO
Canoas I	0,969	SE-CO
Canoas II	0,973	SE-CO
Porto Primavera	0,921	SE-CO
Rosana	0,999	SE-CO
Salto Grande	1	SE-CO
Taquaruçu	0,965	SE-CO
Chavantes	0,889	SE-CO
Bariri- A	0,954	SE-CO
Barra Bonita	0,95	SE-CO
Ibitinga	1	SE-CO
Promissão	0,899	SE-CO
Três Irmãos	0,934	SE-CO
Caconde	0,954	SE-CO
Euclides Da Cunha	0,968	SE-CO
Limoeiro	1	SE-CO
Bariri- B	0,954	SE-CO
Jaguari	0,885	SE-CO
Paraibuna	0,886	SE-CO
Pirajú	1	SE-CO
Cachoeira Dourada	1	SE-CO

Nome	H0MAX (pu)	Subsistema
Baguari	1	SE-CO
Porto Estrela	1	SE-CO
Mascarenhas	1	SE-CO
Serra do Facão	0,828	SE-CO
Corumbá IV	0,926	SE-CO
Espora	0,972	SE-CO
Cana Brava	0,965	SE-CO
São Salvador	1	SE-CO
Picada	0,995	SE-CO
Queimado	0,949	SE-CO
Aimorés	1	SE-CO
Funil Grande	1	SE-CO
Irapé	0,857	SE-CO
Retiro Baixo	0,934	SE-CO
Colíder	1	SE-CO
São Manoel	1	SE-CO
Teles Pires	1	SE-CO
Ponte de Pedra	0,98	SE-CO
Itiquira I	0,95	SE-CO
Itiquira II	0,998	SE-CO
Guaporé	1	SE-CO
Jauru	0,996	SE-CO
Dardanelos	0,984	SE-CO
Rondon II	0,966	SE-CO
Samuel	0,909	SE-CO
Peixe Angical	0,951	SE-CO
Lajeado	1	SE-CO
Salto	1	SE-CO
Salto Rio Verdinho	1	SE-CO
Batalha	0,891	SE-CO
Caçu	0,94	SE-CO
Barra dos Coqueiros	0,963	SE-CO
Simplício	1	SE-CO
Gov. Bento Munhoz (Foz do Areia)	0,825	S
Itá	0,983	S
Machadinho	0,868	S
Passo Fundo	0,984	S
S. Osorio	0,941	S
Salto Santiago	0,886	S
Jaime Canet Júnior	0,98	S
Foz de Chapecó	0,981	S
Campos Novos	0,957	S
Monte Claro	0,928	S
Jacuí	0,972	S
Castro Alves	1	S
14 de Julho	0,969	S
Passo Real	0,9	S
Fundão	1	S
Quebra Queixo	0,99	S
Salto Pilão	0,997	S
Passo São João	0,985	S
São José	0,925	S
Baixo Iguaçú	0,918	S
Paulo Afonso 1	0,728	NE

Nome	H0MAX (pu)	Subsistema
Paulo Afonso 2	0,728	NE
Paulo Afonso 3	0,728	NE
Paulo Afonso 4	0,976	NE
Xingó	1	NE
Boa Esperança	0,97	NE
Pedra do Cavalo	0,991	NE
Itapebi	1	NE
Sobradinho	0,833	NE
Estreito	0,956	N
Tucuruí	0,845	N
Pimental	0,897	N
Belo Monte	1	N
St. Antônio do Jari	0,989	N
Cachoeira Caldeirão	1	N
Ferreira Gomes	0,928	N
Balbina	0,948	N

Apêndice B. Modelos de Carga com a Frequência

B.1. 23/01/2019: Perda da UTN Angra 2

Foi realizada uma avaliação do evento do dia 23/01/2019 referente à perda da UTN Angra 2 às 12h31min utilizando a versão 6.7.5.d do Organon que permite alterar o parâmetro de variação da carga com a frequência. Essa versão exige a utilização de um arquivo de dados “.DYN” mais recente, de maneira que os resultados podem ser um pouco diferentes dos apresentados no item 5.3.1. Foi realizada uma análise específica com o objetivo de comparar o impacto da alteração deste parâmetro. A Figura B.1 apresenta uma comparação da simulação com os arquivos originais e com um arquivo “.DYN” considerando o parâmetro D de amortecimento da carga com a frequência inserido nos modelos dos reguladores de velocidade nulo.

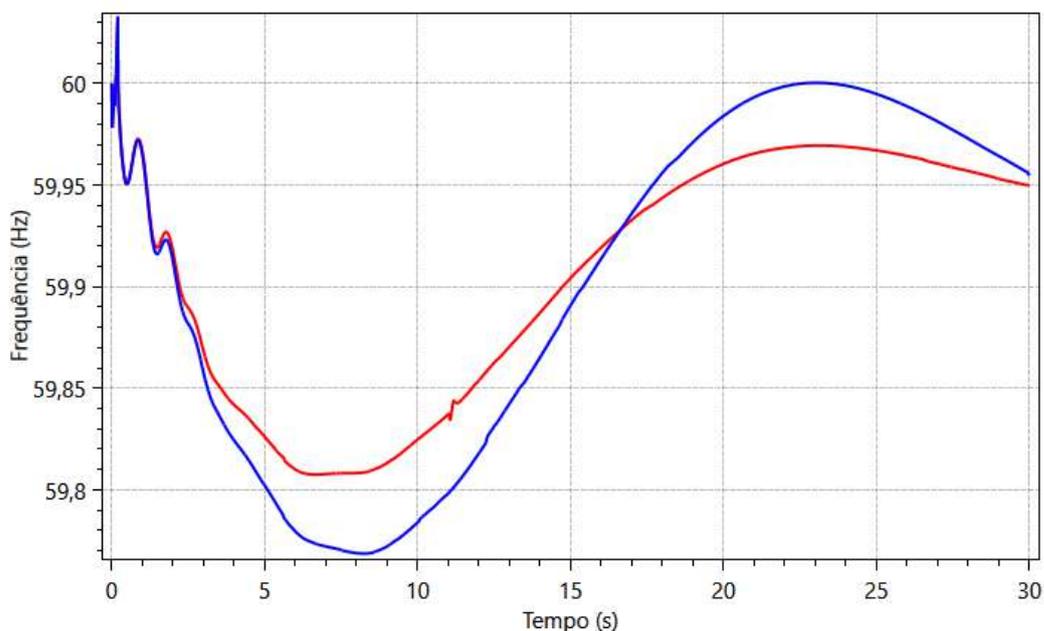


Figura B.1 – Variação do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência do Evento do Dia 23/01/2019.

Tabela B.1 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	59,149	0
	$D = 0$	58,918	-0,038

Percebe-se que a redução do parâmetro D para 0 leva a uma redução da frequência mínima, visto que a carga não amortece ($D = 0$) para frequências abaixo de 60 Hz, indicando a importância de utilizar parâmetros confiáveis do comportamento da carga com a frequência. A implementação ideal é inserir o amortecimento da carga pela frequência diretamente nas barras de carga, pois nem todos os modelos de geradores possuem o parâmetro implementado e podem ocorrer incoerências com relação às perdas, já que a influência da carga é inserida diretamente nos geradores.

Foram realizadas simulações utilizando o parâmetro de amortecimento nos reguladores de velocidade $D = 0$ e variando o parâmetro D_p da equação (2.3), referente à variação da carga com a frequência no modelo ZIP, até alcançar uma resposta semelhante aos ajustes originais do parâmetro D nos modelos dos reguladores, conforme a Figura B.2 e Tabela B.2.

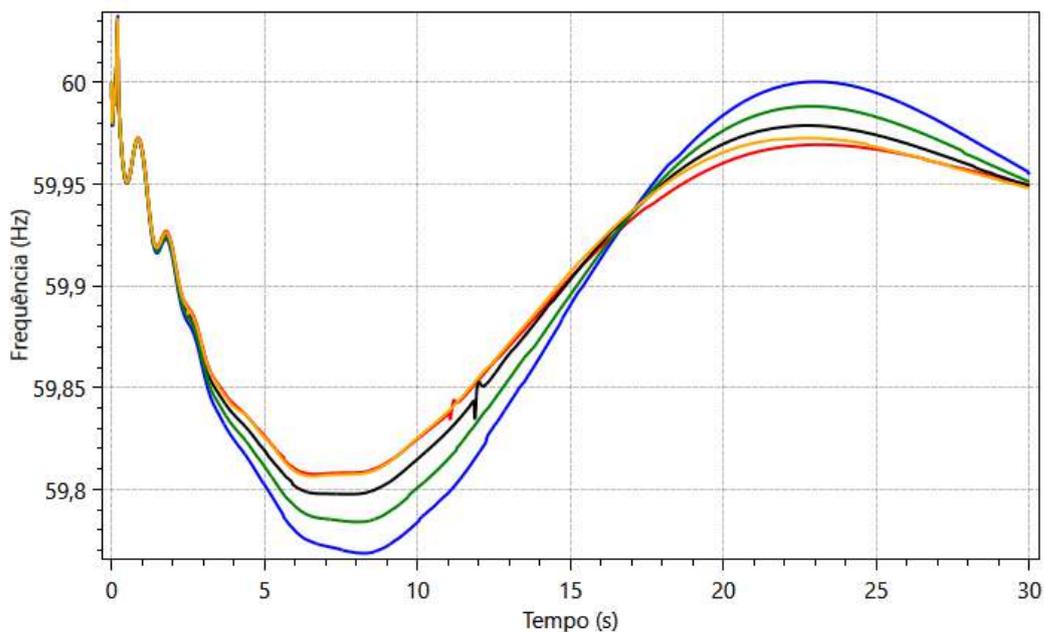


Figura B.2 – Utilização do Parâmetro D_p na Modelagem da Carga com a Frequência.

Tabela B.2 – Resultados Obtidos para Diferentes Valores do Parâmetro “D” de Amortecimento da Carga com a Frequência.

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	Δ Freq. (Hz)
	Original	59,807	0
	$D = 0$ e $D_p=0$	59,769	-0,038
	$D = 0$ e $D_p=0,5$	59,784	-0,023
	$D = 0$ e $D_p=1,0$	59,798	-0,009
	$D = 0$ e $D_p=1,4$	59,806	-0,001

Percebe-se que $D_p=1,4$ forneceu uma resposta muito semelhante ao ajuste original, com o mesmo valor de frequência mínima, mostrando a possibilidade de implementar o amortecimento da carga com a frequência diretamente nas cargas. No entanto, a implementação ideal impõe a definição de um ajuste específico para cada barra ou área de carga com base em estudos do comportamento da carga, que podem ser realizados pelo operador em conjunto com os agentes de distribuição.

Apêndice C. Dados Adicionais

Alguns dados adicionais referentes à reserva operativa e modelagem de carga são apresentados.

C.1. Reserva Operativa

A reserva de potência operativa de uma área i SIN é composta por três parcelas:

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i \quad (0.1)$$

sendo:

RPO: Reserva de potência operativa da área i

R1: Reserva primária da área i

R2: Reserva secundária da área i

R3: reserva terciária da área i

Reserva Primária (R1)

Essa reserva destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema (regulação primária).

Quantificação

Conforme definido no Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos a reserva primária é igual a 1% da responsabilidade de geração da área (RGA).

$$R1_i = 0,01 \times RGA_i \quad (0.2)$$

sendo:

$R1_i$ – reserva primária de responsabilidade da área de controle i ;

RGA_i – carga da área de controle i + intercâmbio líquido da área de controle i

Alocação

A R1 deve ser alocada na própria área de controle, entre a geração efetivamente realizada e o limite máximo de geração das unidades geradoras. Essa reserva deve ser distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e cuja geração não esteja maximizada.

Reserva Secundária (R2)

Essa reserva tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga ou da geração eólica, permitindo ao controle secundário (CAG) uma atuação correta no sentido de manter os intercâmbios e a frequência dentro de valores programados. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações de carga ou da geração eólica, é necessário dispor simultaneamente de reserva secundária para elevação de geração (R2e) e reserva secundária para redução de geração (R2r).

Quantificação

Cada área de controle é responsável por uma reserva secundária para elevação de geração R2e, igual a 4% da carga da área acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área ($Reol$) conforme indicado na expressão a seguir:

$$R2e_i = 4\% \times C_i + Reol_i \quad (0.3)$$

sendo:

$R2e_i$ – Reserva secundária para elevação de geração de responsabilidade da área de controle i ;

C_i – Carga da área de controle, incluindo os consumidores livres que mantenham contrato de conexão com agentes da área;

$Reol_i$ – Parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica (para as áreas de controle das regiões Nordeste e Sul);

$Reol_{NE}$ – 6% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Nordeste;

$Reol_{SUL}$ – 15% da Geração Eólica Prevista na Área de Controle da região Sul.

A reserva secundária para redução de geração (R2r) é igual a 2,5% da carga da área, acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área (Reol) conforme indicado na expressão a seguir:

$$R2r_i = 2,5\% \cdot C_i + Reol_i \quad (0.4)$$

sendo:

$R2r_i$ – Reserva secundária para redução de geração de responsabilidade da área de controle i.

Alocação

A R2e deve se constituir de reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada.

A R2r deve se constituir de reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação.

Reserva Terciária (R3)

Essa parcela tem por função complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1 + R2e$), calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema.

O valor total da R3 do SIN é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2e, diante do impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora e o nível de risco assumido na fase de planejamento de operação. É considerada igual a zero se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema.

Quantificação

Conforme definido no Submódulo 23.3 o valor total da R3 é igual à diferença entre a reserva total probabilística recomendada para o sistema e os totais das parcelas R1 e R2e das áreas de controle (5% da carga do sistema).

A R3 total do sistema deve ser rateada entre as áreas de controle proporcionalmente à RGA e à capacidade efetiva da maior máquina de cada área de controle, conforme expressão a seguir:

$$R3_k = \frac{MM_k \times RGA_k}{\sum_i^n (MM_i \times RGA_i)} R3_s \quad (0.5)$$

sendo:

$R3_k$ – Reserva terciária de responsabilidade da área de controle k;

$R3_s$ – Reserva terciária total do SIN;

MM_k – Maior máquina da área de controle k;

MM_i – Maior máquina da área de controle i;

RGA_i – Responsabilidade de geração da área de controle i;

RGA_k – Responsabilidade de geração da área de controle k;

RGA - Carga da área de controle + Intercâmbio líquido programado de fornecimento; Intercâmbio líquido programado de fornecimento = $\Sigma I_{\text{Prog. Fornecimento}} - \Sigma I_{\text{Prog. Recebimento}}$, Síntese do cálculo da parcela R3;

R3 sistema = Reserva Girante Total probabilística – 5% Carga sistema.

Alocação

Essa reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Pode ser alocada em unidades não ligadas a um CAG no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc.

C.2. Modelagem de Carga

Valores típicos dos parâmetros da modelagem de carga exponencial de equipamentos estão apresentados na Tabela C.1.

Tabela C.1 – Valores típicos dos parâmetros da modelagem de carga exponencial de equipamentos [13].

Equipamento	Fator de potência	$(np(\partial P)(\partial V))$	$(nq(\partial Q)(\partial V))$	$(D(\partial P)(\partial f))$	$D(\partial Q)(\partial f)$
Ar condicionado 3F	0,9	0,088	2,5	0,98	-1,3
Ar condicionado 1F	0,96	0,202	2,3	0,90	-2,7
Ar condicionado de janela	0,82	0,468	2,5	0,56	-2,8
Aquecedor de Água	1,0	2,0	0	0	0
Fritadeira elétrica	1,0	2,0	0	0	0
Forno elétrico	1,0	2,0	0	0	0
Lava Louça	0,99	1,8	3,6	0	-1,4
Lava Roupa	0,65	0,08	1,6	3,0	1,8
Secadora de Roupas	0,99	2,0	3,2	0	-2,5
Geladeira	0,8	0,77	2,5	0,53	-1,5
Televisão	0,8	2,0	5,1	0	-4,5
Luz incandescente	1,0	1,55	0	0	0
Luz fluorescente	0,9	0,96	7,4	1,0	-2,8
Motor industrial	0,88	0,07	0,5	2,5	1,2
Motor de ventilação	0,87	0,08	1,6	2,9	1,7
Bombas de irrigação	0,85	1,4	1,4	5,0	4,0
Forno de arco	0,70	2,3	1,6	-1,0	-1,0
Transformador sem carga	0,64	3,4	11,5	0	-11,8