



Igor de Oliveira Barreto

**Avaliação do Comportamento Dinâmico de Sistemas
Elétricos de Potência com Penetração de Fontes
Renováveis Considerando Dispositivos de
Armazenamento de Energia**

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

Abril de 2020



Igor de Oliveira Barreto

**Avaliação do Comportamento Dinâmico de Sistemas
Elétricos de Potência com Penetração de Fontes
Renováveis Considerando Dispositivos de
Armazenamento de Energia**

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, 30 de abril de 2020

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

Igor de Oliveira Barreto

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2009. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de potência na área de planejamento da operação elétrica no Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ficha Catalográfica

Barreto, Igor de Oliveira

Avaliação do Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência com Penetração de Fontes Renováveis Considerando Dispositivos de Armazenamento de Energia / Igor de Oliveira Barreto; orientador: Armando Martins Leite da Silva; coorientador: Jorge Luiz de Araújo Jardim. – 2020.

125 f.: il. color. 30 cm

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

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Dissertações. 2. Controle de Frequência. 3. Sistema de Potência Isolado. 4. Armazenamento de Energia. 5. Energia Renovável Intermitente. I. Leite da Silva, Armando Martins. II. Jardim, Jorge Luiz de Araújo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Avaliação do Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência com Penetração de Fontes Renováveis Considerando Dispositivos de Armazenamento de Energia.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus pela minha saúde, a da minha família e das pessoas que tenho carinho e consideração.

À minha noiva Nathalia Lopes Cunha por estar sempre ao meu lado, me apoiando e cuidando da nossa família com todo amor e carinho, em especial da nossa filha Maria Antônia Cunha Barreto, que nasceu durante o curso de pós-graduação e deu sentido às nossas vidas.

Aos meus pais, Acacio Barreto Neto e Tania de Oliveira Barreto, pela criação, formação de valores e caráter, e por me proporcionar todo suporte para que eu pudesse me desenvolver em todos os momentos da minha vida. À minha irmã Indd de Oliveira Barreto e meus sobrinhos Pedro Antônio e Ivie Maria.

Aos meus amigos de infância que permanecem unidos e compartilham momentos de lazer e alegria.

Aos meus orientadores Armando Martins Leite da Silva e Jorge Luiz de Araújo Jardim pela experiência excepcional de compartilhar conhecimentos com referências tão importantes para o setor elétrico. Estendendo esses agradecimentos aos professores Ricardo Prada, Delberis Lima, Eduardo Pires, Eduardo Pacheco e Mauro Schwanke.

À Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio e a CAPES pelos auxílios concedidos, e aos amigos de formação da graduação e da pós-graduação, com os quais compartilhei vários momentos em sala de aula de angústia e de felicidade.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em especial aos meus superiores antigos Rogério Amado e Mário Daher, e atuais Fernando Machado e Sumara Ticom, que auxiliaram na minha formação durante esses dez anos de carreira no Operador. Aos amigos engenheiros aposentados César Martins,

Maria de Lourdes Leite e Sérgio Martins que são referências para mim. Aos demais amigos do ONS pelas experiências compartilhadas, em especial aos engenheiros Pedro Henrique dos Santos e Fabricio Andrade Mourinho que me auxiliaram nesta dissertação como coorientadores.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Barreto, Igor de Oliveira. **Avaliação do Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência com Penetração de Fontes Renováveis Considerando Dispositivos de Armazenamento de Energia**. Rio de Janeiro, 2020. 125p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O aumento da penetração de fontes de energia intermitentes é uma realidade dentro da matriz energética brasileira. A utilização em larga escala de energia renovável diminui a flexibilidade operativa com a redução da inércia equivalente sincronizada no sistema, podendo colocar em risco a segurança e a qualidade do suprimento de energia dos sistemas elétricos de potência com a diminuição da capacidade de regulação de frequência. Com expectativas de crescimento acentuado, surgem os dispositivos de armazenamento de energia (*Energy Storage Devices* – ESD) como uma alternativa viável para contornar essas dificuldades, principalmente quando se trata de um sistema de potência isolado. Nesta dissertação, avalia-se o comportamento dinâmico do sistema elétrico do estado de Roraima, através de uma metodologia desenvolvida para quantificar a penetração de energia renovável intermitente em sistemas isolados. Avalia-se também como a utilização de dispositivos de armazenamento de energia podem contribuir para o controle de frequência, observando as vantagens que tais dispositivos podem acarretar nesse sistema. A construção do Mapa de Decisão pode auxiliar as análises tanto na etapa de planejamento como na fase de programação e operação dos sistemas. Nas simulações realizadas foi possível constatar que a utilização de ESD pode promover um aumento significativo na penetração de usinas renováveis intermitentes, como eólica e solar fotovoltaica, em sistemas de potência isolados.

Palavras-chave

Controle de Frequência; Sistema de Potência Isolado; Armazenamento de Energia; Energia Renovável Intermitente

Abstract

Barreto, Igor de Oliveira. **Dynamic Assesment of Electric Power Systems With Renewable Sources and Energy Storage Devices**. Rio de Janeiro, 2020. 125p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The increase in the penetration of intermittent energy sources is a reality within the Brazilian energy matrix. The large-scale use of renewable energy decreases the operational flexibility with the reduction of the equivalent inertia synchronized in the system, which can endanger the safety and quality of the energy supply of electric power systems with the reduction of the frequency regulation capacity. With expectations of sharp growth, energy storage devices (ESD) appear as a feasible alternative to overcome these difficulties, particularly when it comes to an isolated power network. In this dissertation, the dynamic assessment of the electrical system of the state of Roraima is evaluated, using a methodology developed to quantify the penetration of intermittent renewable energy in isolated systems. It is also evaluated how the use of energy storage devices can contribute to frequency control, observing the advantages that such devices can bring to this system. The construction of the Decision Map can assist the analyses during the planning, programming and operation phases. In the simulations carried out, it was possible to verify that the use of ESD can promote a significant increase in the penetration of intermittent renewable plants, such as wind and solar photovoltaic, in isolated power systems.

Keywords

Frequency Control; Isolated Power System; Energy Storage; Intermittent Renewable Energy

Sumário

Resumo	6
Abstract	7
1 Introdução	18
1.1. Considerações Iniciais	18
1.2. Objetivos	21
1.3. Estruturação da Dissertação	21
2 Armazenamento de Energia	23
2.1. Introdução	23
2.2. Principais Tecnologias para Armazenadores de Energia	23
2.2.1. Mecânica	24
2.2.2. Elétrica	25
2.2.3. Eletroquímica	26
2.2.4. Térmica	26
2.2.5. Química	27
2.2.6. Outras Tecnologias	27
2.3. Aplicações em Sistemas Elétricos de Potência	28
2.3.1. Deslocamento de Geração	28
2.3.2. Suavização da Intermitência de Fontes Renováveis	29
2.3.3. Controle de Carga da Ponta	32
2.3.4. Regulação de Tensão	34
2.3.5. Regulação de Frequência	35
2.3.6. Auxílio ao Reestabelecimento	36
2.4. Viabilidade do Uso no Sistema Elétrico Brasileiro	37
3 Controle de Frequência	38
3.1. Introdução	38
3.2. Fundamentos do Controle de Frequência	38
3.2.1. Equação de Oscilação	39
3.3. Regulação de Frequência	41
3.3.1. Regulação Primária	42
3.3.1.1. Regulação Própria do Sistema Elétrico	43
3.3.1.2. Regulador de Velocidade Isócrono	44

3.3.1.3. Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade	46
3.3.1.4. Esquema Regional de Alívio de Carga	48
3.3.2. Regulação Secundária	49
4 Modelagem Dinâmica dos Dispositivos de Armazenamento de Energia	52
4.1. Introdução	52
4.2. Modelo Dinâmico do ESD	52
4.2.1. Controle de Potência Ativa	55
4.2.2. Controle de Potência Reativa	56
4.3. Modelagem dos Demais Elementos do Sistema de Roraima	58
5 Simulações e Resultados	59
5.1. Introdução	59
5.2. Características do Sistema Elétrico	59
5.3. Metodologia Aplicada	62
5.3.1. Método de Definição da Contingência Mais Severa	63
5.4. Análise do Sistema Isolado de Roraima	64
5.4.1. Resultados das Simulações Dinâmicas	69
5.4.1.1. Simulações com 60% de Penetração de Fotovoltaicas e 10% de ESD	73
5.4.1.2. Simulações com 60% de Penetração de Fotovoltaicas e 95% de Redução de Geração Fotovoltaica	79
5.4.1.3. Simulações com 10% de ESD e 95% de Redução de Geração Fotovoltaica	82
5.4.1.4. Conclusões das Simulações Dinâmicas	84
6 Conclusões	85
6.1 Trabalhos Futuros	86
7 Referências bibliográficas	88
A Apêndice – Movimento Rotacional	91
B Apêndice – Parâmetros do Caso de Referência	92
C Apêndice – Modelos do Sistema Roraima	98

Lista de figuras

Figura 1.1 – Previsão de Crescimento da Capacidade de Armazenamento de Energia (MW) [2].	19
Figura 2.1 – Principais tecnologias de armazenamento de energia. Adaptada de [12].	24
Figura 2.2 – Deslocamento de geração para a carga pesada.	29
Figura 2.3 – Suavização da intermitência de geração fotovoltaica.	30
Figura 2.4 – Suavização da intermitência de geração fotovoltaica com bloqueio por nuvem.	31
Figura 2.5 – Suavização da intermitência de geração eólica.	31
Figura 2.6 – Controle de carga da ponta.	33
Figura 2.7 – Controle de regulação de tensão.	35
Figura 2.8 – Controle de regulação de frequência.	36
Figura 3.1 – Diagrama esquemático típico de regulação de frequência.	42
Figura 3.2 – Diagrama esquemático de um regulador de velocidade isócrono.	45
Figura 3.3 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono [16].	45
Figura 3.4 – Diagrama esquemático de um regulador de velocidade com queda de velocidade.	46
Figura 3.5 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com queda de velocidade [16].	47
Figura 3.6 – Compartilhamento de carga por duas unidades geradoras com regulador de velocidade com queda de velocidade [16].	48
Figura 3.7 – Comportamento de uma unidade geradora considerando atuação da Regulação Primária e da Regulação Secundária. Adaptada de [17].	50
Figura 3.8 – Comportamento de diversas unidades geradoras considerando atuação da Regulação Primária e da Regulação Secundária.	51
Figura 4.1 – Estrutura de um Sistema de Armazenamento de Energia	53
Figura 4.2 – Esquema de um <i>Voltage Source Converter</i> (VSC)	53
Figura 4.3 – Diagrama de Blocos do Controle de Potência Ativa do Modelo de ESD.	55
Figura 4.4 – Diagrama de Blocos do Controle de Potência Reativa do Modelo de ESD.	57
Figura 5.1 – Diagrama geoeletrico do estado de Roraima.	60

Figura 5.2 – Resultados das simulações considerando a redução de 40% da geração fotovoltaica.	69
Figura 5.3 – Resultados das simulações considerando a redução de 65% da geração fotovoltaica.	70
Figura 5.4 – Resultados das simulações considerando a redução de 80% da geração fotovoltaica.	70
Figura 5.5 – Resultados das simulações considerando a redução de 95% da geração fotovoltaica.	71
Figura 5.6 – Resultado das simulações considerando um ESD de 15% da geração total do sistema.	72
Figura 5.7 – Resultado das simulações considerando um ESD de 10% da geração total do sistema.	72
Figura 5.8 – Resultado das simulações considerando um ESD de 5% da geração total do sistema.	73
Figura 5.9 – Frequência do Sistema para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	73
Figura 5.10 – Carga na Subestação Centro 13,8 kV para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	74
Figura 5.11 – Potência Ativa do ESD para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	75
Figura 5.12 – Tensão no Barramento de 69 kV na Subestação Boa Vista para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	76
Figura 5.13 – Potência Reativa do ESD para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	77
Figura 5.14 – Contingência Simulada para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	77
Figura 5.15 – Potência Elétrica da UTE Bonfim para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	78

Figura 5.16 – Potência Mecânica da UTE Bonfim para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	78
Figura 5.17 – Frequência de Todas as Unidades Geradoras do Sistema para 95% de Redução de Geração Fotovoltaicas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	79
Figura 5.18 – Frequência do Sistema para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.	80
Figura 5.19 – Frequência do Sistema no Momento da Perturbação para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.	81
Figura 5.20 – Potência Ativa de ESD para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.	81
Figura 5.21 – Frequência do Sistema para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	82
Figura 5.22 – Carga na Subestação Centro 13,8 kV para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	83
Figura 5.23 – Potência Ativa do ESD para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.	84
Figura B.1 – Parâmetros de Inicialização e Definição de Constantes do Caso de Referência.	92
Figura B.2 – Parâmetros de Barramentos do Caso de Referência.	93
Figura B.3 – Parâmetros de Circuitos e Transformadores do Caso de Referência.	95
Figura B.4 – Parâmetros de Elementos Shunts de Barra do Caso de Referência.	96
Figura B.5 – Parâmetros de Grupo Base e Grupo Limite de Barra, Definição de Área e Transformadores com o Tap Congelado no Caso de Referência.	97
Figura C.1 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona com polos salientes - SM04.	98

Figura C.2 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona com polos lisos - SD05.	100
Figura C.3 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV08.	101
Figura C.4 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV11.	102
Figura C.5 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV19.	103
Figura C.6 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão – AVR23.	106
Figura C.7 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão – AVR24.	108
Figura C.8 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão – AVR25.	110
Figura C.9 – Diagrama de blocos do modelo estabilizador PSS – PS06.	112
Figura C.10 – Malha de Controle da Potência Ativa.	118
Figura C.11 – Malha de Controle da Potência Reativa.	119
Figura C.12 – Malha de Detecção de Subtensão e Sobre tensão.	120
Figura C.13 – Limites de Corrente Ativa e de Corrente Reativa.	121
Figura C.14 – Proteções da Usina Fotovoltaica.	122

Lista de tabelas

Tabela 5.1 – Empreendimentos de Geração Vencedores no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL.	61
Tabela 5.2 – Carga por Barramento do Sistema Isolado de Roraima.	64
Tabela 5.3 – Capacidade Instalada das Usinas do Sistema Isolado de Roraima.	65
Tabela 5.4 – Despacho de cada usina por patamar de penetração de UFV no Sistema Isolado de Roraima.	67
Tabela 5.5 – Capacidade Nominal dos Dispositivos de Armazenamento de Energia.	68
Tabela 5.6 – Casos de referência para análise dinâmica do Sistema Isolado de Roraima.	68
Tabela C.1 – Parâmetros do modelo SM04 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)	99
Tabela C.2 – Parâmetros do modelo SM05 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)	101
Tabela C.3 – Parâmetros do modelo GOV08 (UTE Jaguatirica II vapor)	102
Tabela C.4 – Parâmetros do modelo GOV11 (UTE Jaguatirica II gás)	103
Tabela C.5 – Parâmetros do modelo GOV19 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)	104
Tabela C.6 – Parâmetros do modelo GOV19 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)	105
Tabela C.7 – Parâmetros do modelo AVR23 (UTE Jaguatirica II gás)	107
Tabela C.8 – Parâmetros do modelo AVR23 (UTE Jaguatirica II vapor)	107
Tabela C.9 – Parâmetros do modelo AVR24 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)	109
Tabela C.10 – Parâmetros do modelo AVR25 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)	111
Tabela C.11 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Jaguatirica II gás)	113
Tabela C.12 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Jaguatirica II vapor)	114
Tabela C.13 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)	115

Tabela C.14 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan, UTE Baliza 1 e UTE Baliza 2)	116
Tabela C.15 – Parâmetros do modelo simplificado para os Dispositivos de Armazenamento de Energia no controle de Potência Ativa	117
Tabela C.16 – Parâmetros do modelo simplificado para os Dispositivos de Armazenamento de Energia no controle de Potência Reativa	117
Tabela C.17 – Parâmetros do modelo do Controle de Usinas Fotovoltaicas	123
Tabela C.18 – Parâmetros de Ajuste do Esquema Regional de Alívio de Carga para o Sistema Roraima	124
Tabela C.19 – Parâmetros de Ajuste de Proteção de Sobreensão	125
Tabela C.20 – Parâmetros da Modelagem de Carga	125

Nomenclatura

δ – ângulo do rotor

α – aceleração angular

C – capacitância

D – coeficiente de amortecimento

G – condutância

H – constante de inércia

i – corrente

$1/R$ – energia de regulação da máquina

R – estatismo

f – frequência

K – ganho de um controlador

Z – impedância

p_f – número de polos da máquina síncrona

S_{base} – potência aparente nominal

P – potência ativa

P_G – potência de um gerador

P_{carga} – potência de uma carga

P_e – potência elétrica

P_m – potência mecânica

Q – potência reativa

V – tensão

T – torque

T_a – torque acelerante

T_e – torque elétrico

T_m – torque mecânico

W – trabalho

ω – velocidade angular

ω_{ref} - velocidade angular de referência

Siglas e Abreviações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento por Baterias)

CA: Corrente Alternada

CAES: Compressed Air Energy Storage (Armazenamento por Ar Comprimido)

CAISO: California Independent System Operator (Operador Independente do Sistema da Califórnia)

CC: Corrente Contínua

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

DLC: Double-layer Capacitors (Capacitores de Dupla Camada)

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga

ESD: Energy Storage Devices (Dispositivos de Armazenamento de Energia)

ESS: Energy Storage System (Sistemas de Armazenamento de Energia)

EV: Electrical Vehicle (Veículo Elétrico)

FB: Flow Battery (Bateria de Fluxo)

FESS: Flywheel Energy Storage System (Volante de Inércia)

HFC: Hydrogen Fuel Cells (Armazenamento de Hidrogênio com Células Combustíveis)

HVDC: High Voltage Direct Current (Transmissão CC em Alta Tensão)

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PHS: Pumped Hydro Storage (Armazenamento por Bombeamento de Água)

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

SMES: Super-Conductive Magnetic Energy Storage (Supercondutores Magnéticos Armazenadores de Energia)

TES: Thermal Energy Storage (Sistema de Armazenamento Térmico)

UFV: Usina Fotovoltaica

UHR: Usina Hidrelétrica Reversível

UTE: Usina Térmica

V2G: Vehicle to Grid (Veículos Elétricos na Rede)

VSC: Voltage Source Converter (Conversor Fonte de Tensão)

1

Introdução

1.1.

Considerações Iniciais

A integração de fontes renováveis intermitentes, como geração eólica e fotovoltaica, é uma realidade dentro da matriz energética brasileira. A expectativa de crescimento dessas fontes se mantém na política energética do país, dada a pressão socioambiental para substituição de fontes baseadas em combustíveis fósseis e usinas hidrelétricas que necessitam de grandes reservatórios. Em termos de planejamento da operação elétrica, o aumento da penetração de fontes de energia intermitentes diminui a flexibilidade operativa, podendo colocar em risco a segurança e a qualidade do suprimento de energia dos sistemas elétricos de potência.

A substituição de geradores síncronos convencionais por fontes renováveis intermitentes vem sendo amplamente debatida no setor elétrico e tem como consequência a redução da inércia girante do sistema, provocando uma diminuição da capacidade de regulação primária e, consequentemente, aumento das taxas de variação de frequência na rede. Os dispositivos de armazenamento de energia (*Energy Storage Devices* – ESD) surgem como uma alternativa viável para contornar essas dificuldades. Esta visão foi abordada em [1], onde se utilizou de armazenamento de energia de ação rápida para fornecer suporte dinâmico no controle de frequência em sistemas isolados com alta penetração de geração por fontes renováveis, com simulações de interrupção abrupta de geração. Ou seja, em futuro próximo, com a substituição progressiva de unidades síncronas convencionais por energia eólica e fotovoltaica, haverá um enfraquecimento da resposta inercial dos sistemas de energia, principalmente em redes isoladas, sendo sugestiva a utilização de dispositivos de armazenamento de energia.

Há expectativas de crescimento acentuado no segmento de armazenamento de energia para os próximos 20 anos, conforme publicado pela

Bloomberg NEF [2]. Nesta mesma publicação, há previsão da capacidade instalada de armazenamento de energia alcançar 1.095 GW com 2.850 GWh somando investimentos da ordem de U\$ 662 bilhões como visto na Figura 1.1. Para esse caso não estão contempladas as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR).

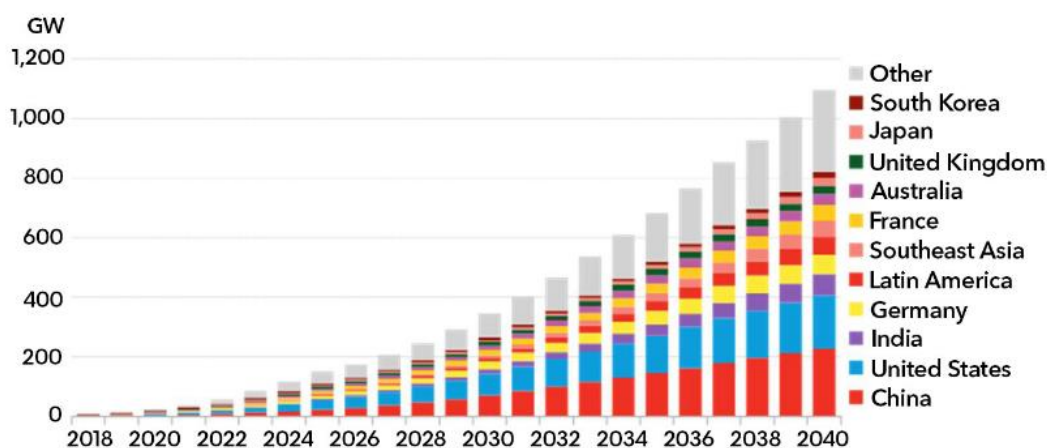


Figura 1.1 – Previsão de Crescimento da Capacidade de Armazenamento de Energia (MW) [2].

Segundo os pesquisadores, isto será possível devido à queda dos custos das baterias de íon de lítio, além dos 85% de redução já realizada entre 2010 e 2018. Esta redução está sendo motivada principalmente pelo crescimento do mercado de veículos elétricos (EV) e de equipamentos eletrônicos.

O desenvolvimento dessa tecnologia e a redução de custos de produção vêm tornando economicamente viáveis diversas aplicações em sistemas de potência. Uma das aplicações de sistemas de armazenamento de energia por bateria (*Battery Energy Storage System* – BESS) pode ser no controle de tensão local [3], coordenado com outros elementos do sistema, mesmo considerando alta penetração de fontes intermitentes. Aplicações utilizando Veículos Elétricos (*Electrical Vehicle* – EV) conectados ao sistema elétrico, denominado de “*vehicle to grid* – V2G”, podem auxiliar no controle de frequência enquanto estão estacionados em uma estação de carregamento [4]. Essa aplicação foi analisada em ilhas portuguesas [5] em comparação com outros tipos de armazenamento, concluindo que o controle de frequência é bem sucedido quando realizado através de armazenadores de energia.

Nos casos de aplicações de armazenamento em micro redes com geração distribuída, uma metodologia baseada em algoritmo genético foi concebida para determinação do dimensionamento ótimo, tipo e localização do ESD em sistemas de distribuição, garantindo custos reduzidos e melhorando a qualidade do sistema em termos de perdas de energia, níveis de tensão e carregamento dos ramais de distribuição [6]. Também já foi avaliado um método [7] para a utilização de sistemas de armazenamento em conjunto com painéis fotovoltaicos, para que sejam cumpridos os requisitos de variação de frequência da rede para planta de geração, exigida pelas regras do sistema local.

Pelo lado dos consumidores, principalmente os comerciais e pequenas indústrias, a utilização de armazenamento de energia já alcançou benefícios econômicos interessantes quando múltiplas aplicações em conjunto auxiliaram o sistema elétrico [8]. Neste caso, consumidores comerciais diminuíram seus custos com a redução da demanda de pico (*Peak Shaving*) e obtenção de receita pela participação no mercado de regulação de frequência da CAISO (*California Independent System Operator*). Portanto, o dimensionamento considerando a tecnologia aplicada, tipo e localização, e a viabilidade econômica do uso de armazenamento estão diretamente relacionados com as aplicações que esses dispositivos devem cumprir no sistema elétrico de potência.

Para sistemas isolados, o comportamento de ESD na dinâmica e no reestabelecimento de energia também deve ser avaliado como uma alternativa de planejamento e operação de sistemas elétricos. Um método foi apresentado [9] para dimensionamento de armazenamento de energia fornecendo uma reserva de potência a ser utilizada na etapa de regulação primária da frequência e aplicado em [10], especificamente para sistemas isolados com constantes de inércia equivalente reduzidas. Este controle de frequência pode ser apresentado como uma solução de armazenamento de energia multinível [11], onde diferentes tipos de armazenadores associados podem efetivamente regular a frequência do sistema, auxiliando tanto na etapa de resposta inercial como na etapa de regulação primária e secundária da frequência.

Neste contexto, soluções utilizando ESD podem ser aplicadas no sentido de permitir aumento na participação de fontes renováveis de forma segura e robusta, e também, aumentar a eficiência econômica desse subsistema elétrico, com a substituição de geradores síncronos convencionais por fontes renováveis intermitentes menos custosas. Entretanto, não se sabe qual o montante de penetração dessas novas fontes renováveis e qual seria o melhor

dimensionamento de ESD que equilibrasse a relação custo-benefício e desempenho dinâmico.

1.2.

Objetivos

Com a apresentação das considerações iniciais e um resumo das principais referências na área, o objetivo desta dissertação é avaliar o comportamento dinâmico de sistemas elétricos isolados, utilizando como exemplo o caso do estado de Roraima que apresenta esta característica desde a interrupção da interligação Brasil – Venezuela, onde soluções utilizando ESD podem ser aplicadas no sentido de permitir aumento na participação de fontes renováveis. A metodologia proposta consiste na substituição gradual de geradores síncronos convencionais atualmente instalados por fontes renováveis intermitentes e dispositivos de armazenamento de energia, analisando os respectivos benefícios no desempenho dinâmico do sistema elétrico daquela região.

1.3.

Estruturação da Dissertação

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

- No Capítulo 1, apresenta-se a introdução desta dissertação, com uma visão atual da utilização de dispositivos de armazenamento de energia e a perspectiva para o futuro;
- No Capítulo 2, discutem-se as características e conceitos gerais dos principais sistemas de armazenamento de energia. Em seguida, são apresentadas as principais aplicações em sistemas elétricos de potência com seus pontos positivos e negativos, indicando a viabilidade do uso no Sistema Elétrico Brasileiro.
- No Capítulo 3, apresentam-se os fundamentos do controle de frequência e como é a regulação de frequência em sistemas elétricos de potência.

- No Capítulo 4, apresenta-se a modelagem dinâmica de sistemas de armazenamento de energia ESS utilizada nas simulações.
- No Capítulo 5, as características do sistema elétrico de Roraima e as simulações realizadas neste sistema isolado são apresentadas. É também proposta uma metodologia para avaliar quais são as melhores decisões de planejamento e de operação do ponto de vista de desempenho dinâmico deste sistema elétrico.
- No Capítulo 6, finalmente, apresentam-se as conclusões desta dissertação e as sugestões para trabalhos futuros.

2

Armazenamento de Energia

2.1.

Introdução

Neste capítulo apresenta-se uma breve descrição dos principais sistemas de armazenamento de energia que podem ter sua aplicação vislumbrada nos sistemas elétricos de potência, destacando as características mais relevantes de cada tipo de armazenador de energia. Foram utilizados estudos específicos como referência [12] [13] com as definições, avaliações e usabilidade de cada tecnologia de armazenamento, incluindo como essas questões estão sendo discutidas no âmbito do planejamento [14].

Adiante, são apresentadas as principais aplicações em sistemas elétricos de potência com seus pontos positivos e negativos, indicando a viabilidade do uso no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

2.2.

Principais Tecnologias para Armazenadores de Energia

Para apresentar as principais tecnologias para armazenamento de energia fez-se uma classificação das tecnologias existentes para armazenamento de energia que foi adaptada de [12] como pode ser visto pela Figura 2.1.

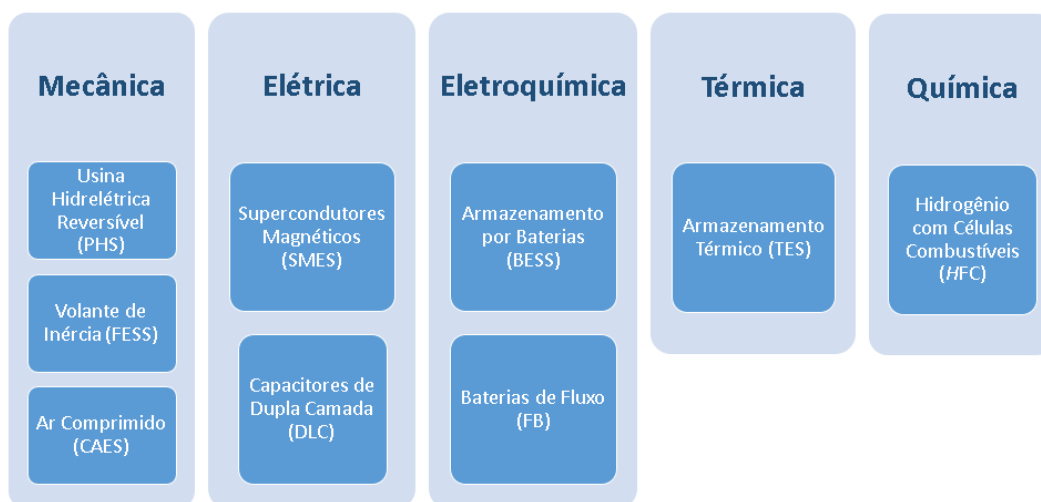


Figura 2.1 – Principais tecnologias de armazenamento de energia. Adaptada de [12].

2.2.1.

Mecânica

As tecnologias de armazenamento de energia mecânica armazenam energia sob a forma cinética ou potencial. O Armazenamento de Energia por Bombeamento de Água (*Pumped Hydro Storage* – PHS), conhecida nacionalmente como Usina Hidrelétrica Reversível – UHR, considera o excedente de energia do sistema para bombear água do reservatório à jusante (altura inferior) para o reservatório à montante (altura superior), armazenando energia que poderá ser utilizada acionando as turbinas em períodos de elevada demanda de geração. O PHS tem elevado tempo de vida útil, ciclos de operação ilimitados com eficiência típica em torno de 80% e sua utilização está diretamente relacionada com as características geográficas da região. Em um estudo de caso [15], associado com uma planta de geração eólica, o PHS mostrou-se eficiente auxiliando na utilização máxima da fonte renovável em que o excedente de geração bombeava água para um reservatório.

O Volante de Inércia (*Flywheel Energy Storage System* – FESS) é um dispositivo mecânico dotado de uma massa girante cilíndrica que permite o armazenamento de energia cinética. O FESS pode consumir energia acelerando a massa girante até permanecer em uma velocidade limite armazenando energia, e assim, quando necessário, reverter para o modo geração fornecendo energia elétrica ao sistema até a sua capacidade de armazenamento. Esse dispositivo é melhor aproveitado durante pequenos períodos de tempo,

principalmente na qualidade e continuidade do serviço. Apesar de eficiente nos ciclos de operação, o FESS apresenta perdas significativas quando não estão em utilização. O Sistema de Armazenamento por Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*) utiliza a oferta adicional de energia elétrica para comprimir o ar em estruturas subterrâneas ou em tanques de armazenamento que, posteriormente, podem ser utilizados juntamente com o gás natural na geração de energia elétrica em turbinas sob pressão. A baixa eficiência do CAES atrelada às limitações geográficas para aproveitamento desse tipo de armazenamento reduz a possibilidade de utilização nos sistemas de potência.

2.2.2.

Elétrica

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica, são assim caracterizados, pelo princípio de armazenamento através de campo eletromagnético/eletrostático. São dois principais tipos de armazenamento utilizando essa tecnologia: Os Supercondutores Magnéticos (*Super-Conductive Magnetic Energy Storage – SMES*) e os Capacitores de Dupla Camada (*Double-Layer Capacitors – DLC*). Os SMES armazenam energia em um campo magnético criado pela passagem de corrente numa bobina constituída por um material supercondutor para ser exportada ao sistema elétrico quando necessário, através do sistema de controle de potência desse dispositivo. Esses sistemas apresentam tempos rápidos de resposta e ciclos de operação eficientes, mas quase não são utilizados em sistemas de potência em função de suas aplicações serem limitadas com capacidades nominais reduzidas, atendendo somente controle de qualidade de energia em pequenas instalações industriais.

Os DLCs são constituídos por duas camadas metálicas (eletrodos), impregnadas com um material dielétrico constituído por um líquido eletroquímico (eletrólito), onde a energia é armazenada quando se tem excedente de geração e descarregada quando necessário. Os supercapacitores não são indicados para armazenamentos por longos períodos de tempo pois apresentam elevada taxa de auto descarga, entretanto possuem eficiência elevada e são facilmente recicláveis. Atualmente sua aplicação ainda é restrita em sistemas de energia em função do custo elevado de investimento e da baixa densidade de energia.

2.2.3.

Eletroquímica

As tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica armazenam energia através de reações químicas e são as mais utilizadas no mercado. As principais utilizações de Armazenamento por Baterias (*Battery Energy Storage System* – BESS) são através de baterias de chumbo-ácido (PbA), baterias de sódio-enxofre (NaS) e baterias de íons de lítio (Li-ion). São compostas por várias células eletroquímicas em série ou em paralelo para se obter a tensão e a capacidade de armazenamento desejada. Essas células possuem um eletrólito que separam dois eletrodos (anodo e catodo), onde há troca de elétrons permitindo a circulação de uma corrente elétrica no circuito elétrico externo. A pequena dimensão e peso, o rápido tempo de resposta e o menor custo de investimento são as principais características que tornam os BESS o sistema de armazenamento de maior progressão nos sistemas elétricos de potência do mundo. Mesmo com elevada eficiência no ciclo de operação, pode haver redução significativa do tempo de vida útil quando a profundidade de descarga das baterias não é realizada de forma adequada. As Baterias de Fluxo (*Flow Battery* – FB) apresentam funcionamento parecido com as baterias anteriores, nesse caso, os eletrólitos circulam para o eletrodo (anodo e catodo) por meio de bombas, onde também ocorrem as reações químicas.

2.2.4.

Térmica

Os Sistemas de Armazenamento Térmicos (*Thermal Energy Storage* – TES) são sistemas que permitem a conversão de energia elétrica em energia térmica por meio de aquecedores resistivos que podem ser termicamente armazenados em reservatórios com isolamento adequado que dissipem pouco calor. Nos períodos de necessidade de geração, a energia térmica armazenada pode ser utilizada no acionamento de turbinas a vapor para geração de energia elétrica. Pela dificuldade na baixa eficiência nos ciclos de operação e na manutenção da temperatura armazenada sem que haja perdas de calor, faz com que esse tipo de armazenamento não seja selecionado como o melhor armazenador de energia.

2.2.5.

Química

O Armazenamento de Hidrogênio com Células Combustíveis (*Hydrogen Fuel Cells* – FC) consiste em utilizar a energia elétrica excedente através do armazenamento do hidrogênio resultante da eletrólise da água, processo que permite separar o hidrogênio e o oxigênio contidos na molécula de água. O hidrogênio pode ser armazenado em um tanque como gás comprimido ou no estado líquido a baixas temperaturas por longos períodos de tempo, possuindo grande densidade de energia. Nos períodos de necessidade de geração, utiliza-se o hidrogênio armazenado combinado com o oxigênio presente na atmosfera em uma célula combustível que através de reação eletroquímica produz energia elétrica e como subproduto água. A eficiência desse sistema de armazenamento baseado em hidrogênio é baixa ($\leq 50\%$) em comparação com as demais. Entretanto, estudos demonstram a viabilidade desta tecnologia em sistemas elétricos, tendo já sido aplicada em sistemas isolados e em centrais elétricas híbridas.

2.2.6.

Outras Tecnologias

Adicionalmente, já é considerado o uso de Veículos Elétricos (*Electrical Vehicle* – EV) em aplicações do sistema elétrico de potência de forma a contribuir com a segurança e robustez da operação, denominado de “*vehicle to grid* – V2G” [4]. Além disso, existem outros tipos de armazenamento de energia muito pouco utilizados que não serão comentados na presente dissertação por não ter aplicações nos sistemas elétricos de potência.

2.3.

Aplicações em Sistemas Elétricos de Potência

Existem diferentes tipos de aplicação de armazenamento de energia que podem ser utilizados em sistemas elétricos de potência. Inclusive, esses dispositivos podem estar disponíveis para o operador, para os agentes de geração, transmissão e distribuição e até para os consumidores. Neste item, serão apresentadas as principais aplicações para o sistema elétrico brasileiro.

2.3.1.

Deslocamento de Geração

Dispositivos de armazenamento de energia podem ser aplicados para deslocamento temporal de geração renovável, por exemplo eólica e fotovoltaica. Neste caso, o principal objetivo é armazenar energia nos períodos de grande oferta para fornecer energia nos momentos de maior necessidade. Usinas fotovoltaicas juntamente com dispositivos de armazenamento, podem propiciar energia fora do horário de insolação diário, ou seja, teriam sua geração deslocada no tempo. Já do ponto de vista de usinas eólicas, o excedente de geração, normalmente no patamar de carga leve, pode ser deslocado e aproveitado em um patamar maior de carga.

A Figura 2.2 mostra um exemplo em que há deslocamento da geração fotovoltaica até o fim do patamar de carga pesada fazendo com que a geração solar contribua no momento de maior carga do sistema. Isto é obtido pelo efeito combinado da geração fotovoltaica com armazenamento.

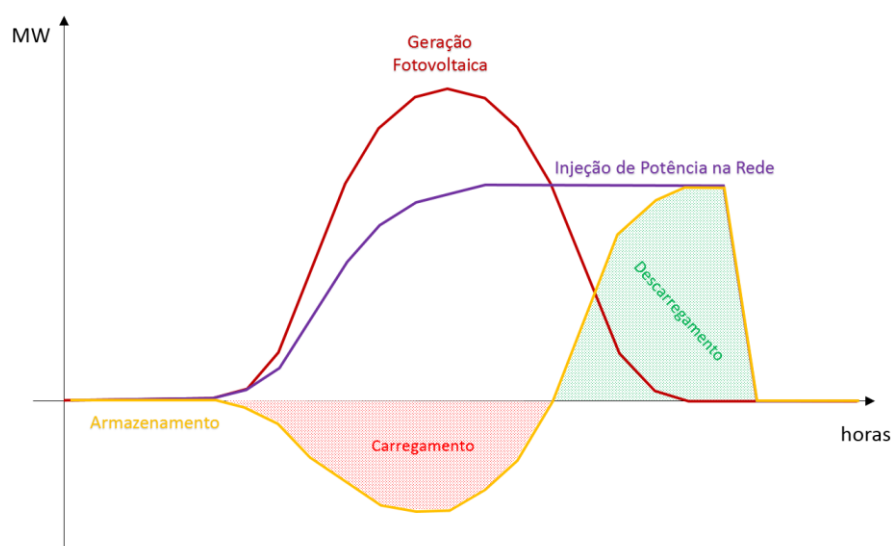


Figura 2.2 – Deslocamento de geração para a carga pesada.

Qualquer que seja o interesse no deslocamento temporal de um sistema de geração, uma estrutura de armazenamento pode viabilizar essa aplicação. No entanto, para essa atividade, torna-se necessário uma boa capacidade de armazenamento em MWh e também, alta capacidade de injeção de potência instantânea em MW. Outro ponto, é a precificação dos benefícios dessa aplicação em relação a não utilização de dispositivos de armazenamento. Em alguns países, o preço da energia é cotado por patamar e até por hora, enquanto em outros países não se tem distinção de preço da energia durante o dia, o que elimina o equilíbrio econômico financeiro dessa aplicação.

2.3.2.

Suavização da Intermitência de Fontes Renováveis

A crescente participação de fontes renováveis na matriz de geração trouxe a preocupação dos operadores do sistema com a intermitência deste tipo de energia. A geração eólica depende da velocidade dos ventos e de quão constantes eles são. Assim, a curva de geração eólica tem grande variabilidade durante as horas do dia. A geração fotovoltaica depende da incidência solar sobre os painéis receptores e também apresentam alta variabilidade diária quando há bloqueios por tempo fechado ou nuvens. Ademais, evidentemente, só

há geração durante o período diurno. Nesse sentido, o uso de dispositivos de armazenamento de energia pode suavizar a intermitência dessa geração durante o dia de forma a tornar a operação do sistema elétrico mais previsível e com isso, mais robusta.

Na Figura 2.3 temos a utilização de armazenamento para modular a injeção de potência na rede integrada à geração fotovoltaica. Modelos de previsão estabelecem um valor de injeção de potência na rede e o comportamento da curva de geração fotovoltaica cria um excedente de geração que carrega os dispositivos de armazenamento. Posteriormente, fora do horário de incidência solar, esse excedente poderá ser utilizado nos momentos de pico de carga do sistema.

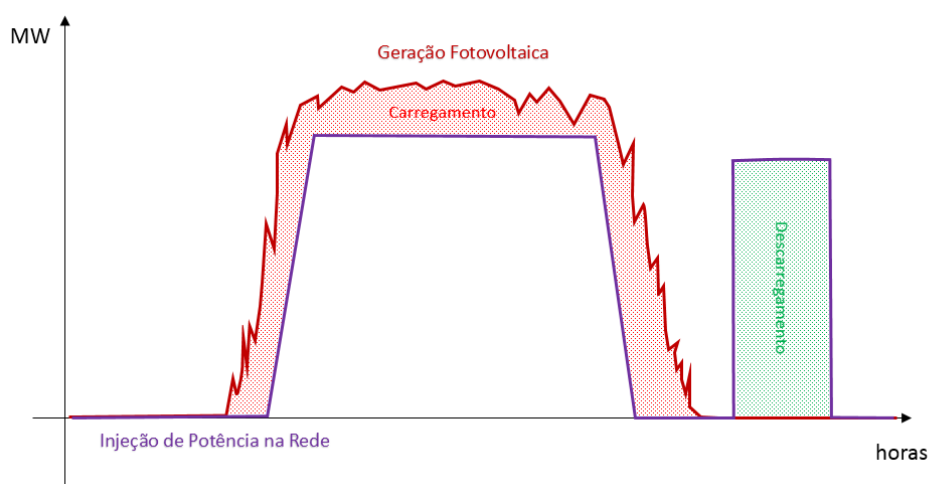


Figura 2.3 – Suavização da intermitência de geração fotovoltaica.

Em caso de sombra ou tempo fechado não previstos pelos modelos, os dispositivos de armazenamento auxiliam na modulação da injeção de potência na rede, utilizando o excedente de energia que foi armazenada antes da interrupção de incidência solar; ver Figura 2.4.

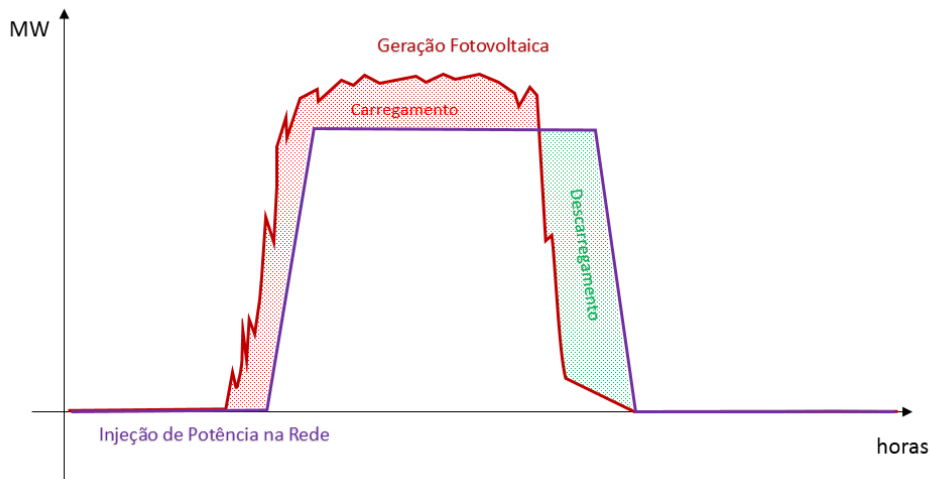


Figura 2.4 – Suavização da intermitência de geração fotovoltaica com bloqueio por nuvem.

Uma ilustração da variabilidade da geração eólica durante o dia pode ser vista na Figura 2.5, com faixas de previsão de geração que são definidas através de modelos de previsão. Assim, com o auxílio integrado de dispositivos de armazenamento de energia, a programação da operação poderia definir patamares de injeção de potência na rede, através de geração eólica, dentro da faixa de previsão. Desta forma, quando a geração de energia eólica fosse superior ao montante programado, os dispositivos *storages* armazenariam energia, e quando fosse inferior ao programado, forneceria energia para o sistema.

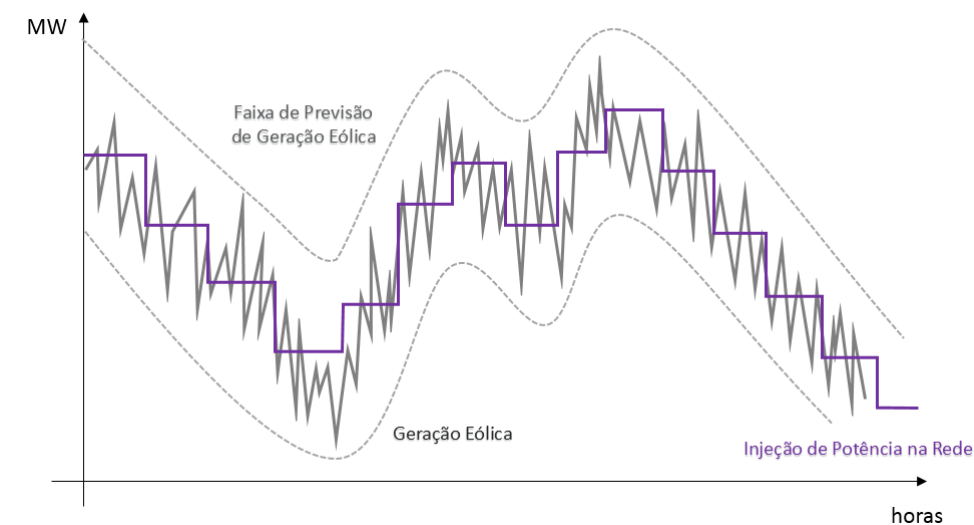


Figura 2.5 – Suavização da intermitência de geração eólica.

Essa aplicação ajuda a promover ainda mais a participação de fontes renováveis na matriz de geração atentando para a segurança operativa e maior controle da programação e operação do sistema.

2.3.3.

Controle de Carga da Ponta

O controle de carga da ponta (período de maior consumo) recebe uma atenção especial nos sistemas elétricos de potência, dado a sua importância para o planejamento de expansão da transmissão. Linhas de transmissão e transformadores de potência são dimensionados no longo prazo para atendimento à maior demanda do sistema, que normalmente ocorre em um período de 3 horas durante um dia. Além disso, para atender esse pico de demanda, ocasionalmente, utiliza-se geração térmica (preços elevados e ambientalmente poluente) no chamado “fechamento da ponta de carga”.

As aplicações de dispositivos de armazenamento de energia para controle de carga da ponta podem reduzir as perdas elétricas da transmissão por estarem localizadas próximo a carga reduzindo o montante de potência a ser transmitido, e também, postergar investimentos em expansão de linhas de transmissão e de transformadores que apresentam as piores condições de carregamento em regime normal de operação.

No que tange o custo da operação, ou seja, valor necessário para suprir toda a demanda de energia solicitada naquele instante, quando em períodos de elevado pico de demanda, são programados despachos de geração térmica, elevando o custo operativo. Com o uso de armazenamento para minimizar esse pico de demanda, pode não ser necessário o despacho de geração térmica, evitando o aumento do custo de operação.

A Figura 2.6 mostra um exemplo teórico de como poderia ser realizada a gestão do dispositivo de armazenamento de energia no controle de carga da ponta. Aproveita-se o período de menor consumo de energia para armazenar energia que será fornecida ao sistema no período de pico de demanda no ano zero ($A+0$). Assim, quanto maior a potência e a capacidade de armazenamento, mais próximo de 200 MVA seria o comportamento da demanda vista pelo sistema. Na análise que segue, se supõe que essa seja uma curva de carga atendida por três transformadores de 100 MVA, que suportem 30% de

sobrecarga em casos de contingência. Para o ano A+0, o carregamento de cada um dos transformadores, em regime normal de operação, está em torno de 85%, ou seja, próximo a 260 MVA. Em caso de contingência de um dos três transformadores, o carregamento dos dois transformadores remanescentes será próximo a 130%, ou seja, no limite do atendimento ao critério n-1 estabelecido no setor elétrico nacional. Para o planejamento da expansão, considerando cinco anos à frente, com um crescimento natural da carga dessa subestação, um novo transformador de 100 MVA seria necessário para atendimento aos critérios de N e N-1. Entretanto, o uso de dispositivos de armazenamento de energia poderia postergar o investimento em um novo transformador fazendo o controle de carga da ponta. O controle das baterias não permitiria sobrecargas em regime normal de operação, e em casos de contingência, atrelados a um esquema especial de proteção, forneceriam energia até o limite de sobrecarga dos transformadores remanescentes. Dependendo da capacidade de armazenamento e da potência instantânea do conjunto, investimentos podem ser postergados além dos 5 anos sugeridos neste exemplo teórico.

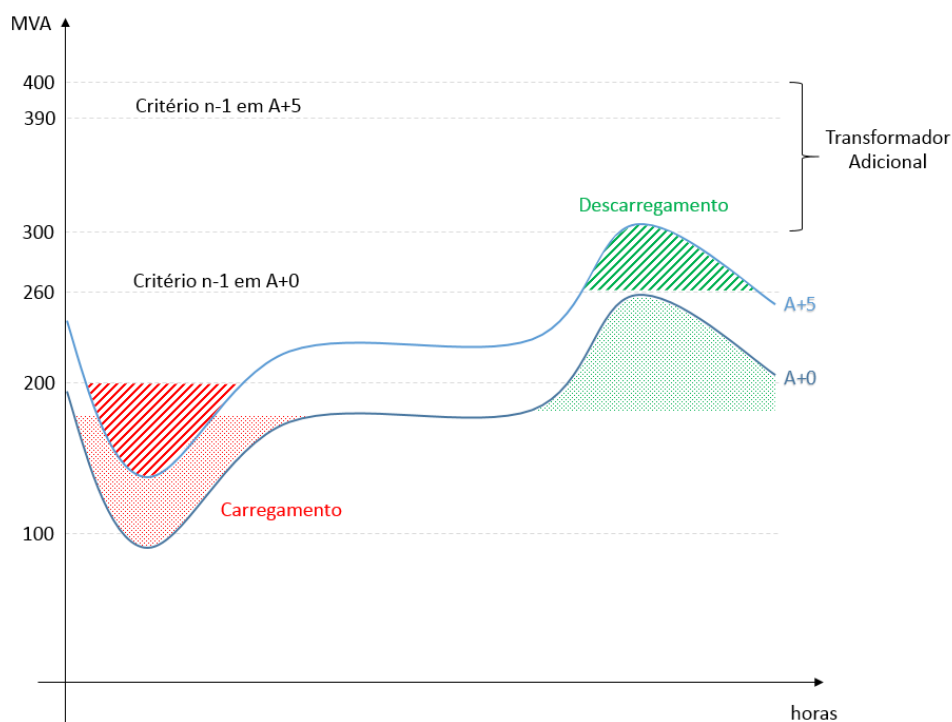


Figura 2.6 – Controle de carga da ponta.

Vários podem ser os interesses na gestão e controle de carga da ponta. Nem sempre os períodos de pico de demanda de energia acontecem em poucas horas, em horários já conhecidos ou em todos os meses do ano. Para análise dessa aplicação utilizando armazenamento de energia é necessário o entendimento de toda a situação para que seja tomada a decisão mais eficiente possível.

2.3.4.

Regulação de Tensão

No Brasil, a qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras é objeto de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Há preocupação dos centros de operação em controlar a tensão dentro da faixa recomendada nos procedimentos de rede utilizando todos os recursos que proveem potência reativa. Os dispositivos de armazenamento de energia também podem cumprir essa função tanto em regime normal de operação quanto em contingências severas no sistema elétrico.

Nessa aplicação, o principal foco é no distúrbio de grande porte, quando o sistema necessita de recursos adicionais de potência reativa com tempo de resposta adequado para que não se chegue ao colapso. Conforme a Figura 2.7, parametriza-se uma banda morta maior para que as variações naturais de tensão sejam controladas com outros recursos da rede e que a contribuição dos dispositivos de armazenamento de energia aconteça em situações mais graves. É possível também controlar a tensão juntamente com outros equipamentos de fornecimento de potência reativa reduzindo a banda morta, contudo, exigiria esforço adicional dos dispositivos de armazenamento que absorveriam ou forneceriam potência reativa a todo momento, reduzindo assim a vida útil dos elementos.

Pela Figura 2.7, nota-se a absorção de potência reativa (Mvar positivo) quando a tensão ultrapassa o limite superior da banda morta pré-definida e injeção de potência reativa (Mvar negativo) quando a tensão ultrapassa o limite inferior da faixa. Evidentemente, quando menor for a banda morta, maior será a quantidade de operações efetuadas por esse dispositivo de armazenamento de energia. Assim, a utilização da aplicação de regulação de tensão torna o sistema elétrico mais robusto e resistente a distúrbios severos.

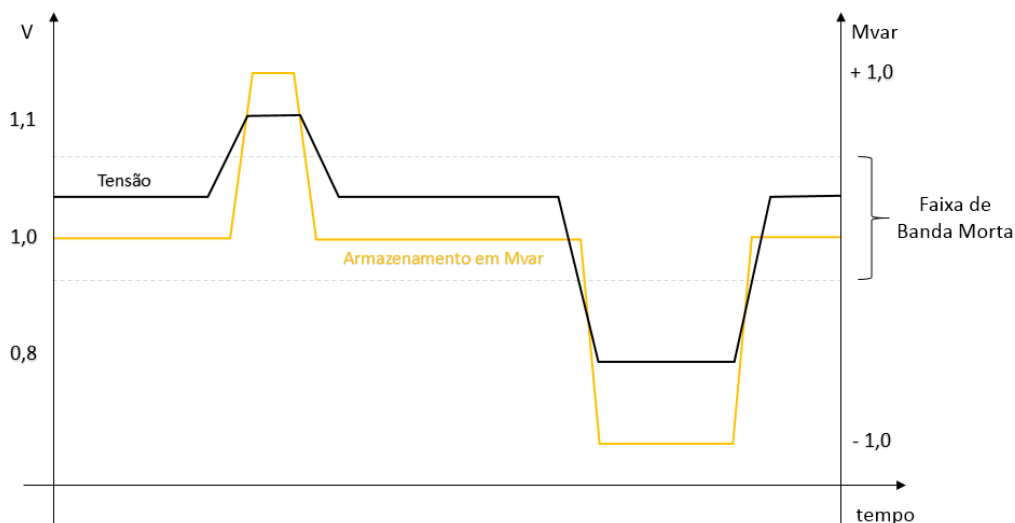


Figura 2.7 – Controle de regulação de tensão.

Não seria economicamente viável realizar um investimento em armazenadores de energia apenas para esta aplicação, quando se têm outros equipamentos que cumprem o mesmo papel com custos reduzidos. Entretanto, também se deve considerar esta aplicação na análise de viabilidade do empreendimento.

2.3.5.

Regulação de Frequência

Existem diversas aplicações nos sistemas de potência de dispositivos de armazenamento de energia efetuando a regulação primária de frequência, principalmente em sistemas isolados que não possuem elementos de geração excedentes para sincronizar na rede de operação. Assim, perde-se a capacidade de controlar o balanço carga – geração e consequentemente a frequência do sistema.

O comportamento destes dispositivos quanto à frequência fica evidente na Figura 2.8 com a curva de *capabilidade* do elemento armazenador. Dada uma banda morta de frequência e de consumo/injeção de potência, em casos de subfrequência no sistema, os dispositivos de armazenamento injetarão potência ativa de forma a neutralizar o balanço carga – geração, descarregando a energia armazenada. Por outro lado, em casos de sobrefrequência, os dispositivos de

armazenamento consumirão ainda mais potência ativa, também de forma a neutralizar o balanço carga – geração, carregando o sistema de armazenamento de energia.

Pelo rápido tempo de resposta, esses dispositivos *storages* são importantes no controle de frequência em casos de distúrbios e podem aumentar de forma significativa a segurança sistêmica da operação.

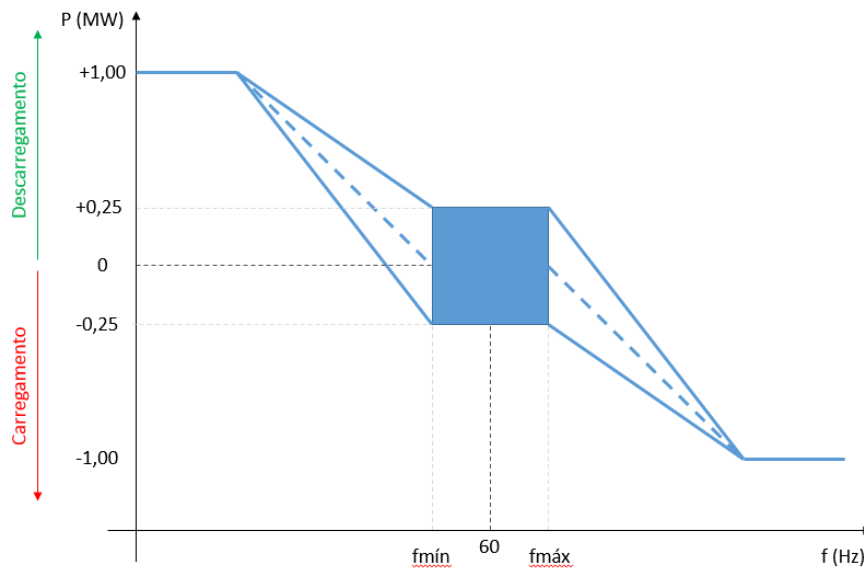


Figura 2.8 – Controle de regulação de frequência.

2.3.6.

Auxílio ao Reestabelecimento

Em sistemas elétricos radiais, remotos ou isolados, onde se tem uma ligação frágil com um sistema mais robusto, é comum que contingências entre esses sistemas provoquem interrupções totais de energia no sistema mais frágil. Além disso, o reestabelecimento do sistema contingenciado é realizado a partir do sistema mais resistente.

Com a aplicação de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas elétricos mais frágeis, abre a possibilidade desse sistema elétrico não sofrer interrupção total no fornecimento de energia, ficando os elementos armazenadores com parte da carga, limitado ao valor de potência nominal de

fornecimento de energia, também denominado de ilhamento. Se por algum motivo, mesmo dotado de armazenamento de energia, houver a interrupção total das cargas do sistema, esses dispositivos podem iniciar a recomposição das cargas até a sincronização com a rede completa (*black start*).

2.4.

Viabilidade do Uso no Sistema Elétrico Brasileiro

Com a evolução de estudo dos tipos de armazenamento de energia e das respectivas aplicações em sistemas elétricos de potência, tem-se a possibilidade de implantação dessa tecnologia no Sistema Elétrico Brasileiro.

É notório que a fragilidade de um sistema elétrico está diretamente ligada à necessidade de se investir nessa rede de transmissão, e que sistemas elétricos robustos e altamente malhados, em uma escala de prioridades, só devem ser contemplados com investimentos adicionais se forem estritamente necessários.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é planejado para atender ao critério da perda de um elemento de transmissão (i.e., "N-1") sem causar distúrbios ao sistema e por isso, cada vez mais se apresenta um sistema elétrico robusto e menos susceptível a defeitos. Adicionalmente, o SIN tem uma grande capacidade de regularização dos seus reservatórios em usinas hidrelétricas, o que é explorado pela programação da operação para se efetuar o despacho ótimo sistêmico. Desta forma, a viabilidade do uso de dispositivos de armazenamento de energia é limitada no Sistema Elétrico Brasileiro. Entretanto, dispositivos de armazenamento de energia em redes isoladas são vistos como economicamente viáveis pela EPE [14], dado o elevado custo de geração térmica nessas localidades e têm sido utilizados com bastante eficácia em outros sistemas isolados [1] [5] [10]. Assim, com a interrupção da interligação Brasil – Venezuela, o estado de Roraima passou a operar de forma isolada sendo um sistema elétrico com potencial para avaliação da rede de transmissão com armazenamento de energia.

Na definição das características do sistema elétrico de Roraima, no Capítulo 5, todos os detalhes serão apresentados e explicitados promovendo a melhor compreensão da viabilidade do uso de sistemas de armazenamento de energia.

3

Controle de Frequência

3.1.

Introdução

Neste capítulo apresentam-se os fundamentos do controle de frequência, com a formulação da equação de oscilação [16], ou equação swing, expondo cada etapa da regulação de frequência [17] com as definições e características típicas de controle de frequência.

3.2.

Fundamentos do Controle de Frequência

Um sistema elétrico hipotético opera em regime permanente com seus geradores síncronos em velocidade síncrona, por exemplo, 60 Hz, a mesma estabelecida no Sistema Elétrico Brasileiro. Durante a condição de operação normal, o sistema elétrico se encontra em uma condição de equilíbrio estático, onde o torque mecânico das turbinas T_m entregue aos geradores é equivalente ao torque elétrico entregue a rede T_e , ou seja, de acordo com a carga do sistema ($T_m = T_e$). Na ocorrência de variações da carga deste sistema, esse equilíbrio é quebrado e a energia relativa a essa diferença se manifesta como um torque acelerante/desacelerante T_a ($T_a = T_m - T_e$) condizente com a energia cinética das máquinas rotativas, induzindo uma aceleração ou desaceleração dos rotores das turbinas.

3.2.1.

Equação de Oscilação

O torque de aceleração pode ser escrito como a Equação 3.1 onde J é o momento de inércia do conjunto turbina-gerador e ω_m é a velocidade angular mecânica do rotor:

$$T_a = J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.1)$$

Assim, enquanto a diferença entre o torque mecânico e o torque elétrico for nula, a velocidade angular do rotor será constante no tempo. A energia cinética é descrita pela Equação 3.2 onde ω_{0m} é a velocidade angular mecânica nominal do rotor:

$$Energia_{cinética} = \frac{1}{2} J \omega_{0m}^2 \quad (3.2)$$

A representação da energia cinética das máquinas rotativas é geralmente expressa para as análises de sistemas de potência através da constante de inércia H , onde S_{base} é a potência aparente nominal da unidade geradora:

$$H = \frac{Energia_{cinética}}{VA_{base}} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{0m}^2}{S_{base}} \quad (3.3)$$

A inércia de uma unidade geradora ou de um conjunto de máquinas rotativas, nesse caso chamada de inércia equivalente (somatório de todas as constantes de inércia), pode ser interpretada como uma resistência a mudanças de velocidade, ou seja, quanto maior for a massa girante de uma máquina síncrona e consequente energia cinética, maior será a sua constante de inércia. Assim, sistemas que apresentem constante de inércia equivalente elevada estão menos sujeitos a grandes desvios de frequência.

Colocando o momento de inércia em evidência na Equação 3.3 teremos:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{base} \quad (3.4)$$

Substituindo na Equação 3.1 e considerando que $T_{base} = S_{base}/\omega_{0m}$, tem-se a Equação 3.7 em p.u.:

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.5)$$

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{S_{base}/\omega_{0m}} \quad (3.6)$$

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (3.7)$$

Da Equação 3.7 acima, onde ω_r é a velocidade angular elétrica do rotor em radianos por segundo e p_f é o número de polos da máquina síncrona, pode-se escrever que:

$$\bar{\omega}_r = \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\omega_m/p_f}{\omega_0/p_f} = \frac{\omega_r}{\omega_0} \quad (3.8)$$

Assumindo que o rotor gira em velocidade síncrona e que δ é a posição angular ou o ângulo do rotor com relação a uma referência δ_0 , tem-se:

$$\delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0 \quad (3.9)$$

Derivando a Equação 3.9 acima:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \Delta\omega_r \quad (3.10)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\Delta\omega_r)}{dt} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \omega_0 \frac{d(\Delta\bar{\omega}_r)}{dt} \quad (3.11)$$

Substituindo $d\bar{\omega}_r/dt$ na Equação 3.7, tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (3.12)$$

Muitas vezes é desejável incluir um componente do torque de amortecimento, não contabilizado no cálculo do torque separadamente

$$T_D = \frac{K_D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.13)$$

Assim, a equação de oscilação considerando a componente de amortecimento:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - \frac{K_D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.14)$$

Esta formulação foi proposta em [16] sendo uma referência bibliográfica consolidada na literatura dos sistemas elétricos de potência.

3.3.

Regulação de Frequência

O comportamento da carga instantânea durante todas as horas do dia está intrinsecamente associado às atividades da população atendida pelo sistema local. As alterações a cada momento exigem um controle de frequência adequado que permita operar o sistema com equilíbrio entre a carga e a geração.

Manter o equilíbrio entre a carga e geração de um sistema elétrico de potência é uma tarefa primordial para os Operadores de Sistemas Elétricos ao redor do mundo. O desequilíbrio e consequentes variações de frequência sustentadas podem impor prejuízos em processos industriais e desgastes excessivos em unidades rotativas reduzindo a vida útil desses equipamentos.

Entretanto, mesmo que sejam realizadas previsões de carga assertivas e programações horárias de geração, sempre haverá incertezas associadas para

operação do sistema. Essas incertezas estão atreladas ao erro da previsão de carga, erro da previsão de geração de fontes intermitentes, como eólica e solar, perda intempestiva de geração, entre outras.

Logo o controle de frequência é fundamental para se manter o equilíbrio de um sistema elétrico de potência.

3.3.1.

Regulação Primária

A regulação primária de frequência pode ser apresentada pelo diagrama esquemático da Figura 3.1, onde a diferença entre o torque mecânico T_m e o torque elétrico T_e de um conjunto turbina-gerador atendendo uma carga P_{carga} , pode ser controlado por um regulador de velocidade, aumentando ou reduzindo a potência mecânica P_m em função da potência elétrica P_e .

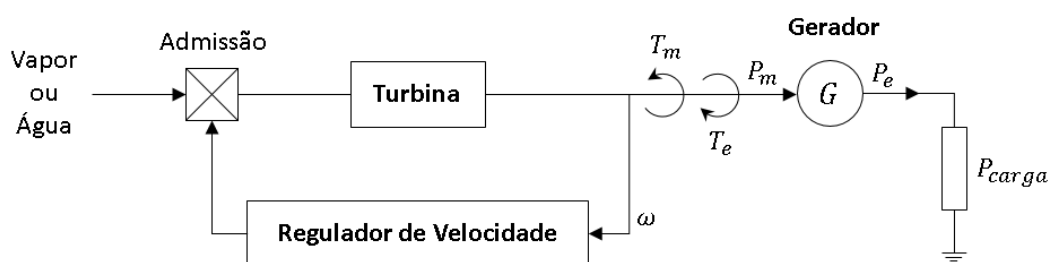


Figura 3.1 – Diagrama esquemático típico de regulação de frequência.

Para estudos de controle de frequência é mais usual a utilização da relação de potência elétrica e potência mecânica ao invés de torque. Essa relação apresentada na Equação 3.14 advém da mecânica clássica apresentada no Apêndice A, onde P é a potência que pode ser elétrica ou mecânica:

$$P = \frac{dW}{dt} = T\omega_r \quad (3.15)$$

Considerando um pequeno desvio da condição inicial, representados por P_0 , T_0 e ω_0 tem-se:

$$\begin{aligned}
P &= P_0 + \Delta P \\
T &= T_0 + \Delta T \\
\omega_r &= \omega_0 + \Delta\omega_r
\end{aligned} \tag{3.16}$$

Explicitando a Equação 3.14 e desconsiderando a parcela da multiplicação dos desvios, tem-se que:

$$\begin{aligned}
P_0 + \Delta P &= (T_0 + \Delta T)(\omega_0 + \Delta\omega_r) \\
P_0 + \Delta P &= T_0\omega_0 + T_0\Delta\omega_r + \Delta T\omega_0 + \Delta T\Delta\omega_r \\
\Delta P &= T_0\Delta\omega_r + \Delta T\omega_0
\end{aligned} \tag{3.17}$$

Portanto:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = (T_{m0} - T_{e0})\Delta\omega_r + (\Delta T_m - \Delta T_e)\omega_0 \tag{3.18}$$

Em regime normal de operação, o torque elétrico e o torque mecânico são iguais ($T_{m0} = T_{e0}$) e a velocidade angular é unitária em p.u. ($\omega_0 = 1$), assim, para pequenos desvios de frequência:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \tag{3.19}$$

Enfim, dado um desbalanço entre a potência elétrica injetada na rede e a potência mecânica da turbina, ações de regulação de velocidade serão necessárias para conter este desequilíbrio. Nos itens seguintes serão tratadas as características de regulação primária de frequência.

3.3.1.1.

Regulação Própria do Sistema Elétrico

Em geral, cargas distintas são atendidas em um sistema de potência. Nos casos de cargas resistivas, a variação da frequência não causa alteração na potência elétrica, somente nas perdas na transmissão causadas pelo efeito pelicular. Já nos casos de cargas compondo motores de indução, em função da

alteração da velocidade desses motores com a variação da frequência, a potência elétrica desse tipo de carga também varia. Essa relação pode ser escrita pela Equação 3.19, onde ΔP_L é a parcela de variação de carga insensível à variação da frequência, $D\Delta\omega_r$ é parcela de variação de carga sensível à variação da frequência e D é o coeficiente de amortecimento da carga:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (3.20)$$

Valores típicos do coeficiente de amortecimento (D) em sistemas de potência são pequenos, em geral em torno de 1 a 2% [16], o que significa que uma alteração de 1% na frequência causaria uma alteração em torno de 1 a 2% na carga verificada em regime permanente, essa relação pode ser escrita pela Equação 3.20, onde ΔP_D é a variação de carga resultante da variação de frequência Δf :

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.21)$$

Para qualquer desvio de frequência, seja ocasionado por uma perda de um bloco de geração ou por uma redução repentina de carga no sistema, haverá alteração da carga devido ao seu coeficiente de amortecimento.

3.3.1.2.

Regulador de Velocidade Isócrono

Supondo que um pequeno sistema possua somente uma máquina síncrona que regule frequência através do seu regulador de velocidade. Neste caso, pode-se adotar um controlador que elimine completamente a diferença de velocidade angular $\Delta\omega$ em casos de variação de potência elétrica P_e , de tal forma que enquanto o rotor não estiver girando em velocidade síncrona nominal ω_{ref} , ou seja, retornando a frequência para os valores originais, haverá atuação do bloco integrador acionando a válvula de admissão de energia primária, seja água ou vapor, aumentando ou reduzindo a potência mecânica P_m na turbina, conforme o diagrama da Figura 3.2. Para este tipo, denomina-se Regulador de Velocidade Isócrono e o seu comportamento pode ser visto na Figura 3.3.

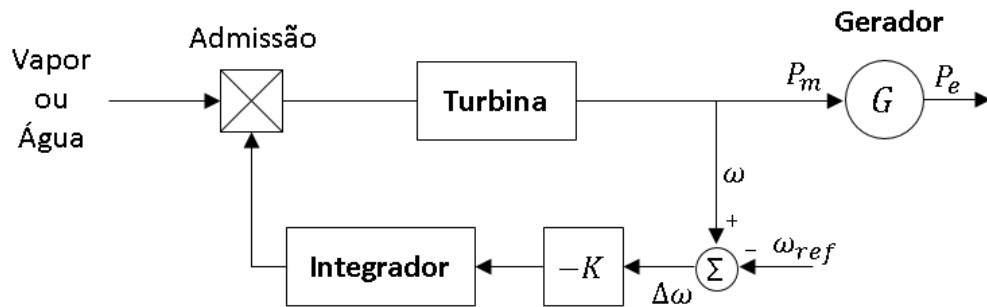


Figura 3.2 – Diagrama esquemático de um regulador de velocidade isócrono.

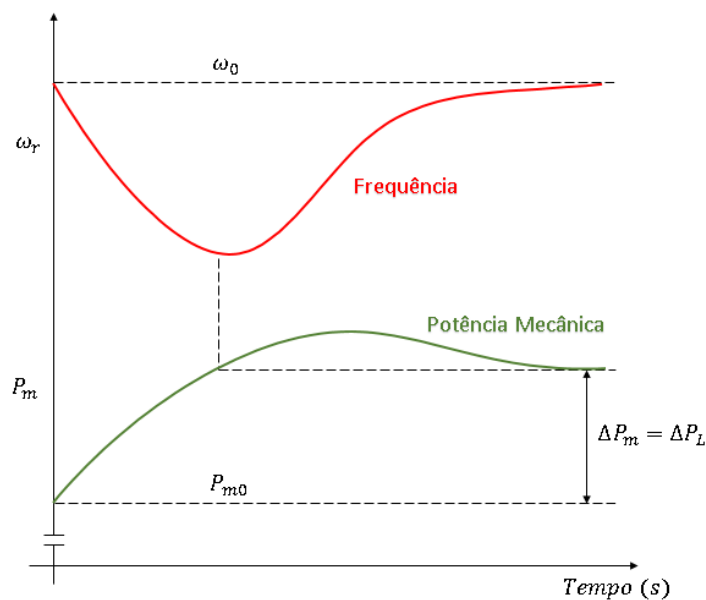


Figura 3.3 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono [16].

Quando há outras máquinas síncronas regulando a frequência do sistema elétrico, este tipo de regulador de velocidade pode levar o sistema à instabilidade já que a repartição da responsabilidade de ajustar a frequência acaba sendo conflituosa quando há mais de um regulador de velocidade isócrono. Pode se chegar ao caso de uma unidade tender ao seu despacho máximo enquanto outra unidade geradora tende ao seu despacho mínimo, caracterizando uma relação de oposição.

Assim, por mais que seja interessante minimizar o desvio de frequência até chegar ao valor nominal, a utilização de reguladores de velocidade isócronos acarreta sérios problemas no comportamento dinâmicos dos sistemas de potência interligados.

3.3.1.3.

Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade

Como foi explicitado no item anterior, há dificuldade de se dividir as responsabilidades na regulação de frequência quando se tem mais de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono. Para contornar essa questão é adicionada uma realimentação em paralelo R ao bloco integrador que resultará em um desvio de frequência aceitável, conforme o diagrama da Figura 3.4, ou seja, à medida que a unidade geradora responde ao desbalanço entre a carga e a geração, o regulador de velocidade admite uma queda de velocidade, permitindo uma pequena diferença entre a frequência nominal do sistema e a frequência atingida após o desequilíbrio proporcional ao montante de desbalanço inicial, conforme visto na Figura 3.5.

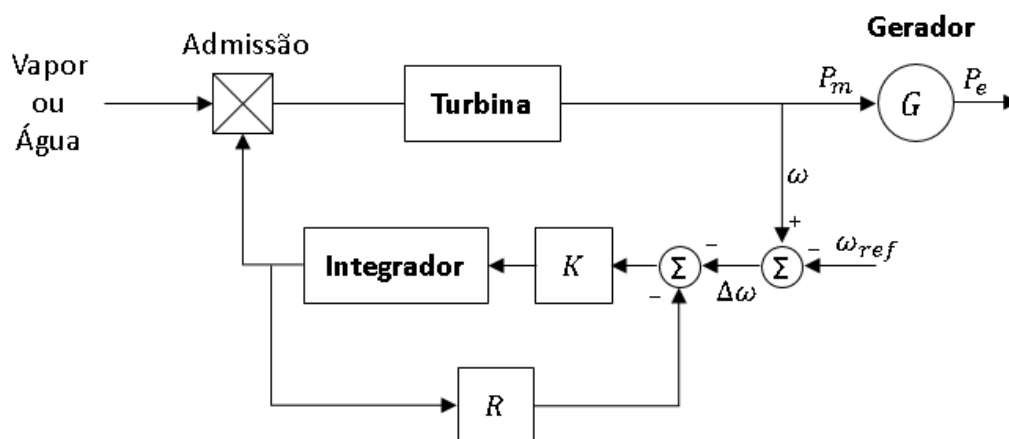


Figura 3.4 – Diagrama esquemático de um regulador de velocidade com queda de velocidade.

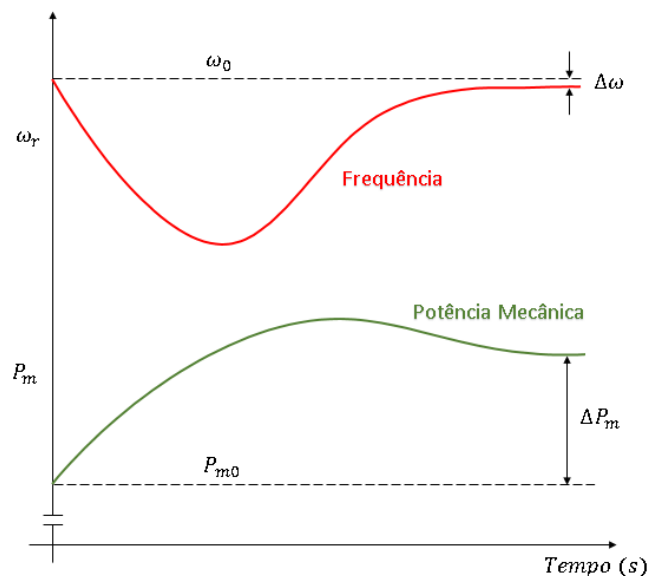


Figura 3.5 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com queda de velocidade [16].

Essa constante de regulação R , conhecida como estatismo permanente, pode ser definida conforme a Equação 3.21, onde Δf é a variação de frequência após o distúrbio em relação ao valor nominal e ΔP_i é a variação de potência elétrica de uma unidade geradora i após o distúrbio:

$$R_i = \frac{\Delta f}{\Delta P_i} \quad (3.22)$$

Para exemplificar esta relação, duas unidades geradoras conectadas ao mesmo sistema elétrico de potência com estatismos distintos, sendo $R_1 > R_2$, geram as potências P_1 e P_2 . Após a ocorrência de um aumento de carga repentino, haverá então um desbalanço entre a geração e a carga, com redução da velocidade dos rotores e conseqüentemente da frequência do sistema. Assim, os reguladores de velocidade dessas unidades atuarão no sentido de aumentar a velocidade dos rotores, aumentando a potência de cada gerador P'_1 e P'_2 até que se chegue a um novo ponto de equilíbrio com valor de frequência f' . O montante de geração acrescido em cada unidade geradora é uma relação proporcional com o estatismo de seus reguladores de velocidade. Esta relação pode ser vista na equação 3.22 e vista pela Figura 3.6.

$$\begin{aligned}
 \Delta P_1 &= P'_1 - P_1 = \frac{\Delta f}{R_1} \\
 \Delta P_2 &= P'_2 - P_2 = \frac{\Delta f}{R_2} \\
 \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} &= \frac{R_2}{R_1}
 \end{aligned}
 \tag{3.23}$$

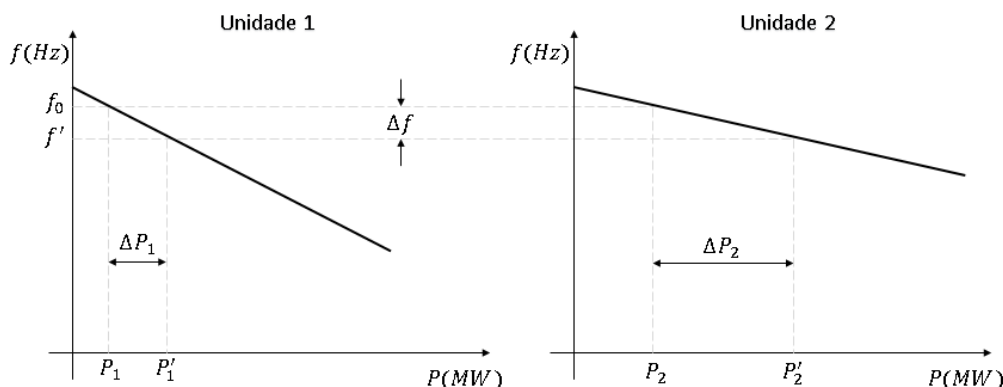


Figura 3.6 – Compartilhamento de carga por duas unidades geradoras com regulador de velocidade com queda de velocidade [16].

Logo, quanto menor for o estatismo de uma unidade geradora, maior será a contribuição desta máquina síncrona compensando um desbalanço entre carga e geração no sistema elétrico de potência. Portanto, o uso de reguladores de velocidade com queda de velocidade impede os conflitos entre unidades geradoras citados nos casos de utilização de reguladores de velocidade isócronos. Entretanto, como consequência da utilização de queda de velocidade, a frequência não retorna ao seu valor nominal, permanecendo em regime permanente com um desvio Δf_{rp} .

3.3.1.4.

Esquema Regional de Alívio de Carga

O corte de carga por subfrequência, conhecido no Brasil como Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), é um sistema de proteção sensível à taxa de variação da frequência ou a um limite mínimo de frequência absoluta que atua no sentido de reduzir os montantes de carga atendidos pelo sistema elétrico, para impedir que a perda de grandes blocos de geração causem colapso de frequência.

Esse montante de redução de carga é feito com a abertura dos disjuntores dos alimentadores de diversas subestações do sistema, previamente estabelecido, e em diferentes estágios, de tal forma que se reduza o desequilíbrio entre a geração e a carga na ocorrência de um grande distúrbio de déficit de geração. Este esquema de proteção é primordial para recomposição da frequência evitando-se atingir um valor de frequência mínima que levaria o sistema ao colapso. Mesmo dispondo desse esquema, a utilização de reguladores de velocidade com queda de velocidade não permite que os valores da frequência do sistema retornem ao valor nominal. Assim, na composição da estrutura de regulação da frequência em um sistema elétrico de potência, é necessário compor um segundo estágio de regulação, conhecido por Regulação Secundária.

3.3.2.

Regulação Secundária

Como foi explicitado anteriormente, mesmo com a Regulação Primária retornando a valores aceitáveis de frequência, ainda se mantém um pequeno desvio de frequência que imputa a necessidade de uma nova etapa de regulação de frequência que vá retornar com a frequência para o valor nominal, dado que mesmo que sejam pequenos esses desvios, podem proporcionar problemas nos sistemas elétricos de potência.

A estratégia de controle para a regulação secundária de frequência tem como objetivo anular o erro de frequência causado por um desbalanço de potência no sistema. Portanto torna-se necessário a inclusão de uma malha com controlador integrador adicional que acompanhe o erro de frequência resultante e atue no regulador de velocidade proporcionando aumento da potência injetada a partir de um determinado tempo.

O comportamento estático da unidade geradora permanece com a mesma inclinação sugerida na Figura 3.6. Entretanto, considerando esta nova etapa de regulação da frequência, pode-se interpretar como um deslocamento vertical na curva ($P \times f$), para cima ou para baixo, dependendo do sinal do desvio de frequência, conforme a Figura 3.7.

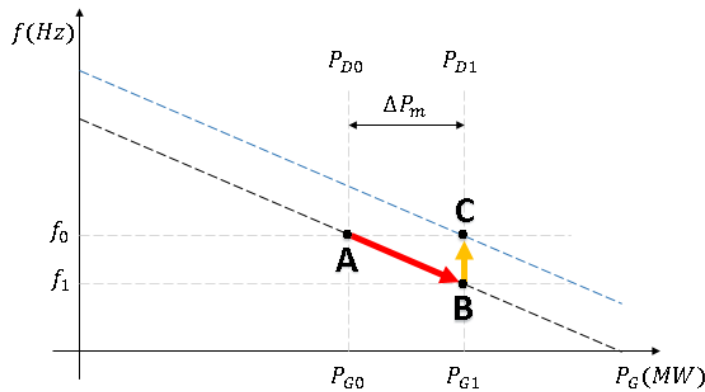


Figura 3.7 – Comportamento de uma unidade geradora considerando atuação da Regulação Primária e da Regulação Secundária. Adaptada de [17].

O gráfico ($P \times f$) apresenta o comportamento de uma única unidade geradora operando no ponto A, que após uma variação de carga atendida ΔP_D , aumentando de P_{D0} para P_{D1} , aumenta também a velocidade do rotor e a potência gerada em função da regulação primária, passando de P_{G0} para P_{G1} , de forma que $P_{G1} = P_{D1}$ com uma frequência menor f_1 , representado como ponto B. O controle secundário atua para que a frequência retorne ao valor nominal inicial f_0 , correspondente ao ponto C.

Esta representação pode se estender para diversas máquinas que fariam a composição de uma área de controle, que por definição é uma área do sistema elétrico de potência onde unidades geradoras apresentam comportamentos coerentes respondendo às variações de carga, e que possuam um equilíbrio entre a carga e a geração. Quando este equilíbrio não é possível, deve-se de manter uma folga nos limites de interligação entre áreas de controle, para que possa haver auxílio mútuo.

Cada área de controle tem um estatismo equivalente, decorrente das unidades geradoras sincronizadas, e as ações de regulação de frequência secundária são repartidas entre as máquinas que participam desta etapa de controle.

Para avaliação do comportamento dinâmico proposta nesta dissertação, não foram previstas simulações considerando a Regulação Secundária, visto que os resultados das análises serão avaliados no período transitório da resposta inercial e da regulação primária.

Portanto, o comportamento de unidades geradoras considerando armazenamento de energia, atuação de ERAC, da Regulação Primária e da Regulação Secundária pode ser visto na Figura 3.8.

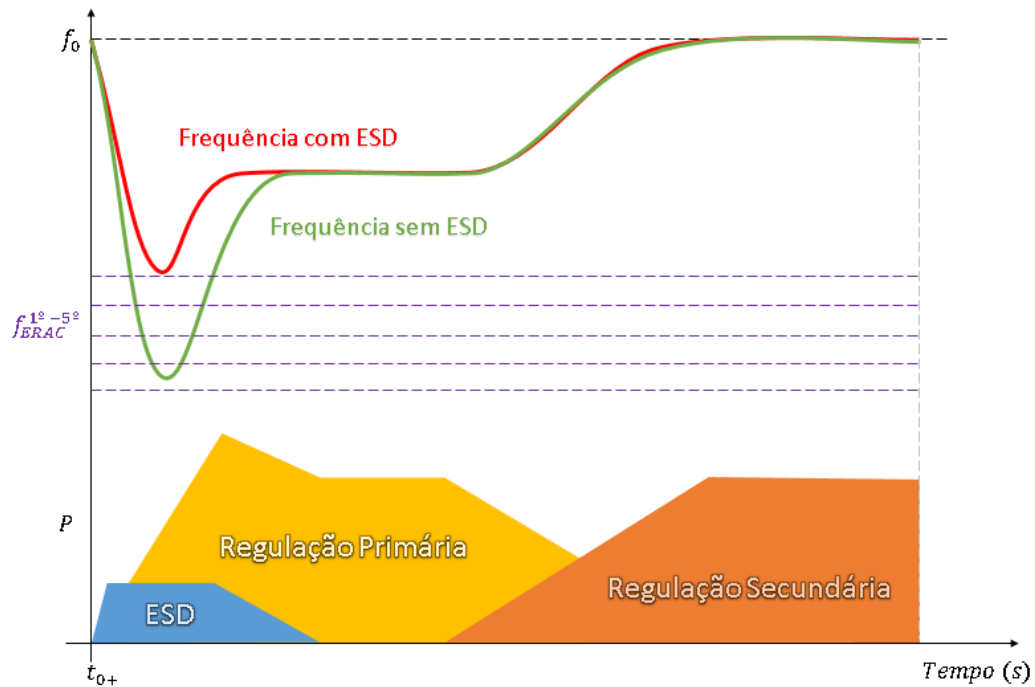


Figura 3.8 – Comportamento de diversas unidades geradoras considerando atuação da Regulação Primária e da Regulação Secundária.

4

Modelagem Dinâmica dos Dispositivos de Armazenamento de Energia

4.1.

Introdução

Neste capítulo, apresenta-se o modelo dinâmico dos dispositivos de armazenamento de energia que foram utilizados nas simulações no domínio do tempo. Foi estabelecido um modelo típico que representa de forma adequada o comportamento transitório dos ESD na rede de transmissão conectada.

4.2.

Modelo Dinâmico do ESD

Os dispositivos de armazenamento de energia são compostos por elementos armazenadores que se conectam ao sistema elétrico através de um conversor do tipo *Voltage Source Converter* (VSC), conforme a estruturação básica apresentada na Figura 4.1. O VSC é capaz de controlar a injeção de potência ativa e reativa no sistema em função das grandezas que se deseja controlar, como potência ativa, potência reativa, tensão e frequência.

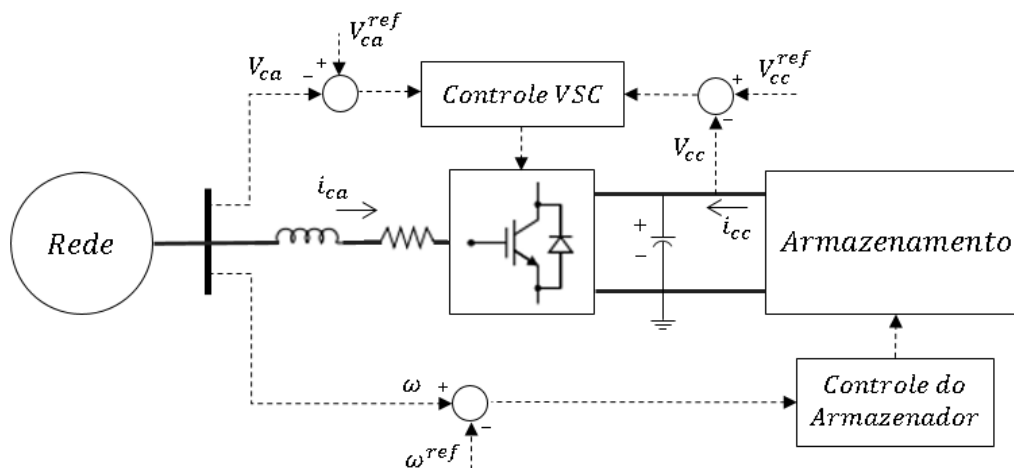


Figura 4.1 – Estrutura de um Sistema de Armazenamento de Energia

A Figura 4.2 apresenta a configuração usual de um VSC com um transformador no lado da corrente alternada (CA), um conversor bidirecional e um capacitor no lado da corrente contínua (CC) mantendo o nível de tensão V_{cc} . Esta tensão em CC é convertida em formato de onda CA através dos inversores eletrônicos de potência utilizando a lógica de controle adequada.

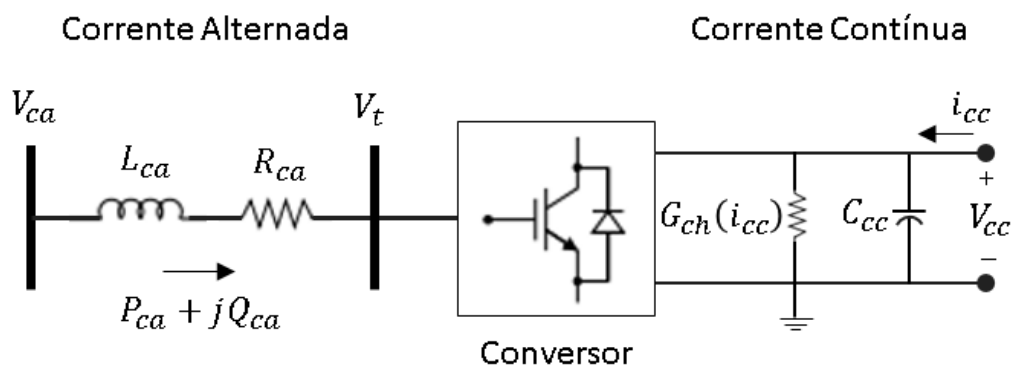


Figura 4.2 – Esquema de um Voltage Source Converter (VSC)

Onde $Z_{ca} = R_{ca} + jL_{ca}$ é a impedância agregada do transformador com o conversor e $S_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca}$ é a potência aparente que pode ser consumida ou injetada pelo elemento armazenador.

O balanço de potência entre o lado CC e CA pode ser escrito com a potência do lado CA:

$$P_{ca} + V_{cc}i_{cc} - P_{perdas} - \frac{1}{2}C_{cc}\frac{d(V_{cc}^2)}{dt} = 0 \quad (4.1)$$

Onde as perdas nos circuitos e no transformador e na comutação do conversor são apresentadas por:

$$P_{perdas} = \frac{3}{2}R_{ca}i_{ca}^2 + G_{ch}(i_{cc})V_{cc}^2 \quad (4.2)$$

A variação de energia no capacitor é apresentada por:

$$E_{cap} = \frac{1}{2}C_{cc}\frac{d(V_{cc}^2)}{dt} \quad (4.3)$$

A condutância de chaveamento é obtida a partir de uma dada condutância constante G_0 , e o quadrado da razão entre a corrente atual e a corrente nominal, como segue:

$$G_{ch}(i_{cc}) = G_0 \left(\frac{i_{cc}}{i_{cc}^{nom}} \right)^2 \quad (4.4)$$

Contudo, para as análises de estabilidade transitória dessa dissertação, a estrutura dos sistemas de armazenamento de energia foi representada nas simulações através de um modelo de fonte de corrente controlada. O modelo apresentado é uma adaptação do modelo simplificado descrito em [18] que foi uma evolução de outros modelos simplificados [19]. Foram feitas adequações de acordo com as necessidades do sistema ao qual ele foi conectado.

Uma característica importante dos modelos simplificados propostos nessas referências é que a dinâmica do ESD é representada considerando apenas o controle da potência ativa e reativa injetada na rede. Nestes casos, a dinâmica do próprio elemento armazenador e as perdas não são consideradas, devido à dificuldade de se representar as dinâmicas do lado CC e os chaveamentos do VSC em ferramentas que possuem apenas a sequência positiva.

Como essas simplificações não impactam de forma significativa as análises transitórias e as análises do comportamento dinâmico do sistema,

optou-se por adotar uma adaptação do modelo simplificado que se adequasse as necessidades do sistema analisado.

Assim, foram considerados controladores que realizam o controle de tensão terminal e da frequência do sistema. Dessa forma, os dispositivos de armazenamento de energia podem contribuir para uma maior penetração de fontes renováveis, evitando o corte total das cargas do estado nos casos de redução abrupta de geração, mantendo parcialmente o atendimento local. Como citado em [20], o ESD “...pode fornecer uma rápida mudança de potência ativa e reativa em ambas as direções, fornecendo controle nos quatro quadrantes do plano PQ.”

4.2.1.

Controle de Potência Ativa

No controle de potência ativa, o modelo simulado utiliza um controlador do tipo proporcional-integral (PI) para tratar dos desvios de frequência da rede. Como adaptação do modelo simplificado, é considerado um estatismo baseado na realimentação de potência elétrica para permitir a participação do ESD na regulação primária com as demais usinas do sistema. O diagrama de blocos do controle de potência ativa pode ser visto pela Figura 4.3.

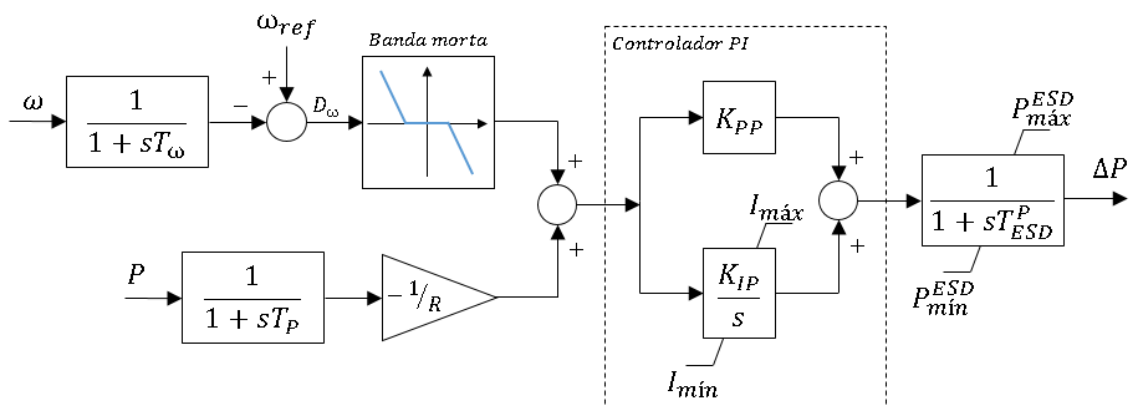


Figura 4.3 – Diagrama de Blocos do Controle de Potência Ativa do Modelo de ESD.

Os blocos de atraso de medição podem ser vistos com as constantes de tempo T_ω e T_P . A diferença D_ω entre a frequência de referência ω_{ref} e a frequência do sistema ω respeita a limitação de uma banda morta, onde se busca atuar apenas para desvios relevantes de frequência, que caracterizam uma perturbação sistêmica. Para pequenos desvios de frequência inerentes à operação do sistema, não se deve atuar o controle de potência ativa do ESD. Esta banda morta não deve existir para sistemas elétricos isolados que não contenham unidades geradoras que possam executar o controle de frequência, assim o ESD seria o único elemento para regulação de frequência. Essa condição de operação pode provocar uma redução da vida útil de seus componentes.

Na realimentação de potência elétrica é dimensionada a energia de regulação $-1/R$ através de um ganho, que faz com que os dispositivos de armazenamento de energia participem do controle de frequência primário juntamente com outras unidades geradoras do sistema. Quanto menor for o estatismo, menor será o desvio de frequência passado o período transitório da perturbação.

A soma desses desvios supracitados adentra ao controlador PI, que possui uma limitação da corrente de forma a proteger o controle do conversor VSC, resultando em um sinal de aumento ou redução de potência ativa injetada no sistema pelo ESD. O conversor VSC é representado através de um bloco de atraso com constante de tempo T_{ESD}^P . Este bloco de atraso também limita a potência ativa injetada pelo ESD entre P_{min}^{ESD} e P_{max}^{ESD} protegendo o conjunto armazenador-conversor.

4.2.2.

Controle de Potência Reativa

Os ESD também dispõem de capacidade de controle de potência reativa ou da tensão terminal. Como adaptação do modelo simplificado, é considerado um seletor que pode alternar entre o controle da tensão terminal do ESD ou da potência reativa que se deseja injetar ou absorver da rede. O modelo adotado utiliza um controlador do tipo proporcional-integral (PI) para realizar o controle da tensão, conforme apresentado na Figura 4.4.

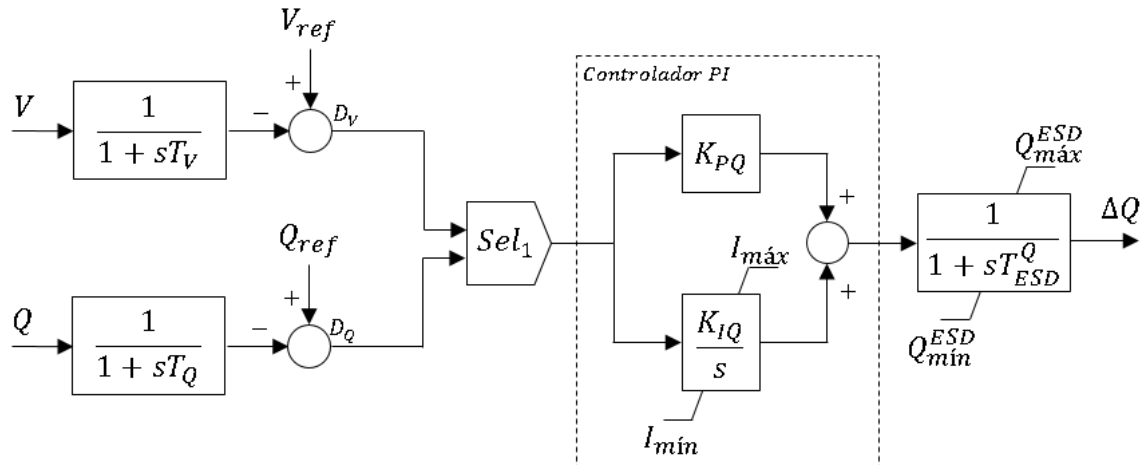


Figura 4.4 – Diagrama de Blocos do Controle de Potência Reativa do Modelo de ESD.

Os blocos de atraso de medição podem ser vistos com as constantes de tempo T_V e T_Q . Através do seletor Sel_1 , o conversor pode controlar a diferença D_V entre a tensão de referência V_{ref} e a tensão terminal do elemento armazenador V ou a diferença D_Q entre a potência reativa de referência Q_{ref} e a potência reativa injetada ou absorvida pelo elemento armazenador Q .

A escolha pelo controle de potência reativa pode ser prudente para os empreendedores que possuam ESD caso não haja incentivo financeiro para controle de tensão local. Nesse caso, os armazenadores poderiam operar com um fator de potência que reduzissem as perdas elétricas ao invés de suportarem o controle de tensão sistêmico.

Os desvios supracitados, seja tensão terminal ou potência reativa, adentra ao controlador PI, que possui uma limitação de forma a proteger o controle do conversor VSC, resultando em um sinal de aumento ou redução de potência reativa absorvida ou injetada no sistema pelo ESD. O conversor VSC é representado através de um bloco de atraso com constante de tempo T_{ESD}^Q . Este bloco de atraso também limita a potência reativa absorvida ou injetada pelo ESD entre Q_{min}^{ESD} e Q_{max}^{ESD} protegendo o conjunto armazenador-conversor.

4.3.

Modelagem dos Demais Elementos do Sistema de Roraima

Para os demais elementos do sistema elétrico de Roraima foram considerados modelos típicos de unidades geradoras advindo da base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS [21], de usinas existentes que mais se aproximavam dos parâmetros elétricos estabelecidos para esse sistema.

O Apêndice B contém todos os parâmetros de fluxo de potência e o Apêndice C contém a definição dos modelos e os parâmetros de cada elemento da rede que foram utilizados, incluindo definição das proteções e da modelagem de carga.

Com o conhecimento dos fundamentos de controle de frequência e com a modelagem estabelecida neste capítulo, é possível realizar todas as simulações para avaliação do comportamento dinâmico de um sistema elétrico com penetração de fontes de energia renováveis considerando dispositivos de armazenamento de energia.

5

Simulações e Resultados

5.1.

Introdução

As características do sistema elétrico de Roraima serão apresentadas neste Capítulo 5 com a definição da metodologia aplicada, estabelecendo a contingência mais impactante para as simulações dinâmicas. De posse dos resultados das simulações, será realizada uma análise do comportamento dinâmico desse sistema elétrico com penetração de fontes intermitentes, considerando a utilização de dispositivos de armazenamento de energia.

A construção de um mapa com os resultados dessas simulações dinâmicas pode ser um componente decisor no processo de planejamento de um sistema de transmissão isolado. Outro mapa pode ser elaborado, a partir da decisão do planejador, onde se avaliam os riscos assumidos no processo de programação da operação e na própria operação em tempo real.

5.2.

Características do Sistema Elétrico

O sistema elétrico do estado de Roraima é predominantemente atendido por um circuito simples de 230 kV oriundo da interligação Brasil – Venezuela, e o restante por pequenas usinas térmicas locais movidas a diesel. Além disso, um sistema de subtransmissão em 69 kV atende todo o território estadual. A fragilidade dessa interligação expõe toda a carga do estado que vivenciou diversos blecautes nos últimos anos. Atualmente, por questões governamentais, esse sistema elétrico opera de modo isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN), dependendo apenas da geração térmica local para atendimento à carga. A Figura 5.1 apresenta o diagrama geoeletrico do estado de Roraima.

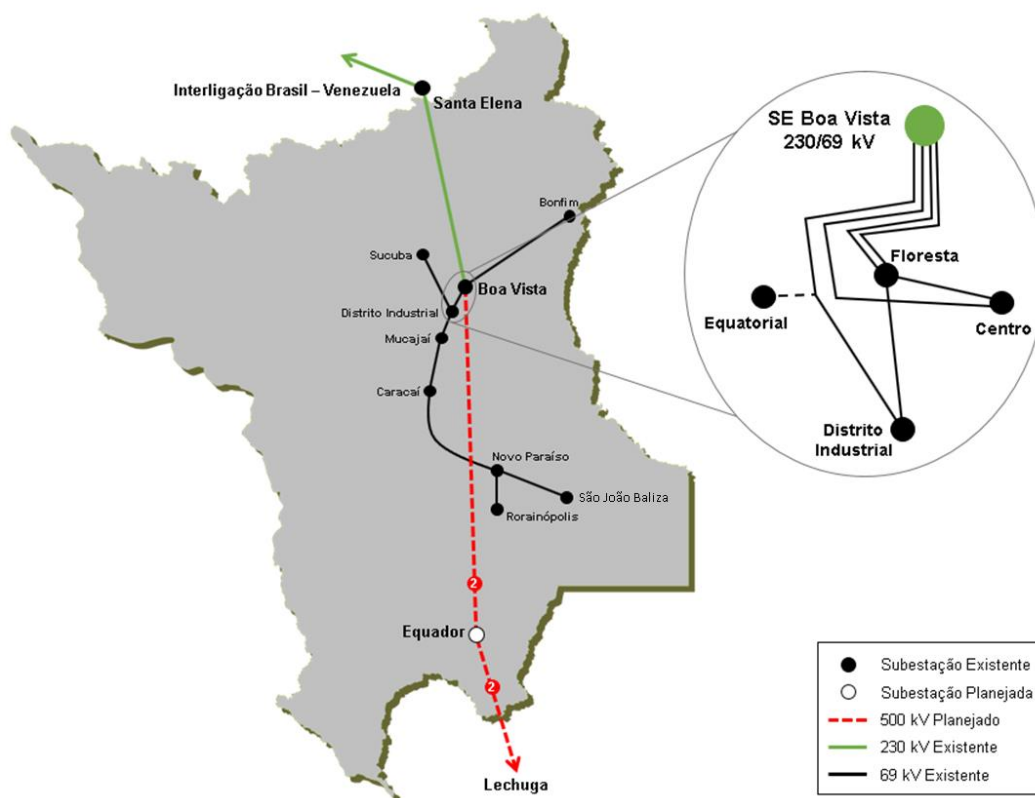


Figura 5.1 – Diagrama geoeletrico do estado de Roraima.

Por questões políticas e econômicas, o governo da Venezuela interrompeu o fornecimento de energia para o Brasil solicitando o desligamento da interligação. Com isso, foi determinado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que o estado de Roraima seria operado de maneira isolada, atendida somente pelo parque gerador térmico local. Esta decisão, por si só, não eliminou as interrupções completas de carga neste sistema.

Em fevereiro de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME), através da Portaria nº 134 [22], alterou alguns dispositivos da Portaria nº 512 de dezembro de 2018 [23], estabelecendo as diretrizes para realização do Leilão exclusivo para o estado de Roraima definindo, através da Nota Técnica [24], as margens para escoamento de geração em cada área elétrica, e com requisitos técnicos mínimos para participação do processo licitatório. Sabe-se que todo o parque gerador térmico local não atende aos requisitos mínimos, sendo necessária a remoção de todas as usinas térmicas hoje em operação [24]. Sabe-se também, que há possibilidade de contratação de energia renovável complementar com objetivo de reduzir custos operacionais. A fonte renovável mais promissora para

esta região seria advinda de painéis fotovoltaicos próximos aos centros de carga. Portanto, quanto maior for a penetração de usinas fotovoltaicas, menor será o custo da operação.

A solução estrutural, estudada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contempla um circuito duplo de mesma torre interligando em 500 kV a subestação Boa Vista com a subestação Lechuga, próximo à cidade de Manaus-AM. Essa linha de transmissão enfrenta diversos problemas socioambientais e atualmente está sem previsão para entrada em operação.

Contudo, em 31 de maio de 2019, ocorreu o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, os quais foram vencedores do certame, os empreendimentos listados na Tabela 5.1 a seguir. Foram 9 empreendimentos contratados, totalizando 294 MW de potência para o sistema isolado de Roraima. Dentre os vencedores, há projetos a gás natural, óleo diesel e biomassa, além de soluções híbridas, combinando biocombustíveis, solar fotovoltaica e baterias [25].

Tabela 5.1 – Empreendimentos de Geração Vencedores no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL.

Usina	Potência Instalada (MW)	Subestação
UTE Jaguarica II	126,290	Boa Vista 230 kV
UTE Palmaplan Energia 2	11,490	Rorainópolis 34,5 kV
UTE Monte Cristo Sucuba	42,255	Sucuba 69 kV
UTE Bonfim	10,000	Bonfim 69 kV
UTE Cantá	10,000	Bonfim 69 kV
UTE Pau Rainha	10,000	Boa Vista 69 kV
UTE Santa Luz	10,000	Boa Vista 69 kV
Híbrido Forte de São Joaquim	56,218	Boa Vista 69 kV
UTE BFB Baliza	17,616	São João Baliza 69 kV
TOTAL	293,869	

Portanto, este será o parque gerador para o sistema de Roraima operar de forma isolada do SIN até que seja construída a solução estrutural. Desta forma, será realizada uma análise contemplando modelos típicos e parâmetros aproximados das unidades geradoras vencedoras do leilão de geração para avaliação do comportamento dinâmico deste sistema isolado. Destaca-se que mesmo após a entrada em operação da LT 500 kV Boa Vista - Equador - Lechuga, considerando a “desinterligação” entre Brasil e Venezuela, os ESD

podem contribuir para a segurança do sistema de Roraima na ocorrência da contingência dupla desses circuitos.

5.3.

Metodologia Aplicada

A metodologia utilizada nesta dissertação baseia-se na substituição gradual do despacho da geração térmica local prevista no Leilão de Geração do estado de Roraima por geração fotovoltaica. Para cada patamar de penetração de energia renovável, diferentes valores de ESD serão analisados através da realização de simulações dinâmicas no domínio do tempo. Os estudos se concentrarão em contingências que provoquem reduções abruptas da geração fotovoltaica que podem ser decorrentes de sombra nos painéis. Como ainda não se tem critérios definidos para sombreamento de painéis fotovoltaicos, adotou-se o posicionamento conservativo de simular essa contingência de perda de geração em degrau. A redução de geração solar instantânea também pode ser simulada como a perda do transformador elevador entre a planta solar e o sistema de subtransmissão.

Nesses eventos, observa-se uma redução significativa da frequência, sendo necessária uma resposta rápida dos controles para evitar blecautes ou cortes parciais de cargas. Nesse trabalho serão avaliadas condições com e sem o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Os casos simulados serão classificados segundo os critérios de estabilidade eletromecânica estabelecidos pelo Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [26], para que se encontre uma relação entre a penetração de geração fotovoltaica e o dimensionamento de ESD.

As análises de desempenho dinâmico desse sistema foram realizadas por meio de simulações computacionais no domínio do tempo no programa Organon, utilizando dados de usinas térmicas do SIN com características equivalentes às vencedoras do leilão de geração, respeitando os requisitos mínimos citados em [24]. Para as usinas fotovoltaicas foi utilizado o modelo da planta São Pedro em operação no SIN [21], e um modelo dinâmico típico para os dispositivos de armazenamento de energia, apresentado no Capítulo 4 desta dissertação.

Essas simulações transitórias foram limitadas em 15 segundos, pois o objetivo das análises está na etapa de atuação da regulação primária discutida no Capítulo 3.

5.3.1.

Método de Definição da Contingência Mais Severa

Para definição da contingência mais severa de um sistema isolado, do ponto de vista de estabilidade dinâmica da frequência, deve-se considerar as características do parque gerador e da rede de transmissão ou subtransmissão que atendem às cargas. Para o sistema de transmissão, fica estabelecido o critério de atendimento à contingência de um elemento da rede sem ocorrência de corte de carga descontrolado. Conhecendo as características do parque gerador, deve-se levar em conta a perda de unidades de maior capacidade nominal de potência nos casos de usinas hidrelétricas e termelétricas. Para as usinas renováveis como solar e eólica, deve-se considerar a perda do maior conversor ou do transformador elevador que conecta a planta renovável à rede elétrica.

Outra avaliação a ser feita diz respeito à imprevisibilidade da fonte renovável, quando uma sombra pode reduzir abruptamente a geração solar ou uma alteração rápida de ventos podem interromper o fornecimento de energia advindo de unidades eólicas.

Para essa análise, é dada atenção ao efeito de sombreamento provocado nos painéis fotovoltaicos avaliados em [27] e [28], que mostrou que “os sombreamentos causados por nuvens móveis podem ter um efeito importante na operação e eficiência geral das usinas fotovoltaicas”. Nesta análise, concluiu-se que na média o sombreamento reduz em cerca de 60% a intensidade luminosa do sol. Porém, em 0,08% dos casos, podem apresentar reduções superiores a 90% e em 3,9% dos casos podem apresentar reduções superiores a 80%.

Para o sistema Roraima isolado, mesmo com a possibilidade de baixa penetração de usinas fotovoltaicas, a redução de potência por efeito de sombreamento pode ser superior à perda da maior máquina, e também superior à perda de um elemento do sistema de transmissão que modificaria o equilíbrio carga-geração desse sistema isolado. Assim, ficou definido que independente da penetração de usinas fotovoltaicas, a contingência mais severa para o sistema Roraima será o efeito sombreamento. Nesta avaliação, serão considerados os

montantes de 95%, 80%, 65% e 40% de redução de potência injetada pelos painéis fotovoltaicos para cada montante de penetração simulado. Neste contexto, estipula-se usar níveis de ESD variando de 5 em 5% da geração total para comparação dos resultados. Nessas condições, foram considerados cortes parciais de carga através do ERAC, e também, relés de subfrequência para desconexão de banco de capacitores, a fim de evitar sobretensões excessivas decorrentes desses cortes de carga.

5.4.

Análise do Sistema Isolado de Roraima

Na construção dos casos de referência para análise, foi considerada a projeção da demanda máxima com 233,97 MW e 94,77 Mvar, sendo aproximadamente 80% da demanda na capital e o restante no interior. Apesar do baixo valor de fator de potência indutivo, atualmente essa rede é bem compensada com equipamentos shunts. Os barramentos de carga estão listados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Carga por Barramento do Sistema Isolado de Roraima.

Nome da Subestação	Nome da Barra	Carga por Barramento		
		P (MW)	Q (Mvar)	FP
Mucajá	MUCAJA-RR013	3,553	1,055	0,959
Caracaí	CARACA-RR013	4,997	1,492	0,958
Nova Paraíso	NPARAI-RR013	5,681	1,691	0,958
Rorainópolis	RORAIN-RR013	5,168	1,539	0,958
Bonfim	BONFIM-RR013	7,011	2,090	0,958
Sucuba	SUCUBA-RR013	6,688	1,995	0,958
São João Baliza	SJBALI-RR013	5,425	1,615	0,958
Distrito Industrial	D.INDUUTE000	34,550	14,730	0,920
Equatorial	EQUATO-RR013	50,040	21,320	0,920
Centro	CENTRO-RR013	55,530	23,660	0,920
Floresta	FLORESUTE000	55,330	23,580	0,920
TOTAL		233,97	94,77	0,927

Para a realização desse estudo, todo o parque gerador foi constituído por usinas térmicas e fotovoltaicas que se referenciaram nas unidades geradoras vencedoras do leilão de geração [25] e nos requisitos mínimos citados [24]. A saber, tendo potência aparente mínima de 10 MVA e constante de inércia mínima de 1,6 segundos para as usinas conectadas nos barramentos classificados como Capital, e potência aparente mínima de 3,5 MVA e constante de inércia mínima de 1,25 segundos para as usinas conectadas nos barramentos classificados como Interior, que contemplam área Sucuba, área Bonfim e área Sul.

Todas as usinas térmicas possuem regulação de velocidade e participam da regulação primária de frequência. Na Tabela 5.3 consta a capacidade instalada das usinas de acordo com montantes de geração vencidos no certame, dentro das margens que foram estabelecidas pela nota técnica [24] através da análise de fluxo de potência, da disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos e também, de violação do nível de curto circuito em barramentos candidatos. Cabe ressaltar que não foi encontrada na base de dados de transitórios eletromecânicos [21] uma usina térmica com constantes de inércia que cumprisse o requisito de constante de inércia mínima na Capital, sendo suavemente adaptada sempre mantendo a posição conservativa.

Tabela 5.3 – Capacidade Instalada das Usinas do Sistema Isolado de Roraima.

Área	Usina	Unidade(s)	P(MW)	Total (MW)	H (s)
Bonfim	UTE Bonfim	1	16,00	16,00	1,25
	UTE Cantá	1	16,00	16,00	1,25
Sucuba	UTE Monte Cristo Sucuba	13	3,25	42,25	1,25
Sul	UTE Palmaplan	3	3,25	9,75	1,25
	UTE Baliza 1	1	16,00	16,00	1,25
	UTE Baliza 2	2	3,25	6,50	1,25
Capital	UTE Pau Rainha	1	16,00	16,00	1,6
	UTE Santa Luz	1	16,00	16,00	1,6
	UTE Jaguatirica II - gás	1	64,00	64,00	5,946
	UTE Jaguatirica II - vapor	1	45,60	45,60	2,971
	UTE Forte de São Joaquim	4	16,00	64,00	1,6
	UFV Forte de São Joaquim	27	1,00	27,00	

A usina fotovoltaica pode controlar a potência ativa, potência reativa, tensão e frequência. Para as simulações dinâmicas realizadas, os inversores da planta solar operam controlando a tensão terminal e com modo de controle de potência ativa constante, assim como acontece com as plantas fotovoltaicas atualmente conectadas no SIN. Desta forma, não participam da regulação primária de frequência desta rede. O modelo de usina fotovoltaica utilizado foi a UFV São Pedro da base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS [21].

Na composição do despacho, foram consideradas as usinas térmicas do interior com prioridade, dado que essas usinas tem a constante de inércia inferior, representaram a menor constante de inércia equivalente possível e desta forma a análise foi conservativa. As plantas fotovoltaicas e o ESD foram consideradas no barramento de 69 kV da SE Boa Vista, entendendo também que esta decisão seria conservativa. Com uma melhor distribuição geográfica tanto dos painéis fotovoltaicos quanto dos ESD, o sistema tende a se comportar dinamicamente melhor. Na premissa de que as plantas solares podem estar geograficamente separadas, atenua de maneira significativa a possibilidade de redução instantânea de geração por ocorrência de sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

Foram considerados os valores de 0%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50% e 60% de penetração de usinas fotovoltaicas, conforme a Tabela 5.4 e para cada nível de penetração, variou-se o ESD em 0%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25% e 30%, conforme a Tabela 5.5. Esses valores são percentuais da geração total do sistema isolado de Roraima que é a soma da carga total com as perdas elétricas. No aumento da penetração de usinas fotovoltaicas foram sendo substituídas das máquinas com maior constante de inércia para as máquinas com menor constante de inércia, sempre garantindo um posicionamento conservativo.

Tabela 5.4 – Despacho de cada usina por patamar de penetração de UFV no Sistema Isolado de Roraima.

Nome da Usina	Nome da Barra	Penetração de UFV (MW)						
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%
UTE Bonfim	BONFI-UTE069	16,00	16,00	16,00	16,00	10,25	9,92	7,00
UTE Cantá	CANTA-UTE069	16,00	16,00	16,00	16,00	10,25	9,92	0,00
UTE Monte Cristo Sucuba	MCSUC-UTE069	42,25	42,25	42,25	42,25	39,00	16,00	4,75
UTE Palmaplan	PALMA-UTE069	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
UTE Baliza 1	BALZ1-UTE069	16,00	16,00	16,00	16,00	10,25	9,92	9,00
UTE Baliza 2	BALZ2-UTE069	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
UTE Pau Rainha	P.RAI-UTE069	13,75	16,00	9,50	4,50	0,00	0,00	0,00
UTE Santa Luz	STALU-UTE069	13,75	16,00	9,50	0,00	0,00	0,00	0,00
UTE Jaguaritica II - gás	JAG.G-UTE230	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
UTE Jaguaritica II - vapor	JAG.V-UTE230	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTE Forte de São Joaquim	S.JOA-UTE069	50,00	21,50	9,50	0,00	0,00	0,00	0,00
UFV Forte de São Joaquim	S.JOA-UFV069	0,00	24,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
ESS Forte de São Joaquim	S.JOA-ESS069	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UFV Boa Vista	SOLAR-UFV000	0,00	0,00	22,00	46,00	71,00	95,00	120,00
ESS Boa Vista	BATERIA--000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL		244,00	244,00	244,00	244,00	244,00	244,00	244,00

Tabela 5.5 – Capacidade Nominal dos Dispositivos de Armazenamento de Energia.

ESD	Capacidade Nominal (MW)
0% da Geração Total	0
5% da Geração Total	12
10% da Geração Total	24
15% da Geração Total	37
20% da Geração Total	49
25% da Geração Total	61
30% da Geração Total	73

Foram então elaborados 7 casos de referência para análise conforme demonstra a Tabela 5.5. Exceto o primeiro caso, que serviu de partida para os demais, em todos os outros 6 casos foram consideradas 7 variações distintas da potência nominal dos ESD em percentual da geração total, conforme a Tabela 5.6, e também, a variação da contingência considerada que é a redução de geração fotovoltaica em 4 patamares, totalizando 168 casos de simulação.

Tabela 5.6 – Casos de referência para análise dinâmica do Sistema Isolado de Roraima.

Caso	Título	Redução de UFV (MW)			
		40%	65%	80%	95%
1	0% Penetração de Fotovoltaicas (0 MW)	-	-	-	-
2	10% Penetração de Fotovoltaicas (24 MW)	10	16	19	23
3	20% Penetração de Fotovoltaicas (49 MW)	20	32	39	47
4	30% Penetração de Fotovoltaicas (73 MW)	29	47	58	69
5	40% Penetração de Fotovoltaicas (98 MW)	39	64	78	93
6	50% Penetração de Fotovoltaicas (122 MW)	49	79	98	116
7	60% Penetração de Fotovoltaicas (147 MW)	59	96	118	140

5.4.1.

Resultados das Simulações Dinâmicas

Diante dos casos analisados, foram elaborados gráficos que apresentam a relação do aumento gradual da penetração de usinas fotovoltaicas com o aumento gradual da capacidade nominal dos ESD. Para cada condição, ficou estabelecido que os casos poderiam: ser estáveis (i.e., o sistema isolado de Roraima se mantém íntegro); apresentar cortes parciais de carga em até 5 estágios; ou apresentar instabilidade ou violação de critérios do ponto de vista de estabilidade de frequência. Para a construção de cada gráfico, foi determinado um montante fixo de redução de geração com intuito de promover a similaridade das análises. Os resultados das simulações considerando a redução de 40% da geração fotovoltaica estão apresentados na Figura 5.2, considerando a redução de 65% da geração fotovoltaica estão apresentados na Figura 5.3, considerando a redução de 80% da geração fotovoltaica estão apresentados na Figura 5.4 e por fim, considerando a redução de 95% da geração fotovoltaica estão apresentados na Figura 5.5.

Com os resultados desses gráficos, denominado Mapa de Decisão para o Planejamento, pode-se chegar a uma decisão de planejamento com base nos riscos que se deseja correr na operação do sistema e quanto se tem de interesse em promover a penetração de fontes intermitentes, neste caso, fotovoltaicas.

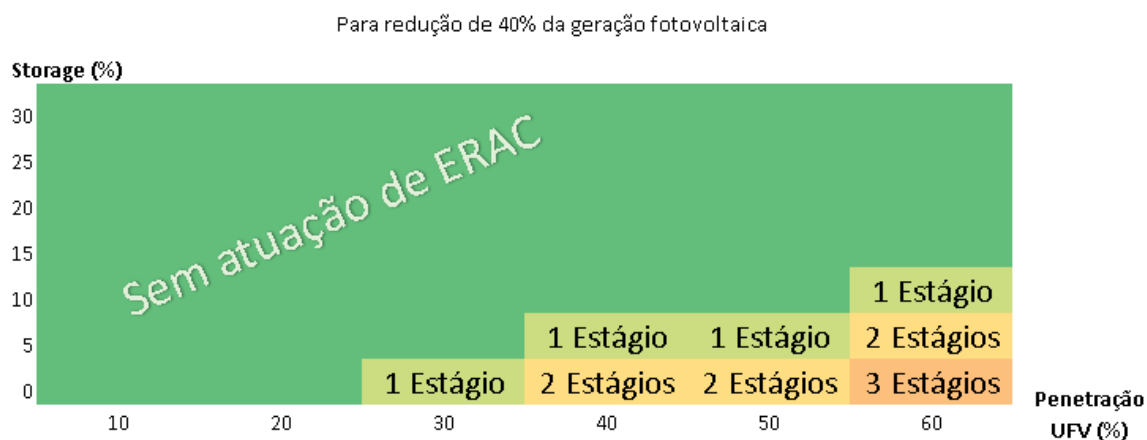


Figura 5.2 – Resultados das simulações considerando a redução de 40% da geração fotovoltaica.

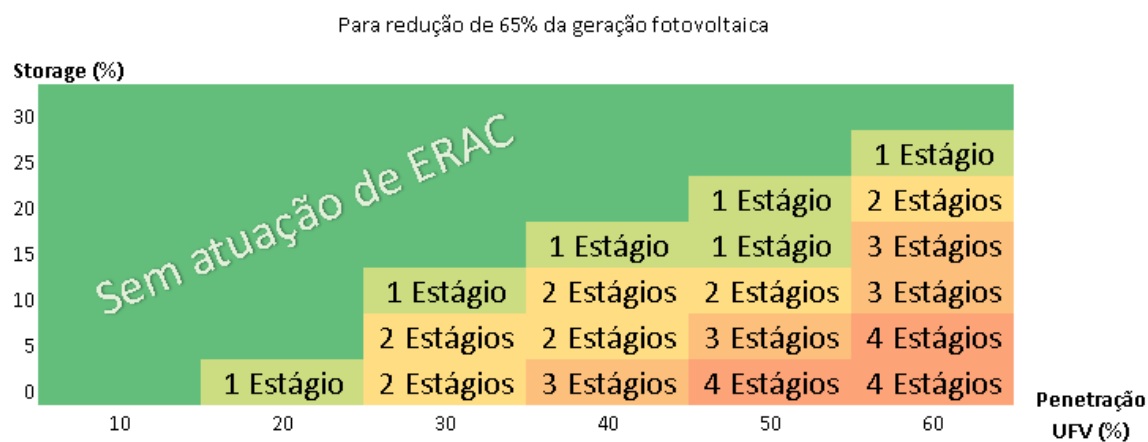


Figura 5.3 – Resultados das simulações considerando a redução de 65% da geração fotovoltaica.

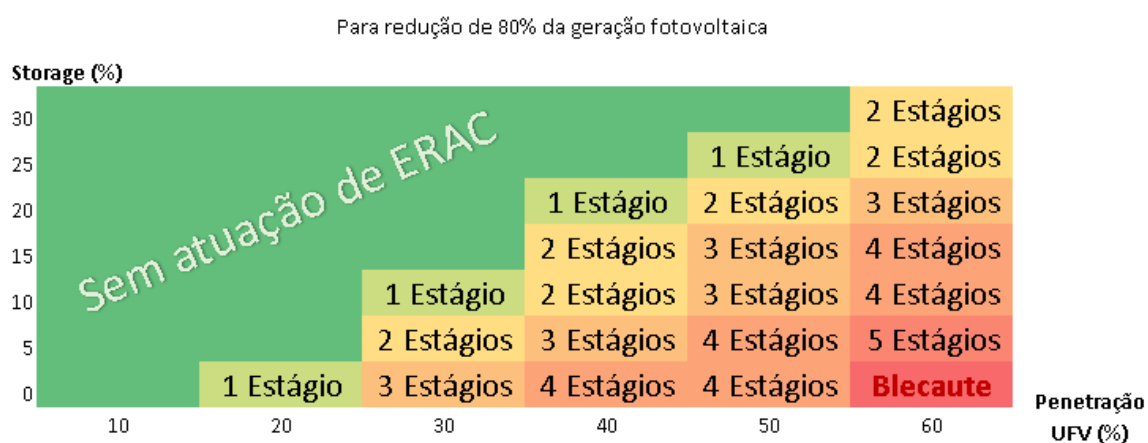


Figura 5.4 – Resultados das simulações considerando a redução de 80% da geração fotovoltaica.

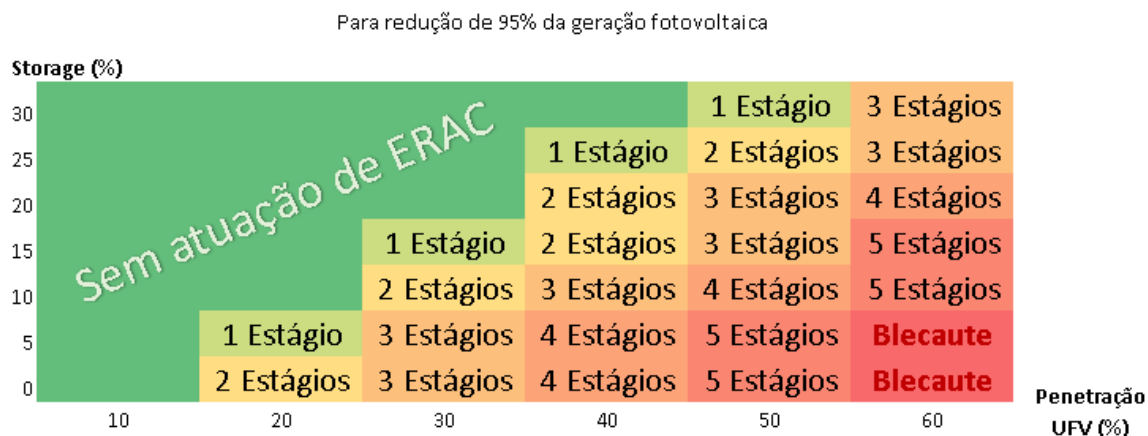


Figura 5.5 – Resultados das simulações considerando a redução de 95% da geração fotovoltaica.

Como esperado, o aumento da capacidade nominal dos ESD apresenta uma relação direta com a estabilidade de frequência do sistema isolado de Roraima. Entretanto, o crescimento da proporção de geração de usinas fotovoltaicas pode provocar o corte total das cargas do estado, mesmo considerando a utilização de armazenamento. Nota-se também que a redução do montante de geração contingenciado por sombreamento dos painéis fotovoltaicos atenua a possibilidade de blecaute.

De forma a minimizar qualquer possibilidade de blecaute, a decisão de planejamento de um ESD correspondente a 10% da geração total do sistema (24 MW) permitiria uma penetração de até 60% de usinas fotovoltaicas 147 MW neste sistema isolado. Nota-se que um montante mais reduzido de ESD, com 5% da geração total do sistema (12 MW), também poderia ser dimensionado para penetração de até 60% de usinas fotovoltaicas, considerando um risco aproximado de 5% de ocorrer blecaute. A Figura 5.6 apresenta as possibilidades de penetração com relação à redução abrupta de geração fotovoltaica considerando um ESD correspondente a 15% da geração total do sistema (37 MW), a Figura 5.7 considerando um ESD correspondente a 10% da geração total do sistema (24 MW) e a Figura 5.8 considerando um ESD correspondente a 5% da geração total do sistema (12 MW).

Para cada um desses gráficos, denominado Mapa de Decisão para a Operação, já considerando o montante de armazenamento determinado pelo processo de planejamento, pode-se acompanhar em tempo real quais são os riscos associados a cada contingência de geração por percentual de penetração de fontes renováveis.

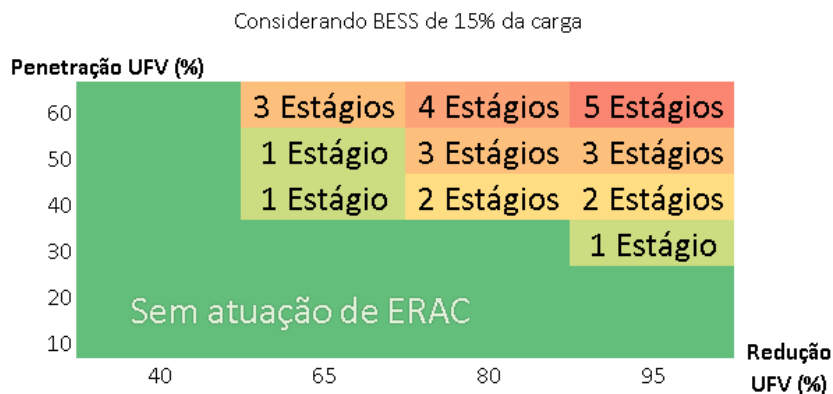


Figura 5.6 – Resultado das simulações considerando um ESD de 15% da geração total do sistema.

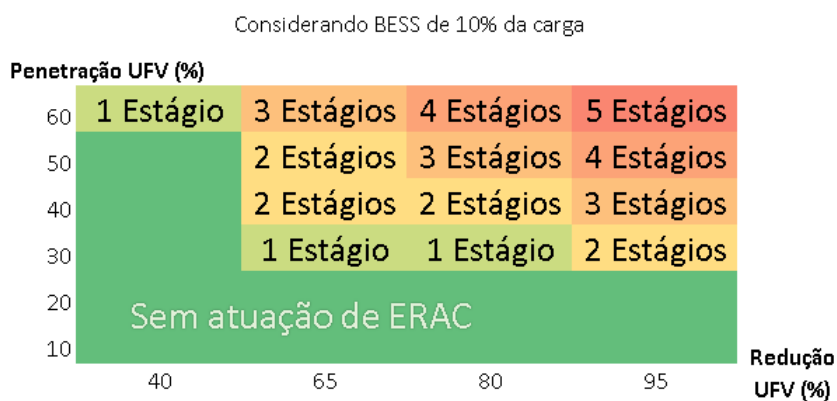


Figura 5.7 – Resultado das simulações considerando um ESD de 10% da geração total do sistema.

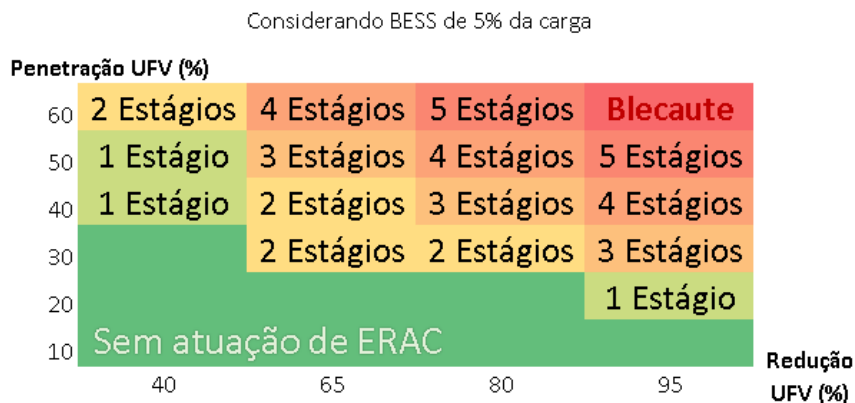


Figura 5.8 – Resultado das simulações considerando um ESD de 5% da geração total do sistema.

5.4.1.1.

Simulações com 60% de Penetração de Fotovoltaicas e 10% de ESD

Diante dos resultados, pode-se visualizar as diferenças de frequência para cada nível de redução de geração fotovoltaica, considerando a hipótese de 10% de ESD e 60% de penetração de fotovoltaica pelo gráfico apresentado na Figura 5.9. Notadamente, quanto maior for a contingência de redução de geração fotovoltaica, menor será a frequência do sistema e consequentemente, mais estágios de ERAC serão necessários, como foi consolidado anteriormente na Figura 5.7.

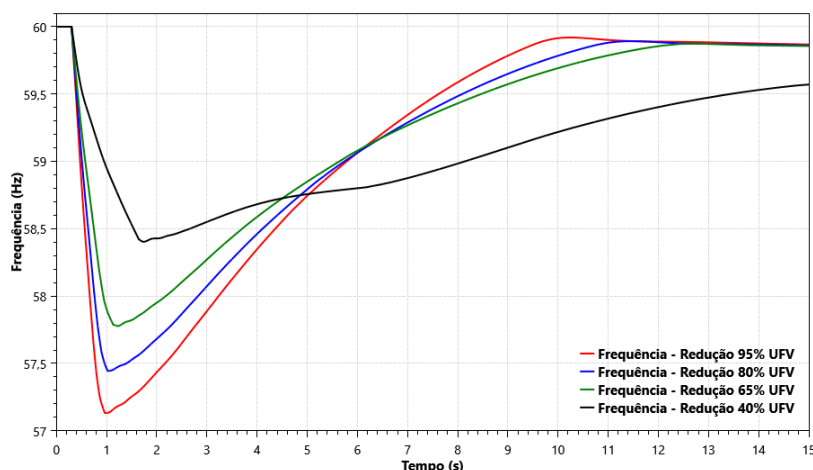


Figura 5.9 – Frequência do Sistema para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

É possível verificar que apenas a regulação primária considerando o estatismo das máquinas síncronas, ou seja, reguladores de velocidade com queda de velocidade, não são capazes de retornar com a frequência para o valor nominal. No caso de redução de 95% da geração de usinas fotovoltaicas, os 5 estágios de ERAC são fundamentais na resposta transitória para evitar que a frequência alcance valores inferiores a 57 Hz, limite mínimo estabelecido para unidades geradoras térmicas pelos Procedimentos de Rede [26]. Para o caso de redução de 40% da geração de usinas fotovoltaicas, com a menor taxa de variação de frequência, o único estágio de ERAC atua um pouco depois conforme visto na Figura 5.10, mantendo ainda um pequeno desbalanço entre carga e geração que faz com que os reguladores de velocidade recuperem mais lentamente a frequência do sistema.

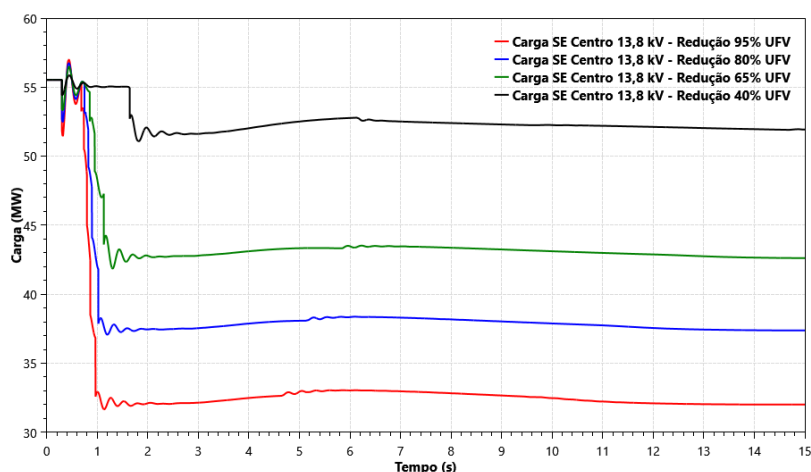


Figura 5.10 – Carga na Subestação Centro 13,8 kV para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Pode-se comparar a injeção de potência ativa do ESD com 10% da geração total para cada redução de geração fotovoltaica, mantendo o nível de penetração em 60%. Para todos os casos, como visto na Figura 5.11, o ESD atinge o valor máximo considerando uma sobrecarga admissível.

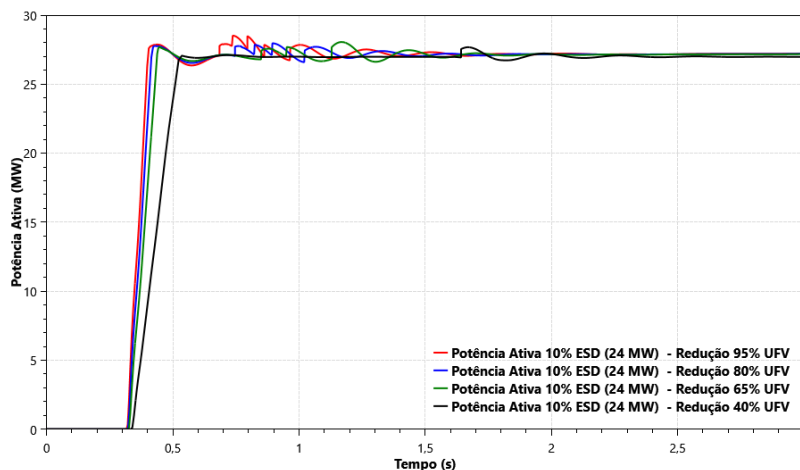


Figura 5.11 – Potência Ativa do ESD para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Para avaliação das tensões do sistema utilizou-se a tensão no barramento de 69 kV da SE Boa Vista para representar a variação significativa, principalmente no período transitório pós-distúrbio. Fica evidente pela Figura 5.12 que quanto maior a redução de geração fotovoltaica, maior será a oscilação das tensões em todos os barramentos do sistema. Nesta ocasião, há atuação de relés sensíveis a variação da frequência que atuam no sentido de desligar equipamentos shunts da rede, possibilitando controle de tensão em valores permissíveis. Para o exemplo gráfico da tensão da SE Boa Vista, entre 4 e 7 segundos, há uma perda do controle da tensão em função do limite de absorção dos elementos armazenadores, como pode ser visto na Figura 5.13, sem prejuízos para a tensão em regime permanente.

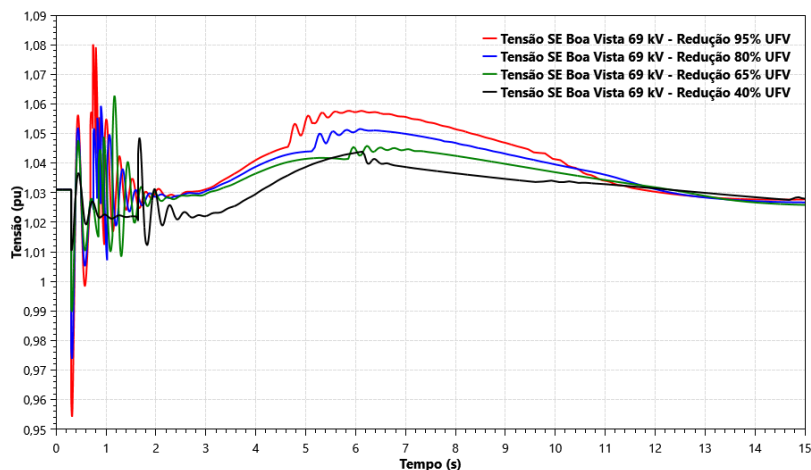


Figura 5.12 – Tensão no Barramento de 69 kV na Subestação Boa Vista para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Outro fator importante para o controle de tensão é a capacidade das unidades síncronas, das unidades fotovoltaicas e dos ESD injetarem e absorverem potência reativa. O ESD contribui tanto para injetar potência reativa no início do período transitório, onde as unidades síncronas ainda estão respondendo com aumento da potência injetada, quanto para absorver potência reativa quando há excedente de potência reativa do sistema com carregamentos reduzidos, decorrente das atuações de ERAC, como pode ser visto em Figura 5.13. Também são consideradas sobrecargas para a injeção e absorção de potência reativa. Essas sobrecargas podem ser simultâneas com as sobrecargas de potência ativa em função da capacidade dos conversores usualmente suportarem até 100% de sobrecarga em poucos segundos. Neste caso, é prudente considerar 10% de sobrecarga para potência ativa e reativa.

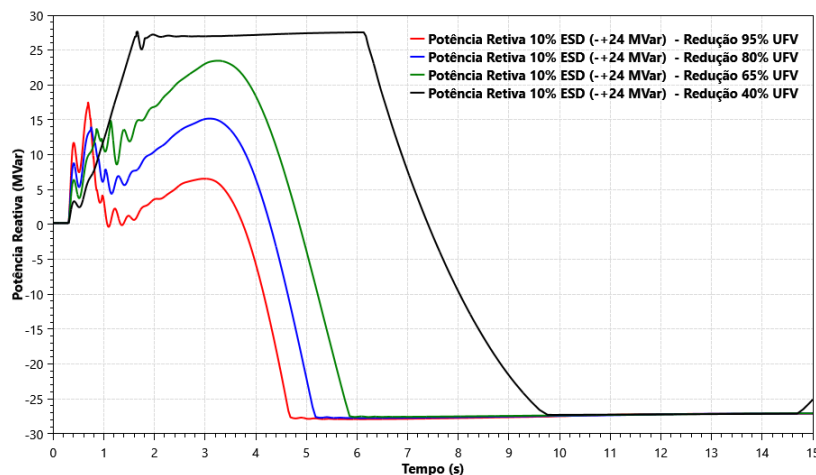


Figura 5.13 – Potência Reativa do ESD para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Pela metodologia, as contingências simuladas foram reduções abruptas da geração fotovoltaica, em degrau, conforme pode ser visto pela Figura 5.14. Para este caso, com 60% de penetração de usinas fotovoltaicas resultando em 147 MW de potência injetada, cada contingência reduz um percentual desse montante.

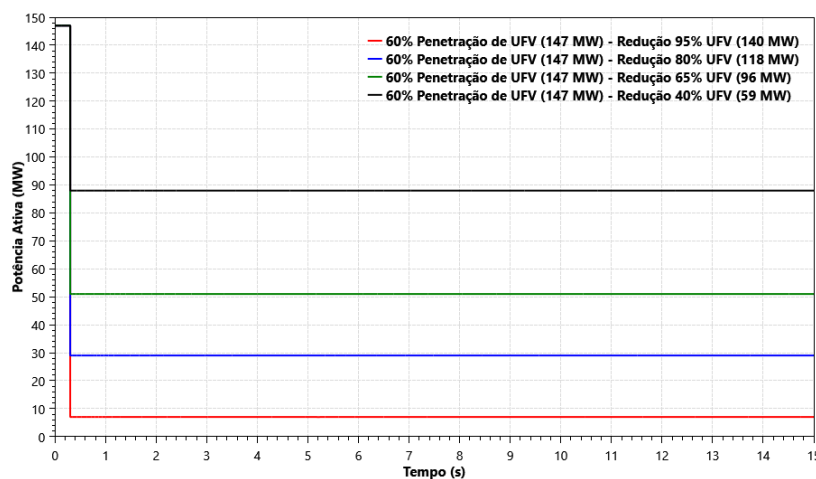


Figura 5.14 – Contingência Simulada para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Como foi apresentada no Capítulo 3, uma variação na potência elétrica resulta em uma potência acelerante, aumentando a velocidade síncrona dos rotores das turbinas e, conseqüentemente, aumentando a potência mecânica das unidades geradoras. Utilizou-se somente a UTE Bonfim para representar graficamente este conceito como pode ser visto na Figura 5.15 e na Figura 5.16.

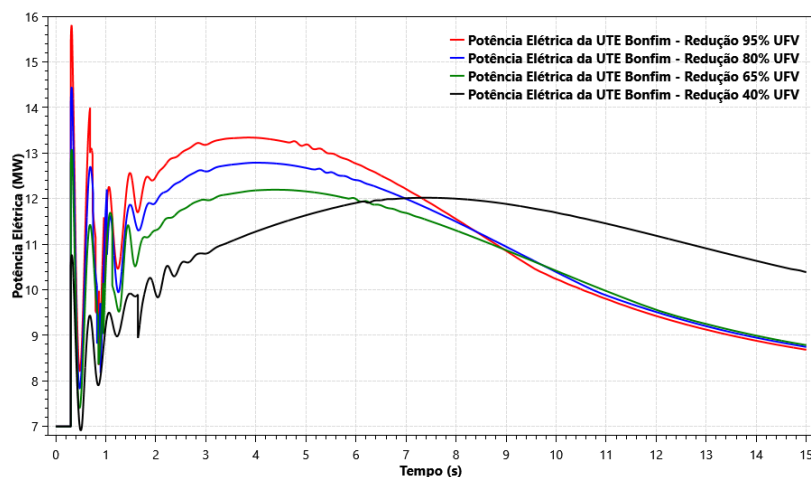


Figura 5.15 – Potência Elétrica da UTE Bonfim para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

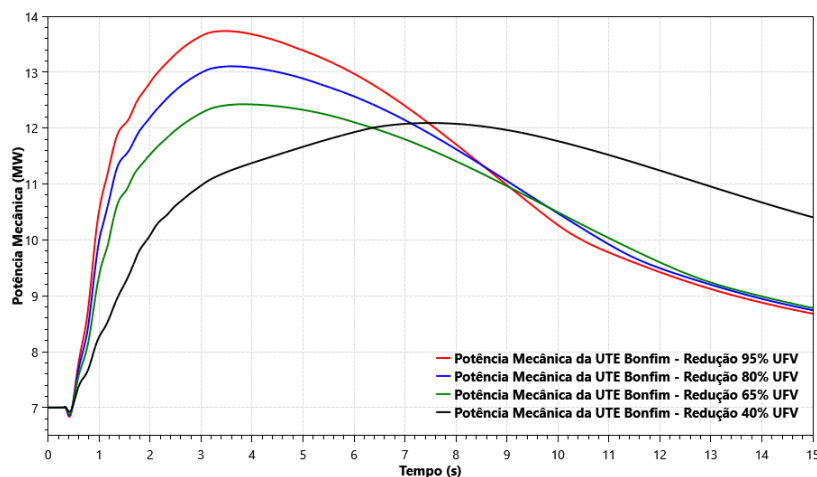


Figura 5.16 – Potência Mecânica da UTE Bonfim para Reduções de Geração Fotovoltaicas Distintas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Finalizando as análises das simulações dinâmicas considerando a hipótese de 10% de ESD e 60% de penetração de fotovoltaica, apresenta-se na Figura 5.17 a variação de frequência para todas as unidades geradoras sincronizadas na redução de 95% de geração fotovoltaica, a maior perturbação simulada.

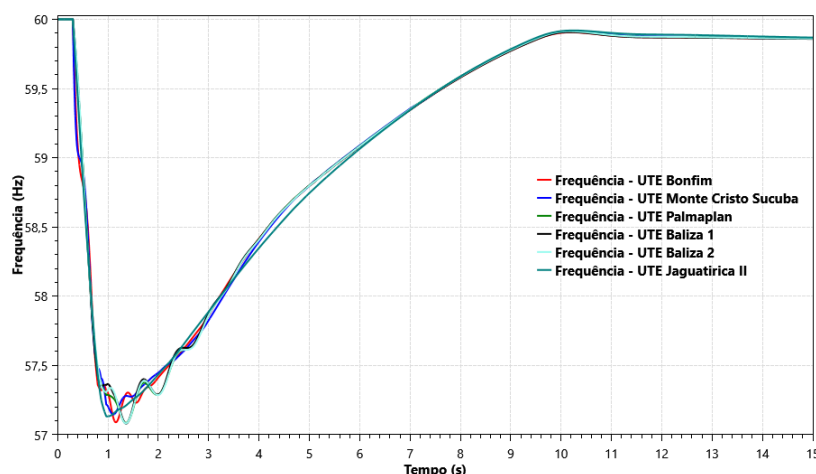


Figura 5.17 – Frequência de Todas as Unidades Geradoras do Sistema para 95% de Redução de Geração Fotovoltaicas Considerando um ESD de 10% da Geração Total do Sistema e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Nota-se que não houve um descolamento dos desvios de frequência das máquinas sincronizadas, tendo as unidades geradoras localizadas no interior do estado apresentando comportamentos semelhantes. Cabe ressaltar que foram considerados estabilizadores (*Power System Stabilizer – PSS*) em todas as usinas térmicas da região para não haver perda de sincronismo entre as máquinas síncronas da capital e as máquinas síncronas do interior.

5.4.1.2.

Simulações com 60% de Penetração de Fotovoltaicas e 95% de Redução de Geração Fotovoltaica

Com objetivo de visualizar o ganho efetivo com o aumento da capacidade nominal do ESD para controle de frequência, é apresentada a Figura 5.18 que promove a comparação dos desvios de frequência para cada valor de ESD. Neste caso, foi considerada a penetração de 60% de usinas fotovoltaicas com a contingência de 95% de redução de geração. Como visto, quanto maior for a

capacidade de injeção de potência ativa por parte do ESD menor será o desvio de frequência no período transitório do sistema isolado. Nessas condições, a contingência de redução de geração sem ESD levaria o sistema ao colapso e um montante de armazenamento de 5% da geração total não seria suficiente para restabelecer o sistema para uma condição aceitável, violando a frequência mínima de 57 Hz, causando desligamentos em cascata e colapso.

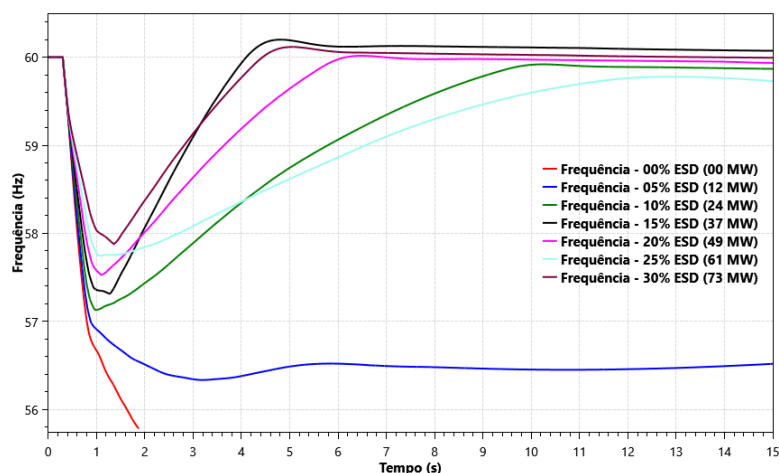


Figura 5.18 – Frequência do Sistema para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.

Aproximando o gráfico para o momento da perturbação como na Figura 5.19 é possível concluir que a taxa de variação da frequência é inversamente proporcional à potência ativa injetada pelos ESD. Assim, um relé capaz de atuar no corte de carga por taxa de variação da frequência pode ser mais efetivo do que atuar somente por valores de frequência absoluta, ou seja, este relé acionaria os estágios de ERAC antes mesmo de se alcançar valores reduzidos de frequência absoluta.

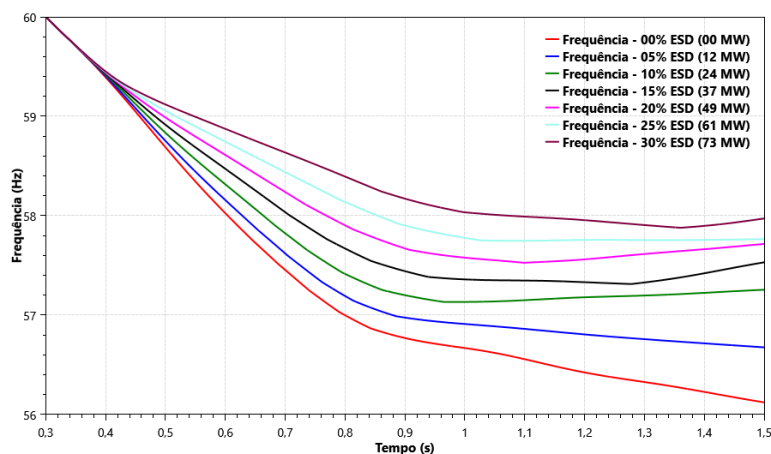


Figura 5.19 – Frequência do Sistema no Momento da Perturbação para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.

Para este mesmo caso é possível ver pela Figura 5.20 o comportamento semelhante do ESD com valores distintos, sempre no sentido de fornecer potência ativa para equilibrar o balanço carga e geração.

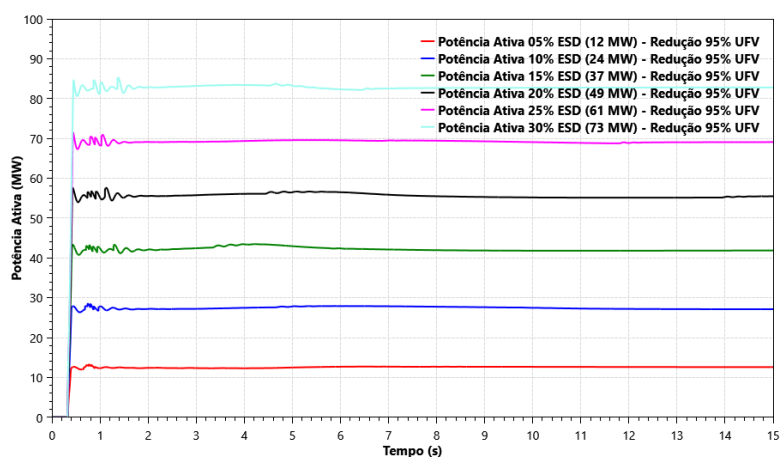


Figura 5.20 – Potência Ativa de ESD para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 60% de Penetração de Usinas Fotovoltaicas Considerando Valores Distintos de ESD.

Cabe ressaltar que nessas análises transitórias, presumiu-se que os controles dos elementos armazenadores de energia adotavam estratégias no sentido de sempre disponibilizar o montante máximo e mínimo, de potência ativa

e de potência reativa, a ser utilizado em benefício do sistema. Assim, não foram consideradas as quantidades de carga armazenada nos dispositivos de armazenamento de energia.

5.4.1.3.

Simulações com 10% de ESD e 95% de Redução de Geração Fotovoltaica

Para visualizar como se comporta o sistema com a variação da penetração de usinas fotovoltaicas considerando a capacidade nominal do ESD em 10% da geração total simulando a contingência de 95% de redução de geração tem-se a Figura 5.21. Como visto, quanto maior for a penetração de usinas fotovoltaicas maior será o déficit de geração na redução de 95% da geração e consequentemente menor será a frequência após a perturbação. Com 10% e com 20% de penetração de unidades fotovoltaicas não houve atuação de nenhum estágio de ERAC após a contingência.

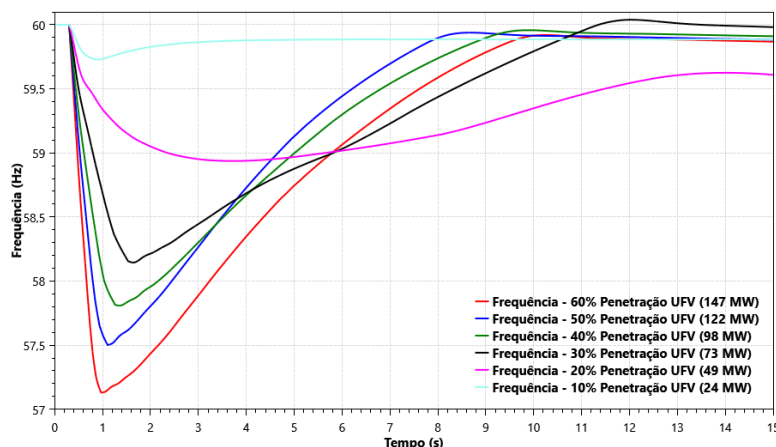


Figura 5.21 – Frequência do Sistema para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Apresentando graficamente a consolidação feita pela Figura 5.5, temos a Figura 5.22 que dimensiona os estágios de ERAC na subestação Centro ocasionados pela redução de 95% da geração fotovoltaica do sistema em cada

montante de penetração. Nota-se que com 10% e com 20% de penetração de unidades fotovoltaicas não houve atuação de nenhum estágio de ERAC tendo uma pequena oscilação do montante da potência consumida apenas pela modelagem da carga.

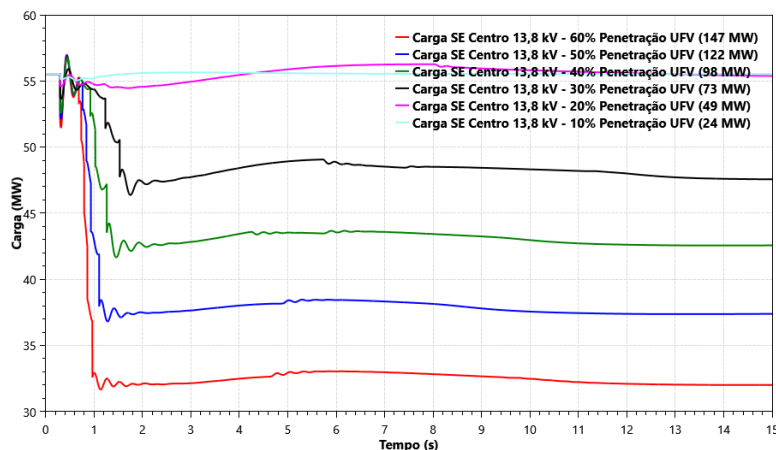


Figura 5.22 – Carga na Subestação Centro 13,8 kV para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

Neste contexto, podemos avaliar a injeção de potência ativa pelo ESD para cada montante de penetração de usinas fotovoltaicas após a redução de 95% de geração. Visualizando a Figura 5.23 nota-se que a utilização de armazenamento é eficiente em todos os montantes de penetração de fotovoltaicas, ou seja, independente da quantidade de fontes renováveis, os ESD serão fundamentais para o controle de frequência local. Para o caso de 10% de penetração de usinas fotovoltaicas, a redução de 95% de geração tem como consequência uma excursão de frequência pequena sem atuação de ERAC, não sendo necessário utilizar toda a capacidade do ESD.

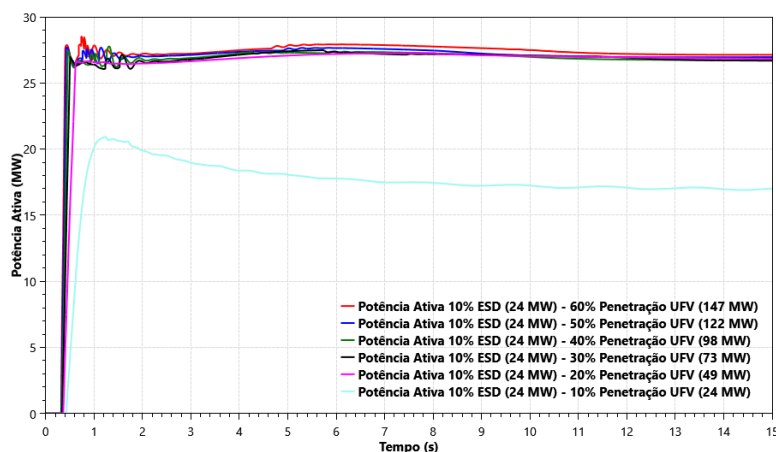


Figura 5.23 – Potência Ativa do ESD para Redução de 95% de Geração Fotovoltaicas e 10% de ESD Considerando Valores Distintos de Penetração de Usinas Fotovoltaicas.

5.4.1.4.

Conclusões das Simulações Dinâmicas

Como conclusão dessas simulações pode-se notar que o aumento da capacidade nominal dos ESD apresenta uma relação direta com a estabilidade de frequência do sistema isolado de Roraima e que sua utilização é eficiente para qualquer montante de penetração de usinas fotovoltaicas, reduzindo os desvios de frequência no período transitório após a perturbação fornecendo injeção de potência ativa.

Evidentemente, com o crescimento da proporção de geração de usinas fotovoltaicas, não se pode garantir apenas o corte parcial das cargas. Há risco de blecautes mesmo considerando a utilização de um montante de armazenamento pequeno. Percebe-se também que um menor valor da contingência de sombreamento dos painéis fotovoltaicos atenua o impacto da perturbação na frequência do sistema.

Notadamente, quanto maior for a redução de geração fotovoltaica, maior será a oscilação das tensões em todos os barramentos do sistema e menor será a frequência do sistema. Como consequência, deve haver maior disponibilidade de controle de potência reativa e mais estágios de ERAC serão necessários.

6

Conclusões

O crescimento de geração de energia renovável ganha cada vez mais espaço no cenário mundial, com a substituição de geradores síncronos convencionais por fontes renováveis intermitentes menos custosas, aumentando a eficiência econômica na geração do sistema elétrico. Para os sistemas isolados, operar com baixa constante de inércia equivalente e alta penetração de fontes intermitentes são grandes desafios a serem contornados.

A produção crescente no segmento de armazenamento de energia vem promovendo a redução de seus custos, tornando-a competitiva para utilização nos sistemas elétricos de potência, que estão prestando cada vez mais serviços em diversas aplicações práticas.

Assim, soluções utilizando dispositivos de armazenamento de energia podem ser aplicadas no sentido de permitir aumento na participação de fontes renováveis de forma segura e robusta. Esses dispositivos podem ser fundamentais em sistemas isolados com grande penetração de fontes intermitentes, onde se pode controlar a tensão terminal e a frequência do sistema, utilizando os quatro quadrantes do plano PQ, permitindo assim uma operação mais segura e menos custosa com a produção de energia renovável.

Pelas análises dinâmicas realizadas foi possível constatar que a utilização de armazenamento de energia pode promover um aumento significativo na penetração de usinas renováveis intermitentes, como eólica e solar fotovoltaica, em sistemas de potência isolados. Desta forma, com o aumento da capacidade nominal dos ESD, apresenta-se uma relação direta com a estabilidade de frequência do sistema elétrico, sendo sua utilização eficiente para qualquer montante de penetração de usinas fotovoltaicas, reduzindo os desvios de frequência no período transitório com fornecimento de injeção de potência ativa.

Na metodologia utilizada nesta dissertação, a elaboração do Mapa de Decisão pode auxiliar no planejamento da expansão de parques geradores em sistemas isolados, quando se propõe saber qual seria o montante de penetração dessas novas fontes renováveis e qual seria o melhor dimensionamento de ESD que equilibrasse a relação custo-benefício e desempenho dinâmico. Nesta

tomada de decisão, o órgão planejador permite ao operador realizar simulações dinâmicas para construção do Mapa de Decisão da operação, que irá auxiliar nos processos de programação da operação.

Utilizando o Mapa de Decisão, e com intuito de minimizar qualquer possibilidade de blecaute, a decisão de planejamento para o sistema Roraima simulado nesta dissertação foi por um dispositivo de armazenamento de energia correspondente a 10% da geração total do sistema, ou seja de 24 MW de potência instalada, que permitiria uma penetração de até 60% de usinas fotovoltaicas neste sistema isolado, a saber 147 MW.

De posse desta escolha, obteve-se o Mapa de Decisão para ser utilizado no processo de programação e operação, onde para qualquer valor de penetração de usinas fotovoltaicas até 60% da geração total, não se teria colapso de frequência no sistema isolado de Roraima.

Como empreendimento vencedor no Leilão de Geração nº 01/2019, o conjunto Híbrido Forte de São Joaquim apresentou no cadastramento da geração um conjunto de baterias com 10 MW de potência instalada e 11 MWh de energia onde será avaliado o impacto que a utilização desses armazenadores pode causar no sistema isolado de Roraima. Cabe ressaltar que existem aspectos regulatórios que devem ser discutidos para que haja disponibilidade de utilização desses dispositivos de armazenamento de energia pelo operador do sistema elétrico.

Portanto, como visto nesta dissertação, qualquer montante de armazenamento de energia pode ser eficiente no controle de frequência de um sistema isolado, atenuando os cortes parciais de carga em perturbações causadas por redução de geração. Sendo assim, promovem aumento na penetração de fontes renováveis garantindo a segurança o sistema.

6.1

Trabalhos Futuros

Análises adicionais podem ser desenvolvidas no sentido de incrementar a eficiência na decisão de planejamento, quando se considera otimização energética, garantindo o dimensionamento de armazenamento de energia que entrega o melhor equilíbrio entre a relação custo-benefício e o desempenho dinâmico. Assim, outros patamares de carga seriam avaliados reduzindo a possibilidade de operar com uma capacidade de armazenamento ociosa.

Outros patamares de carga também podem ser utilizados na composição do Mapa de Decisão para programação e operação em tempo real, quando diversos cenários são estudados além das premissas conservativas no âmbito do planejamento. Pode-se assim construir áreas de segurança (*Dynamic Security Assessment* – DSA) através do programa Organon para acompanhamento em tempo real.

Outra proposição promissora seria considerar uma análise probabilística das contingências de perda de geração simuladas e quanto o posicionamento geográfico dos painéis fotovoltaicos dentro de um sistema elétrico pode atenuar as contingências de sombreamento simultâneo dos painéis fotovoltaicos ou as alterações abruptas nos ventos na geração eólica. Desta forma, como as contingências mais severas seriam reduzidas, um mesmo montante de armazenamento de energia aumentaria o potencial de penetração de energia renovável nos sistemas elétricos, mantendo a segurança dinâmica.

7

Referências bibliográficas

- [1] DELILLE, G.; FRANCOIS, B.; MALARANGE, G. Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia. **IEEE Trans. on Sustainable Energy**, v. 3, n. 4, p. 931-939, 2012.
- [2] BLOOMBERG NEF. Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade, 31 julho 2019. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>>. Acesso em: 15 dezembro 2019.
- [3] WANG, L. et al. Real-time coordinated voltage control of PV inverters and energy storage for weak networks with high PV penetration. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 3383-3395, 2018.
- [4] DHINGRA, K.; SINGH, M. Frequency support in a micro-grid using virtual synchronous generator based charging station. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 9, p. 1034-1044, 2018.
- [5] VASCONCELOS, H. et al. Advanced control solutions for operating isolated power systems: examining the Portuguese islands. **IEEE Electrification Magazine**, v. 3, n. 1, p. 25-35, 2015.
- [6] SEPULVEDA RANGEL, C. A. et al. Methodology for ESS-type selection and optimal energy management in distribution system with DG considering reverse flow limitations and cost penalties. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 5, p. 1164-1170, 2018.
- [7] AI, X. et al. Multi-time-scale coordinated ramp-rate control for photovoltaic plants and battery energy storage. **IET Renewable Power Generation**, v. 2, n. 12, p. 1390-1397, 2018.
- [8] SHI, Y. et al. Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: joint optimization for superlinear gains. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 2882-2894, 2018.

- [9] OUDALOV, A.; CHARTOUNI, D.; OHLER, C. Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1259-1266, 2007.
- [10] MERCIER, P.; CHERKAoui, R.; OUDALOV, A. Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1469-1477, 2009.
- [11] TAN, Y. et al. Enhanced frequency regulation using multilevel energy storage in remote area power supply systems. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 34, n. 1, p. 163-170, 2019.
- [12] BHUIYAN, F. A.; YAZDANI, A. **Energy storage technologies for grid-connected and off-grid power system applications**. IEEE Electrical Power and Energy Conference. London, 2012.
- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **Electrical Energy Storage**, 2011. Disponível em: <www.iec.ch/whitepaper/energystorage/>. Acesso em: 29 maio 2018.
- [14] EPE. **EPE-DEE-NT-098/2019-r0 - Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf>. Acesso em: 3 dezembro 2019.
- [15] CRUZ, M. A. R. S. et al. **Feasibility analysis of a wind pumped hydroelectric storage system on the Island of Brava**. 9th International Renewable Energy Congress (IREC). Hammamet. 2018.
- [16] KUNDUR, P. **Power System Control and Stability**. McGraw-Hill Inc., 1994.
- [17] VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Editora Campus: Eletrobrás, 1984.
- [18] ORTEGA, Á.; MILANO, F. Generalized model of VSC-based energy storage systems for transient stability analysis. **IEEE Trans. Power Syst**, v. 31, n. 5, p. 3369-3380, 2016.
- [19] WU, J. et al. Feasibility Study of Segmenting Large Power System Interconnections With AC Link Using Energy Storage Technology. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1245–1252, 2012.
- [20] LOPES, J. P.; MOREIRA, C.; MADUREIRA, A. Defining control

strategies for MicroGrids islanded operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 916-924, 2006.

- [21] ONS. **Base de Dados de Transitórios Eletromecânicos**. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/93/Produtos/211/BD0319R2.zip>>. Acesso em: 9 março 2019.
- [22] MME. **Portaria MME nº 134/2019**. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/63364038/>. Acesso em: 14 fevereiro 2019
- [23] MME. **Portaria MME nº 512/2018**. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/56644411/>. Acesso em: 24 dezembro 2018.
- [24] EPE/ONS. **EPE-DEE-NT073/2017-rev2 / ONS NT 0143/2017 - Definição das Características Elétricas para o Leilão de Suprimento a Roraima**. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-340/Minuta%20NT%20Margens%20para%20RORAIMA-rev2_Sem%20Assinatura.pdf>. Acesso em: 20 janeiro 2019.
- [25] EPE. **Resultado do Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resultado-do-leilao-de-roraima>>. Acesso em: 31 maio 2019.
- [26] ONS. **Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 20 agosto 2019.
- [27] LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Analysis of shading periods caused by moving clouds. **Solar Energy**, v. 135, p. 188-196, 2016.
- [28] LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Recognition and modelling of irradiance transitions caused by moving clouds. **Solar Energy**, v. 112, p. 55–67, 2015.

A

Apêndice – Movimento Rotacional

Neste apêndice apresentam-se as grandezas associadas ao movimento circular uniforme ou movimento rotacional, advindo da mecânica clássica.

Ângulo em radianos (*rad*):

$$\theta \quad (a.1)$$

Momento de Inércia em $kg.m^2$:

$$J = \int r^2 dm \quad (a.2)$$

Velocidade Angular em rad/s :

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (a.3)$$

Aceleração Angular em rad/s^2 :

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} \quad (a.4)$$

Torque em $N.m$ ou J/rad :

$$T = J\alpha \quad (a.5)$$

Trabalho em J ou $W.s$:

$$W = \int T d\theta \quad (a.6)$$

Potência em W :

$$P = \frac{dW}{dt} = T\omega \quad (a.7)$$

B

Apêndice – Parâmetros do Caso de Referência

Neste apêndice apresenta-se parâmetros do caso de referência elaborado no Anarede que serviu como base para elaboração de todos os outros casos de simulação dinâmica no Organon.

```

TITU
└ Roraima 2021 - PESADA - ISOLADO com 0% Solar
DOPC IMPR
(0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E (0p) E
QLIM L V LIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L RCVG L RMON L FILE L SUBS L
CONT L NOVO L CELO L MFCT L VLCT L CPHS L IANG L
99999
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA .01 EXST .04 TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .01 QLST .04 TLPR .01 TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .05 TLTC .01 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 200. VDVN 40. TUDC .001 TADC .01
PGER 30. TPST .02 VFLL 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 100 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 200 LPRT 60 CSTP 5. ASDC 1.
ICIT 50 DMAX 5 FDIY 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 32
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.
TLST 0. NDIR 20. STTR 5. TRPT 100. STIR 1. BFPO 1.
LFPO .1 TLMT 0. TLMF 0. TLMG 0.
99999

```

Figura B.1 – Parâmetros de Inicialização e Definição de Constantes do Caso de Referência.

DBAR

(Num)	OETGb(nome	GL(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(Pl)	(Ql)	(Sh)	Are(Vf)
10010	L1	IBONFI-UTE069	51015	17.5	16.-4.48	-8.	19.						861000
10011	L1	ICANTA-UTE069	51015	17.5	16.-4.48	-8.	19.						861000
10012	L1	IMCSUC-UTE069	51023	12.14	2.25-10.8	-15.6	15.6						861000
10013	L1	IPALMA-UTE069	51020	17.4	9.75	1.016	-3.6	3.6					861000
10014	L1	IBALZ1-UTE069	51020	23.6	16.-7.32	-8.	19.						861000
10015	L1	IBALZ2-UTE069	51020	23.6	6.52	1.176	-2.4	2.4					861000
10016	L1	IP.RAI-UTE069	51020	-1.4	13.75	17.12	-8.	19.					861000
10017	L1	ISTALU-UTE069	51020	-1.4	13.75	17.12	-8.	19.					861000
10018	L2	FJAG.G-UTE230	51050	0.63	27-9.98	-22.7	47.4						861000
10019	L1	FJAG.V-UTE230	51050	0.	0.	0.	0.						861000
10020	L1	IS.JOA-UTE069	51020	-1.4	50.-19.1	-32.	76.						861000
10021	L1	IS.JOA-UFV069	51000	-1.4	0.	0.	0.	0.					861000
10022	L1	IS.JOA-ESS069	51000	-1.4	0.	0.	0.	0.					861000
10023	L1	ISOLAR-UFV000	51000	-1.4	0.	0.	0.	0.					861000
10024	L1	IBATERIA--000	51000	-1.4	0.	0.	0.	0.					861000
52000	L	IMUCAJA-RR069	13	994	584								861000
52001	L	NMUCAJA-RR013	131020	-1.8					3.553	1.055			861000
52002	D	LMUCAJA-RR034	131000	-14.									861000
52003	L	ICARACA-RR069	13	987	6.03								861000
52004	L	NCARACA-RR013	131020	2.69					4.997	1.492			861000
52005	L	INPARAI-RR069	131006	16.4									861000
52006	L	NNPARAI-RR013	131020	11.4					5.681	1.691			861000
52007	D	NNPARAIUTE000	131015	29.									861000
52008	L	IRORAIN-RR069	131020	17.4									861000
52009	L	NRORAIN-RR013	131020	3.37					5.168	1.539			861000
52010	D	LRORAIN-RR034	131000	-25.									861000
52011	D	INPAUTE-RR069	131011	5.12									861000
52012	L	IBONFIM-RR069	131015	17.5									861000
52013	L	NBONFIM-RR013	131020	14.4					7.011	2.09			861000
52014	D	LBONFIM-RR034	131000	-13.									861000
52015	D	ICANTA--RR069	131003	-6.1									861000
52016	D	NCANTA--RR013	131000	-8.									861000
52017	L	ISUCUBA-RR069	131025	12.1									861000
52018	L	NSUCUBA-RR013	131020	7.62					6.688	1.995			861000
52019	D	IJATAPUPCHO69	131000	-23.									861000
52033	D	LNORMAN-RR034	13	970	-16.								861000
52034	D	NNORMAN-RR013	131000	-20.									861000
52039	D	LAPIAU--RR034	13	994	-16.								861000
52040	D	NAPIAU--RR013	131000	-18.									861000
52041	D	LIRACEM-RR034	13	985	-16.								861000
52042	D	NIRACEM-RR013	131000	-22.									861000
52043	D	LFPINTO-RR034	13	969	-15.								861000
52044	D	NFPINTO-RR013	131000	-19.									861000
52045	D	LNCOLIN-RR034	13	984	-28.								861000
52046	D	NNCOLIN-RR013	131000	-31.									861000
52047	D	LEQUADO-RR034	13	984	-29.								861000
52048	D	NEQUADO-RR013	131000	-31.									861000
52054	D	LSUCUBA-RR034	131000	-9.									861000
52055	D	LCANTA--RR034	131000	-12.									861000
52056	L	ISJBALI-RR069	131020	23.6									861000
52062	L	NSJBALI-RR013	131030	18.9					5.425	1.615			861000
52103	L	ND.INDUUTE000	131025	-6.4					34.551	4.73			861000
52104	L	NEQUATO-RR013	131020	-8.7					50.042	1.32			861000
52105	L	IEQUATO-RR069	51004	-2.8									861000
52121	L	NCENTRO-RR013	131020	-9.8					55.532	3.66			861000
52141	L	ICENTRO-RR069	5	991	-4.								861000
52207	L	FBVISTA-RR230	131050	0.									861000
52208	L	IBVISTA-RR069	51020	-1.4									861000
52209	L	TBVIST1-RR000	51019	-1.5									861000
52210	L	TBVIST2-RR000	51019	-1.5									861000
52211	L	TBVIST3-RR000	51020	-1.5									861000
52212	L	NBVISTA-RR013	131020	-1.5									861000
52213	L	NBVISTACERO13	131050	0.									861000
52214	L	NBVTER2-RR013	131037	-1.5									861000
52216	L	NBVTER3-RR013	131037	-1.5									861000
52301	D2	IMCRISTUTE000	51020	0.34	51 -35.	-40.	40.						861000
52321	L	NFLORESUTE000	131020	-9.					55.332	3.58			861000
52341	L	IFLORES-RR069	5	997	-3.3								861000
52603	L	ID.INDU-RR069	5	998	-1.3								861000

99999

Figura B.2 – Parâmetros de Barramentos do Caso de Referência.

DLIN

(De)	d 0	d(Pa)	NeEP	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)
52000	52001	1			120.		.9899	.95	1.05		-52001	10.12.5	512.5		
52000	52002	1			120.		1.016	.95	1.05		-52002	12.12.5	512.5		
52000	52003	1	43.75	84.29	1.369							42.	53.	53.	
52003	52004	1			120.		.9778	.95	1.05		-52004	10.12.5	512.5		
52003	52004	2D			120.		1.009	.95	1.05		-52004	10.12.5	512.5		
52003	52005	1	54.12	104.4	1.679							42.	53.	53.	
52005	52006	1			480.		.9947	.95	1.05		-52006	2.53.12	53.12		
52005	52006	2			480.		.9947	.95	1.05		-52006	2.53.12	53.12		
52005	52006	3			480.		.9947	.95	1.05		-52006	2.53.12	53.12		
52005	52008	1	21.97	42.24	.685							42.	53.	53.	
52005	52056	1	33.43	64.33	1.044							42.	53.	53.	
52008	10013	1	.01	.01								15.	15.	15.	
52008	52009	1			480.		1.015	.95	1.05		-52009	10. 10. 5	10.		
52008	52010	1			120.		1.022	.95	1.05		-52010	12.12.5	512.5		
52010	52045	1D	117.45	144.2	.233							17.	21.	17.	
52011	52005	1		.001								9999	9999	9999	
52011	52007	1			50.		1.					22.4	22.4	22.4	
52011	52007	2			50.		1.					22.4	22.4	22.4	
52012	10010	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52012	10011	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52012	52013	1			80.		1.006	.95	1.05		-52013	15.18.7	518.7		
52012	52014	1			80.		1.006	.95	1.05		-52014	15.18.7	518.7		
52014	52033	1	201.31	247.61	.401							17.	21.	17.	
52015	52016	1			120.		.9996	.95	1.05		-52016	10.12.5	512.5		
52015	52016	2			120.		.9996	.95	1.05		-52016	10.12.5	512.5		
52015	52055	1			400.		.978	.95	1.05		-52055	2. 2. 8	5.		
52017	10012	1	.01	.01								55.	55.	55.	
52017	52018	1			120.		1.022	.95	1.05		-52018	10.12.5	512.5		
52017	52054	1			120.		.9932	.95	1.05		-52054	10.12.5	512.5		
52033	52034	1			480.		.9727	.95	1.05		-52034	2.53.12	53.12		
52039	52002	1	126.38	155.18	.251							17.	21.	17.	
52039	52040	1			240.		1.012	.95	1.05		-52040	5.6.25	56.25		
52039	52040	2D			480.		1.	.95	1.05		-52040	2.53.12	53.12		
52041	52002	1	100.31	123.12	.199							17.	21.	17.	
52041	52042	1			480.		1.009	.95	1.05		-52042	2.53.12	53.12		
52043	52044	1			400.		.9776	.95	1.05		-52044	2. 2. 8	2.		
52045	52046	1			240.		.9971	.95	1.05		-52046	5.6.25	56.25		
52045	52047	1	125.26	153.81	.249							17.	21.	21.	
52047	52048	1			480.		1.003	.95	1.05		-52048	2.53.12	53.12		
52055	52043	1	183.83	226.01	.3662							17.	21.	9999	
52056	10014	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52056	10015	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52056	52019	1	39.45	75.96	1.233							42.	53.	53.	
52056	52062	1			480.		.982	.95	1.05		-52062	2.53.12	53.12		
52056	52062	2			480.		.982	.95	1.05		-52062	2.53.12	53.12		
52056	52062	3			480.		.982	.95	1.05		-52062	3.75	4.2	5	4.2
52103	52603	1			52.5		1.01	.9	1.1		52103	26.	26.16	26.	
52103	52603	2			52.5		1.01	.9	1.1		52103	26.	26.16	26.	
52104	52105	1			63.		.9958	.9	1.1		52104	26.6	26.616	26.6	
52104	52105	2			63.		.9958	.9	1.1		52104	26.6	26.616	26.6	
52104	52105	3			63.		.9958	.9	1.1		52104	26.6	26.616	26.6	
52121	52141	1			52.5		1.043	.9	1.1		52121	26.	26.16	26.	
52121	52141	2			52.5		1.043	.9	1.1		52121	26.	26.16	26.	
52121	52141	3			52.5		1.043	.9	1.1		52121	26.	26.16	26.	
52141	52208	1	6.38	21.35	.402							65.	82.	65.	
52141	52341	1	1.15	3.88	.0941							65.	82.	65.	
52207	10018	1	.01	.01								100.	100.	100.	
52207	10019	1	.01	.01								55.	55.	55.	
52207	52209	1			12.57		1.034	.95	1.05		-52208	100.120.	32100.		
52207	52210	1			12.57		1.034	.95	1.05		-52208	100.120.	32100.		
52207	52211	1			12.57		1.034	.95	1.05		-52208	100.120.	32100.		
52207	52213	1			6.67		1.					150.	180.	150.	
52208	10016	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52208	10017	1	.01	.01								25.	25.	25.	
52208	10020	1	.01	.01								70.	70.	70.	
52208	10021	1	.01	.01								30.	30.	30.	
52208	10022	1	.01	.01								15.	15.	15.	

52208	10023	1	.01	.01					120.120.	120.
52208	10024	1	.01	.01					120.120.	120.
52208	52105	1	2.68	16.48	.33				99.125.	99.
52208	52301	1	.01	.01					200.200.	200.
52209	52208	1		-.34		1.			100.120.	100.
52209	52214	1		9.175		1.			33. 40.	33.
52210	52208	1		-.34		1.			100.120.	100.
52210	52216	1		9.175		1.			33. 40.	33.
52211	52208	1		-.34		1.			100.120.	100.
52211	52212	1		-9.175		1.			33. 40.	33.
52321	52341	1		52.5		1.03	.9	1.1	5232126.626.61626.6	
52321	52341	2		52.5		1.03	.9	1.1	5232126.626.61626.6	
52321	52341	3		52.5		1.03	.9	1.1	5232126.626.61626.6	
52341	52208	1	4.71	15.77	.3219				65. 82.	65.
52341	52208	2	2.4	14.71	.29				99.125.	125.
52603	52000	1	27.18	52.29	.848				42. 53.	53.
52603	52012	1	59.51	114.89	1.869				42. 53.	53.
52603	52015	1	21.18	40.73	.66				42. 53.	53.
52603	52017	1	30.65	58.96	.956				42. 53.	53.
52603	52105	1	1.19	7.32	.14				99.125.	99.
52603	52208	1	4.23	.26	.505				98.123.	123.
52603	52341	1	1.67	8.64	.1687				90.113.	113.
99999										

Figura B.3 – Parâmetros de Circuitos e Transformadores do Caso de Referência.

```

DBSH
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52001      D 0950 1050 52001      2.4 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      2      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52004      D 0950 1050 52004      2.4 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      2      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52006      D 0950 1050 52006      2.4 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      2      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52009      D 0950 1050 52009      2.4 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      2      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52013      D 0950 1050 52013      3.6 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      1      1      1.2
2      4      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52018      D 0950 1050 52018      3.6 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      1      1      1.2
2      3      2      1.2
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52062      D 0950 1050 52062      1.2 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      2      2      .6
FBAN

```

```

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52103      F 0950 1050 52103 21.6 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      6 6 3.6
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52104      D 0950 1050 52104 32.4 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      3 3 3.6
2      3 3 3.6
3      3 3 3.6
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52121      F 0950 1050 52121 18. C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      3 3 3.6
2      3 1 3.6
3      3 1 3.6
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52214      D 0950 1100 52214 18. C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      5 5 3.6
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52216      D 0950 1100 52216 18. C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      5 5 3.6
FBAN
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
52321      F 0950 1050 52321 21.6 C
(G 0 E (U) UOp (Sht )
1      3 3 3.6
2      3 3 3.6
3      3 0 3.6
FBAN
99999

```

Figura B.4 – Parâmetros de Elementos Shunts de Barra do Caso de Referência.


```

DGLT
(G (Vmn) (Vmx) (Vmne (Vmxe
5 .95 1.05 .9 1.05
13 .95 1.05 .95 1.05
99999
DARE
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
86 0. * RORAIMA * 0. 3000.
99999
DTPF CIRC
(De ) (Pa ) Nc (De ) (Pa ) Nc (De ) (Pa ) Nc (De ) (Pa ) Nc (De ) (Pa ) Nc 0
52039 52040 2 52207 52209 1 52207 52210 1 52207 52211 1 A
99999
DGBT
(G ( kV)
T 990.
F 230.
I 69.
L 34.5
N 13.8
99999
FTM

```

Figura B.5 – Parâmetros de Grupo Base e Grupo Limite de Barra, Definição de Área e Transformadores com o Tap Congelado no Caso de Referência.

C

Apêndice – Modelos do Sistema Roraima

Neste apêndice apresenta-se os modelos e parâmetros de máquina síncrona, reguladores de velocidade e de tensão, além do modelo do estabilizador PSS e da modelagem de carga utilizadas em todos os casos simulados no Organon.

1. Modelo de máquina síncrona

a) Máquina síncrona com polos salientes - SM04

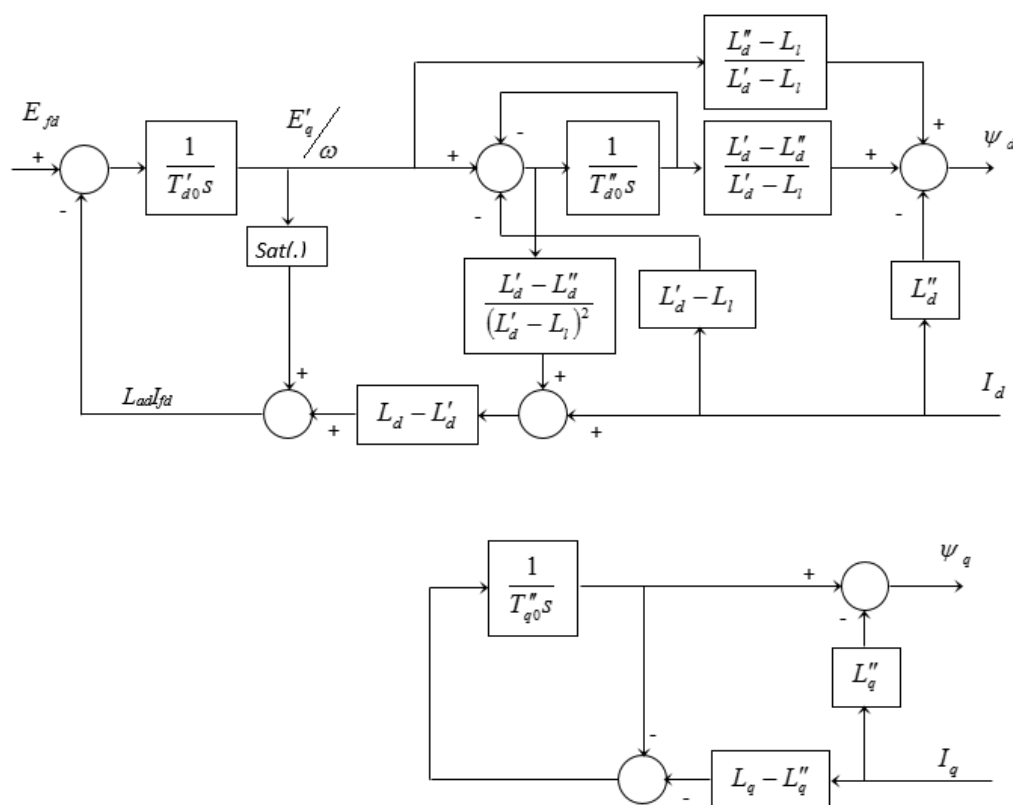


Figura C.1 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona com polos salientes - SM04.

O modelo de máquina síncrona com polos salientes SM04 da Figura C.1 foi utilizado na UTE Monte Cristo Sucuba, na UTE Palmaplan e na UTE Baliza 2 com os parâmetros da Tabela C.1.

Tabela C.1 – Parâmetros do modelo SM04 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
X_d	D axis reactance	pu	2.072
X'_d	D axis transient reactance	pu	0.300
X''_d	D axis sub-transient reactance	pu	0.220
X_q	Q axis reactance	pu	0.800
X'_q	Q axis transient reactance	pu	0.000
X''_q	Q axis sub-transient reactance	pu	0.220
R_a	Stator resistance (pu)	pu	0.00
Base	MVA base	MVA	4.062
X_l	Leakage reactance	s	0.100
X_t	Step-up transformer reactance	s	0.00
T'_d	D axis transient time constant	s	3.60
T''_d	D axis sub-transient time constant	s	0.030
T'_q	Q axis transient time constant	s	0.000
H	Inertia constant	MW/MVA*s	0.5
D	Damping	pu/pu	0.05
T''_q	Q axis sub-transient time constant	s	1.250
A_g	Saturation proportional coefficient	--	0.02988
B_g	Saturation proportional coefficient	--	6.66282

b) Máquina síncrona com polos lisos - SM05

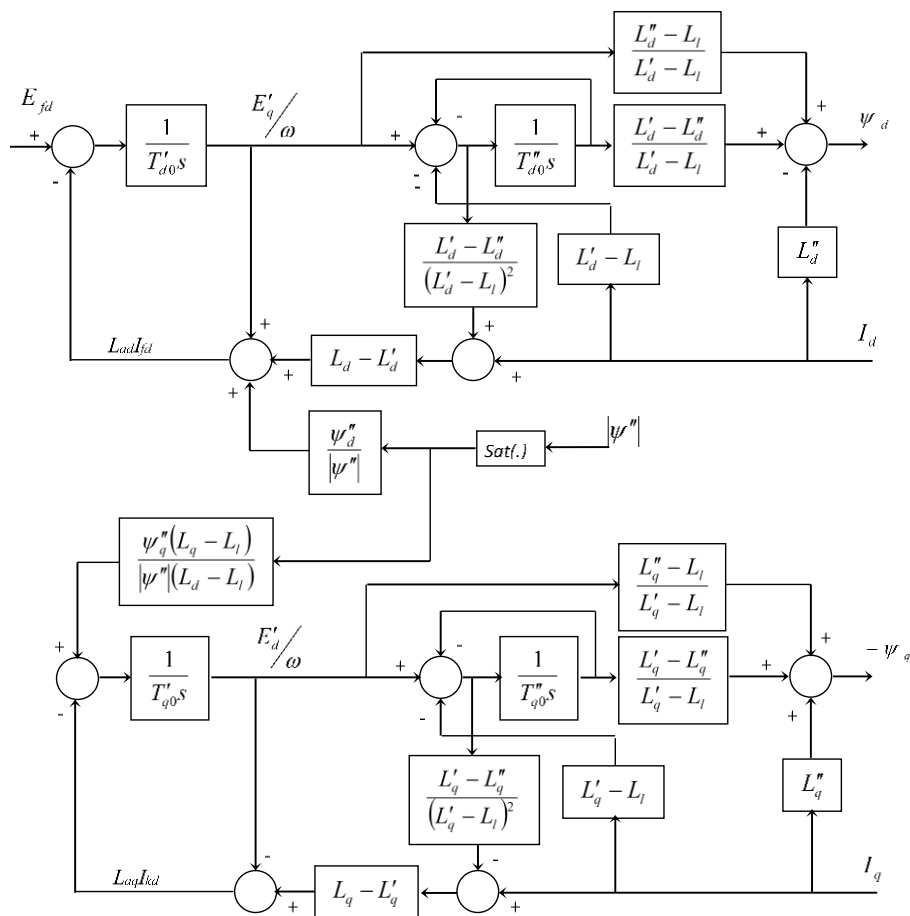


Figura C.2 – Diagrama de blocos do modelo de máquina síncrona com polos lisos - SD05.

O modelo de máquina síncrona com polos lisos SM05 da Figura C.2 foi utilizado na UTE Bonfim, na UTE Cantá, na UTE Baliza 1, na UTE Pau Rainha, na UTE Santa Luz e na UTE Forte de São Joaquim com os parâmetros da Tabela C.2.

Tabela C.2 – Parâmetros do modelo SM05 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)

Parâmetro	Descrição	Unidade	Valor Implementado
X_d	D axis reactance	pu	1.463
X'_d	D axis transient reactance	pu	0.370
X''_d	D axis sub-transient reactance	pu	0.260
X_q	Q axis reactance	pu	0.804
X'_q	Q axis transient reactance	pu	0.700
X''_q	Q axis sub-transient reactance	pu	0.260
R_a	Stator resistance (pu)	pu	0.000
Base	MVA base	MVA	17.80
X_l	Leakage reactance	s	0.100
X_t	Step-up transformer reactance	s	0.000
T'_d	D axis transient time constant	s	6.535
T''_d	D axis sub-transient time constant	s	0.0430
T'_q	Q axis transient time constant	s	2.000
H	Inertia constant	MW/MVA*s	1.250
D	Damping	pu/pu	0.00
T''_q	Q axis sub-transient time constant	s	0.158
$S_{1.0}$	Saturation proportional coefficient	--	0.208225
$S_{1.2}$	Saturation proportional coefficient	--	0.591511

2. Regulador de Velocidade

a) Regulador de Velocidade - GOV08

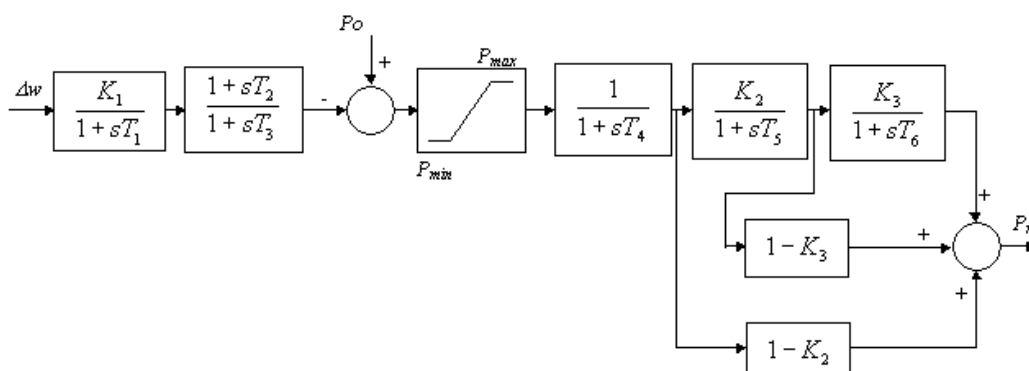


Figura C.3 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV08.

O modelo do regulador de velocidade GOV08 da Figura C.3 foi utilizado na UTE Jaguatirica II a vapor com os parâmetros da Tabela C.3.

Tabela C.3 – Parâmetros do modelo GOV08 (UTE Jaguatirica II vapor)

Parâmetro	Valor Implementado
T_1	7.89
T_2	0.01
T_3	0.01
T_4	0.01
T_5	0.01
T_6	0.01
K_1	20.216
K_2	0.0
K_3	0.0
P_{max}	1.2
P_{min}	0.0

b) Regulador de Velocidade - GOV11

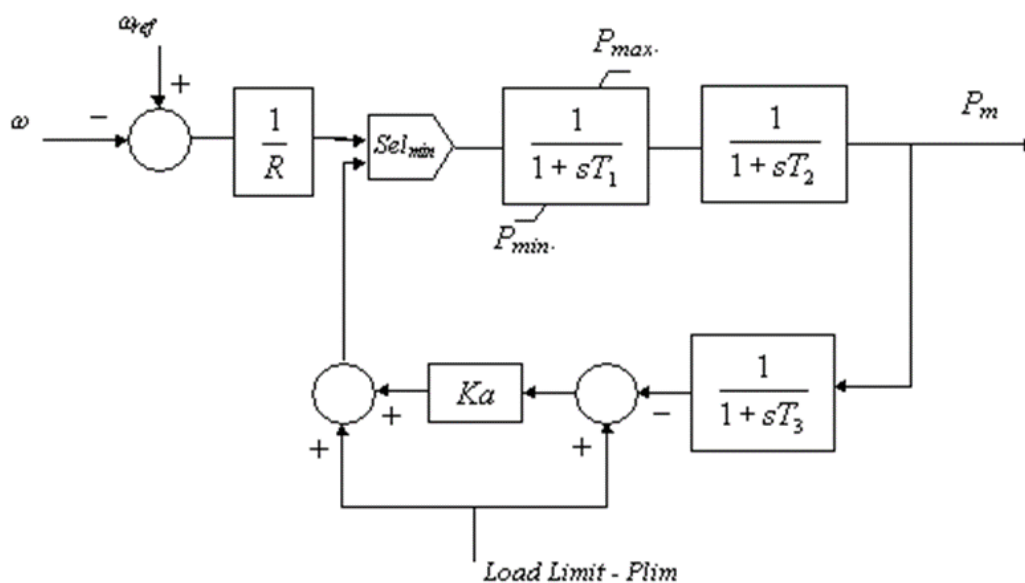


Figura C.4 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV11.

Tabela C.4 – Parâmetros do modelo GOV11 (UTE Jaguatirica II gás)

Parâmetro	Valor Implementado
R	0.03
T_1	0.02
T_2	0.4
T_3	0.2
P_{lim}	1.00
K_a	10.0
P_{max}	0.712
P_{min}	0.0

Figura C.5 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de velocidade – GOV19.

O modelo do regulador de velocidade GOV19 da Figura C.5 foi utilizado na UTE Bonfim, na UTE Cantá, na UTE Baliza 1, na UTE Pau Rainha, na UTE Santa Luz e na UTE Forte de São Joaquim com os parâmetros da Tabela C.5 e

foi utilizado na UTE Monte Cristo Sucuba, na UTE Palmaplan e na UTE Baliza 2 com os parâmetros da Tabela C.6.

Tabela C.5 – Parâmetros do modelo GOV19 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)

Parâmetro	Valor Implementado
K_1	514.0
T_1	0.0192
T_2	0.001
T_3	0.02
B_0	1.
B_1	1.00
B_2	1.0
A_1	1.0
A_2	1.0
K_2	28.59
T_4	0.16
T_5	0.0543
T_6	0.0108
K_p	0.5
K_i	0.4
K_d	0.
T_d	1.
L_{1max}	99.
L_{1min}	-99.
T_7	0.001
T_8	0.025
K_3	0.
T_9	0.12004
T_{10}	-0.021
T_{11}	0.021
K_4	0.02133
L_{2max}	1.1
L_{2min}	-0.08

Tabela C.6 – Parâmetros do modelo GOV19 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)

Parâmetro	Valor Implementado
K_1	514.
T_1	0.0192
T_2	0.001
T_3	0.02
B_0	1.
B_1	1.0
B_2	1.0
A_1	1.
A_2	1.
K_2	32.24965
T_4	0.16
T_5	0.0543
T_6	0.0108
K_p	0.271429
K_i	0.217143
K_d	0.
T_d	1.
L_{1max}	99.
L_{1min}	-99.
T_7	0.0001
T_8	0.025
K_3	0.
T_9	0.120048
T_{10}	-0.021
T_{11}	0.021
K_4	0.034844
L_{2max}	0.877
L_{2min}	-0.08

3. Regulador de Tensão

a) Regulador de Tensão - AVR23

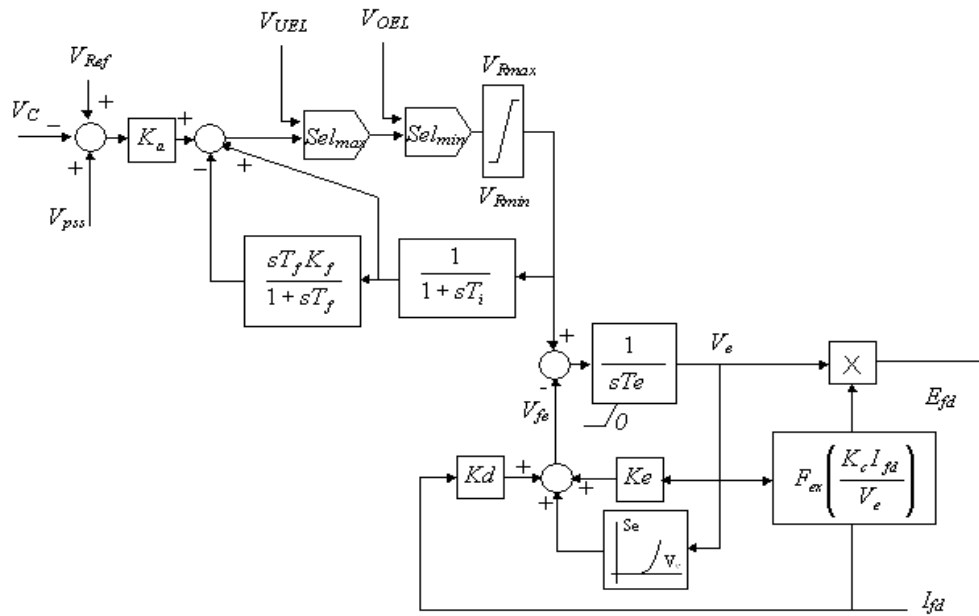


Figura C.6 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão – AVR23.

O modelo do regulador de tensão AVR23 da Figura C.6 foi utilizado na UTE Jaguatirica II a gás com os parâmetros da Tabela C.7 e foi utilizado na UTE Jaguatirica II a vapor com os parâmetros da Tabela C.8.

Tabela C.7 – Parâmetros do modelo AVR23 (UTE Jaguatirica II gás)

Parâmetro	Valor Implementado
K_a	273.0
T_i	2.5
T_e	0.18
K_f	30.86
T_f	0.162
K_c	0.15
K_d	1.08
K_e	0.8
E_1	1.0
Sat_{E_1}	0.713
E_2	2.0
Sat_{E_2}	0.951
V_{Rmax}	15.2
V_{Rmin}	-12.7

Tabela C.8 – Parâmetros do modelo AVR23 (UTE Jaguatirica II vapor)

Parâmetro	Valor Implementado
K_a	102.0
T_i	5.0
T_e	0.15
K_f	100.0
T_f	0.1
K_c	0.15
K_d	0.47
K_e	0.43
E_1	3.8925
S_{E_1}	0.55
E_2	5.19
S_{E_2}	0.79
V_{Rmax}	9.08
V_{Rmin}	-7.98

Tabela C.9 – Parâmetros do modelo AVR24 (UTE Monte Cristo Sucuba, UTE Palmaplan e UTE Baliza 2)

Parâmetro	Valor Implementado
T_b	0.00606
T_c	0.20606
K_a	30.0
T_n	6.40
V_{max}	99.
V_{min}	-99.
T_e	0.2
K_c	0.0
K_d	0.0
K_e	1.0
E_1	1.0
S_{E_1}	0.138881
E_2	1.2
S_{E_2}	0.148831
V_{Rmax}	6.6
V_{Rmin}	0.0

c) Regulador de Tensão - AVR25

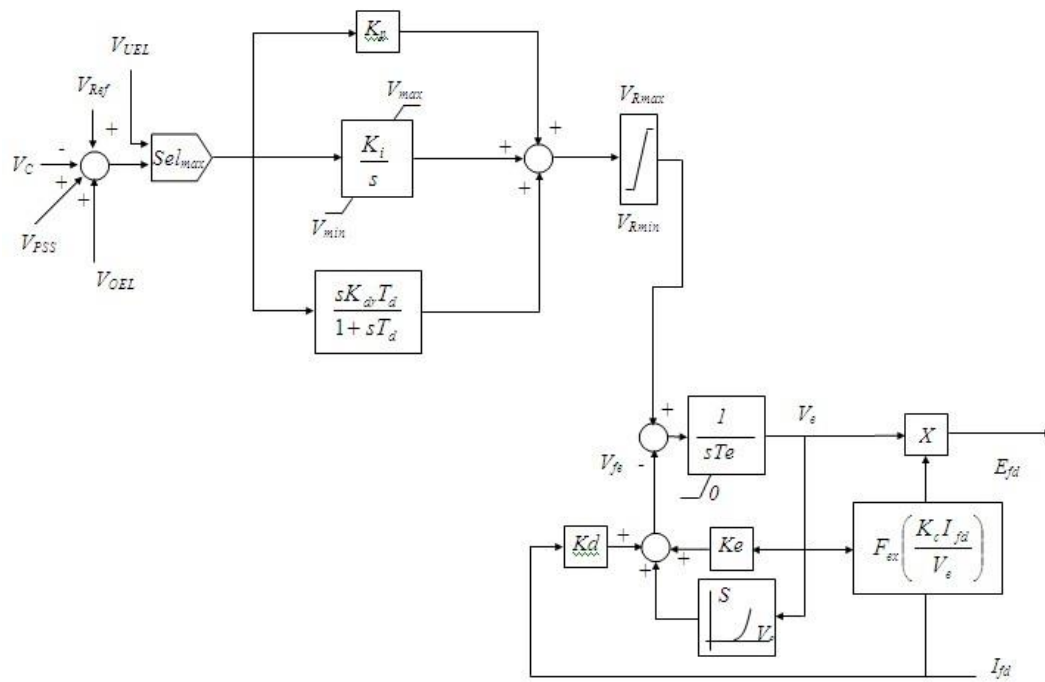


Figura C.8 – Diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão – AVR25.

O modelo do regulador de tensão AVR25 da Figura C.8 foi utilizado na UTE Bonfim, na UTE Cantá, na UTE Baliza 1, na UTE Pau Rainha, na UTE Santa Luz e na UTE Forte de São Joaquim com os parâmetros da Tabela C.10.

Tabela C.10 – Parâmetros do modelo AVR25 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Baliza 1, UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)

Parâmetro	Valor Implementado
K_d	761.9
T_d	0.021
K_i	7.692
K_p	40.0
V_{max}	99.0
V_{min}	-99.0
T_e	0.2
K_c	0.0
K_d	0.0
K_e	1.0
E_1	1.0
S_{E_1}	0.138867
E_2	1.2
S_{E_2}	0.148817
V_{Rmax}	5.068
V_{Rmin}	0.0

4. Estabilizador PSS

a) Estabilizador PSS – PS06

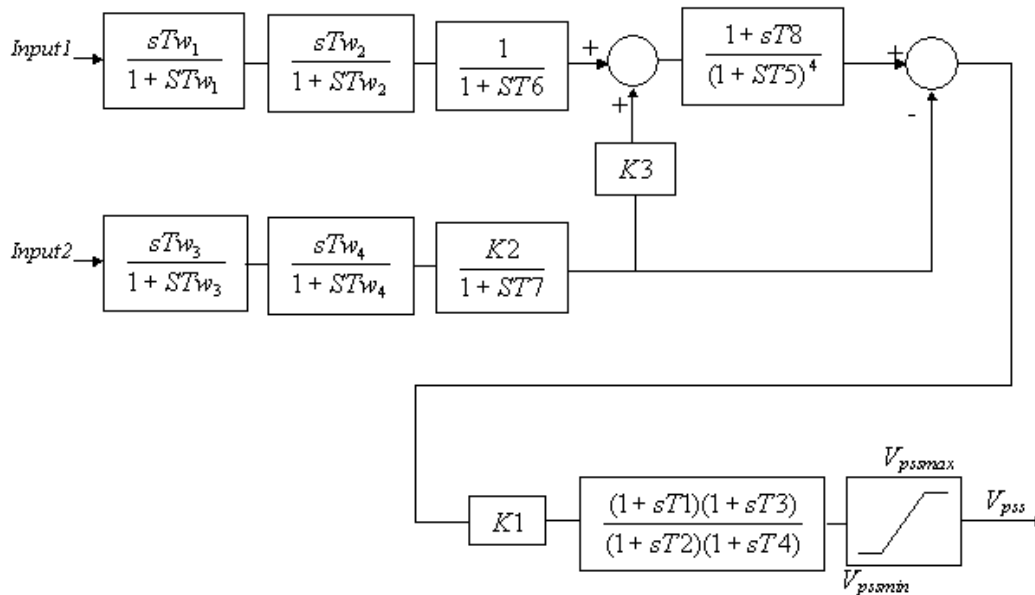


Figura C.9 – Diagrama de blocos do modelo estabilizador PSS – PS06.

O modelo de estabilizador PSS06 da Figura C.9 foi utilizado na UTE Jaguatirica II a gás com os parâmetros da Tabela C.11, foi utilizado na UTE Jaguatirica II a vapor com os parâmetros da Tabela C.12, foi utilizado na UTE Pau Rainha, na UTE Santa Luz e na UTE Forte de São Joaquim com os parâmetros da Tabela C.13 e foi utilizado na UTE Bonfim, na UTE Cantá, na UTE Monte Cristo Sucuba, na UTE Palmaplan, na UTE Baliza 1 e na UTE Baliza 2 com os parâmetros da Tabela C.14.

Tabela C.11 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Jaguatirica II gás)

Parâmetro	Valor Implementado
T_1	0.12
T_2	0.04
T_3	0.12
T_4	0.04
T_5	0.1
T_6	0.01
T_7	3.0
T_8	0.4
T_{w1}	3.0
T_{w2}	3.0
T_{w3}	3.0
T_{w4}	3.0
K_1	5.0
K_2	0.25
K_3	1.0
V_{min}	-0.1
V_{max}	0.1
<i>Type Input #1</i>	1
<i>Type Input #2</i>	3

Tabela C.12 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Jaguatirica II vapor)

Parâmetro	Valor Implementado
T_1	0.12
T_2	0.04
T_3	0.12
T_4	0.04
T_5	0.1
T_6	0.01
T_7	3.0
T_8	0.4
T_{w1}	3.0
T_{w2}	3.0
T_{w3}	3.0
T_{w4}	3.0
K_1	5.0
K_2	0.50
K_3	1.0
V_{min}	-0.1
V_{max}	0.1
<i>Type Input #1</i>	1
<i>Type Input #2</i>	3

Tabela C.13 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Pau Rainha, UTE Santa Luz e UTE Forte de São Joaquim)

Parâmetro	Valor Implementado
T_1	0.12
T_2	0.04
T_3	0.12
T_4	0.04
T_5	0.1
T_6	0.01
T_7	3.0
T_8	0.4
T_{w1}	3.0
T_{w2}	3.0
T_{w3}	3.0
T_{w4}	3.0
K_1	5.0
K_2	0.94
K_3	1.0
V_{min}	-0.1
V_{max}	0.1
<i>Type Input #1</i>	1
<i>Type Input #2</i>	3

**Tabela C.14 – Parâmetros do modelo PS06 (UTE Bonfim, UTE Cantá, UTE Monte Cristo
Sucuba, UTE Palmaplan, UTE Baliza 1 e UTE Baliza 2)**

Parâmetro	Valor Implementado
T_1	0.12
T_2	0.04
T_3	0.12
T_4	0.04
T_5	0.1
T_6	0.01
T_7	3.0
T_8	0.4
T_{w1}	3.0
T_{w2}	3.0
T_{w3}	3.0
T_{w4}	3.0
K_1	5.0
K_2	1.2
K_3	1.0
V_{min}	-0.1
V_{max}	0.1
<i>Type Input #1</i>	1
<i>Type Input #2</i>	3

5. Modelo do Controle VSC dos Elementos Armazenadores

Tabela C.15 – Parâmetros do modelo simplificado para os Dispositivos de Armazenamento de Energia no controle de Potência Ativa

Parâmetro	Valor Implementado
T_{ω}	0.02
T_P	0.02
T_{ESD}^P	0.005
R	0.05
ω_{ref}	1.00
K_{PP}	2.00
K_{IP}	2.00
$I_{mín}$	-1.00
$I_{máx}$	1.00
$P_{máx}^{ESD}$	1.10
$P_{mín}^{ESD}$	-1.10
<i>Banda Morta #1</i>	0.0016
<i>Banda Morta #2</i>	-0.0016

Tabela C.16 – Parâmetros do modelo simplificado para os Dispositivos de Armazenamento de Energia no controle de Potência Reativa

Parâmetro	Valor Implementado
T_V	0.02
T_Q	0.02
T_{ESD}^Q	0.005
sel_1	0.00
K_{PQ}	1.00
K_{IQ}	100.0
$I_{mín}$	-1.00
$I_{máx}$	1.00
$Q_{máx}^{ESD}$	1.10
$Q_{mín}^{ESD}$	-1.10

6. Modelo do Controle de Usinas Fotovoltaicas

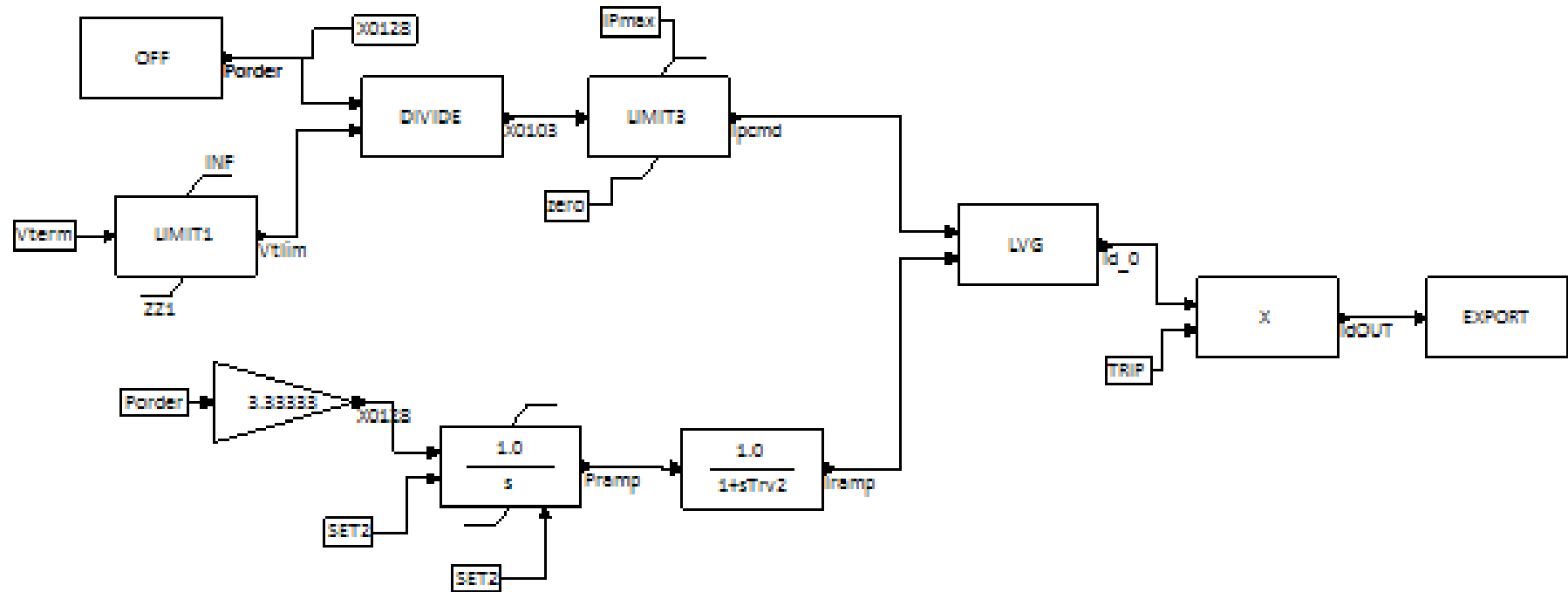


Figura C.10 – Malha de Controle da Potência Ativa.

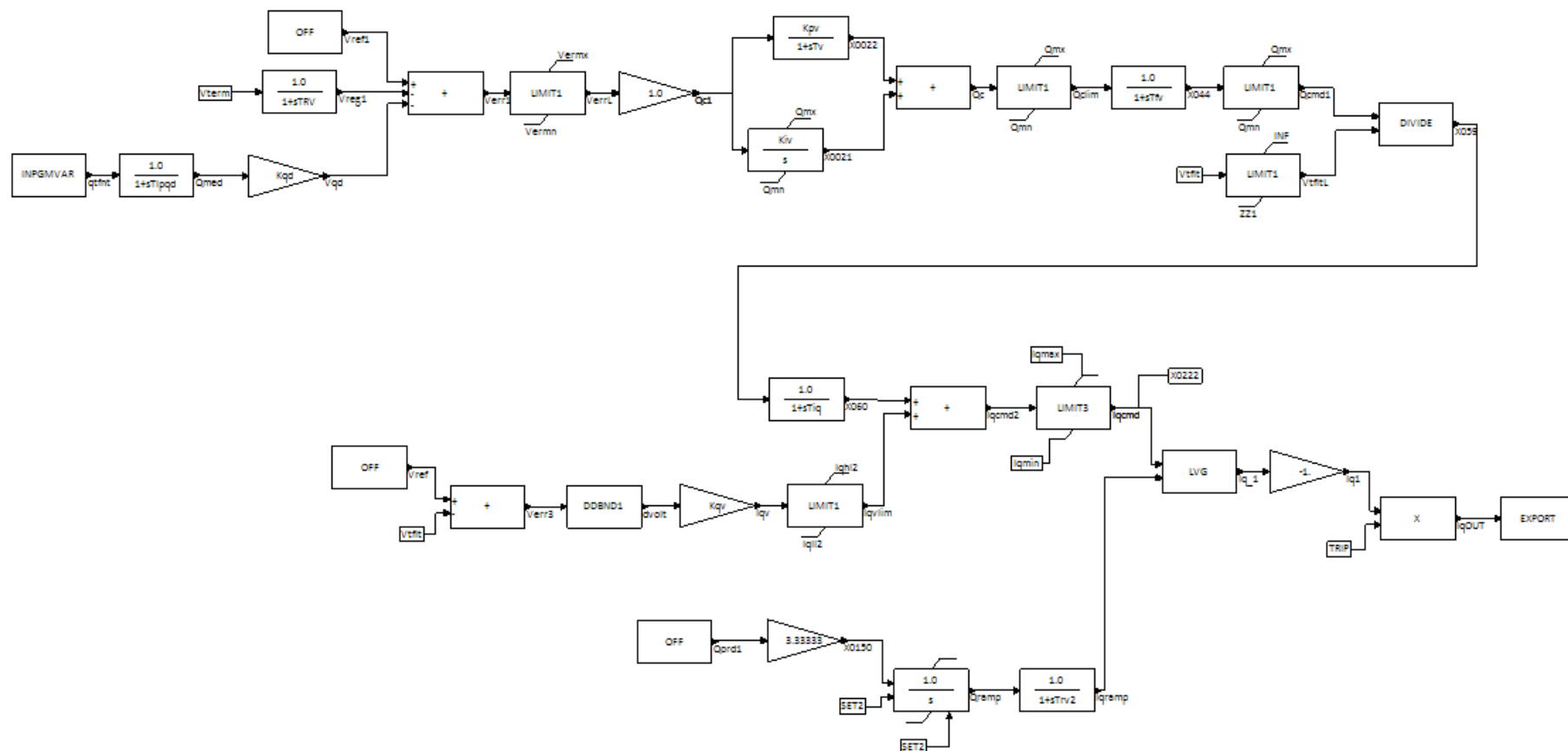


Figura C.11 – Malha de Controle da Potência Reativa.

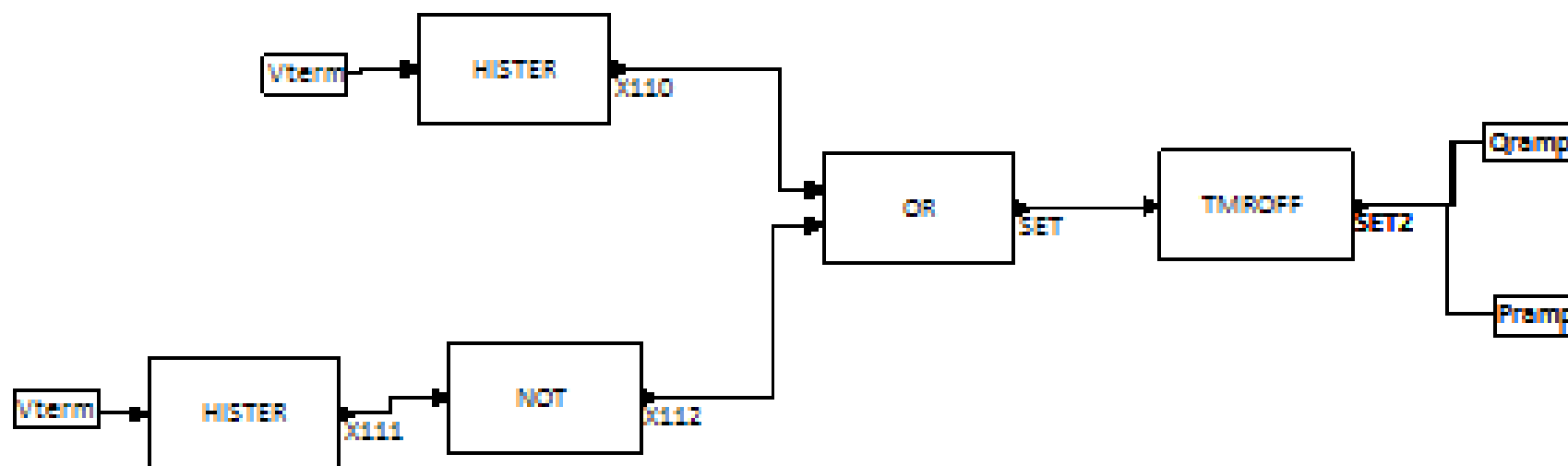


Figura C.12 – Malha de Detecção de Subtensão e Sobretensão.

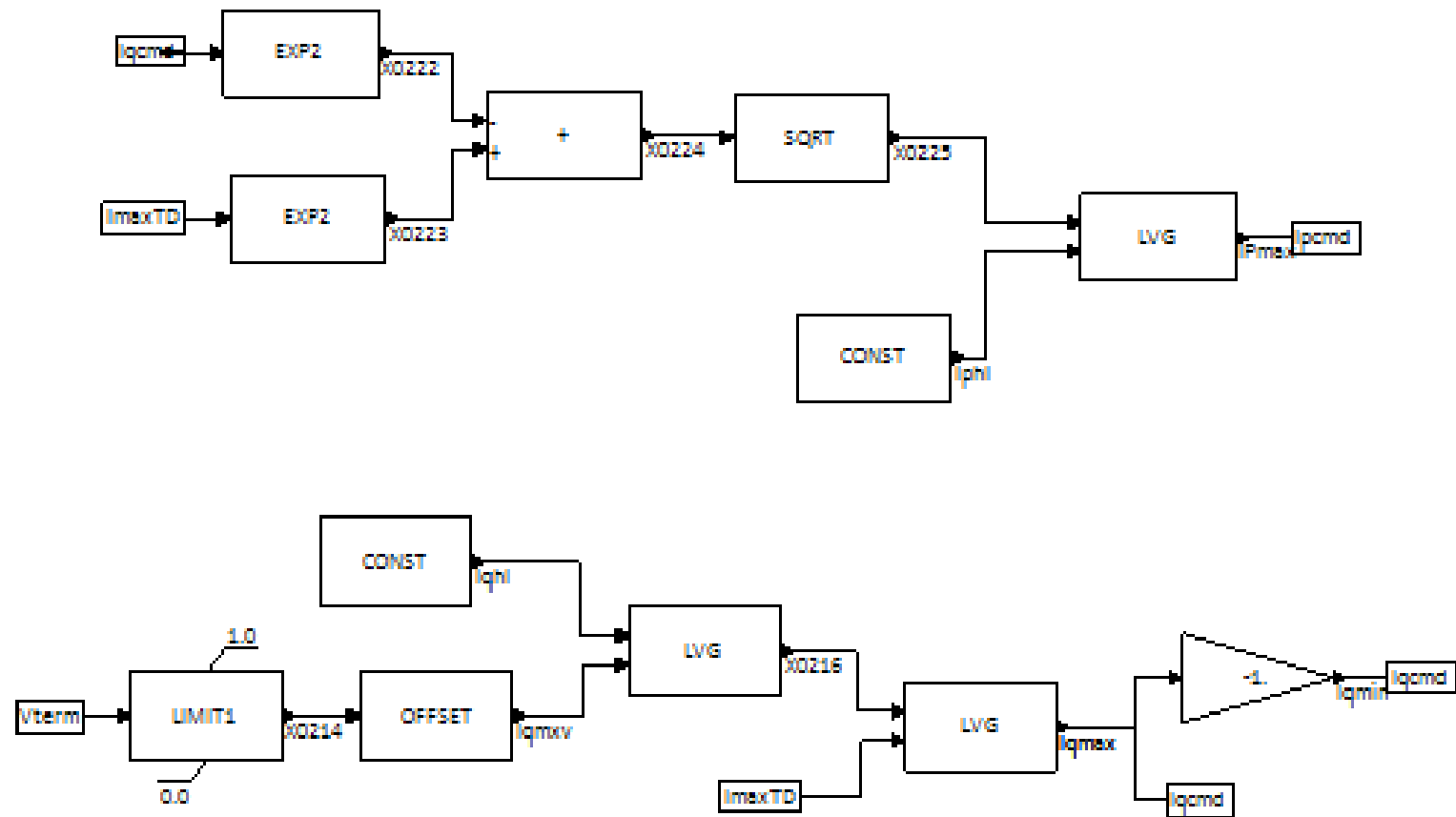


Figura C.13 – Limites de Corrente Ativa e de Corrente Reativa.

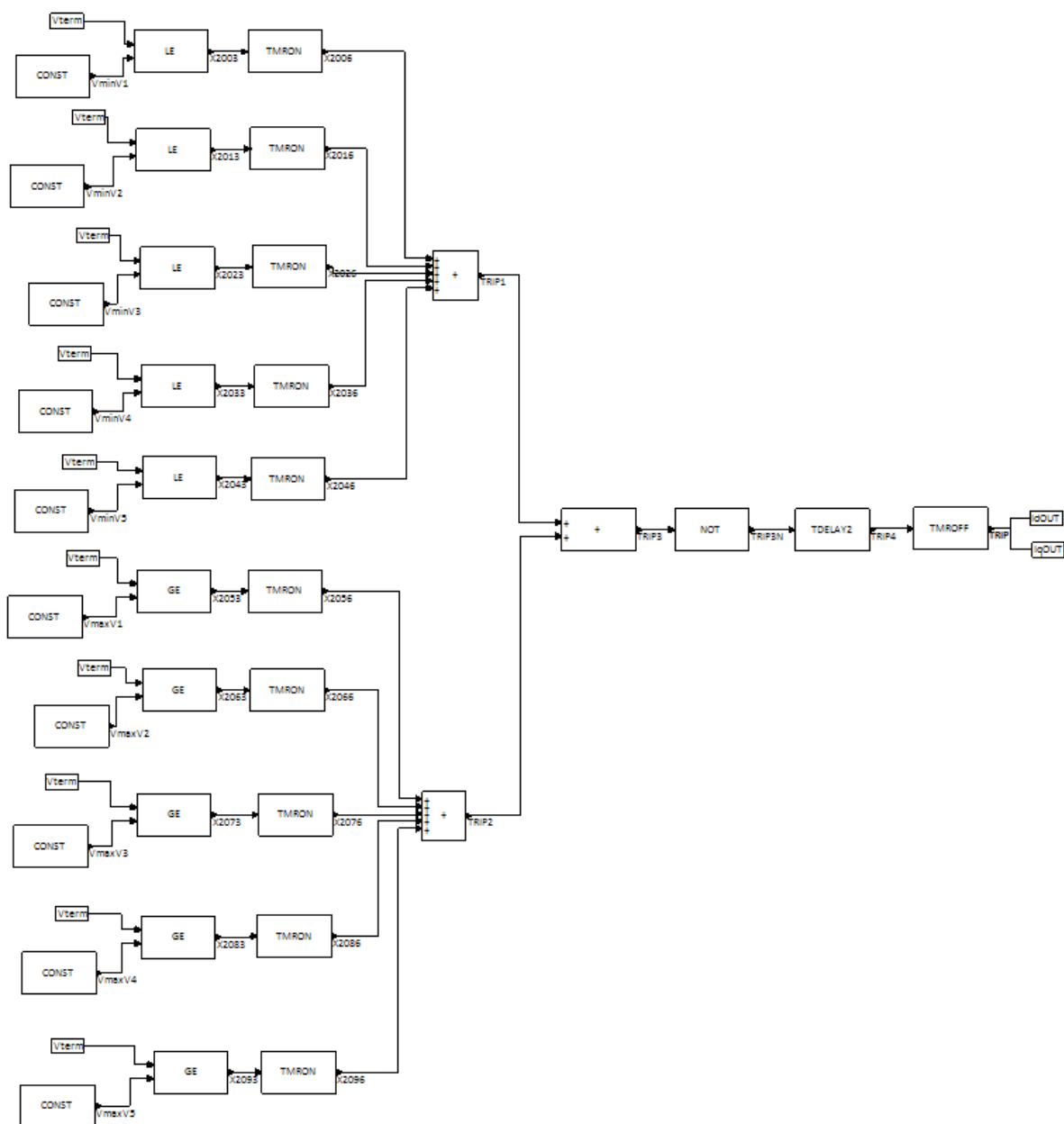


Figura C.14 – Proteções da Usina Fotovoltaica.

Os modelos para usina fotovoltaica da Figura C.10, Figura C.11, Figura C.12, Figura C.13, Figura C.14 foram utilizados na UFV Forte de São Joaquim e nas demais fotovoltaicas inseridas no sistema com os parâmetros da Tabela C.17.

Tabela C.17 – Parâmetros do modelo do Controle de Usinas Fotovoltaicas

Parâmetro	Valor Implementado
V_{thrd}	0.60
V_{thru}	0.65
V_{hvri}	1.10
V_{hvro}	1.20
T_{iq}	0.005
Q_{mn}	-1.0
Q_{mn}	1.0
dbd_1	0.1
K_{qv}	2.0
I_{qhl2}	1.3
I_{qlt2}	-1.05
T_{fv}	0.15
T_v	0.05
K_{pv}	18.0
V_{mx}^{er}	-0.1
V_{mx}^{er}	0.1
T_{RV}	0.02
T_{lpqd}	5.0
K_{qd}	0.04
T_i^{med}	0.3
T_{rv2}	0.015
K_{iv}	5.0
V_{min}^{V1}	0.001
T_{min}^{V1}	0.50
V_{min}^{V2}	0.150
V_{min}^{V3}	0.400
T_{min}^{V2}	0.51
T_{min}^{V3}	0.95
V_{min}^{V4}	0.650
T_{min}^{V4}	1.40
V_{min}^{V5}	0.899
T_{min}^{V5}	1.85
V_{max}^{V1}	1.241
T_{max}^{V1}	0.001
V_{max}^{V2}	1.240
T_{max}^{V2}	0.250

V_{max}^{V3}	1.200
T_{max}^{V3}	0.600
V_{max}^{V4}	1.180
T_{max}^{V4}	1.100
V_{max}^{V5}	1.101
T_{max}^{V5}	10.00

7. Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC)

Tabela C.18 – Parâmetros de Ajuste do Esquema Regional de Alívio de Carga para o Sistema Roraima

Estágios	Frequência de Corte (Hz)	Corte de Carga	Tempo de sensibilidade do relé (s)	Tempo de atraso de atuação (s)
1º	58,5	7%	0.05	0.05
2º	58,2	8%	0.05	0.05
3º	57,9	10%	0.05	0.05
4º	57,6	10%	0.05	0.05
5º	57,3	10%	0.05	0.05

8. Proteção de Sobretensão

Os parâmetros de ajuste de proteção de sobretensão estão listados na Tabela C.19 onde relés sensíveis a variação da frequência atuam por subfrequência de 58,2 Hz por mais de 150 ms, no sentido de desligar os equipamentos shunts da rede listados, possibilitando controle de tensão em valores aceitáveis.

Tabela C.19 – Parâmetros de Ajuste de Proteção de Sobretensão

Barra	Subestação	Capacidade Nominal de Elemento Shunt (Mvar)	Frequência de Corte (Hz)	Tempo de sensibilidade do relé (s)	Tempo de atraso de atuação (s)
52001	Mucajá 13,8 kV	2 x 1.2	58,2	0.15	0.05
52009	Rorainópolis 13,8 kV	2 x 1.2	58,2	0.15	0.05
52103	Distrito Industrial 13,8 kV	6 x 3.6	58,2	0.15	0.05
52121	Centro 13,8 kV	9 x 3.6	58,2	0.15	0.05
52214	Boa Vista 13,8 kV	5 x 3.6	58,2	0.15	0.05
52216	Boa Vista 13,8 kV	5 x 3.6	58,2	0.15	0.05
52321	Floresta 13,8 kV	9 x 3.6	58,2	0.15	0.05

9. Modelagem de Carga

Tabela C.20 – Parâmetros da Modelagem de Carga

Modelagem de Carga		
Z	I	P
0.5	0.0	0.5
Z	I	Q
1.0	0.0	0.0