



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

**Um Controle Secundário de Tensão em Sistemas de Transmissão com
Presença de Fontes Intermitentes de Energia em Larga Escala**

MARCOS VINÍCIUS SANTOS

Itajubá, Maio de 2018



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

MARCOS VINÍCIUS SANTOS

**Um Controle Secundário de Tensão em Sistemas de Transmissão com
Presença de Fontes Intermitentes de Energia em Larga Escala**

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

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Orientador: Benedito Isaías de Lima Lopes

Maio de 2018
ITAJUBÁ – MG



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

MARCOS VINÍCIUS SANTOS

**Um Controle Secundário de Tensão em Sistemas de Transmissão com
Presença de Fontes Intermitentes de Energia em Larga Escala**

Tese aprovada por banca examinadora em 18 de Maio de 2018,
conferindo ao autor o título de Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes (Orientador)

Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero (UNIOESTE)

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho (UFJF)

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro (UNIFEI)

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi (UNIFEI)

Maio de 2018
ITAJUBÁ – MG

AGRADECIMENTOS

À Deus, primeiramente, por ter me guiado até aqui durante os momentos de conflitos.

Agradeço à minha família, pelo apoio, zelo incondicional e imenso suporte. Especialmente a minha esposa Sammela, pela disposição incansável em alcançar os objetivos juntos. Minha fortaleza e alegria.

Ao meu orientador Antonio Carlos Zambroni de Souza, pela confiança, entusiasmo e motivação ao longo destes anos. Certamente carregarei esse aprendizado comigo.

Ao meu orientador Benedito Isaías de Lima Lopes, pelo apoio, dedicação e orientação em todos os momentos necessários ao longo dessa caminhada.

Aos meus amigos, pelas alegrias e discussões variadas que tanto me estimularam em continuar lutando, crescendo e aprendendo.

À Universidade Federal de Itajubá e ao Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis).

Aos colegas da UTFPR-MD por me receberem abertamente durante o último ano.

Ao CNPq pelo apoio financeiro durante a execução deste trabalho e à CAPES pelo apoio financeiro durante o meu período de Doutorado-sanduíche.

*Success consists of going from
failure to failure without loss of
enthusiasm.*

(Winston Churchill)

RESUMO

Diante do atual cenário de preocupação quanto às consequências ambientais severas da exploração desenfreada de energia proveniente de fontes de origem fóssil e, também, do eventual esgotamento das reservas conhecidas, a busca pela utilização de fontes de energia renovável tem ganhado grande atenção em âmbito global.

A integração cada vez maior de fontes de energia renovável, em particular as com característica intermitente, sinalizam para uma eventual mudança de paradigma na operação do sistema elétrico de potência. Sob o aspecto do controle de tensão, a presença destas fontes insere uma maior capacidade de suporte de potência reativa ao sistema, porém eleva a diversidade e complexidade dos cenários operativos ao qual o sistema pode se submeter.

No que diz respeito ao problema de controle de tensão e potência reativa, os sistemas elétricos de potência são dotados de níveis hierárquicos de controle. Destes níveis, o Controle Secundário de Tensão é responsável pelo gerenciamento das reservas de potência reativa do sistema elétrico. Este controle é comumente realizado através de ações manuais realizadas por um operador do sistema baseado em normas e manuais de operação e, também, na própria experiência do operador.

Neste contexto, o presente trabalho busca avaliar a aplicação de um Controle Secundário de Tensão em sistemas elétricos com alta penetração de Geração Eólica em nível de transmissão. Em um primeiro momento discute-se o efeito sistêmico da inserção de fonte eólica na rede elétrica, no controle secundário de tensão e na identificação de áreas e subáreas de controle de tensão. Na sequência, avaliar-se-á a possibilidade de integração desta fonte na malha do Controle Coordenado de Tensão. Para tanto, uma plataforma de simulação dinâmica e análise estática de sistemas elétricos foi desenvolvida em MATLAB®, permitindo avaliar o comportamento do sistema diante do cenário discutido.

Palavras-chave: Controle Secundário de Tensão, Geração Eólica, Áreas e Subáreas de Controle de Tensão.

ABSTRACT

Throughout the last decades, there is an emerging concern, worldwide, about the severe consequences of unrestrained fossil fuels exploration. The environmental impacts and the depletion of known reserves have boosted the development of new projects based on renewable sources such as Solar and Wind Power.

The increasing penetration of intermittent renewable sources at the grid implies a large transformation with respect to power system operation and control. Under the Voltage Control aspect, such sources add a larger control ability to the system, however, the multiple operation scenarios and complexity level, which surround it, may represent a considerable problem.

The power systems can be subdivided on Hierarchical Voltage Control Levels. The Secondary Voltage Control level has the main objective of adequately manage the Reactive Power reserve of the control elements by adjusting their reference signal. Such control is commonly accomplished by a system's operator, based on his/her experience.

In this sense, this thesis presents a novel Secondary Voltage Control System based on *Fuzzy* Logic. Such control element has been developed for applications in high Wind Power penetration systems, which may face severe reactive power flow variation due to the intermittent characteristics of such sources.

Firstly, the system's response over the penetration of Wind Power will be addressed, especially with respect to the variation at the composition of Voltage Control Area and Subareas. Lastly, the Wind Power will be integrated into the Secondary Voltage Control System. A computational simulation platform has been developed in MATLAB® to evaluate the system's behavior under the discussed scenario.

Keywords: Secondary Voltage Regulator, Wind Power, Voltage Control Areas and Subareas.

SUMÁRIO

| | |
|--|-------------|
| AGRADECIMENTOS | III |
| RESUMO | V |
| ABSTRACT | VI |
| LISTA DE FIGURAS | X |
| LISTA DE TABELAS | XIII |
| LISTA DE SIGLAS | XIV |
| LISTA DE SÍMBOLOS | XVI |
| CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO | 18 |
| 1.1 INTRODUÇÃO..... | 18 |
| 1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS | 20 |
| 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO | 23 |
| CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA | 24 |
| 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 24 |
| 2.2 REVISÃO DA LITERATURA | 24 |
| 2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 32 |
| CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA | 33 |
| 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 33 |
| 3.2 MODELAGEM DINÂMICA DA MÁQUINA SÍNCRONA | 33 |
| 3.2.1 <i>Turbinas e Reguladores de Velocidade</i> | 35 |
| 3.2.2 <i>Modelos de Máquina Síncrona</i> | 38 |
| 3.2.3 <i>Sistema de Excitação</i> | 41 |
| 3.3 MODELAGEM DINÂMICA DA GERAÇÃO EÓLICA | 42 |
| 3.3.1 <i>Turbina Eólica de Velocidade Variável</i> | 44 |
| 3.3.2 <i>Máquina de Indução Duplamente Alimentada</i> | 46 |
| 3.3.3 <i>Sistemas de Controle</i> | 47 |
| 3.4 MODELAGEM DA REDE..... | 51 |

| | | |
|---|--|-----------|
| 3.5 | MODELAGEM DINÂMICA DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO CONVENCIONAL | 52 |
| 3.5.1 | <i>Malha de Controle de Tensão</i> | 54 |
| 3.5.2 | <i>Malha de Controle de Potência Reativa</i> | 54 |
| 3.6 | ASPECTOS DE SIMULAÇÃO DINÂMICA E QUASE-DINÂMICA | 55 |
| 3.7 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 58 |
| CAPÍTULO 4 – O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA | | 59 |
| 4.1 | CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 59 |
| 4.2 | O CONTEXTO DO CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA | 59 |
| 4.3 | CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO | 62 |
| 4.3.1 | <i>Controle Primário de Tensão</i> | 62 |
| 4.3.2 | <i>Controle Secundário de Tensão</i> | 63 |
| 4.3.3 | <i>Controle Terciário de Tensão</i> | 64 |
| 4.4 | ÁREAS DE CONTROLE ATRAVÉS DE ANÁLISE MODAL | 65 |
| 4.4.1 | <i>Formulação da Jacobiana Estendida</i> | 66 |
| 4.4.2 | <i>Análise Modal da Jacobiana Estendida</i> | 67 |
| 4.4.3 | <i>Seleção de Áreas de Controle de Tensão</i> | 69 |
| 4.4.4 | <i>Seleção de Subáreas de Controle de Tensão</i> | 73 |
| 4.5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 75 |
| CAPÍTULO 5 – CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO BASEADO EM LÓGICA FUZZY | | 76 |
| 5.1 | CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 76 |
| 5.2 | CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO BASEADO EM LÓGICA FUZZY | 76 |
| 5.2.1 | <i>O Sistema Fuzzy para o Controle Secundário de Tensão</i> | 78 |
| 5.2.2 | <i>Identificação Automática de Áreas e Subáreas de Controle</i> | 83 |
| 5.2.3 | <i>Interação do CST-Fuzzy com a modelagem dinâmica</i> | 88 |
| 5.2.4 | <i>Interação do CST-Fuzzy com os Elementos de Controle</i> | 90 |
| 5.3 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 91 |
| CAPÍTULO 6 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS | | 92 |

| | |
|--|------------|
| 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 92 |
| 6.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS TESTES | 92 |
| 6.2.1 Sistema IEEE 14 Barras | 93 |
| 6.2.2 Sistema IEEE 118 Barras | 94 |
| 6.3 DISCUSSÃO QUANTO À POTÊNCIA REATIVA E COERÊNCIA ENTRE BARRAS | 98 |
| 6.3.1 Análise do Sistema IEEE118 para o caso base | 98 |
| 6.3.2 Impacto do Aumento do Carregamento em uma Área..... | 100 |
| 6.3.3 Análise de Coerência das Áreas e Subáreas | 101 |
| 6.4 COMPARAÇÃO DOS CONTROLES SECUNDÁRIOS DE TENSÃO – CENÁRIO 1..... | 104 |
| 6.4.1 Controle Secundário de Tensão Convencional | 104 |
| 6.4.2 Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica Fuzzy | 106 |
| 6.5 IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA EM LARGA ESCALA | 112 |
| 6.5.1 Análise do Sistema IEEE 14 – Casos 1 a 5..... | 113 |
| 6.5.2 Análise do Sistema IEEE 118 – Casos Base e WP Base..... | 123 |
| 6.6 COMPARAÇÃO DOS CONTROLES SECUNDÁRIOS DE TENSÃO – CENÁRIO 2..... | 130 |
| 6.6.1 Resposta em Regime Permanente para o Cenário 2 | 130 |
| 6.6.2 Resposta à Variação na Velocidade do Vento – Evento 1..... | 132 |
| 6.6.3 Integração da Geração Eólica no CST-Fuzzy..... | 136 |
| 6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 144 |
| CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS..... | 146 |
| 7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 146 |
| 7.2 PROPOSTA DE ESTUDOS FUTUROS | 149 |
| 7.3 PUBLICAÇÕES DESENVOLVIDAS AO LONGO DO TRABALHO | 149 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 152 |
| APÊNDICES..... | 159 |
| A. DADOS DINÂMICOS UTILIZADOS NOS SISTEMAS TESTE..... | 159 |
| B. DADOS DINÂMICOS DA TURBINA EÓLICA | 161 |
| C. DIAGRAMA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS | 162 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 3.1 – Representação básica de uma unidade de geração | 34 |
| Figura 3.2 – Diagrama de blocos do conjunto turbina/regulador hidráulicos | 35 |
| Figura 3.3 – Diagrama de blocos do conjunto turbina/regulador térmicos | 37 |
| Figura 3.4 – Circuito transitório equivalente do modelo de dois eixos | 38 |
| Figura 3.5 – Circuito transitório equivalente do modelo de um eixo | 40 |
| Figura 3.6 – Diagrama de blocos do Sistema de Excitação <i>Type DCIA</i> | 41 |
| Figura 3.7 – Curva de máxima potência extraída do vento | 45 |
| Figura 3.8 – Curvas de $C_p \times \lambda$ para diferentes ângulos β | 48 |
| Figura 3.9 – Curva de máximo aproveitamento da potência vento | 49 |
| Figura 3.10 – Diagrama de blocos do controle de velocidade do rotor | 50 |
| Figura 3.11 – Diagrama de blocos do controle de potência reativa | 50 |
| Figura 3.12 – Diagrama de blocos do Controle Secundário de Tensão | 53 |
| Figura 4.1 – Hierarquia do Controle Coordenado de Tensão | 62 |
| Figura 4.2 – Esquema do Controle Primário de Tensão | 63 |
| Figura 4.3 – Esquema do Controle Secundário de Tensão | 64 |
| Figura 4.4 – Esquema do Controle Terciário de Tensão | 65 |
| Figura 4.5 – <i>Mode-shape</i> do autovalor λ_1 para o sistema IEEE14 | 70 |
| Figura 4.6 – <i>Mode-shape</i> do autovalor λ_2 para o sistema IEEE14 | 71 |
| Figura 4.7 – <i>Mode-shape</i> do autovalor λ_3 para o sistema IEEE14 | 71 |
| Figura 4.8 – Primeiros elementos do <i>mode-shape</i> da Área 3 | 73 |
| Figura 5.1 – Esquema de controle secundário de tensão aplicado a uma subárea | 78 |
| Figura 5.2 – Fluxograma do algoritmo de identificação de áreas de controle de tensão | 85 |
| Figura 5.3 – Fluxograma do algoritmo de identificação de subáreas de controle de tensão | 86 |
| Figura 5.4 – Malha de controle do CST- <i>Fuzzy</i> | 89 |
| Figura 5.5 – Fluxograma de interconexão do CST- <i>Fuzzy</i> com as demais ferramentas | 89 |
| Figura 5.6 – Fluxograma de conexão do CST- <i>Fuzzy</i> com o Sistema de Excitação | 90 |
| Figura 5.7 – Fluxograma de conexão do CST- <i>Fuzzy</i> com a Geração Eólica | 90 |
| Figura 6.1 – Distribuição de densidade das tensões para o caso base do IEEE118 | 99 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6.2 – Situação geral das reservas de potência reativa disponíveis no IEEE118 base ... | 99 |
| Figura 6.3 – Transitório das tensões na subárea 2A | 100 |
| Figura 6.4 – Tensão normalizada das barras 53 e 112..... | 102 |
| Figura 6.5 – Comportamento das oscilações para diferentes áreas e subáreas..... | 103 |
| Figura 6.6 – Variação na geração de potência reativa imposta pelo CST Convencional..... | 104 |
| Figura 6.7 – Comparação da atuação do CST Convencional na reserva de potência reativa | 105 |
| Figura 6.8 – Variação da tensão na Área 2 em função do CST-Convencional | 106 |
| Figura 6.9 – Variação na geração de potência reativa imposta pelo CST- <i>Fuzzy</i> | 107 |
| Figura 6.10 – Perfil de tensão em regime permanente da Área 2 para os Casos III, IV e V.. | 108 |
| Figura 6.11 – Distribuição da tensão Área 2 para os Casos III, IV e V | 108 |
| Figura 6.12 – Situação da reserva de potência reativa na Área 2 para os Casos III, IV e V .. | 109 |
| Figura 6.13 – Comportamento dinâmico da tensão na Barra 6 – Casos III, IV e V..... | 110 |
| Figura 6.14 – Comportamento dinâmico da pot. reativa na Barra 19 – Casos III, IV e V | 110 |
| Figura 6.15 – Perfil da tensão em regime permanente para os primeiros casos..... | 114 |
| Figura 6.16 – Perfil de tensão em regime permanente para os casos 4 e 5 | 114 |
| Figura 6.17 – <i>Mode-shape</i> associado ao autovalor λ_2 para o Caso Base..... | 118 |
| Figura 6.18 – <i>Mode-shape</i> associado ao autovalor λ_3 para o Caso Base..... | 118 |
| Figura 6.19 – <i>Mode-shape</i> associado ao autovalor λ_2 para o Caso 1 | 119 |
| Figura 6.20 – <i>Mode-shape</i> associado ao autovalor λ_3 para o Caso 1 | 119 |
| Figura 6.21 – Composição das áreas de controle para os diversos casos..... | 120 |
| Figura 6.22 – Comportamento da tensão nos barramentos 12, 13 e 14 para o caso 5..... | 120 |
| Figura 6.23 – Comportamento da potência reativa das máquinas síncronas para o caso 5.... | 121 |
| Figura 6.24 – Perfil de tensão em regime permanente para o caso 5 | 121 |
| Figura 6.25 – Utilização da reserva de potência reativa para o Caso 5..... | 122 |
| Figura 6.26 – Trecho do <i>mode-shape</i> associado à Subárea 1D do Caso Base | 124 |
| Figura 6.27 – Trecho do <i>mode-shape</i> associado às Subáreas 2A e 2B do Caso Base..... | 124 |
| Figura 6.28 – Trecho do <i>mode-shape</i> associado à Subárea 1D do Caso WP Base | 125 |
| Figura 6.29 – Trecho do <i>mode-shape</i> associado às Subáreas 2A e 2B do Caso WP Base..... | 126 |
| Figura 6.30 – Utilização das reservas de potência reativa para o Caso Base e WP Base | 127 |
| Figura 6.31 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 para os Casos Base e WP Base | 128 |
| Figura 6.32 – Impacto na variação de potência ativa – Caso WP I..... | 129 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6.33 – Impacto na variação de tensão – Caso WP I..... | 129 |
| Figura 6.34 – Situação das reservas de potência reativa na Área 2 – Cenário 2..... | 131 |
| Figura 6.35 – Perfil de tensão nas barras de carga da Área 2 – Cenário 2..... | 131 |
| Figura 6.36 – Resposta transitória da potência reativa nas Barras 1 e 6 – Evento 1..... | 133 |
| Figura 6.37 – Situação das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 1..... | 134 |
| Figura 6.38 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 – Evento 1..... | 134 |
| Figura 6.39 – Reposta transitória da tensão na Área 2 para o Caso WP Base – Evento 2..... | 136 |
| Figura 6.40 – Perfil de tensão na Área 2 para o Caso WP Base – Evento 2..... | 137 |
| Figura 6.41 – Utilização das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 2..... | 137 |
| Figura 6.42 – Resposta transitória do suporte de potência reativa – Caso WP I e Evento 2.. | 138 |
| Figura 6.43 – Resposta transitória do suporte de potência reativa – Caso WP II e Evento 2 | 139 |
| Figura 6.44 – Comparação da situação das reservas de reativos da Área 2 – Evento 2..... | 139 |
| Figura 6.45 – Comparação do perfil de tensão da Área 2 pós-evento..... | 140 |
| Figura 6.46 – Variação do suporte de potência reativa da Área 2 – Caso WP III e Evento 2 | 141 |
| Figura 6.47 – Comparação das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 2..... | 141 |
| Figura 6.48 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 – Evento 2..... | 142 |
| Figura C.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras..... | 162 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| Tabela 4.1 – Áreas de controle definidas pelos autovalores de J_{sqv} | 72 |
| Tabela 4.2 – Áreas de controle para o sistema IEEE118..... | 72 |
| Tabela 4.3 – Descrição das áreas e subáreas definidas para o sistema IEEE 118..... | 74 |
| Tabela 6.1 – Disposição das máquinas no SISTEMA IEEE118 | 95 |
| Tabela 6.2 – Proporções de aumento de carga | 96 |
| Tabela 6.3 – Relação das barras utilizadas pelo CST-Convencional | 97 |
| Tabela 6.4 – Relação das barras utilizadas pelo CST- <i>Fuzzy</i> | 98 |
| Tabela 6.5 – Situação dos ECT após o Aumento de Carga..... | 101 |
| Tabela 6.6 – Resumo Comparativo dos Casos do Cenário 1 | 111 |
| Tabela 6.7 – Resumo Comparativo dos Casos do IEEE14 | 116 |
| Tabela 6.8 – Resumo Comparativo dos Casos do Cenário 2 – Evento 1 | 135 |
| Tabela 6.9 – Resumo Comparativo dos Casos do Cenário 2 – Evento 2 | 143 |
| Tabela A.1 – Dados dinâmicos das máquinas | 159 |
| Tabela A.2 – Dados dinâmicos do sistema de excitação | 159 |
| Tabela A.3 – Dados dinâmicos do conjunto RV / Turbina | 160 |
| Tabela B.1 – Dados dinâmicos do Gerador DFIG..... | 161 |
| Tabela B.2 – Dados dinâmicos da Turbina Eólica | 161 |
| Tabela B.3 – Dados dinâmicos dos Controles DFIG..... | 161 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|-----------|--|
| ACT | : Área de Controle de Tensão |
| AVR | : <i>Automatic Voltage Regulator</i> |
| CAG | : Controle Automático de Geração |
| CCT | : Controle Coordenado de Tensão |
| CPT | : Controle Primário de Tensão |
| CST | : Controle Secundário de Tensão |
| CST-Conv. | : Controle Secundário de Tensão Convencional |
| CST-Fuzzy | : Controle Secundário de Tensão Baseado em Lógica <i>Fuzzy</i> |
| CTT | : Controle Terciário de Tensão |
| DFIG | : <i>Doubly Fed Induction Generator</i> |
| ECT | : Elemento de Controle de Tensão |
| FER | : Fonte de Energia Renovável |
| FIS | : <i>Fuzzy Inference System</i> |
| FPO | : Fluxo de Potência Ótimo |
| GD | : Geração Distribuída |
| HP | : <i>High Pressure</i> |
| HVDC | : <i>High Voltage Direct Current</i> |
| IEEE | : <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| IP | : <i>Intermediate Pressure</i> |
| JLDC | : <i>Joint Line Drop Compensation</i> |
| JVC | : <i>Joint Voltage Control</i> |
| LOLE | : <i>Loss of Load Expectation</i> |
| LP | : <i>Low Pressure</i> |
| LTC | : <i>Load Tap Changer</i> |
| MPT | : <i>Maximum Power Tracking</i> |
| OPF | : <i>Optimal Power Flow</i> |
| OXL | : <i>Overexcitation Limiter</i> |
| PCH | : Pequena Central Hidrelétrica |
| PSS | : <i>Power System Stabilizer</i> |
| QSS | : <i>Quasi Steady State</i> |

RH : *Reheater*
RT : Regulador de Tensão
RV : Regulador de Velocidade
SAE : Secretaria de Assuntos Estratégicos
SIN : Sistema Interligado Nacional
VSI : *Voltage Sensitivity Index*

LISTA DE SÍMBOLOS

- ΔP_m : Variação de potência mecânica [p.u.];
- ΔG : Variação na abertura da válvula do distribuidor da turbina [p.u.];
- Δy : Variável auxiliar [p.u.];
- $\Delta \omega$: Variação da velocidade angular da máquina síncrona;
- P_c : Sinal de referência da malha de controle do regulador de velocidade;
- R_p : Ganho de queda em regime permanente;
- T_g : Constante de tempo do regulador de velocidade [s];
- R_T : Ganho de queda em regime transitório;
- T_R : Constante de tempo associado ao estatismo transitório [s];
- T_w : Tempo de partida da água [s];
- ΔP_{CH} : Variação na abertura da válvula do distribuidor da turbina [p.u.];
- R : Ganho de regulação de velocidade;
- F_{HP} : Fração da potência desenvolvida pela turbina na seção de alta pressão;
- T_{CH} : Constante de tempo de admissão da turbina [s];
- T_{RH} : Constante de tempo do reaquecedor [s];
- δ : Ângulo entre o eixo em “q” com relação a referência síncrona [p.u.];
- ω : Velocidade angular do rotor da máquina [p.u.];
- E'_q : Tensão transitória de eixo em quadratura [p.u.];
- E'_d : Tensão transitória de eixo direto [p.u.].
- E_{fd} : Tensão de campo – Saída da excitatriz [p.u.];
- V_R : Tensão de saída do regulador/amplificador de tensão [p.u.];
- R_f : Razão de realimentação [p.u.];
- V_{ref} : Tensão de referência [p.u.];
- V_i : Tensão medida nos terminais da máquina i [p.u.];
- V_s : Entrada para sinais estabilizantes [p.u.];
- S_e : Função de saturação da excitatriz;
- K_e : Ganho da malha da excitatriz;
- T_e : Constante de tempo da excitatriz [s];
- K_a : Ganho do regulador/amplificador;

T_a : Constante de tempo do regulador/amplificador [s];
 K_f : Ganho do transformador estabilizador;
 T_f : Constante de tempo do transformador estabilizador [s];
 T_m : Torque mecânico [p.u.];
 ω_r : Velocidade de rotação do rotor do gerador [p.u.];
 C_p : Coeficiente de desempenho;
 λ : Velocidade de rotação específica;
 β : Ângulo de passo das pás da turbina [graus];
 v_{wind} : Velocidade do vento [m/s];
 ρ : Densidade do ar [kg/m³];
 r : Raio da turbina eólica [m];
 S_b : Potência base [W];
 ω_b : Frequência base do sistema [rad/s];

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a crescente preocupação ambiental decorrente da utilização de combustíveis de origem fóssil na indústria fomentou uma necessidade de mudanças na composição da matriz energética mundial, corroboradas com a assinatura de mecanismos de cooperação internacional, como o Protocolo de Quioto [1], envolvendo países industrializados e países emergentes.

Neste contexto, além da preocupação ambiental acerca do protocolo, o mesmo possui o objetivo de fomentar o desenvolvimento e utilização de tecnologias mais sustentáveis de energia através de políticas de incentivo, como o crédito de carbono [1].

O Brasil possui uma quantidade privilegiada de bacias hidrográficas ao longo de seu território com capacidade de geração de energia elétrica, o que favorece para uma matriz energética com participação majoritária de fontes renováveis em função da presença de pequenas e grandes centrais hidrelétricas. Além do mais, o grande potencial disponível de recursos energéticos provenientes de fontes renováveis alternativas posiciona o país de forma privilegiada quanto à exploração dos créditos de carbono associados ao Protocolo de Quioto. Em outros países, a composição da matriz é bem diferente em função da indisponibilidade de vastos recursos hídricos e predominância de recursos de origem fóssil.

Embora alguns autores [2] afirmem que o mecanismo resultante do protocolo de Quioto favorece apenas a melhoria na eficiência das iniciativas baseadas em energia advinda de combustíveis fósseis e/ou investimentos em empreendimentos de fontes renováveis já consolidadas na matriz energética de um país, o aumento na exploração de fontes alternativas de energia dificilmente recuará diante do atual panorama político-ambiental. Deste modo, projetos utilizando fontes de energia mais limpas continuarão a crescer em âmbito global [3].

Na última publicação sobre a mudança do clima desenvolvida pela Secretaria de Assuntos Estratégicos (SAE), a América Latina era responsável por 27% das vendas de crédito carbono no mundo. Ainda, durante o período de 2001 a 2004, o Brasil, Chile e Índia representaram 56% do total das vendas mundiais [4].

Quanto ao potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa relacionados à produção de energia elétrica, o Brasil possui uma estimativa, em curto e médio prazo, de redução das emissões em torno de 11,75 a 23,8 milhões de toneladas de CO₂ equivalente por ano [4]. Para uma maior diminuição destas emissões, a construção de novos empreendimentos que utilizam fontes renováveis de energia faz-se necessário.

No Brasil, estudos recentes apontam uma perspectiva de aumento da exploração de fontes alternativas, tais como Eólica e Solar [4]. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) de maio de 2014, estas fontes somavam pouco mais 3,115GW, ou ainda, cerca de 2,42% da potência total instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) [5]. No entanto, os dados do BIG de fevereiro de 2017 indicam um avanço significativo nos empreendimentos em operação nos últimos 4 anos. Os dados mais recentes, [6], apontam a existência de 508 usinas eólicas em operação e 82 empreendimentos provenientes de energia solar, ambos somando 13,44GW, correspondendo a 8,49% da matriz elétrica nacional. Ainda, de forma particular, os dados sinalizam a presença de 128 usinas eólicas e 27 usinas fotovoltaicas em construção e outros 91 projetos eólicos e 40 de energia solar já outorgados. Isto indica uma perspectiva, em curto e médio prazo, de aumento na exploração de fontes alternativas e renováveis.

Do montante total de empreendimentos renováveis em operação no Brasil, cerca de 54% das fontes de origem eólica e fotovoltaica encontram-se somente nos estados do Ceará (CE) e Rio Grande do Norte (RN). No CE, a geração eólica é responsável por 46,05% da capacidade instalada do estado. Enquanto isso, os empreendimentos eólicos no RN já somam 84,87% da capacidade instalada do estado [6] - [7].

No entanto, a exploração das fontes renováveis de origem eólica ou fotovoltaica no Brasil ainda está muito aquém dos níveis apresentados pelos países do continente europeu. Muito disto em decorrência da escassez de recursos hídricos no velho continente, o que incentiva a busca por empreendimentos eólicos e fotovoltaicos. A Alemanha representa um retrato deste cenário, onde atualmente a matriz energética do país já possui um pouco mais de 33GW de capacidade instalada proveniente de fonte eólica [8].

Ainda assim, o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 – sinaliza para um constante aumento da participação de fontes renováveis, tais como PCH, Biomassa e Eólica, na matriz energética brasileira [9]. Segundo o estudo, estas fontes partem de uma participação de 19,4% em 2016 para uma participação de 29,7% da capacidade instalada em 2026, o que equivale a cerca de 63MW. Por outro lado, apesar de um crescimento nos empreendimentos de

fontes não renováveis, estas sofrerão um decréscimo de 15,5% em 2016 para 12,5% em 2026 na participação da capacidade total instalada. Sendo assim, observa-se certa tendência da matriz brasileira em se adequar às pressões ambientais do cenário internacional.

No entanto, a consideração destas novas fontes de energia traz inúmeras particularidades à operação dos atuais sistemas elétricos de potência. No caso da Geração Eólica, a distância desta dos grandes centros consumidores e a falta de participação no suporte de potência reativa pode representar um problema ao controle de tensão do sistema, ao passo que as incertezas acerca da disponibilidade destes recursos trazem certa desconfiança quanto à dependência do sistema quando da inserção de grandes blocos de energia proveniente desta fonte.

O fato é que a importância das fontes renováveis de energia desperta, já há algum tempo, grande interesse da comunidade acadêmica devido às grandes incertezas que a inserção destas fontes em larga escala possa ocasionar à operação dos sistemas elétricos.

Um dos pontos-chaves na operação dos sistemas elétricos de potência está no controle de tensão e potência reativa. Este se relaciona não somente com a manutenção do perfil de tensão do sistema como também com a estabilidade de tensão da rede e justifica a preocupação com este tema. Na perspectiva dos futuros sistemas elétricos – com grande presença de fontes renováveis intermitentes, este tema cria um ambiente propício a novas discussões.

1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Em um sistema elétrico composto de um Controle Secundário de Tensão, a ação dos elementos de controle presentes na rede elétrica é realizada de forma coordenada. Para tanto, comumente utiliza-se uma barra do sistema que represente de forma mais abrangente o comportamento das tensões de uma área diante de variações de carregamento no sistema. A este barramento dá-se o nome de barra piloto. A partir do monitoramento do comportamento desta barra piloto, diferentes ações são tomadas pelos elementos de controle a fim de manter tensões adequadas na região desta barra.

Além de estar relacionado a um nível de controle mais sistêmico, o Controle Secundário de Tensão possui o objetivo de equalizar as reservas de potência reativa dos elementos de controle, de modo a minimizar os fluxos de potência reativa nos circuitos do sistema elétrico.

Usualmente, os objetivos esperados do CST estão associados a ações de controle realizadas manualmente por um operador do sistema. Em decorrência dos diversos cenários aos

quais os sistemas elétricos são submetidos, a dependência exclusiva da operação manual pode levar a ações que prejudiquem o sistema elétrico sob o ponto de vista de estabilidade de tensão. Neste sentido, a presença de certa automação na tomada de ações do sistema pode melhorar a operação do mesmo [10, 11, 12, 13].

Todavia, diante da crescente perspectiva de maior participação de energia proveniente de fontes renováveis nos atuais sistemas elétricos, tais como a eólica e a solar, e dada a característica de variabilidade destas fontes, o sistema operará com cenários atípicos ao longo de um mesmo dia. Isto se dará não só pela variação de carregamento do sistema, mas também pela variação na disponibilidade de geração de uma determinada área. Ao que tange o CST, isto implica em uma potencial mudança das barras representativas do perfil de tensão do sistema.

A existência de unidades de geração em sistemas de distribuição, i.e., Geração Distribuída (GD), pode modificar o sentido convencional do fluxo de potência ativa do sistema, já que a rede de distribuição pode, em alguns momentos, fornecer potência ao sistema de transmissão. Nesta situação, as redes de distribuição com a presença de GD passam a ser consideradas como redes ativas.

Quando da presença de grandes penetrações de energia em nível de distribuição, o impacto destas na transmissão torna-se, também, maior. Diante deste aspecto, em nível de transmissão, um barramento associado a uma subestação, com alta presença de GD em seus alimentadores, poderá sofrer súbitas mudanças no montante de carga requerido da transmissão. Isto em decorrência da entrada ou saída das fontes renováveis.

Diante do contexto exposto, faz-se necessário uma avaliação criteriosa da tensão em diferentes barras dentro de uma mesma área com o intuito de maximizar a atuação do CST e, desta forma, contribuir para um melhor perfil de tensão no sistema e um melhor gerenciamento das reservas de potência reativa dos elementos de controle dispostos em cada área do sistema.

No caso das FERs, mais especificamente da geração eólica, a presença cada vez maior de turbinas com característica de velocidade variável favorece a integração destas aos níveis hierárquicos, como o Controle Secundário de Tensão, uma vez que estas possuem a capacidade de controle da potência reativa injetada na rede elétrica. Isto permite uma maior flexibilização na operação do sistema elétrico. Por outro lado, insere uma maior complexidade à coordenação do controle do mesmo.

Neste sentido, esta tese possui como objetivo principal apresentar uma nova filosofia para um Sistema de Controle Secundário de Tensão, o qual seja capaz, de forma autônoma, de identificar e corresponder as variações impostas ao sistema em função do carregamento e/ou da intermitência de uma determinada fonte de energia. Neste aspecto, esta nova abordagem busca contornar os problemas relacionados ao controle de tensão e manutenção das reservas de potência reativa do sistema, decorrentes da característica intermitente da Geração Eólica.

Para tanto, utilizar-se-á um Sistema de Controle *Fuzzy*, o qual formará a base para o Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy*, ou ainda, CST-*Fuzzy*. Este será desenvolvido utilizando técnicas de análise modal para composição de suas regras e para definição das variáveis de entrada.

Ante aos novos cenários aos quais os sistemas elétricos de potência virão a enfrentar, este trabalho considerará a presença de fontes de energia renováveis, especificamente a Geração Eólica, inseridas em larga escala no âmbito da transmissão de energia. Como mencionado, este elemento tende a trazer maiores dificuldades na operação do sistema visto que sua dinâmica difere das máquinas síncronas.

A fim de avaliar as ações de controle do CST-*Fuzzy* em regime transitório e a resposta em regime permanente, uma plataforma de simulação dinâmica foi desenvolvida em MATLAB®. Esta contempla modelos matemáticos dos principais elementos presentes nos sistemas elétricos, bem como um modelo de turbina eólica acionando um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).

Diante do exposto, os seguintes objetivos específicos direcionaram a execução do trabalho:

- Verificar e avaliar o impacto da inserção da Geração Eólica no sistema elétrico e no contexto do Controle Secundário de Tensão;
- Verificar as modificações na composição de áreas e subáreas de controle de tensão advindas da inserção de Geração Eólica;
- Analisar o impacto no sistema elétrico resultante da não participação da Geração Eólica no suporte de potência reativa.
- Avaliar e comparar a atuação de um CST-Convencional e o CST-*Fuzzy* frente ao cenário em discussão;
- Avaliar as implicações da integração da Geração Eólica ao CST-*Fuzzy*.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além do presente capítulo contendo as considerações e discussões iniciais a respeito deste trabalho, este documento está dividido em outros sete capítulos e dois apêndices, os quais apresentarão os temas mais relevantes e os resultados obtidos da metodologia proposta.

O levantamento da revisão da literatura acerca dos temas que envolvem este trabalho é realizado e discutido no Capítulo 2.

No Capítulo 3 são apresentados e discutidos, inicialmente, os detalhes da modelagem dinâmica das máquinas síncronas e da geração eólica. Os elementos de controle e máquinas primárias associadas a estes elementos também são apresentados. Em seguida é discutida brevemente a modelagem na rede elétrica e das cargas conectadas a este. Posteriormente, descreve-se o modelo matemático do Controle Secundário de Tensão Convencional. Por fim, apresenta-se a metodologia utilizada para a simulação dinâmica do sistema elétrico.

O Capítulo 4 destina-se a discutir, de forma abrangente, o problema do controle de tensão e potência reativa. Além disso, é apresentado o conceito por trás do Controle Coordenado de Tensão e sua hierarquia de controle. Por fim, é introduzida a análise modal utilizada na divisão do sistema elétrico de potência em áreas e subáreas de coerência.

No Capítulo 5 é apresentado a nova proposta para um Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy*. Os detalhes acerca da composição e interação dos módulos presentes, a formação do sistema *fuzzy*, definição de variáveis e a integração deste com os modelos matemáticos são sucintamente descritos.

As simulações e resultados comparativos da utilização do CST-*Fuzzy* são apresentados no Capítulo 6.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as considerações finais acerca do trabalho, algumas sugestões para trabalhos futuros e as publicações decorrentes, direta ou indiretamente, do desenvolvimento deste trabalho.

O Apêndice A apresenta os dados dinâmicos das máquinas síncronas e elementos de controle utilizados neste trabalho.

O Apêndice B apresenta os dados dinâmicos da turbina eólica considerada.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentadas as publicações e pesquisas mais importantes relacionadas aos temas colocados em destaque nesta tese. As contribuições de cada uma e as discussões acerca destas são realizadas com o intuito de sedimentar os fundamentos básicos existentes atualmente em torno do problema de controle de tensão e potência reativa.

2.2 REVISÃO DA LITERATURA

A temática de controle de tensão e potência reativa proporciona discussões e pesquisas há décadas. Como consequência direta de solucionar o problema de gerenciamento de fluxo de potência reativa pelo sistema elétrico de forma automática, surgiu o conceito de Controle Coordenado de Tensão (CCT) – composto por três níveis hierárquicos de controle.

Uma das primeiras aplicações práticas e resultados obtidos acerca do conceito de controle coordenado de tensão ocorreu em um sistema elétrico francês no final da década de 1980 [14]. No artigo citado, os autores definem três níveis de controle: primário (nível local), secundário (nível regional de controle) e terciário (nível sistêmico). A partir do conceito proposto, mostrou-se que o sistema obteve melhorias significativas no perfil de tensão.

Após a experiência relatada na França, diversos outros países começaram a discutir a implementação do nível de Controle Secundário de Tensão (CST) em suas redes. Desde modo, destacam-se a operação experimental conduzida no sistema elétrico da Itália [15] e de modo teórico nos sistemas elétricos de Illinois [16] (Estados Unidos), da Bélgica [17], da Espanha [18].

Com o surgimento da filosofia de controle hierárquico e coordenado de tensão através do CCT, criou-se também o conceito de barra piloto. As barras selecionadas como barra piloto são barras de carga cujas características e comportamento diante da variação de tensão são suficientes para representar o perfil de tensão de uma área do sistema [14] e [16]. Além da simplificação dos sistemas de comunicação necessários, este conceito favorece e atenua as

análises necessárias para o entendimento da rede elétrica, uma vez que figura como uma redução do sistema.

Paralelamente ao conceito de Barras Piloto, com o crescimento dos sistemas elétricos, houve a necessidade também da identificação de Áreas de Controle de Tensão (ACT).

Há diversas abordagens na literatura para a identificação de Áreas de Controle de Tensão baseadas em metodologias distintas. Em [19], por exemplo, os autores traçam curvas PV para diversos cenários e calculam, através da análise de fatores de participação, os barramentos que mais influenciam no ponto de instabilidade de tensão. Os resultados são, por fim, analisados estatisticamente para identificação do grupo de barras que formam uma determinada área de controle de tensão. A proposta apresentada sugere, ainda, que a ferramenta entregue a informação das áreas identificadas para o operador do sistema, possibilitando a ação do mesmo com auxílio da metodologia.

Em [20], os autores optam pela utilização de análise de contingências juntamente com a análise de fatores de participação para identificarem diversas áreas de controle. Cada área de controle é formada através da correlação encontrada entre as violações de tensão para diferentes contingências aplicadas ao sistema. Já em [21], os autores utilizam um algoritmo baseado em *K-means* para identificação de áreas de controle e barras piloto, os quais servem de informação para um Controle Secundário de Tensão.

Nas referências citadas, exige-se uma grande quantidade de esforço computacional para identificação de diferentes áreas de controle. Além do mais, a informação da composição das áreas é utilizada como ferramenta de análise ou auxílio a um operador do sistema, o qual deve analisar os resultados e atuar sobre o sistema. Esta característica impõe a responsabilidade do controle do sistema à experiência técnica e capacidade de rápida interpretação dos resultados por parte do operador.

Devido à característica local do problema de controle de tensão e potência reativa, o gerenciamento do fluxo de potência reativa em uma determinada região com problemas de tensão pode, em alguns casos, interferir na estabilidade de tensão de forma benéfica. Logo, além da capacidade de melhorias do perfil de tensão e do gerenciamento da geração de potência reativa das máquinas participantes, alguns estudos apontam para melhorias observadas nos índices de estabilidade de tensão resultantes do controle coordenado de tensão.

Resultados indicando a melhoria na margem de carga ou até mesmo a postergação dos eventos de instabilidade de tensão com a presença de CST (Controle Secundário de Tensão) são apresentados em [22].

No Brasil, os autores em [10], avaliam a utilização e benefícios advindos da consideração de um Controle Secundário de Tensão em um sistema elétrico correspondente a área Rio. Neste artigo, a resposta em médio e longo termo é avaliada com e sem a presença do SVC. Os resultados obtidos apontaram para grandes melhorias na operação do sistema com a presença deste tipo de esquema de controle, sendo observados perfis de tensão melhores e aumento da margem de carga do sistema. O artigo sinaliza, também, para a importância na escolha da barra piloto no desempenho do CST.

Uma alternativa ao controle de tensão através da barra piloto é a criação de uma barra fictícia localizada em um ponto de interesse no sistema, a qual deve ser considerada para controle.

Isto pode ser encontrado na referência [23], onde se utiliza como foco o controle secundário de tensão de forma descentralizada. Para isto, os autores empregam o uso de um conjunto de controle de tensão (*JVC – Joint Voltage Control*) e um conjunto de compensador por queda de tensão na linha (*JLDC – Joint Line Drop Compensation*). A tensão da barra fictícia é inferida através da utilização de uma impedância preestabelecida. Possui a vantagem de não necessitar de recursos de comunicação entre diferentes usinas do sistema para efetuar o controle de tensão.

Em [24], os autores apresentam uma nova metodologia para substituir o Controle Secundário e Terciário de Tensão através do uso de um fluxo de potência ótimo (*OPF – Optimal Power Flow*) aplicado a cada área de controle. A solução de cada OPF define o ajuste de referência dos AVR's (*Automatic Voltage Regulator*) dos geradores participantes do controle. Esta metodologia é aplicada ao sistema *New England* e apresenta bons resultados sobre os sistemas de controle secundário e terciário convencionais. No entanto, é importante ressaltar para o alto custo computacional normalmente requerido por ferramentas de OPF. No caso analisado pelos autores, utilizou-se um servidor com alto desempenho computacional na solução do problema.

A característica não linear dos sistemas elétricos de potência exige a execução de grandes quantidades de análises para o entendimento e desenvolvimento de um sistema de

controle qualquer. Diante das características adaptativas e de identificação de padrões inerentes das técnicas de inteligência artificial, diversos autores utilizam-se destas para a resolução do problema de controle de tensão e potência reativa.

Alguns autores aliam as capacidades adaptativas das redes neurais e os algoritmos de técnicas de otimização. Permitindo-se, desta forma, o desenvolvimento de sistemas de controle com respostas otimizadas.

A referência [25] apresenta um sistema de controle de tensão secundário descentralizado, o qual utiliza redes neurais distintas para cada fonte de potência reativa disponível no sistema. Deste modo, limita-se o efeito de distúrbios a apenas alguns elementos de controle e evita-se a necessidade de grandes quantidades de informação como parâmetros de entrada para o treinamento das redes. Estas, por sua vez, são treinadas a partir de resultados de um fluxo de potência ótimo.

O autor em [26] utiliza um controlador *fuzzy* aplicado a um gerador síncrono, representando uma entrada de geração distribuída, conectado à rede de distribuição de energia para controlar a injeção de potência reativa e a tensão do barramento ao qual o elemento está conectado.

O autor em [27] utiliza a teoria *fuzzy* associada a técnicas de *clusterização*, as quais formam o algoritmo *Fuzzy C-Means*. Este algoritmo é utilizado para identificar áreas de controle através da determinação de coerência entre os diversos barramentos do sistema. Após a identificação das diversas áreas que compõem o sistema, o autor define as barras piloto para cada área, as quais serão monitoradas a fim de efetuar o controle coordenado de tensão pelas unidades geradoras participantes. Neste caso, um controle secundário de tensão é adotado, onde determinados elementos de controle de uma área serão responsáveis pela manutenção do perfil de tensão de sua respectiva área, baseado na tensão observada na barra piloto da área de controle.

Os resultados obtidos em [27] deixam claro a melhoria obtida no comportamento do sistema através da aplicação de um controle coordenado de tensão, o qual utiliza a metodologia de identificação de áreas de coerência. No entanto, o Controle Secundário de Tensão, considerado para cada área de controle possui algumas considerações que podem limitar a atuação dos reguladores de tensão das máquinas.

A malha de controle adotada para uma unidade de geração em uma área qualquer é função de um fator de participação “ α ” que define o incremento na tensão de referência do regulador de tensão da máquina. Contudo, este fator é igual para todas as unidades participantes do controle secundário de tensão, independente da dimensão da máquina considerada, ou ainda, dos limites de potência reativa associados ao gerador.

Ressalta-se, porém, que a questão levantada não configura um equívoco na metodologia proposta pelo autor. No entanto, este ponto limita uma possível participação mais efetiva de geradores com maiores capacidades de efetuar o controle de tensão.

Em [11] e [12], os autores propõem uma abordagem de controle coordenado de tensão baseado em sistemas especialistas com a utilização de lógica *fuzzy*. As estratégias de controle são desenvolvidas a partir da experiência adquirida pelos operadores do sistema Sul/Sudeste do SIN.

Dois níveis de hierarquia de controle são assumidos para o sistema em estudo. O primeiro compreende os reguladores automáticos de tensão (AVR) das unidades geradoras e os conjuntos de controle de tensão (JVC) das usinas. O segundo nível de controle é subdividido em dois blocos de sistemas de inferência *fuzzy* (FIS - *Fuzzy Inference System*), sendo o primeiro denominado de CFIS (*Continuous FIS*), o qual interage diretamente com os AVRs e JVCs presentes no sistema. No caso da necessidade de maior suporte de potência reativa na área em estudo, o segundo bloco, denominado DFIS (*Discrete FIS*), é utilizado para chavear bancos de capacitores ou reatores nas subestações da área de controle.

A referência [11] ainda aponta para a necessidade de criação de estratégias de controle que conservem o perfil de tensão da rede dentro de limites seguros de operação e mantenham uma boa reserva dinâmica de potência reativa diante dos diversos cenários. Além disso, a referência alerta que ações de controle em direções opostas em um curto intervalo de tempo devem ser evitadas a fim não criar ações conflitantes.

Com o propósito de controle de tensão em sistemas de distribuição, os autores em [28] utilizam técnicas de lógica *fuzzy* através de um controle descentralizado dos perfis de tensão em barramentos com conexão de geradores eólicos com o objetivo de evitar a desconexão dos mesmos.

O sistema *fuzzy* é aplicado, individualmente, à malha de controle do conversor eletrônico dos geradores. As funções de pertinência do sistema foram previamente definidas a

critério dos autores e em seguida tiveram seus limites modificados por processo de otimização a fim de evitar variações de potência reativa fora dos limites da curva de capacidade da máquina.

A referência aponta, ainda, para as dificuldades de sistemas de controle centralizado, pois, devido à necessidade de grandes investimentos em comunicação, a implementação deste tipo de filosofia de controle na presença de grande penetração de geração distribuída torna-se financeiramente inviável.

Diante da crescente perspectiva de aumento da participação deste tipo de fonte na composição da matriz energética em diversos países, o impacto da penetração em larga escala de energia eólica em sistemas elétricos tem sido foco recorrente em inúmeras pesquisas nesta última década.

Em [29], os autores analisam brevemente diversos pontos de vista acerca da consideração de energia eólica em larga escala nos atuais sistemas elétricos. Questões como planejamento de operação, capacidade das linhas de transmissão e de curto-circuito, estabilidade de tensão e transitória são abordados pelos autores.

Os autores em [30] sinalizam para o crescente aumento da geração eólica no continente europeu. Isto em função das políticas de incentivo de alguns países, como Dinamarca, Alemanha e Espanha, para elevar a produção de energia proveniente destas fontes. Nestes países, dados recentes apontam para parcelas de geração eólica em torno de 20%, 8% e 6%, respectivamente, da energia total disponível nos sistemas elétricos.

Neste artigo, os autores avaliam os impactos da inserção de geração eólica em larga escala na estabilidade de pequenos sinais dos sistemas de potência. Devido a sua grande utilização, os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*) são utilizados como objeto de estudo.

Os resultados obtidos pelos autores indicam que a presença de grandes inserções de energia eólica nos sistemas de potência pode aumentar ou diminuir a constante de amortecimento dos modos de oscilação interáreas. Os fatores determinantes para isso são apontados como: localização da planta eólica, quantidade de potência ativa convencional substituída pela geração eólica e o nível de carregamento das linhas de transmissão do sistema. Ademais, a presença de eólicas em uma área do sistema, aparentemente, não influencia nas oscilações de áreas eletricamente distantes.

Com relação ao impacto na identificação de áreas de controle de tensão, em [31], através de análise probabilística pelo método de Monte Carlo, os autores mostram que há uma pequena variação na composição de uma área de controle de tensão quando da presença de geração eólica em larga-escala. Porém, a alteração da composição é observada, em grande parte, na redondeza do barramento onde a geração eólica está localizada. Como esperado, não há uma severa modificação no sistema como um todo. Logo, para sistemas de dimensões elevadas, a influência da presença da geração eólica se dará na subárea composta pela mesma.

Diversos trabalhos têm-se dedicado a investigação das instabilidades que possam surgir a partir de geradores eólicos devido à falta de amortecimento dos modos eletromecânicos nos rotores destas máquinas.

Em [32] os autores buscam mensurar a quantidade de inserção em larga escala de fontes eólicas que afeta os modos de oscilação eletromecânicos do sistema. No entanto, os resultados mostram que a substituição de geração convencional por geradores eólicos não impacta em grandes mudanças nos amortecimentos dos modos eletromecânicos interáreas, embora a associação desta substituição com aumento do carregamento produza reduções nestes amortecimentos provocados, em grande parte, pelo aumento do fluxo de potência pelas linhas do sistema.

De forma similar, em [33] analisam os efeitos da inserção de Geração Eólica em larga em escala nos modos de oscilação dos sistemas de potência. Os autores observaram que a introdução destas fontes resulta em modos de oscilação instáveis quando os reguladores de tensão das máquinas síncronas e estabilizadores de potência são desconsiderados. Desta forma, a consideração destes elementos de controle na malha do sistema de potência, permite a inserção de geração eólica em larga escala, sem decréscimo da estabilidade do mesmo à pequenos sinais.

Ademais, em [34], mostra-se que tipos diferentes de máquinas possuem diferentes modos de oscilação eletromecânica. Sendo que, os geradores de indução do tipo gaiola de esquilo ou turbinas com velocidade variável possuem melhores amortecimentos a oscilações do sistema.

Em [35] é feita uma análise ampla da consideração da integração de geração eólica em larga escala no SIN. O foco do estudo é referente a utilização dos reservatórios das usinas hidráulicas como componente de compensação da variabilidade da geração eólica. Assim, o

excedente de geração eólica produzido poderia ser utilizado para elevar o nível dos reservatórios das usinas próximas. Esta ação mostra uma elevação na capacidade média de geração do sistema ao longo do ano.

Ao que tange a energia eólica, a preocupação da comunidade científica com este tema remonta de muitas décadas. Pesquisas nos mais diversos campos já foram realizadas. Uma pesquisa em 1983 [36], por exemplo, avalia os aspectos que mudanças no meio ambiente decorrente da inserção de geração eólica em larga-escala. Questões como: ruídos, interferência nas telecomunicações, impactos sobre a vida animal e poluição visual são analisados pelo autor.

Em [37], os autores consideram a integração de fazendas eólicas de grande porte em um sistema elétrico. Nas simulações chega-se a adotar uma parcela de 30% de participação de energia eólica, o equivalente a 5GW de potência ativa. Nestes casos, observou-se um grande desvio de frequência em decorrência da grande inserção de energia eólica. Para tanto, os autores defendem um controle da potência ativa gerada pela fazenda eólica através do ajuste do ângulo de passo das pás das turbinas. Assim, ao invés de utilizarem o controle de máxima extração de potência, os autores consideram uma reserva de potência ativa, ajustada pelo ângulo de passo, para ajudar o sistema a minimizar o desvio de frequência.

Alguns estudos, inclusive, já relacionam ou busca integrar, de formas diferentes, a Geração Eólica na malha do Controle Secundário de Tensão, de modo melhorar o suporte de Potência Reativa na região ao redor desta fonte.

Em [38] os autores fazem um estudo em torno do controle de tensão e potência reativa no sistema de transmissão da Romênia quando da presença de Geração Eólica em larga escala. Os autores ressaltam para os desafios aos operadores do sistema diante do cenário com a presença destas fontes. Observou-se que o controle dos perfis de tensão nas diversas áreas do sistema é essencial para a manutenção da segurança e confiabilidade do sistema. Além disso, a participação das Eólicas no suporte de Potência Reativa permitiu a redução das perdas. Os autores, ainda, propõem a consideração da Geração Eólica no Controle Secundário de Tensão do sistema, de modo a permitir um melhor gerenciamento do sistema.

Os autores em [39] apresenta uma metodologia de Controle Secundário de Tensão bem próxima da proposta desta tese. Na proposta da referência citada, os autores utilizam análise de sensibilidade para a identificação de áreas de controle [40]. Além disso, usam o índice de segurança de tensão (*VSI – Voltage Sensitivity Index*) para identificar as barras de carga com

problemas de tensão. As tensões e valores de potências são medidas em todos os barramentos do sistema, as quais alimentam o algoritmo de identificação de áreas de controle e, por sua vez, a ferramenta de verificação da necessidade de atuação do sistema de controle. O montante de contribuição de cada gerador participante do controle de uma área é dado através da sensibilidade do gerador em relação ao barramento com problema de tensão.

Um problema desta abordagem é que esta não considera os limites de geração de potência reativa das máquinas participantes. Sendo assim, as ações de controle podem levar à exaustão dos elementos de controle quanto ao suporte de potência reativa, o que pode vir a levar o sistema à um problema de tensão ainda maior.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na seção anterior foram descritos os principais trabalhos relacionados aos temas que circundam o problema de controle de tensão e potência reativa. Além disso, um levantamento das pesquisas mais recentes relacionadas à controle secundário de tensão, impactos de fontes intermitentes em sistemas elétricos de potência e utilização de inteligência artificial aplicado a esta temática foram apresentados e discutidos. Nos capítulos seguintes, serão apresentados os conceitos teóricos que formam a base para a nova filosofia de Controle Secundário de Tensão baseado em lógica *fuzzy* proposto nesta tese.

CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A representação matemática de qualquer sistema real deve preservar o comportamento físico dos elementos que o compõe. O nível de detalhamento desta representação pode variar de acordo com as análises necessárias para a verificação de um determinado fenômeno. Associado aos fenômenos que se deseja observar, estabelecem-se modelos conceituais e teóricos a respeito do comportamento do mesmo. A reprodução destes comportamentos, por sua vez, é obtida através de modelos matemáticos baseados em equações algébricas e/ou diferenciais. Em linhas gerais, para análises do comportamento de um sistema em regime permanente, utilizam-se modelos menos sofisticados baseados em equações algébricas. Porém, para análises mais detalhadas, necessárias na observação do comportamento dinâmico de um sistema, os modelos matemáticos passam a ser descritos através de equações algébrico-diferenciais. A definição dos modelos matemáticos, que regem o comportamento do sistema sob análise dentro das condições estabelecidas, fornece a base para a implementação computacional do mesmo. Desta forma, permite-se um estudo mais detalhado de um sistema qualquer e um melhor entendimento de seu comportamento frente a variações diversas.

Nas seções a seguir serão apresentados os modelos matemáticos considerados neste trabalho para a representação e simulação dinâmica dos elementos que compõem um sistema elétrico de potência em nível de transmissão de energia elétrica.

3.2 MODELAGEM DINÂMICA DA MÁQUINA SÍNCRONA

Um dos principais elementos associados à produção de energia elétrica em sistemas elétricos de potência de grande porte é o Gerador Síncrono, assim chamado, pois em regime permanente a velocidade de rotação mecânica do rotor desta máquina mantém um sincronismo com a frequência das grandezas elétricas no estator [41-42].

Para sistemas com apenas uma máquina, a frequência das grandezas elétricas do estator, conectadas a uma carga qualquer, é determinada pela velocidade mecânica do rotor. Porém, em

sistemas com múltiplos geradores síncronos, as tensões e correntes fornecidas por cada máquina devem ter a mesma frequência, o que impõe um sincronismo entre a velocidade mecânica de todos os geradores presentes. Isto implica que perturbações na frequência do sistema afetam a todas as máquinas conectadas a este. Em casos específicos, as máquinas podem perder a estabilidade pela falta de sincronismo em função destas perturbações.

Sendo um dos principais elementos presentes nos grandes sistemas elétricos, o gerador síncrono é fundamental para a manutenção do perfil de tensão na rede. O controle desta grandeza está diretamente relacionado com o fluxo de potência reativa através do sistema. A inabilidade do sistema elétrico em atender a demanda da carga por potência reativa é um dos principais fatores para a instabilidade de tensão [42].

Uma forma de minimizar os problemas inerentes ao sincronismo das grandezas elétricas da rede e das máquinas síncronas e, também, contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema é através dos elementos de controle associados à operação da máquina síncrona. Estes são os Reguladores de Velocidade (RV) e de Tensão (RT). O primeiro está associado à Turbina enquanto o segundo está associado ao Sistema de Excitação da máquina.

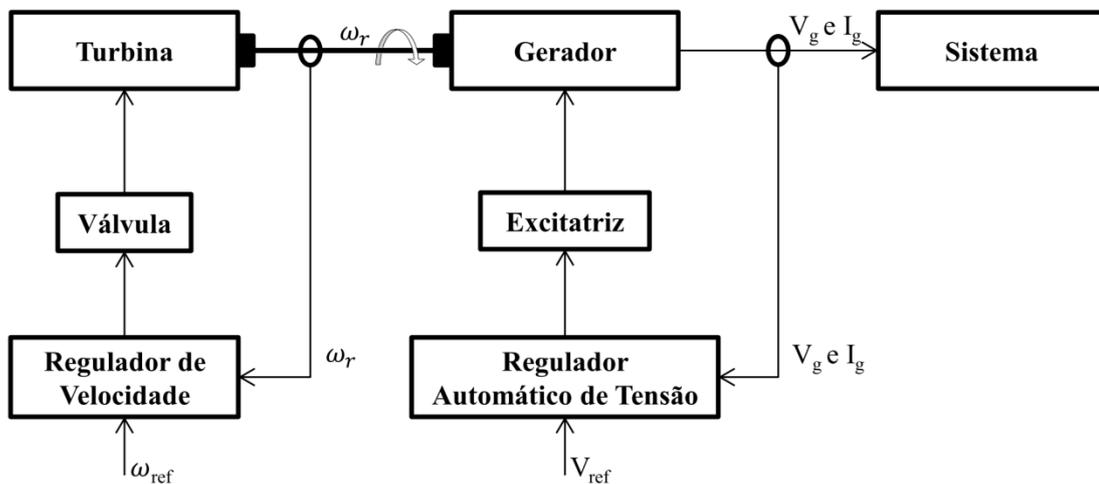


Figura 3.1 – Representação básica de uma unidade de geração

Diante deste contexto, uma modelagem precisa da máquina síncrona e dos controladores envolvidos torna-se essencial para a correta observação das interações entre os elementos presentes em um sistema de potência. A seguir são apresentados os modelos algébrico-diferenciais associados à máquina síncrona considerados neste trabalho.

3.2.1 Turbinas e Reguladores de Velocidade

A função da turbina é a conversão das fontes primárias de energia, tais como cinética, térmica ou nuclear, em energia mecânica. Esta última aciona o eixo do rotor da máquina síncrona para a produção de energia elétrica.

Como mencionado anteriormente, a frequência da tensão nos terminais de um gerador síncrono é determinada, além do número de polos magnéticos, pela velocidade mecânica de seu rotor [43]. Portanto, o controle da velocidade do rotor impacta diretamente na frequência das grandezas elétricas no estator do gerador.

O regulador de velocidade atua sobre o distribuidor que controla a quantidade de fluido que alimenta a turbina e, desta forma, controla a frequência de saída do gerador síncrono.

A seguir serão apresentados os modelos dinâmicos das turbinas hidráulicas e térmicas para a representação em sistemas elétricos de potência, bem como seus respectivos reguladores de velocidade, e consideradas neste trabalho. Estes modelos podem ser encontrados em [42-45].

3.2.1.1 Turbina e Regulador Hidráulicos

Em uma turbina hidráulica, quando o distribuidor é repentinamente aberto, o fluxo de água não varia instantaneamente em função de sua inércia. Porém, nos instantes iniciais há uma súbita redução de pressão dentro da turbina que provoca uma redução da potência mecânica. Desta forma, o regulador de velocidade necessita considerar esta característica da turbina hidráulica a fim de efetuar um controle adequado. Isto é alcançado através do regulador com compensação de queda transitória.

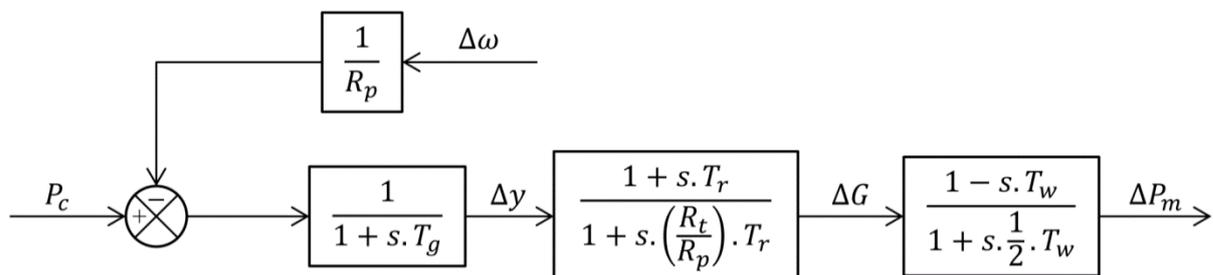


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do conjunto turbina/regulador hidráulicos

O diagrama de blocos básico do conjunto composto pela turbina hidráulica e o regulador de velocidade com queda transitória é apresentado na Figura 3.2. A partir deste e após alguns

rearranjos é possível estabelecer o conjunto de equações diferenciais de primeira ordem que serão utilizados na simulação dinâmica. Estas estão dispostas em (3.1)-(3.3).

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{1}{T_w} \left[-2P_m + \left(\frac{2 \cdot T_w \cdot R_P}{R_T \cdot T_R} + 2 \right) \Delta G - \frac{2T_w \cdot R_P}{R_T \cdot T_R} \left(1 - \frac{T_R}{T_g} \right) \Delta y + \left(\frac{2T_w}{T_g \cdot R_T} \right) \Delta \omega - \left(\frac{2T_w \cdot R_P}{T_g \cdot R_T} \right) P_c \right] \quad (3.1)$$

$$\frac{d\Delta G}{dt} = \frac{1}{T_R} \cdot \left[- \left(\frac{R_P}{R_T} \right) \cdot \Delta G + \frac{R_P}{R_T} \cdot \left(1 - \frac{T_R}{T_g} \right) \cdot \Delta y - \left(\frac{T_R}{T_g \cdot R_T} \right) \cdot \Delta \omega + \left(\frac{T_R \cdot R_P}{T_g \cdot R_T} \right) \cdot P_c \right] \quad (3.2)$$

$$\frac{d\Delta y}{dt} = \frac{1}{T_g} \cdot \left[-\Delta y + P_c - \frac{\Delta \omega}{R_p} \right] \quad (3.3)$$

ΔP_m : Variação de potência mecânica [p.u.];

ΔG : Variação na abertura da válvula do distribuidor da turbina [p.u.];

Δy : Variável auxiliar [p.u.];

$\Delta \omega$: Variação da velocidade angular da máquina síncrona;

P_c : Sinal de referência da malha de controle do regulador de velocidade;

R_P : Ganho de queda em regime permanente;

T_g : Constante de tempo do regulador de velocidade [s];

R_T : Ganho de queda em regime transitório;

T_R : Constante de tempo associado ao estatismo transitório [s];

T_w : Tempo de partida da água [s];

3.2.1.2 Turbina e Regulador Térmicos

A turbina térmica converte uma fonte de energia armazenada em alta pressão e temperatura em energia cinética através da rotação de um eixo acoplado ao gerador síncrono. Estas fontes geralmente são de origem nuclear ou de origem fóssil como carvão, óleo ou gás. Estas turbinas, em grande parte, possuem dois ou mais estágios de pressão de forma a melhorar a eficiência do processo. Além disso, podem possuir ou não uma etapa de reaquecimento.

Nas turbinas com reaquecimento, o vapor que sai do estágio de alta pressão (HP – *High Pressure*) retorna para a caldeira através do reaquecedor (RH – *Reheater*) e retorna para o estágio de pressão intermediária (IP – *Intermediate Pressure*), ou em alguns casos, diretamente para o estágio de baixa pressão (LP – *Low Pressure*).

Na entrada do estágio de alta pressão, as turbinas dispõem de válvulas de controle, as quais regulam a entrada do fluxo de vapor para o controle de frequência/carga do sistema

durante operações normais. A resposta do fluxo de vapor as variações da válvula acompanham uma constante de tempo, T_{CH} . Os reguladores de velocidade associados as turbinas térmicas atuam, justamente, sobre a válvula de controle da admissão do vapor.

A Figura 3.3 apresenta o diagrama de blocos simplificado do conjunto formado pela turbina térmica do tipo *tandem-compound* com reaquecimento simples e o regulador de velocidade, ambos considerados neste trabalho.

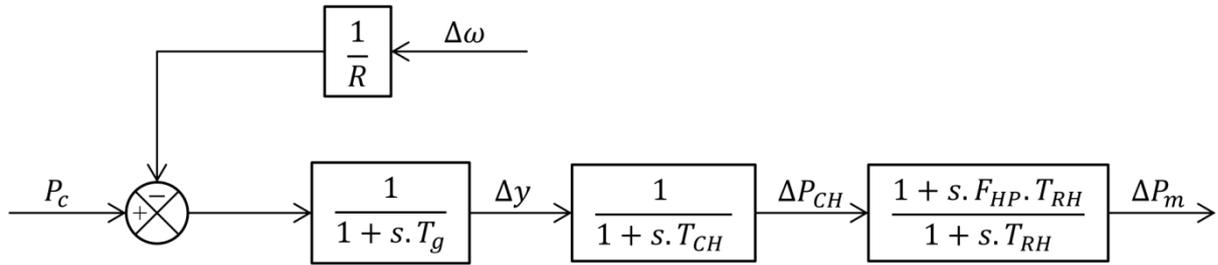


Figura 3.3 – Diagrama de blocos do conjunto turbina/regulador térmicos

As equações (3.4)-(3.6) formam o conjunto de equações diferenciais de primeira ordem que representam o diagrama de blocos apresentado pela Figura 3.3.

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{1}{T_{RH}} \cdot \left[-\Delta P_m + \left(1 + \frac{F_{HP} \cdot T_{RH}}{T_{CH}} \right) \cdot \Delta P_{CH} + \left(\frac{F_{HP} \cdot T_{RH}}{T_{CH}} \right) \cdot \Delta y \right] \quad (3.4)$$

$$\frac{d\Delta P_{CH}}{dt} = \frac{1}{T_{CH}} \cdot [\Delta y - \Delta P_{CH}] \quad (3.5)$$

$$\frac{d\Delta y}{dt} = \frac{1}{T_g} \cdot \left[-\Delta y + P_c - \frac{1}{R} \cdot \Delta \omega \right] \quad (3.6)$$

ΔP_m : Variação de potência mecânica [p.u.];

ΔP_{CH} : Variação na abertura da válvula do distribuidor da turbina [p.u.];

Δy : Variável auxiliar [p.u.];

R : Ganho de regulação de velocidade;

T_g : Constante de tempo do regulador de velocidade [s];

F_{HP} : Fração da potência desenvolvida pela turbina na seção de alta pressão;

T_{CH} : Constante de tempo de admissão da turbina [s];

T_{RH} : Constante de tempo do reaquecedor [s];

3.2.2 Modelos de Máquina Síncrona

Devido à importância das máquinas síncronas nos sistemas elétricos de potência, encontram-se diversos modelos nas bibliografias, cada qual com suas particularidades e aplicações. Neste trabalho serão considerados os modelos dinâmicos de Dois Eixos (*Two-Axis Model*) e o de Um Eixo (*One-Axis Model*), representados em componentes “dq0” resultantes da transformação de Park. Os detalhes e desenvolvimento das modelagens aqui apresentadas podem ser encontrados em [42, 43, 46-49]. É importante ressaltar que as bibliografias citadas apresentam diferentes orientações para os eixos “dq”.

3.2.2.1 Modelo de Dois Eixos

Este modelo, também encontrado na literatura como Modelo de 4ª ordem, despreza os elementos de dinâmicas rápidas, ou seja, os circuitos que modelam os efeitos subtransitórios da máquina. No entanto, considera o transitório das tensões fictícias, E'_q e E'_d . Sendo E'_q a tensão transitória de eixo em quadratura proporcional ao fluxo de campo, enquanto E'_d representa a tensão transitória de eixo direto proporcional ao fluxo enlaçado pelo enrolamento amortecedor. No modelo, estas tensões fictícias estão atrás das reatâncias transitórias X'_d e X'_q , respectivamente. Desprezando-se as resistências dos enrolamentos da máquina, têm-se as equações algébricas em termos fasoriais que descrevem as tensões transitórias do modelo.

$$\bar{E}'_d = \bar{V}_q + j \cdot X'_q \cdot \bar{I}_q \quad (3.7)$$

$$\bar{E}'_q = \bar{V}_d + j \cdot X'_d \cdot \bar{I}_d \quad (3.8)$$

A partir das equações (3.7) e (3.8), pode-se desenvolver um circuito equivalente do modelo de dois eixos (Figura 3.4), onde E' é composição das tensões nos eixos “d” e “q”.

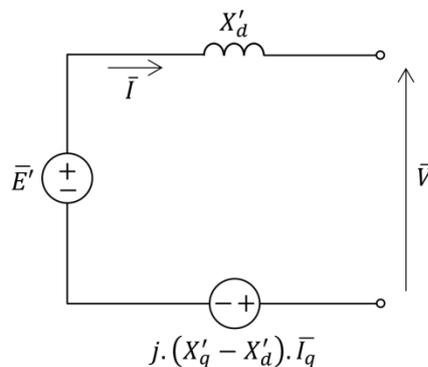


Figura 3.4 – Circuito transitório equivalente do modelo de dois eixos

O modelo de Dois Eixos utilizado para modelagem e simulação dinâmica é composto por um conjunto de equações algébrico-diferenciais. As quatro equações diferenciais deste modelo estão expressas pelas equações (3.9) – (3.12), onde as variáveis de estado do problema são: δ , ω , E'_q e E'_d . Todas as equações do modelo apresentadas aqui referem-se a uma máquina i qualquer do sistema. Portanto, para melhor visualização das equações, o índice i foi suprimido.

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3.9)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} \cdot (T_m - E'_d \cdot I_d - E'_q \cdot I_q - (X'_q - X'_d) \cdot I_d \cdot I_q - D \cdot (\omega - \omega_s)) \quad (3.10)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} \cdot (E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d) \cdot I_d) \quad (3.11)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} \cdot (-E'_d + (X_q - X'_q) \cdot I_q) \quad (3.12)$$

- δ : Ângulo entre o eixo em “q” com relação a referência síncrona [p.u.];
 ω : Velocidade angular do rotor da máquina [p.u.];
 E'_q : Tensão transitória de eixo em quadratura [p.u.];
 E'_d : Tensão transitória de eixo direto [p.u.].

Quanto às equações algébricas do modelo, que fazem a interface entre a máquina síncrona e o sistema elétrico são dadas pelas equações (3.13) e (3.14).

$$I_d = \frac{E'_q - V \cdot \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (3.13)$$

$$I_q = \frac{V \cdot \sin(\delta - \theta) - E'_d}{X'_q} \quad (3.14)$$

3.2.2.2 Modelo de Um Eixo

Este modelo, também chamado de Modelo de 3ª Ordem, é muito similar ao modelo de Dois Eixos apresentado anteriormente. A exceção dá-se através da desconsideração do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura. Sendo assim, o efeito transitório da tensão de eixo direto, E'_d , é desprezado, e a tensão passa a ser constante. Esta consideração elimina uma

equação diferencial, reduzindo-se a ordem do conjunto de equações que modelam a máquina síncrona.

$$\bar{E}'_q = \bar{V} + j \cdot X'_d \cdot \bar{I} + j \cdot (X_q - X'_d) \cdot \bar{I}_q \quad (3.15)$$

Similarmente ao modelo de dois eixos, a tensão transitória de eixo em quadratura E'_q pode ser expressa em termos fasoriais através da equação (3.15). Disto, pode-se descrever o modelo através do circuito da Figura 3.5.

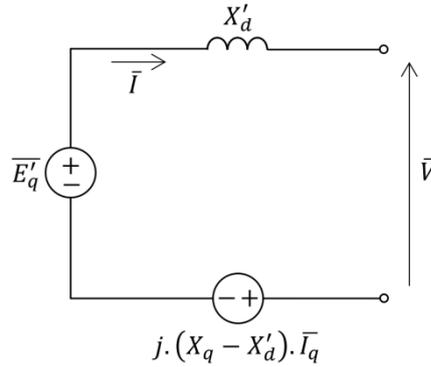


Figura 3.5 – Circuito transitório equivalente do modelo de um eixo

O modelo de Um Eixo estabelece três equações diferenciais para a modelagem dinâmica da máquina síncrona, expressas por (3.16) – (3.18). Neste modelo, as variáveis de estado são: δ , ω e E'_q .

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3.16)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} \cdot (T_m - E'_q \cdot I_q - (X_q - X'_d) \cdot I_d \cdot I_q - D \cdot (\omega - \omega_s)) \quad (3.17)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} \cdot (E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d) \cdot I_d) \quad (3.18)$$

Assim como no modelo de Dois Eixos, a interface da máquina síncrona com o sistema elétrico é realizada através das correntes nos eixos direto e em quadratura. Logo, as equações algébricas do modelo, estas são dadas pelas expressões (3.22) e (3.23).

$$I_d = \frac{E'_q - V \cdot \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (3.19)$$

$$I_q = \frac{V \cdot \sin(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (3.20)$$

3.2.3 Sistema de Excitação

O Sistema de Excitação é responsável pelo controle, indireto, da tensão/potência reativa na saída dos terminais do gerador síncrono. Para tanto, o sistema de controle verifica as tensões terminais da máquina V_g e – caso exista uma diferença entre as medidas e uma referência de tensão V_{ref} – atua sobre a excitatriz que alimenta o enrolamento de campo da máquina síncrona. Uma variação na corrente de campo da máquina cria uma variação na tensão produzida no estator da máquina. Portanto, de forma geral, o Sistema de Excitação cria um controle em malha fechada, o qual se caracteriza como o nível primário de controle de tensão sob um ponto de vista hierárquico.

Além da função básica de controle de tensão, o sistema de excitação possui ainda a função de proteção do gerador síncrono e da excitatriz, uma vez que impede que os limites operacionais destes equipamentos sejam extrapolados.

Os elementos básicos que constituem um sistema de controle de excitação são: Excitatriz, Regulador de Tensão (RT ou AVR), Transdutor da tensão terminal da máquina, Estabilizador do Sistema de Potência (PSS – *Power System Stabilizer*), circuitos de proteção e limitadores.

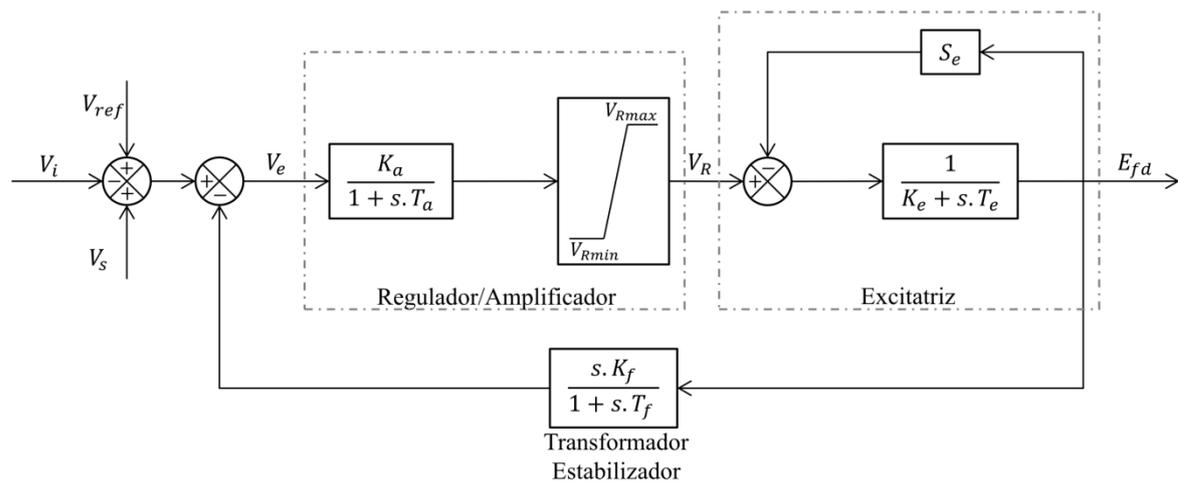


Figura 3.6 – Diagrama de blocos do Sistema de Excitação *Type DCIA*

Há diversos tipos de sistemas de excitação disponíveis nos sistemas elétricos. No entanto, a aplicação de modelos específicos torna-se difícil devido à escassez de dados compatíveis para cada caso. Sendo assim, alguns modelos genéricos foram padronizados pela literatura. O modelo adotado neste documento é baseado no *Type DCIA* do IEEE. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 3.6.

As equações diferenciais que modelam o sistema de excitação estão expressas pelas equações (3.21) - (3.23). Sendo que a equação (3.21) representa a excitatriz da máquina síncrona, já a equação (3.22) expressa basicamente o amplificador aplicado ao sinal de controle aplicado a excitatriz. Por último, a equação (3.23) representa a parcela referente ao transformador estabilizador. Nesta última, optou-se pela substituição da variável de estado V_f pela variável R_f , conforme detalhado em [43, 50].

$$T_e \frac{dE_{fd}}{dt} = -(K_e + S_e)E_{fd} + V_R \quad (3.21)$$

$$T_a \frac{dV_R}{dt} = -V_R + K_a R_f - \frac{K_a K_f}{T_f} E_{fd} + K_a (V_{ref} - V_i + V_s) \quad (3.22)$$

$$T_f \frac{dR_f}{dt} = -R_f + \frac{K_f}{T_f} E_{fd} \quad (3.23)$$

- E_{fd} : Tensão de campo – Saída da excitatriz [p.u.];
 V_R : Tensão de saída do regulador/amplificador de tensão [p.u.];
 R_f : Razão de realimentação [p.u.];
 V_{ref} : Tensão de referência [p.u.];
 V_i : Tensão medida nos terminais da máquina i [p.u.];
 V_s : Entrada para sinais estabilizantes [p.u.];
 S_e : Função de saturação da excitatriz;
 K_e : Ganho da malha da excitatriz;
 T_e : Constante de tempo da excitatriz [s];
 K_a : Ganho do regulador/amplificador;
 T_a : Constante de tempo do regulador/amplificador [s];
 K_f : Ganho do transformador estabilizador;
 T_f : Constante de tempo do transformador estabilizador [s];

3.3 MODELAGEM DINÂMICA DA GERAÇÃO EÓLICA

Como exposto no Capítulo 1, em função da crescente preocupação ambiental, sérios questionamentos surgiram quanto à geração de energia elétrica utilizando fontes de origem fóssil ou nuclear. Como consequência disto, o desenvolvimento da utilização de fontes renováveis de energia ganhou destaque na comunidade científica.

Entre as diversas utilizações das fontes renováveis de energia existentes, a produção de energia elétrica utilizando a energia do vento tem apresentado grandes benefícios. Esta forma de produção de energia baseia-se no uso de turbinas eólicas, as quais exploram a energia contida no fluxo de ar e transferem para um eixo mecânico que aciona um gerador de energia elétrica.

A exploração da energia eólica para o desenvolvimento de trabalho se fez presente em todo o processo histórico da evolução e construção da sociedade que conhecemos. Das primeiras aplicações da força dos ventos desde propulsão de embarcações à vela pelos povos antigos, moagem de grãos em moinhos de vento, ou em instrumentos musicais até a produção de energia elétrica, muito se tem desenvolvido acerca deste tema. Isto deixa evidências da importância que esta fonte de energia teve e ainda possui para a humanidade.

Na grande maioria dos sistemas elétricos de grande porte, a presença de geração eólica é ainda muito pequena. Desta forma, o controle de tensão ou frequência quando da presença de distúrbios é realizado inteiramente pelas máquinas síncronas conectadas ao sistema.

No entanto, em função do potencial aumento da parcela eólica na composição da matriz energética, a participação deste tipo de geração no controle do sistema elétrico será inevitável. Portanto, o estudo do comportamento destas fontes conectadas a grandes sistemas elétricos faz-se necessário [51].

Durante as últimas décadas do século XX, as turbinas eólicas mais típicas conectadas aos sistemas elétricos eram as com característica de operação com velocidade fixa. As turbinas de velocidade fixa consistem, basicamente, de uma transmissão mecânica e um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo conectado diretamente a rede elétrica. Apesar de sua simplicidade, confiabilidade e robustez, os primeiros modelos deste tipo de turbina eram ineficientes e a potência fornecida ao sistema sofria com flutuações em decorrência das flutuações na velocidade do vento. Algumas variantes surgiram com o passar do tempo para tentar minimizar estas desvantagens [52, 53].

Em meados da década de 90, a capacidade de controle e de extração da potência ótima contida no vento pelas turbinas eólicas foi alcançada a partir das turbinas com característica de velocidade variável. Estas turbinas, inicialmente, eram conectadas a Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG). Uma desvantagem dos primeiros geradores DFIG desenvolvidos estavam na incapacidade de operação durante períodos de falta no sistema.

Porém, a comunidade acadêmica tem obtido bons resultados na tentativa de sobrepor este problema [52, 53].

Outro tipo de geração eólica que sofreu crescimento no final da década de 90 e início do século XXI é o que utiliza turbina conectada diretamente ao rotor do gerador elétrico, sem a presença de transmissão mecânica. Neste caso, o gerador é do tipo síncrono e a interface com a rede elétrica é realizada através de um conversor completo (*Full-converter*). Além disso, os modelos mais recentes utilizam ímãs permanentes no lugar dos enrolamentos do rotor [52, 53]. Em parques eólicos *offshore*, a utilização de tecnologia de conversor completo é predominante [54].

Ainda não há um consenso entre a melhor tecnologia de geração eólica que irá dominar o mercado energético. No entanto, em função das maiores vantagens das turbinas com velocidade variável, estas parecem ter substituído as turbinas de velocidade fixa.

Em função da grande participação de turbinas eólicas com velocidade variável conectadas a geradores do tipo DFIG instaladas ao redor do mundo, este trabalho irá abordar este tipo de tecnologia. Nos itens a seguir será apresentado o modelo dinâmico utilizado nas simulações. Este modelo pode ser encontrado em [51, 52, 55, 56].

3.3.1 Turbina Eólica de Velocidade Variável

A função da turbina eólica é extrair a energia cinética presente no vento. Porém, a extração total desta energia é impossível, uma vez que isto significaria uma massa de ar estacionária logo após as pás da turbina, o que impediria o fluxo de ar através da turbina. Portanto, a turbina eólica é capaz de extrair somente uma parcela da energia cinética do vento. Esta parcela é chamada de Coeficiente de Desempenho, C_p . Logo, pode-se dizer [56]:

$$P_m = C_p \cdot P_{wind} \quad (3.24)$$

onde, P_m é a potência mecânica extraída e P_{wind} é a potência total contida no vento.

O coeficiente C_p é uma função da velocidade de rotação específica da máquina e o ângulo de passo das pás da turbina. Em síntese, C_p estabelece a eficiência aerodinâmica da turbina através de uma relação não linear entre a potência gerada e a potência contida no vento [57].

Teoricamente, a máxima energia que pode ser extraída na energia cinética do vento é de aproximadamente de 59%. A este valor é dado o nome de Limite de Betz (*Betz's limit*). As turbinas mais modernas existentes possuem um valor ótimo de C_p em torno de 0,52-0,55.

O coeficiente de desempenho, C_p , pode ser expresso por uma função não linear dependente da Velocidade de Rotação Específica, λ , e do Ângulo de Passo, β , conforme apresentado pelas equações (3.25)-(3.27):

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 \cdot \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3 \cdot \beta - a_4 \cdot \beta^{a_5} - a_6 \right) e^{-\left(\frac{0,7}{\lambda_i}\right)} \quad (3.25)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8 \cdot \beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}} \quad (3.26)$$

$$\lambda = \frac{r \cdot \omega_t}{v_{wind}} \quad (3.27)$$

onde os termos a_1, a_2, \dots, a_9 , são parâmetros dependentes das características construtivas da turbina eólica.

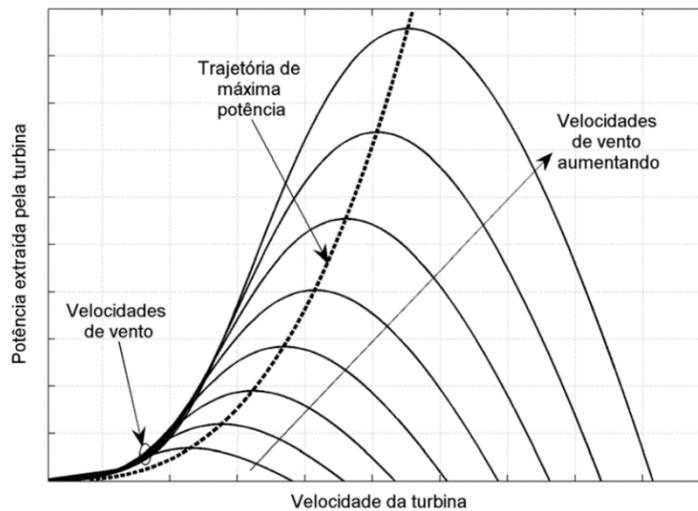


Figura 3.7 – Curva de máxima potência extraída do vento
fonte: [58]

A principal característica das turbinas com característica de velocidade variável é que esta busca o ponto de máximo aproveitamento da potência do vento. Esta busca é realizada através do ajuste da velocidade de rotação da turbina de forma a maximizar a energia extraída do vento. Considerando um ângulo de passo fixo com valor nulo, $\beta = 0^\circ$, e considerando

diferentes valores de velocidade do vento, a Figura 3.7 [58] ilustra a operação típica de um gerador eólico com velocidade variável.

O modelo da turbina eólica representa, basicamente, a relação entre a potência mecânica extraída pela turbina e a velocidade do vento. Considerando que não existam perdas na transmissão de potência entre as pás da turbina e o eixo da máquina, a equação (3.28) fornece o torque mecânico, em p.u., entregue pela turbina.

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \omega_b}{S_b \cdot \omega_r} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_{wind}^3 \quad (3.28)$$

Onde:

- T_m : Torque mecânico [p.u.];
- ω_r : Velocidade de rotação do rotor do gerador [p.u.];
- C_p : Coeficiente de desempenho;
- λ : Velocidade de rotação específica;
- β : Ângulo de passo das pás da turbina [graus];
- v_{wind} : Velocidade do vento [m/s];
- ρ : Densidade do ar [kg/m³];
- r : Raio da turbina [m];
- S_b : Potência base [W];
- ω_b : Frequência base do sistema [rad/s];

3.3.2 Máquina de Indução Duplamente Alimentada

A modelagem dinâmica do gerador de indução do tipo DFIG considerada neste trabalho é o modelo comumente chamado de Modelo de 3ª Ordem ou Dois Eixos em função de sua semelhança com o modelo de máquina síncrona. Assim como no modelo síncrono, este modelo representa somente as dinâmicas dos fluxos concatenados no rotor através dos eixos direto e em quadratura, d e q , respectivamente. Diferentemente dos aerogeradores utilizados em turbinas de velocidade fixa, os geradores do tipo DFIG possuem rotor bobinado e, portanto, possuem tanto o estator quanto o rotor energizados [52, 55, 59].

Sendo assim, o modelo dinâmico pode ser representado pelas três equações diferenciais apresentadas em (3.29)-(3.31) e pelas oito equações algébricas (3.32)- (3.39). As nomenclaturas aqui utilizadas seguem os padrões encontrados nas literaturas.

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_D} \left(T_{mD} - \frac{E'_{dD} \cdot I_{ds} - E'_{qD} \cdot I_{qs}}{\omega_s} \right) \quad (3.29)$$

$$\frac{dE'_{qD}}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (E'_{qD} + (X_s - X'_s) \cdot I_{ds}) + \left(\omega_s \cdot \frac{X_m}{X_r} \cdot V_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \cdot E'_{dD} \right) \quad (3.30)$$

$$\frac{dE'_{dD}}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (E'_{dD} - (X_s - X'_s) \cdot I_{qs}) + \left(-\omega_s \cdot \frac{X_m}{X_r} \cdot V_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \cdot E'_{qD} \right) \quad (3.31)$$

$$V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} - X'_s \cdot I_{qs} - E'_{dD} \quad (3.32)$$

$$V_{qs} = -R_s \cdot I_{qs} - X'_s \cdot I_{ds} + E'_{qD} \quad (3.33)$$

$$I_{dr} = \frac{E'_{qD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} \cdot I_{ds} \quad (3.34)$$

$$I_{qr} = -\frac{E'_{dD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} \cdot I_{qs} \quad (3.35)$$

$$P_{gen} = E'_{dD} \cdot I_{ds} + E'_{qD} \cdot I_{qs} - R_s \cdot (I_{ds}^2 + I_{qs}^2) - V_{dr} \cdot I_{dr} - V_{qr} \cdot I_{qr} \quad (3.36)$$

$$Q_{gen} = E'_{qD} \cdot I_{ds} + E'_{dD} \cdot I_{qs} - X'_s \cdot (I_{ds}^2 + I_{qs}^2) \quad (3.37)$$

$$I_{qw} = \frac{P_{gen} \cdot \cos\theta_D + Q_{gen} \cdot \sin\theta_D}{V_D} \quad (3.38)$$

$$I_{dw} = \frac{P_{gen} \cdot \sin\theta_D - Q_{gen} \cdot \cos\theta_D}{V_D} \quad (3.39)$$

3.3.3 Sistemas de Controle

Existem diversas estratégias de controle empregadas em aerogeradores e descritas na literatura. Porém, em síntese, as grandezas consideradas para controle em turbinas eólicas conectadas a geradores DFIG são: a velocidade de rotação da turbina, a potência ativa e reativa gerada e a tensão terminal. Assim como nas máquinas síncronas, há uma forte relação entre a potência reativa gerada e a tensão terminal, e, também, entre a potência ativa gerada e a velocidade de rotação da turbina. Além disso, devido a impossibilidade de limitação do fluxo

de ar que passa pelas pás da turbina eólica e das limitações operacionais desta, a velocidade de rotação da máquina deve ser restringida para valores de vento muito elevados.

Diante do exposto, os tipos de controles mais comuns utilizados podem ser divididos em três parcelas, são elas:

- i. Controle do Ângulo de Passo;
- ii. Controle de Velocidade do Rotor;
- iii. Controle de Potência Reativa;

Os itens a seguir contemplarão as características destes elementos de controle.

3.3.3.1 Controle do Ângulo de Passo

O ângulo de passo da turbina, β , é utilizado como variável de controle de forma a modificar a força de arrasto entre o vento e as pás da turbina. Considerando uma velocidade do vento fixa, ângulos de passos diferentes modificam a característica curva $C_p \times \lambda$, conforme ilustrado pela Figura 3.8 [57]. Porém, o controle do ângulo β é ativado somente quando a velocidade de rotação da turbina atinge o seu limite. Neste caso, o ângulo de passo é modificado de forma a manter fixa a potência ativa gerada pela turbina.

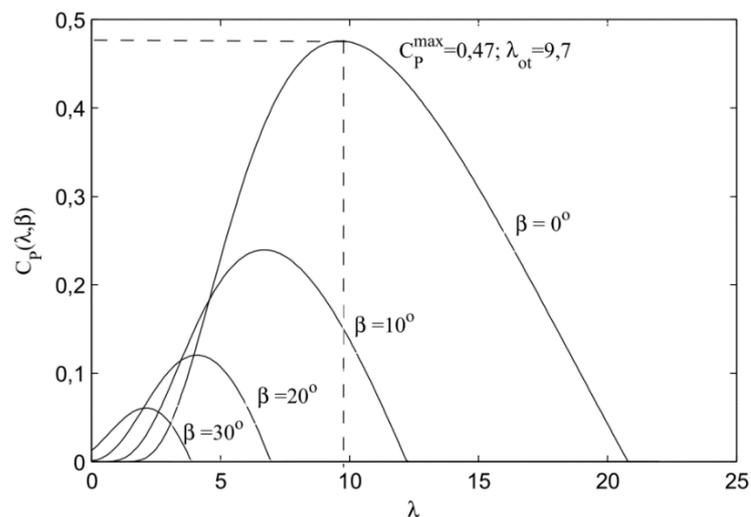


Figura 3.8 – Curvas de $C_p \times \lambda$ para diferentes ângulos β
fonte: [57]

Portanto, assumindo fluxos de vento associados a velocidades de rotação da turbina abaixo dos valores máximos de operação, o controle de ângulo de passo não entra em funcionamento. Considerando esta premissa, este trabalho não irá contemplar, neste momento, o controle de ângulo de passo.

3.3.3.2 Controle de Velocidade do Rotor

A capacidade de controle da velocidade das turbinas eólicas DFIG é uma de suas grandes vantagens. Entre outras vantagens, podem-se citar o menor ruído (principalmente em baixas velocidades), melhor qualidade da energia entregue e atenuação de ressonâncias dos modos torcionais e estresse mecânico [51, 53]. Este tipo de controle também pode ser encontrado como Controle de Potência Ativa em função da correspondência entre velocidade angular do rotor e potência ativa [55].

O controle de velocidade do rotor é desenvolvido para extrair a máxima potência contida no fluxo de vento que atravessa as pás da turbina. A extração da potência depende tanto da velocidade do vento, v_{wind} , quanto da velocidade de rotação específica, λ . A primeira grandeza não pode ser controlada. Em contrapartida, a segunda grandeza pode ser controlada, uma vez que esta depende da velocidade angular do rotor, ω_r . Portanto, atuando diretamente sobre ω_r , pode-se buscar o ponto de máximo aproveitamento da turbina, conforme ilustrado na Figura 3.9. Esta estratégia de controle é normalmente denominada de máximo aproveitamento da potência do vento (MPT – *Maximum Power Tracking*) [57, 58].

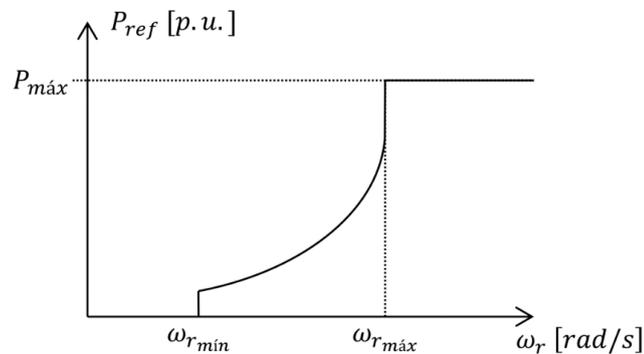


Figura 3.9 – Curva de máximo aproveitamento da potência vento

A Figura 3.9 ilustra o comportamento da estratégia de controle através do MPT. Conforme a figura, para velocidades do vento que representem um ω_r menor que o mínimo requerido, $\omega_{r_{min}}$, a turbina eólica é desconectada. Para velocidades do vento acima de $\omega_{r_{max}}$, as características da turbina devem ser modificadas de modo a reduzir a potência retirada do vento, desta maneira entra em ação o controle por ângulo de passo mencionado no item anterior. Para valores de v_{wind} que representem $\omega_{r_{min}} \leq \omega_r \leq \omega_{r_{max}}$, a turbina eólica busca retirar o máximo de potência possível no fluxo de vento.

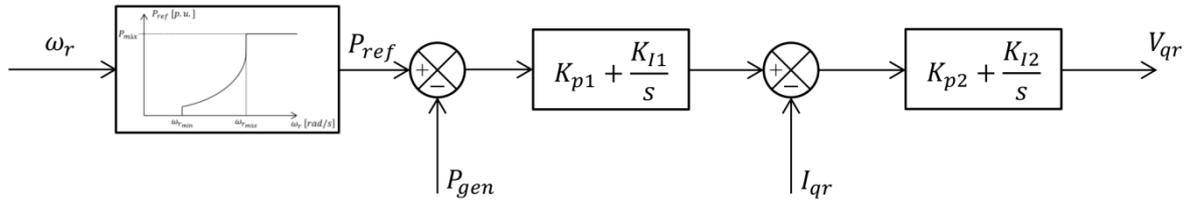


Figura 3.10 – Diagrama de blocos do controle de velocidade do rotor

Um modelo de controle de velocidade é apresentado em [55]. O diagrama de blocos deste modelo é apresentado pela Figura 3.10. O bloco inicial apresentado no diagrama de blocos representa a estratégia de controle MPT, o qual fornece o valor da potência ativa de referência para o controle da velocidade do rotor através de V_{qr} .

$$\frac{dx_1}{dt} = K_{I1}(P_{ref} - P_{gen}) \quad (3.40)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = K_{I2}(K_{P1}(P_{ref} - P_{gen}) + x_1 - I_{qr}) \quad (3.41)$$

$$V_{qr} = K_{P2}(K_{P1}(P_{ref} - P_{gen}) + x_1 - I_{qr}) + x_2 \quad (3.42)$$

Este modelo é composto por duas equações diferenciais e por uma equação algébrica. Estas estão apresentadas através das equações (3.40)-(3.42).

3.3.3.3 Controle de Potência Reativa

De forma similar as máquinas síncronas, os geradores DFIG podem fornecer – ainda que de valores limitados – potência reativa para o sistema. Além disto, o controle de potência reativa de aerogeradores fornece melhores resultados para a rede elétrica quando comparado com estratégias de controle de tensão terminal [55]. Desta forma, neste documento será considerado o controle da potência reativa entregue pela máquina.

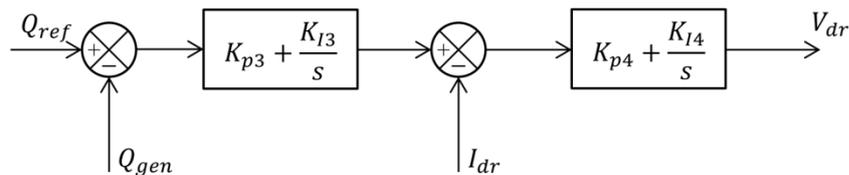


Figura 3.11 – Diagrama de blocos do controle de potência reativa

O diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa é ilustrado pela Figura 3.11. Similarmente ao controle de velocidade, este modelo apresenta duas equações diferenciais e uma equação algébrica, conforme as equações (3.43)-(3.45).

$$\frac{dx_3}{dt} = K_{I3}(Q_{ref} - Q_{gen}) \quad (3.43)$$

$$\frac{dx_4}{dt} = K_{I4}(K_{P3}(Q_{ref} - Q_{gen}) + x_3 - I_{dr}) \quad (3.44)$$

$$V_{dr} = K_{P4}(K_{P3}(Q_{ref} - Q_{gen}) + x_3 - I_{dr}) + x_4 \quad (3.45)$$

3.4 MODELAGEM DA REDE

Nos estudos analisados neste trabalho, os transitórios eletromagnéticos relacionados com a rede elétrica são considerados extremamente rápidos e, portanto, podem ser desprezados. Neste caso, a rede elétrica passa a ser representada simplesmente por equações algébricas, assim como a modelagem estática utilizada na solução de fluxo de potência.

As equações da rede podem ser representadas tanto por Injeção de Potência quanto por Injeção de Corrente. Sendo a última, a alternativa a mais comumente utilizada em programas comerciais de simulação. Neste trabalho, optou-se pela utilização do modelo de Injeção de Corrente. Logo, a rede pode ser representada pela expressão (3.46)[43, 60]:

$$\bar{I} = \bar{Y}_N \cdot \bar{V} \quad (3.46)$$

onde \bar{I} é o vetor de injeção de correntes, \bar{V} é o vetor das tensões das barras e \bar{Y}_N é a matriz de admitância nodal do sistema.

A expressão (3.46) pode ser representada em forma retangular, separando-a em parte real e imaginária. Além disto, para uma barra i qualquer, com presença de gerador síncrono, podem-se reescrever as equações da rede conforme as equações (3.47) e (3.48):

$$I_{di} \cdot \sin \delta_i + I_{qi} \cdot \cos \delta_i = \sum_{k=1}^n (V_k \cdot G_{ik} \cdot \cos \theta_k - V_k \cdot B_{ik} \cdot \sin \theta_k) \quad (3.47)$$

$$-I_{di} \cdot \cos \delta_i + I_{qi} \cdot \sin \delta_i = \sum_{k=1}^n (V_k \cdot G_{ik} \cdot \sin \theta_k + V_k \cdot B_{ik} \cos \theta_k) \quad (3.48)$$

Em contrapartida, conforme apresentado na modelagem dinâmica da geração eólica, esta apresenta as variáveis I_{dw} e I_{qw} como interface de conexão entre a máquina e o sistema elétrico. Para tanto, em barramentos com presença de fontes eólicas tem-se:

$$I_{qw} = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \cos \theta_k - V_k B_{ik} \sin \theta_k) \quad (3.49)$$

$$I_{dw} = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \sin \theta_k + V_k B_{ik} \cos \theta_k) \quad (3.50)$$

Em barramentos do sistema com ausência de fontes de geração, as parcelas referentes as injeções de corrente são nulas. Logo, para estes barramentos tem-se:

$$0 = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \cos \theta_k - V_k B_{ik} \sin \theta_k) \quad (3.51)$$

$$0 = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \sin \theta_k + V_k B_{ik} \cos \theta_k) \quad (3.52)$$

As cargas estáticas do sistema são representadas como uma parcela das equações de rede do sistema. No caso das cargas estáticas com características de impedância constante, estas são inseridas diretamente na matriz de admitância nodal, Y_N , do sistema. No presente trabalho, as cargas com características de corrente ou potência constante foram convertidas em cargas de impedância constante e, também, inseridas na matriz de admitâncias.

3.5 MODELAGEM DINÂMICA DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO CONVENCIONAL

Há diversas referências que propõem diferentes abordagens para os modelos matemáticos associados ao Controle Secundário de Tensão, como os propostos em [15, 22, 10, 61 e 13].

Entretanto, em geral, o CST-Convencional é compreendido de duas malhas de controle distintas: malha de controle de tensão e malha de controle da potência reativa. A primeira é responsável por forçar as máquinas, pertencentes a uma área de controle, a controlar quaisquer desvios de tensão na barra piloto, i.e., barra de referência de tensão, através do ajuste da saída do sistema de excitação da máquina. A segunda malha é responsável por distribuir as contribuições de potência reativa de forma proporcional entre os elementos participantes do controle, além disto, busca manter as máquinas operando dentro de seus limites operativos de geração de potência reativa.

A Figura 3.12 ilustra o diagrama de blocos que compõe o Controle Secundário de Tensão Convencional e a conexão deste com o Sistema de Excitação da máquina. Este, por sua vez, possui o sinal de referência modificado pelos sinais de saída das malhas do CST. Nesta figura, as malhas de controle de tensão e potência reativa são apresentadas em destaque para melhor compreensão.

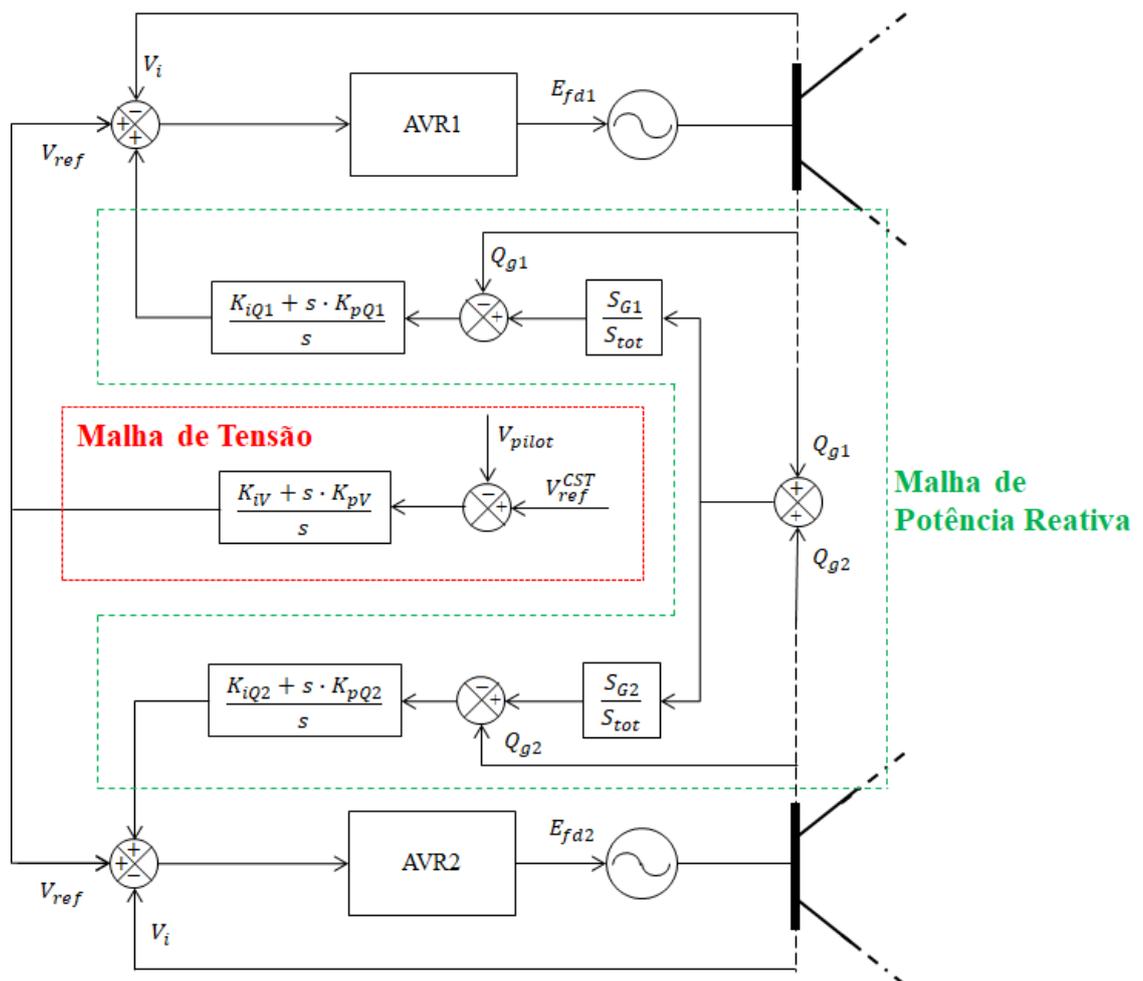


Figura 3.12 – Diagrama de blocos do Controle Secundário de Tensão

3.5.1 Malha de Controle de Tensão

A malha de Controle de Tensão possui uma característica de atuação regional uma vez que busca a manutenção do perfil de tensão de uma área. Portanto, esta é aplicada para cada área de controle do sistema e pode ser descrita conforme as equações (3.53) e (3.54), para a Área A:

$$\frac{dV_{out}^{VL}}{dt} = K_{iV} \cdot (V_{ref}^{CST} - V_{pilot}) + K_{pV} \cdot \frac{d(V_{ref}^{CST} - V_{pilot})}{dt} \quad (3.53)$$

$$0 = -Q_{tot}^A + \sum_{k \in A} Q_{gk} \quad (3.54)$$

onde V_{out}^{VL} representa o sinal de saída da malha de controle, a qual é adicionada a malha de controle convencional do Sistema de Excitação (AVR); V_{ref}^{CST} é o sinal de referência do CST; V_{pilot} é a tensão da barra piloto; O termo Q_{gk} indica a geração de potência reativa do elemento k e Q_{tot}^A indica o montante global de Potência Reativa gerada pelos elementos participantes do controle da Área A.

3.5.2 Malha de Controle de Potência Reativa

Com relação a malha de Controle de Potência Reativa, esta possui uma característica mais local. Logo, cada máquina dentro de uma área de controle possui sua própria malha. As equações matemáticas podem ser descritas por:

$$\frac{dV_{out}^{QL}}{dt} = K_{iQ} \cdot \left(\frac{S_{gi}}{S_{tot}^A} \cdot Q_{tot}^A - Q_{gi} \right) + K_{pQ} \cdot \left[\left(\frac{S_{gi}}{S_{tot}^A} \right) \cdot \frac{dQ_{tot}^A}{dt} - \frac{dQ_{gi}}{dt} \right] \quad (3.55)$$

$$0 = -Q_{gi} + (Vq_i \cdot Id_i - Vd_i \cdot Iq_i) \quad (3.56)$$

onde V_{out}^{QL} representa o sinal de saída da malha de controle, a qual também é adicionada a malha de controle convencional do Sistema de Excitação (AVR). S_{gi} indica a potência nominal da máquina i e S_{tot}^A representa a soma das potências nominais de todos os elementos participantes do controle da Área A.

3.6 ASPECTOS DE SIMULAÇÃO DINÂMICA E QUASE-DINÂMICA

O desafio da modelagem e simulação de sistemas está em capturar os fenômenos de interesse de maneira simples sem perdas substanciais no comportamento do mesmo. Para tanto, estes fenômenos e suas implicações devem ser compreendidos [42].

Quando distúrbios quaisquer modificam o estado de um sistema, cada elemento presente no mesmo possui um tempo de resposta transitória particular. O comportamento destes elementos pode ser classificado, basicamente, em três escalas de tempo [42, 62 - 66]:

- a) Curto-termo: período de 0 a 10 segundos;
- b) Médio-termo: período de 10 segundos até poucos minutos;
- c) Longo-termo: período de alguns minutos até dezenas de minutos.

Devido à disponibilidade de melhores ferramentas para análises dos períodos de Médio-termo e o Longo-termo de forma simultânea, a distinção entre estes passou a ser menos significativa. Em muitos estudos, os períodos após o período de Curto-termo são considerados simplesmente como Longo-termo.

Os fenômenos em escalas de tempo de Curto-termo estão associados a dinâmicas rápidas. Estes estão presentes, geralmente, nos estudos de Estabilidade do Ângulo do Rotor, de Frequência e de Tensão e englobam a dinâmica de elementos como: geradores, turbinas, reguladores automáticos de tensão, PSS (*Power System Stabilizer*), compensadores estáticos, reguladores de velocidade, links HVDC e motores de indução.

Em contrapartida, os fenômenos em escalas de tempo de Médio-termo e Longo-termo estão associados a dinâmicas mais lentas e que envolvem tanto estudos de Estabilidade de Frequência quanto de Tensão. Os elementos modelados nestes estudos são: Transformadores comutados sob carga (LTC – *Load Tap Changers*), limitadores de sobre-excitação (OXL – *Overexcitation Limiter*), banco de capacitores chaveáveis, Controle Automático de Geração (CAG) e Controle Secundário de Tensão (CST) [63, 64].

A integração de todos os modelos descritos nos capítulos anteriores forma o modelo matemático completo do sistema elétrico. Conforme as equações apresentadas, o sistema é composto por equações diferenciais (3.57) – que representam a parcela dinâmica – e por equações algébricas (3.58) – que representam a parcela estática – as quais podem ser solucionadas numericamente de modo a simular o comportamento do sistema elétrico [49]. A

solução do conjunto de equações algébrico-diferenciais define o estado eletromecânico do sistema para um instante de tempo qualquer.

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (3.57)$$

$$0 = g(x, y) \quad (3.58)$$

onde x é o vetor de variáveis de estado e que representam a dinâmica dos elementos do sistema; e y é o conjunto de variáveis algébricas.

As equações (3.57) e (3.58) podem ser solucionadas tanto de forma Particionada quanto de forma Simultânea [42]. Na Solução Particionada, o conjunto de equações dinâmicas é solucionado utilizando um método explícito de integração numérica e as equações algébricas são solucionadas separadamente a cada passo de integração. Já a Solução Simultânea utiliza métodos de integração implícita (como o Método Trapezoidal), o qual converte o conjunto de equações dinâmicas, f , em um conjunto de equações algébricas que são solucionadas simultaneamente com as demais equações algébricas da rede, g .

Desta forma, aplicando-se o método trapezoidal para o conjunto de equações diferenciais, (3.57), a solução das variáveis de estado para um instante de tempo $t = t_{n+1} = t_n + h$, é dada por:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} \cdot [f(x_{n+1}, y_{n+1}) + f(x_n, y_n)] \quad (3.59)$$

onde h é o passo de integração do método.

Reescrevendo a equação (3.59), tem-se:

$$0 = F(x_{n+1}, y_{n+1}) = -x_{n+1} + x_n + \frac{h}{2} \cdot [f(x_{n+1}, y_{n+1}) + f(x_n, y_n)] \quad (3.60)$$

A solução das equações (3.58) e (3.60) para o instante de tempo t_{n+1} é:

$$0 = F(x_{n+1}, y_{n+1}) \quad (3.61)$$

$$0 = G(x_{n+1}, y_{n+1}) \quad (3.62)$$

Aplicando-se o método de Newton-Raphson para a resolução do conjunto de equações algébricas dado por (3.61) e (3.62), pode-se escrever para a iteração k :

$$\begin{bmatrix} F(x_{n+1}^k, y_{n+1}^k) \\ G(x_{n+1}^k, y_{n+1}^k) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} & \frac{\partial F}{\partial y} \\ \frac{\partial G}{\partial x} & \frac{\partial G}{\partial y} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_{n+1}^k \\ \Delta y_{n+1}^k \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

$$J_{dyn} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} & \frac{\partial F}{\partial y} \\ \frac{\partial G}{\partial x} & \frac{\partial G}{\partial y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 + \frac{h}{2} \cdot \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{h}{2} \cdot \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial G}{\partial x} & \frac{\partial G}{\partial y} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

onde J_{dyn} é a jacobiana composta pelas equações dinâmicas e algébricas.

Sendo que a solução das variáveis para o instante de tempo t_{n+1} , após o término do processo iterativo, pode ser dada por:

$$\begin{bmatrix} x_{n+1}^{k+1} \\ y_{n+1}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{n+1}^k \\ y_{n+1}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x_{n+1}^k \\ \Delta y_{n+1}^k \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Desta forma, tem-se a solução, para um ponto, do conjunto de equações algébrico-diferenciais que modelam o sistema. Após sucessivos passos de integração, tem-se o comportamento dinâmico do sistema elétrico.

Para análises do comportamento de determinados elementos do sistema com dinâmicas mais lentas, na escala de alguns minutos de simulação, é comum a simplificação das equações diferenciais do sistema, de modo a obter a solução em regime permanente do sistema de modo mais rápido. Este tipo de simulação é normalmente chamado de Simulação Quase-dinâmica, Quase-estática ou QSS (*Quasi Steady State*) [63, 66 - 68].

A simulação Quase-dinâmica parte da premissa de que o sistema possui um ponto de equilíbrio em regime permanente e, portanto, alcança este ponto sem perda de estabilidade no período transitório. Para tanto, isto significa dizer que as dinâmicas dos elementos podem ser desprezadas. Logo:

$$0 = f(x, y) \quad (3.66)$$

Na implementação do método trapezoidal apresentado pelas equações (3.59)-(3.65), a mudança da simulação dinâmica para a quase-dinâmica pode ser alcançada somando-se 1 na diagonal principal da matriz jacobiana dinâmica, J_{dyn} , e utilizando um passo de integração igual

a $h = 2$. Em [66, 67], os autores apresentam este método e utilizam uma metodologia de chaveamento entre os dois tipos de simulação durante o processo de resolução do sistema.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O profundo entendimento do comportamento e da estabilidade de um sistema elétrico real diante de eventuais perturbações depende, por diversas vezes, de boas representações matemáticas dos fenômenos físicos observados.

No entanto, conforme discutido no início do capítulo, dependendo das análises desejadas, determinados fenômenos ou comportamentos podem ser desprezados de modo a reduzir a complexidade da modelagem computacional.

Neste capítulo, as modelagens do gerador síncrono e da turbina eólica de velocidade variável conectada a geradores DFIG foram descritas sob um ponto de vista de análise dinâmica. Da mesma forma, as equações representativas da rede foram apresentadas.

O conjunto de equações algébrico-diferenciais apresentado neste capítulo formam os modelos computacionais utilizados na plataforma de simulação dinâmica desenvolvida neste trabalho. Esta plataforma permitirá a avaliação do sistema elétrico de potência considerando a presença de Geração Eólica e analisar o comportamento do mesmo frente a atuação do Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* e o Convencional.

Neste contexto, o capítulo a seguir tratará da problemática do controle de tensão e potência reativa em sistemas elétricos de potência, os quais formam os conceitos básicos da hierarquia de controle de tensão, da qual o CST faz parte.

CAPÍTULO 4 – O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nos capítulos anteriores foram discutidos os estudos mais recentes em torno do Controle de Tensão e apresentados os conceitos de modelagem matemática para simulação de Sistemas de Potência. Deste modo, diversos modelos, com foco na análise dinâmica, foram descritos.

O presente capítulo abordará os conceitos que cercam o tema de Controle de Tensão e Potência Reativa. Neste contexto, serão discutidos os problemas inerentes e a filosofia que fundamenta e justifica a presença de hierarquias de controle em SEP, em especial do Controle Coordenado de Tensão.

4.2 O CONTEXTO DO CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

A interligação entre diversas áreas dos sistemas elétricos de potência proporciona diversos benefícios, entre os quais pode-se citar: uma maior capacidade do sistema em suprir os desbalanços de carga/geração, redução de custos, maior disponibilidade de recursos para manutenção do controle de frequência, além da criação de um grande mercado de energia elétrica [69].

Entretanto, sob o enfoque do controle do sistema elétrico, a interligação cria enormes dificuldades na coordenação dos Elementos de Controle de Tensão (ECTs) presentes na rede elétrica. Devido à dificuldade da transmissão de potência reativa por longas distâncias, o controle de tensão ocorre naturalmente de forma local, i.e., através da correção dos níveis de tensão de uma região no entorno dos ECTs, ainda que o benefício desta ação ocorra em nível sistêmico. No entanto, em função desta característica da potência reativa, os níveis de tensão em barramentos distantes dos ECTs podem se tornar inaceitáveis operativamente. Além disto, o controle de tensão de forma descoordenada, i.e., sem a consideração da interação entre as ações de elementos próximos, pode aumentar os riscos de eventuais problemas de tensão no sistema quando não observados adequadamente [70].

Diante do exposto, a seleção e coordenação adequada de todos os equipamentos de controle de tensão e potência reativa presentes no sistema representam um dos grandes desafios dos grandes sistemas de energia [42].

Atualmente, o controle de tensão de um sistema de energia elétrica é realizado através dos operadores do sistema, os quais, baseados em informações de grandezas elétricas reais e estados de equipamentos disponíveis nos centros de controle, nos procedimentos de operação da rede e na própria experiência, atuam nos elementos de controle de tensão a fim de corrigir eventuais desvios de tensão. Estas ações, por sua vez, podem ser realizadas por telecomando através dos sistemas de supervisão e controle, ou ainda, por comunicação verbal entre os diversos operadores do sistema [71] e [72].

Sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, o controle de tensão do sistema e, conseqüentemente, a modificação do fluxo de potência reativa nos circuitos, possui um papel fundamental para a manutenção de um ponto operativo seguro. Isto deriva da grande relação entre os problemas de instabilidade de tensão com a escassez de suporte de potência reativa nas áreas críticas do sistema elétrico. Em alguns casos, o aumento de tensão de uma área do sistema com o intuito de elevar o perfil de tensão da mesma pode sobrecarregar as linhas desta área, aumentando as perdas elétricas do sistema e, por fim, deteriorar a margem de estabilidade do mesmo.

Assim sendo, o controle de tensão de um sistema elétrico necessita atender os limites operativos impostos pelos estudos pré-operativos, porém deve, concomitantemente, proporcionar estratégias adequadas para o controle de tensão do sistema com o intuito de manter uma margem de estabilidade de tensão satisfatória a operação segura do sistema. Neste sentido, faz-se necessário garantir reservas de potência reativas apropriadas nos geradores e compensadores disponíveis, além de diretrizes de operação que previnam situações de instabilidade.

Em função das características capacitivas ou indutivas presentes na maioria dos elementos que compõem um sistema elétrico de potência, a demanda pela parcela de potência reativa passa a ser um agente importante no fluxo de energia nos sistemas.

Apesar da relação direta entre o fluxo de potência reativa no sistema e o perfil de tensão nos vários barramentos, a transmissão desta parcela de potência em grandes proporções pode

sobrecarregar os circuitos da rede, diminuindo a sua capacidade de transmissão de potência ativa, i.e., reduzindo a eficiência da rede elétrica.

Ainda que a produção de potência reativa seja controlada nos geradores síncronos do sistema de modo a maximizar a transmissão de energia, a presença de linhas de transmissão, compensadores, transformadores e cargas reativas representam um grande fluxo de potência reativa pelo sistema.

Entre os principais elementos presentes da rede e suas relações com a potência reativa, pode-se citar:

- Geradores Síncronos: podem produzir ou absorver potência reativa do sistema dependendo da excitação da máquina. Porém, a capacidade de suprir ou absorver potência reativa é limitada pela sua curva de capacidade. Conforme apresentado no Capítulo 3, o controle da excitação do gerador síncrono é realizado pelo AVR, o qual atua sobre a excitatriz da máquina;
- Linhas de Transmissão: dependendo de seu carregamento, este elemento pode absorver ou gerar potência reativa;
- Transformadores: em função dos efeitos da reatância de magnetização e de dispersão, este elemento absorve potência reativa continuamente.
- Cargas: Em geral, as cargas do sistema consomem potência ativa e reativa, uma vez que são uma composição de muitos dispositivos diferentes. Estas podem sofrer variação em função da magnitude da tensão da rede ou da corrente fornecida a mesma. Em consumidores industriais, o consumo de potência reativa é em função da grande presença de motores de indução representa um problema para as distribuidoras quando não controlado devidamente.
- Compensadores: Estes elementos são geralmente dispostos ao longo do sistema elétrico de modo a fornecer suporte de potência reativa em pontos críticos da rede, podendo este suprir ou absorver reativos.

Além dos elementos supracitados, a presença cada vez maior de fontes alternativas de energia renovável interagindo com a rede elétrica adicionam novas possibilidades e questionamentos quanto ao controle de tensão e potência reativa.

A grande quantidade e diversidade de elementos capazes de controlar o fluxo de potência reativa na rede elétrica representa um cenário desafiador para a coordenação eficaz

dos mesmos. Dentro deste contexto ganha destaque o chamado Controle Coordenado de Tensão, o qual será discutido na seção a seguir.

4.3 CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO

Em um primeiro momento, a filosofia de utilizar malhas de controle dedicadas para ajustar os *setpoints* dos ECTs de um sistema elétrico criou o conceito de hierarquia de controle de tensão, que em um primeiro momento subdividia-se em dois níveis de controle. O primeiro nível está associado ao controle da referência dos reguladores automáticos de tensão (AVR) dos geradores. Já o segundo, chamado Controle Secundário de Tensão (CST) realiza um controle mais amplo de tensão, visando melhorar o perfil de tensão de uma área específica do sistema [14 - 18, 70].

Atualmente, o Controle Coordenado de Tensão (CCT) tem sido subdividido em três níveis hierárquicos, sendo: Controle Primário de Tensão (CPT), Controle Secundário de Tensão (CST) e o Controle Terciário de Tensão (CTT) [73, 74]. Estes níveis serão mais bem detalhados nos itens a seguir.

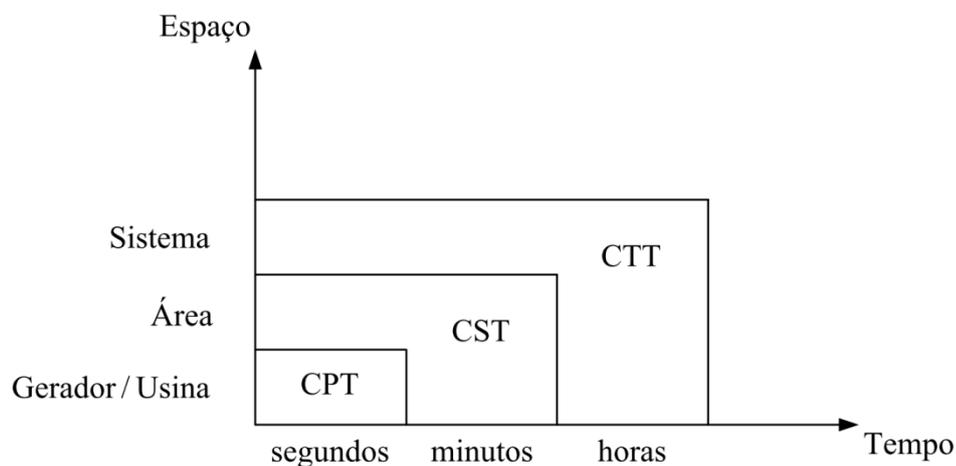


Figura 4.1 – Hierarquia do Controle Coordenado de Tensão

4.3.1 Controle Primário de Tensão

O nível de controle CPT está associado ao controle direto de elementos de controle presentes da rede elétrica, tais como: geradores síncronos, compensadores síncronos e estáticos, entre outros. Desta forma, este nível depende principalmente de informações obtidas de

medições locais. Além disso, a escala de atuação do CPT é da ordem de poucos segundos [10, 24].

No caso de usinas compostas por diversas unidades geradoras, este nível pode ser subdividido em outros dois níveis de controle [10, 73]: Controle da Unidade e Controle da Usina.

O controle da unidade está associado com o controle realizado pelos AVR's. Baseados em um valor de tensão referencial, os AVR's atuam sobre a excitatriz da máquina síncrona de modo a variar a corrente de campo e, conseqüentemente, controlar a tensão terminal dos geradores síncronos conectados a rede, conforme seção 3.2.3.

Já o controle da usina, também conhecido como *Joint Voltage Control (JVC)*, tem como objetivo manter o lado de alta do transformador elevador igual a valores pré-estabelecidos, evitando-se o intercâmbio de potência reativa entre unidades de uma usina.

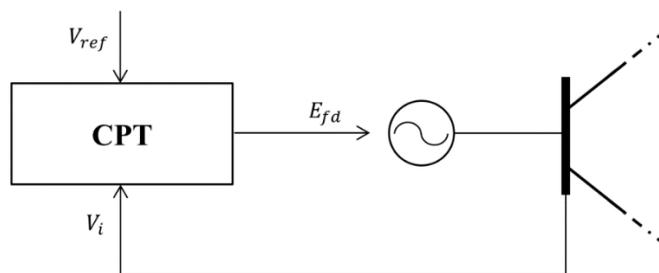


Figura 4.2 – Esquema do Controle Primário de Tensão

A Figura 4.2 ilustra o esquema de atuação de um controle primário de tensão em uma máquina síncrona de um sistema elétrico. No entanto, este esquema pode ser estendido para os diversos outros equipamentos de controle presentes na rede.

4.3.2 Controle Secundário de Tensão

De forma geral, o CST atua na escala de tempo de segundos a alguns minutos e é responsável pela coordenação dos elementos de controle presentes no CPT. O objetivo central do controle secundário de tensão está em fornecer suporte de potência reativa à rede de transmissão de maneira eficiente e coordenada.

No entanto, devido à característica local da potência reativa, o conceito do CST está baseado, inicialmente, na divisão do sistema elétrico em áreas. Cada área é definida por um conjunto de barramentos cujas tensões variam de forma coerente e que são pouco afetadas por

ações de controle advindas de áreas diferentes. Em cada uma das áreas, uma barra Piloto é escolhida como barra representativa do perfil de tensão da região, sendo esta controlada pelos ECTs.

De forma geral, as funções principais do CST são: manter a tensão da barra piloto de uma área dentro de valores operativos e gerenciar a reserva de potência reativa dos elementos de controle presentes na área [70].

A Figura 4.3 ilustra uma estrutura típica de um CST controlando as tensões de referência de diferentes geradores síncronos do sistema. Como mencionado, este controle está sendo realizado baseado na tensão observada na barra piloto da região.

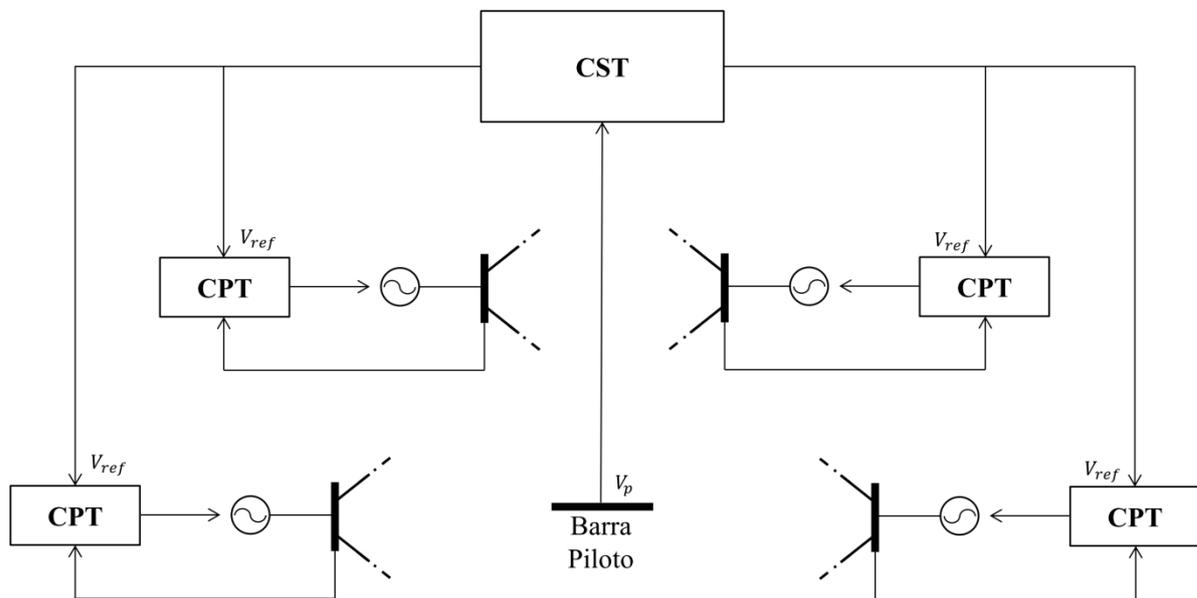


Figura 4.3 – Esquema do Controle Secundário de Tensão

4.3.3 Controle Terciário de Tensão

Atuando em uma escala de tempo de algumas dezenas de minutos, o controle terciário de tensão atua em um âmbito sistêmico, sendo responsável por assegurar de forma preventiva a integridade e segurança do sistema elétrico. Isto é realizado através da solução de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com funções objetivo pré-determinadas, o qual fornece os novos ajustes das referências de tensão para o nível hierárquico abaixo, no caso o Controle Secundário de Tensão.

Para a utilização do FPO, as condições de operação desejadas para o sistema elétrico são especificadas em forma de funções de custo, as quais são minimizadas utilizando técnicas de otimização não-lineares. Neste contexto, os principais objetivos da otimização são a minimização de perdas e manutenção do perfil de tensão da rede. Outros objetivos, como a maximização e gerenciamento das reservas de potência reativa também são utilizados como objetivos [74].

Em alguns sistemas elétricos, o Controle Coordenado de Tensão possui somente o nível primário e o terciário da hierarquia. Nestes casos, utilizam-se ferramentas de fluxo de potência ótimo *on-line* para ajustar as tensões de referência dos ECTs presentes no sistema elétrico.

O esquema da Figura 4.4 apresenta uma estrutura típica de um CTT atuando sobre os níveis de controle mais baixos. Na figura, os CSTs correspondem a áreas distintas do sistema elétrico. O CTT atua sobre o sistema baseado em informações de um fluxo de potência ótimo.

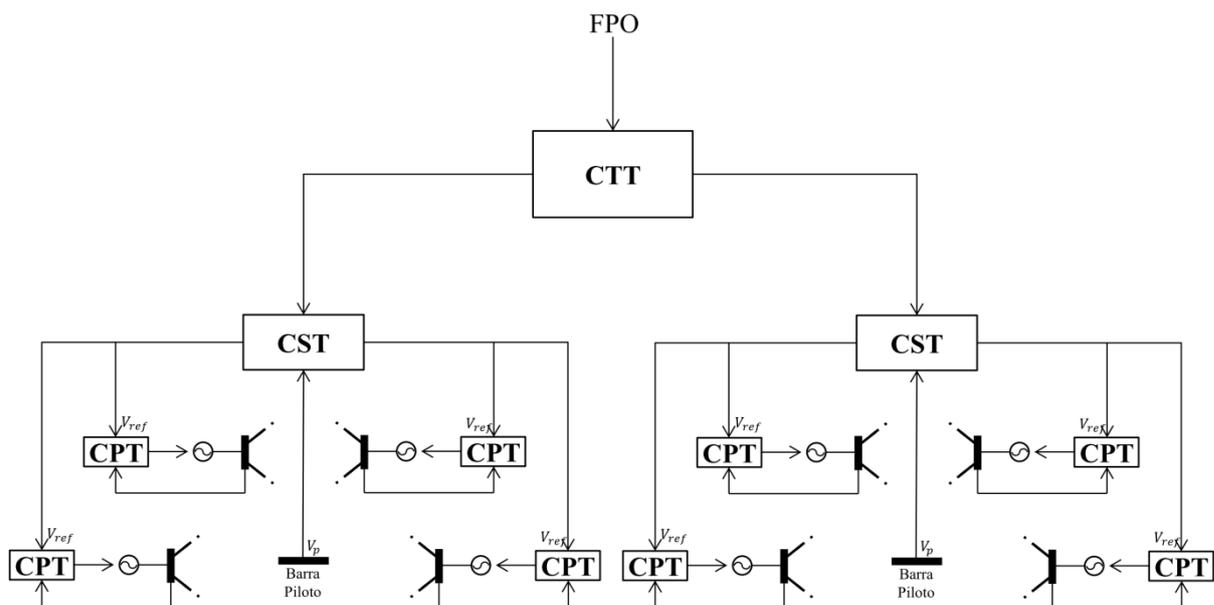


Figura 4.4 – Esquema do Controle Terciário de Tensão

4.4 ÁREAS DE CONTROLE ATRAVÉS DE ANÁLISE MODAL

O controle de tensão e potência reativa está diretamente relacionado com a estabilidade de tensão do sistema. O controle destas grandezas de forma inadequada pode provocar a

redução da margem de estabilidade de tensão e trazer maiores riscos à operação do sistema elétrico, quando do esgotamento de suporte de potência reativa.

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico, por sua vez, está intimamente relacionada com a capacidade do mesmo em manter tensões aceitáveis em todas as barras em condições normais de operação e após a ocorrência de perturbações. Conforme diversas publicações evidenciam, o principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema em suprir a demanda de potência reativa necessária [42].

Por ser um processo dinâmico, a estabilidade de tensão pode ser estudada através de extensivas simulações e análises do período transitório. Entretanto, análises deste tipo exigem simulações demoradas e não fornecem, rapidamente, informações quanto à sensibilidade ou nível de estabilidade do sistema. Ademais, a dinâmica que influencia a estabilidade de tensão é lenta. Estes aspectos favorecem a utilização de métodos estáticos de análise para obtenção de informações rápidas e efetivas sobre o sistema [42], [75] e [76].

Há diversas técnicas para análise estática da estabilidade de tensão que contornam a necessidade de execução de muitos fluxos de potência. A análise modal, [42] e [76], é uma destas técnicas e apresenta a grande vantagem de mostrar informações relacionadas com a estabilidade de tensão sob uma visão sistêmica.

Além disso, conforme apresentado em [69, 77-79], a partir de uma formulação apropriada da matriz jacobiana, a análise modal pode fornecer a sensibilidade do sistema à variação de potência reativa para todos os barramentos do sistema, inclusive das barras com presença de geração (barras PV). Desta forma, a análise modal permite a identificação de barras coerentes sob o ponto de vista de tensão e potência reativa, e, portanto, a determinação de áreas de controle. Estas são essenciais para a implementação do Controle Secundário de Tensão.

4.4.1 Formulação da Jacobiana Estendida

A formulação tradicional do problema de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson descreve o sistema de equações não-lineares que relaciona as variações de módulo de tensão e de ângulo com as variações de potência ativa e reativa. Para isto, as barras tidas como do tipo PV contribuem com uma equação e uma variável de estado e as barras do tipo PQ contribuem com duas equações e duas variáveis de estado [42, 60, 80].

No entanto, para a identificação de áreas de controle composta tanto por barras de carga quanto por barras de geração, a ausência das equações de potência reativa associadas às barras PV impede a captura da sensibilidade de tensão das barras PQ com relação da variação de potência reativa das barras de geração. Logo, faz-se necessário uma formulação que contemple as equações de potência reativa de todos os barramentos do sistema.

Conforme apresentado em [77-79], após a eliminação das equações de controle, o sistema elétrico pode ser representado através do sistema linear dado em (4.1):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Disto, tem-se que a matriz $J_{P\theta}$ representa a derivada parcial das equações de potência ativa em relação à variável de estado θ para as barras PV e PQ. A matriz J_{PV} representa a derivada parcial das equações de potência ativa em relação à variável de estado V para todas as barras do sistema. Por sua vez, a matriz $J_{Q\theta}$ representa a derivada parcial das equações de potência reativa em relação à variável de estado θ das barras PV e PQ. Finalmente, a matriz J_{QV} representa a derivada parcial das equações de potência reativa em relação à variável de estado V das barras PV, PQ e *Swing*.

Sob um ponto de vista do problema de fluxo de potência, a equação (4.1) equivale a considerar todas as barras de geração como barras PQ, substituindo o controle da tensão terminal pelo controle de potência reativa entregue ao sistema. Isto é fundamental para a determinação das áreas de controle, uma vez que esta formulação fornece a relação $\Delta V/\Delta Q$ para todos os barramentos do sistema.

4.4.2 Análise Modal da Jacobiana Estendida

Com o objetivo de verificar a sensibilidade da variação de tensão das barras do sistema em relação à variação de potência reativa, supõe-se a inexistência de variação nas demandas de potência ativa, ou seja, $\Delta P = 0$ em (4.1). Assim, torna-se possível a redução do sistema de equações conforme é apresentada a seguir:

$$[0] = J_{P\theta} \cdot \Delta\theta + J_{PV} \cdot \Delta V \quad (4.2)$$

$$J_{P\theta} \cdot \Delta\theta = -J_{PV} \cdot \Delta V \quad (4.3)$$

$$\Delta\theta = (-J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}) \cdot \Delta V \quad (4.4)$$

Deste modo, substituindo a equação (4.4) no conjunto de equações de potência reativa em (4.1), obtém-se:

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \cdot \Delta\theta + J_{QV} \cdot \Delta V \quad (4.5)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \cdot (-J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}) \cdot \Delta V + J_{QV} \cdot \Delta V \quad (4.6)$$

$$\Delta Q = (J_{QV} + J_{Q\theta} \cdot (-J_{P\theta}^{-1}) \cdot J_{PV}) \cdot \Delta V \quad (4.7)$$

Assim, define a matriz de sensibilidade QV denominada de J_{SQV} :

$$J_{SQV} = J_{QV} + J_{Q\theta} \cdot (-J_{P\theta}^{-1}) \cdot J_{PV} \quad (4.8)$$

Assumindo a transformação de similaridade para a matriz J_{SQV} , tem-se:

$$J_{SQV} = \Phi \cdot \Lambda \cdot \Psi \quad (4.9)$$

$$J_{SQV}^{-1} = \Phi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \Psi \quad (4.10)$$

Assim, pode-se escrever a partir de (4.7), (4.8) e (4.10):

$$\Delta V = \Phi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \Psi \cdot \Delta Q \quad (4.11)$$

Ainda, segundo [77], se os autovalores da matriz J_{SQV} forem dispostos em ordem crescente do valor de seus módulos e o primeiro autovalor, λ_1 , for sensivelmente menor que os demais autovalores, a equação (4.11) pode ser reescrita a partir da composição dos autovetores associados ao autovalor λ_1 . Logo:

$$\Delta V \approx \frac{(\phi_1 \cdot \psi_1)}{\lambda_1} \cdot \Delta Q \quad (4.12)$$

onde, ϕ_1 é um vetor coluna ($n \times 1$) sendo o k -ésimo elemento associado a barra k do sistema e ψ_1 é um vetor linha ($1 \times n$) em que o m -ésimo elemento está associado a barra m do sistema, ambos associados ao menor autovalor do sistema, λ_1 .

A equação (4.12), por sua vez, pode ser reescrita na forma matricial:

$$\frac{\Delta V}{\Delta Q} \approx \begin{bmatrix} \phi_{11} \cdot \frac{\psi_{11}}{\lambda_1} & \phi_{11} \cdot \frac{\psi_{12}}{\lambda_1} & \dots & \phi_{11} \cdot \frac{\psi_{1n}}{\lambda_1} \\ \phi_{21} \cdot \frac{\psi_{11}}{\lambda_1} & \phi_{21} \cdot \frac{\psi_{12}}{\lambda_1} & \dots & \phi_{21} \cdot \frac{\psi_{1n}}{\lambda_1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_{n1} \cdot \frac{\psi_{11}}{\lambda_1} & \phi_{n1} \cdot \frac{\psi_{12}}{\lambda_1} & \dots & \phi_{n1} \cdot \frac{\psi_{1n}}{\lambda_1} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Observa-se em (4.13) que as linhas da matriz apresentam a sensibilidade de tensão de uma barra k qualquer em relação às injeções de potência reativa em todas as barras. Por outro lado, as colunas da matriz representam a sensibilidade das tensões de todas as barras em relação à injeção de potência reativa em uma barra m qualquer.

Verifica-se ainda, após uma análise cuidadosa, que as linhas da matriz são formadas por elementos idênticos, sendo cada linha multiplicada pelo respectivo autovetor à direita. Isto fica evidenciado na equação (4.14).

$$\frac{\Delta V}{\Delta Q} \approx \phi_1 \cdot \frac{1}{\lambda_1} \cdot \psi_1 \approx \begin{bmatrix} \phi_{11} \\ \phi_{21} \\ \vdots \\ \phi_{n1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\psi_{11}}{\lambda_1} & \frac{\psi_{12}}{\lambda_1} & \dots & \frac{\psi_{1n}}{\lambda_1} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Como a matriz J_{SQV} é formada a partir da matriz jacobiana estendida e esta é uma matriz simétrica e real, logo, todos os autovalores e autovetores da matriz jacobiana estendida serão reais, bem como para a matriz J_{SQV} . Disto, se todos os autovalores e autovetores da matriz J_{SQV} são reais, então as linhas da matriz em (4.13) são colineares. Este fato auxilia na determinação das áreas de controle do sistema.

4.4.3 Seleção de Áreas de Controle de Tensão

A análise dos elementos presentes no autovetores à direita da matriz J_{SQV} pode fornecer informações sobre a sensibilidade de tensão do sistema quanto à variação de potência reativa. A visualização gráfica do diagrama formado pela amplitude e fase do elemento Φ_{ki} do autovetor à direita associado ao autovalor λ_i , para uma mesma variável de saída, é comumente chamado de *Mode-shape* [69, 77].

Conforme apresentado em [77], a identificação de áreas de controle de tensão utiliza-se das características reais dos elementos dos autovetores da Jacobiana J_{sqv} para identificar áreas coerentes através da análise dos *mode-shapes* do sistema. Disto, para cada autovalor do sistema, duas áreas de controle podem ser definidas, onde, os elementos positivos do autovalor à direita formam uma área de controle, enquanto os elementos negativos formam uma segunda área de controle.

Em função da inclusão das equações de potência reativa de todas as barras do sistema, incluindo barras PV e a barra Swing, o sistema de equações torna-se mal condicionado. Isto pode ser observado ao se analisar o *mode-shape* associado ao menor autovalor do sistema, o qual indica um acoplamento entre todas as barras do sistema.

Considerando o sistema teste IEEE14, como ilustração, a Figura 4.5 apresenta o *mode-shape* associado ao menor autovalor. Observa-se que todos os elementos do autovetor à direita possuem magnitudes semelhantes e sentidos iguais, o que indica o acoplamento do sistema em função da inclusão da equação da barra swing.

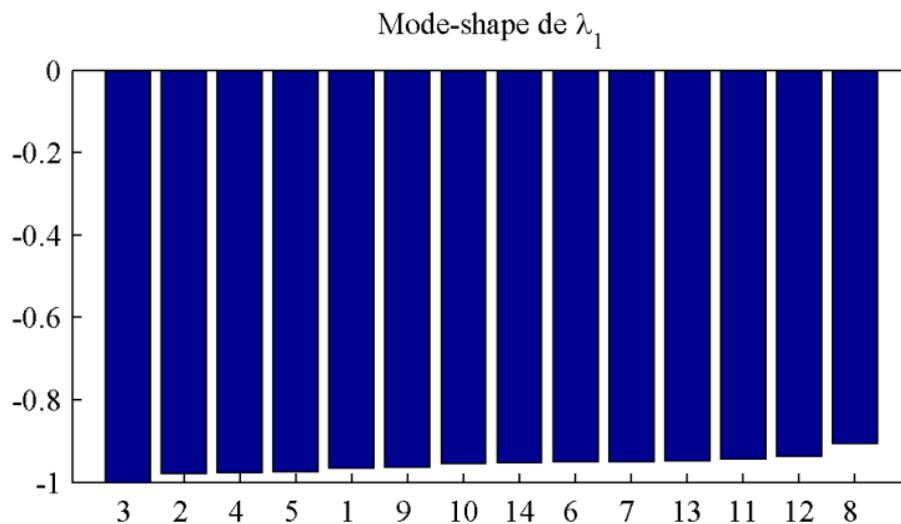


Figura 4.5 – *Mode-shape* do autovalor λ_1 para o sistema IEEE14

No entanto, a partir da análise dos autovetores à direita associados aos demais autovalores do sistema, a identificação de áreas de controle torna-se mais clara, vide Figura 4.6 e Figura 4.7.

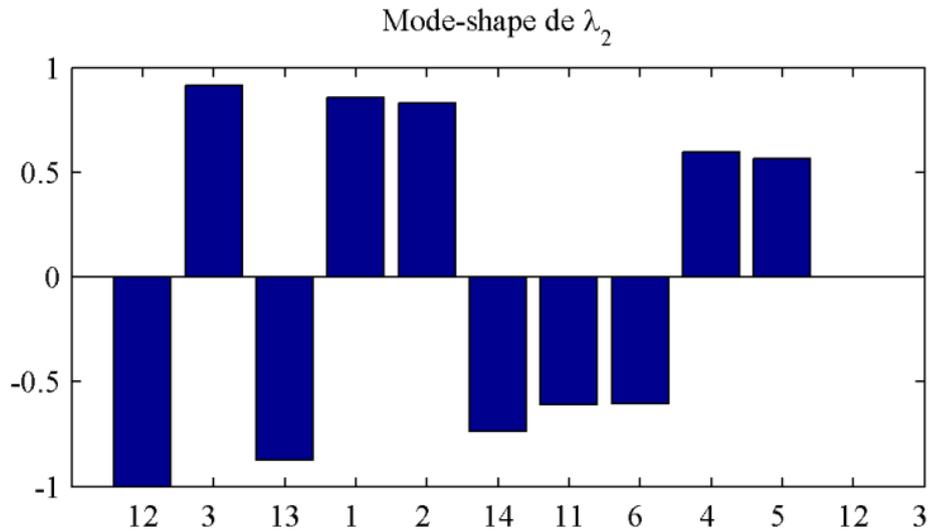


Figura 4.6 – *Mode-shape* do autovalor λ_2 para o sistema IEEE14

Observando o *mode-shape* do autovalor λ_2 dado pela Figura 4.6, verifica-se que o sistema pode ser dividido em dois grupos. Um composto pelas Barras 12, 13, 14, 11 e 6, e o outro grupo formado pelas Barras 3, 1, 2, 4, 5.

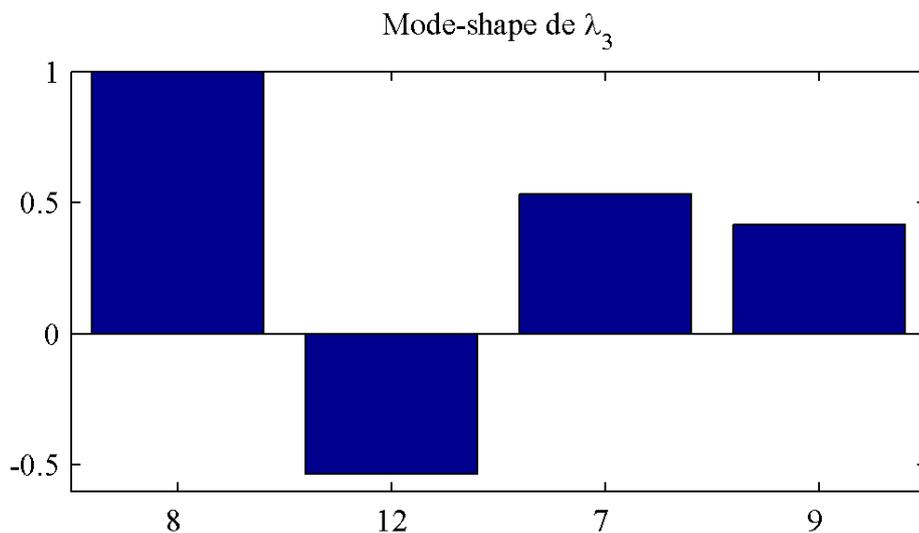


Figura 4.7 – *Mode-shape* do autovalor λ_3 para o sistema IEEE14

No entanto, a análise do *mode-shape* do autovalor λ_3 do sistema dado pela Figura 4.7 revela um terceiro grupo de barras de controle, uma vez que estes não aparecem vinculados com nenhum dos outros dois grupos já definidos. Logo, definem-se as Barras 8, 7 e 9 como um terceiro grupo. A Tabela 4.1 resume as áreas estabelecidas pela a análise dos três menores autovalores do sistema IEEE14.

TABELA 4.1 – ÁREAS DE CONTROLE DEFINIDAS PELOS AUTOVALORES DE J_{sqv}

| Áreas | Barras PQ | Barras PV |
|-------|----------------|-----------|
| A | 12, 13, 14, 11 | 6 |
| B | 4, 5 | 3, 1, 2 |
| C | 7, 9 | 8 |

O processo de identificação de áreas de controle pode ser facilmente aplicado para sistemas de potência de grande porte, como o sistema IEEE118. Nestes casos, o processo de análise dos autovetores associados aos menores autovalores do sistema deve ser realizado sucessivamente até que todas as barras, ou um percentual das barras, estejam associadas a alguma área de controle de tensão.

Aplicando-se a análise dos *mode-shapes* dos menores autovalores do sistema IEEE118, três áreas de controle podem ser identificadas, conforme descrito na Tabela 4.2

TABELA 4.2 – ÁREAS DE CONTROLE PARA O SISTEMA IEEE118

| Área | Barras de carga | Barras de Geração |
|------|--|---|
| 1 | 71, 73, 78, 79, 82, 83, 84, 86, 88, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 101, 102, 106, 108, 109, 118 | 76, 77, 80, 85, 87, 89, 90, 91, 92, 99, 100, 103, 104, 105, 107, 110, 111, 112 |
| 2 | 2, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 14, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 28, 29, 30, 33, 114, 115, 117 | 1, 4, 6, 8, 10, 12, 15, 18, 19, 25, 26, 27, 31, 32, 113 |
| 3 | 41, 43, 44, 45, 47, 48, 50, 51, 52, 53, 57, 58, 60, 63, 64, 67 | 42, 46, 49, 54, 55, 56, 59, 61, 62, 65, 66 |

Observa-se, no entanto, que para todas as três áreas identificadas há um grande número de barras de carga e barras de geração associadas. Isto implica em dificuldades na coordenação dos elementos de controle presentes.

4.4.4 Seleção de Subáreas de Controle de Tensão

Conforme observado, sistemas de grande porte necessitam de uma atenção especial, uma vez que as áreas identificadas pelo *mode-shape* são compostas por um grande número de barras. Portanto, além da definição das áreas de controle, faz-se necessário a identificação de subáreas de controle de tensão de forma a facilitar a coordenação dos elementos de controle e permitir o controle da potência reativa de forma local.

Desta forma, uma extensão da análise dos *mode-shapes* do sistema pode ser empregada, de acordo com o proposto em [78, 79]. Logo, para uma determinada área de controle de tensão, podem-se definir subáreas de controle compostas pelas barras com *mode-shapes* de magnitudes semelhantes. Ou seja, isto significa compor uma subárea através dos barramentos que sofrem variações de tensão similares para uma mesma variação de potência reativa injetada na área em análise.

Supondo uma análise para a Área 3 do sistema IEEE118 (Tabela 4.2), definida pelo *mode-shape* do autovalor λ_3 (terceiro menor), a Figura 4.8 apresenta os primeiros elementos do autovetor à direita associado a este autovalor. No gráfico, as barras em azul estão associadas a barramentos de carga do sistema, já as barras em vermelho estão associadas aos barramentos com controle de potência reativa, como geradores ou compensadores síncronos.

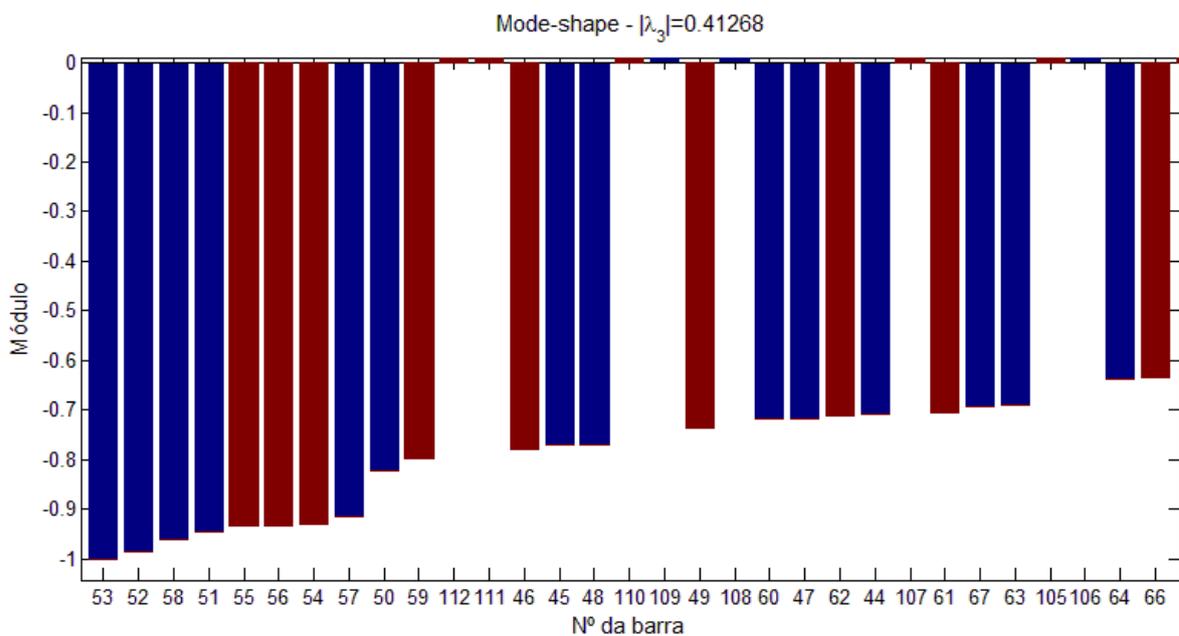


Figura 4.8 – Primeiros elementos do *mode-shape* da Área 3

Verifica-se visualmente que as primeiras oito barras do modo possuem módulos muito próximos, sugerindo um maior acoplamento entre estas (Barras 53 a 57 na Figura 4.8), se comparado com as demais barras desta mesma área. Portanto, dada uma variação de potência reativa nesta área, o primeiro grupo de barras sofrerá variações aproximadamente iguais, além de serem as mais influenciadas por esta variação. As demais barras desta mesma área sofrerão variações no mesmo sentido, porém com uma amplitude menor. Desta forma, os primeiros oito barramentos do sistema devem ser agrupados em uma subárea de controle.

Além disto, nota-se que as barras de carga 53, 52, 58 e 51 são as mais propícias a eventuais quedas de tensão devido ao aumento de carga. Em contrapartida, as barras de geração 55, 56 e 54 são as barras candidatas ao controle de tensão desta subárea. A similaridade entre os módulos dos elementos associados a estas barras de geração são um indicativo de que estas devem atuar de forma conjunta de modo a evitar a extrapolação de limites de geração de potência reativa de uma ou outra máquina.

Além das considerações discutidas, a análise do *mode-shape* com maior afinidade com o barramento crítico, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, pode fornecer importantes informações acerca do comportamento do sistema e auxiliar na determinação de subáreas de controle compostas pelas barras críticas [78, 79].

TABELA 4.3 – DESCRIÇÃO DAS ÁREAS E SUBÁREAS DEFINIDAS PARA O SISTEMA IEEE 118

| Área | Subárea | Barras de carga | Barras de geração |
|------|---------|-----------------------------|---------------------------------|
| 1 | A | 106, 108, 109 | 104, 105, 107, 110, 111, 112 |
| | B | 86, 101 | 87 |
| | C | 84, 88, 93, 94, 95, 102 | 85, 87, 89, 90, 91, 92, 99, 100 |
| | D | 82, 83, 96, 98 | 89 |
| 2 | A | 2, 3, 117 | 1 |
| | B | 7, 11, 13, 14, 16 | 6, 12 |
| | C | 5, 20, 21, 28, 29, 114, 115 | 4, 31 |
| | D | 17, 22 | 8, 15, 18, 19, 27, 32, 113 |
| 3 | A | 51, 52, 53, 57, 58 | 54, 55, 56 |
| | B | 44, 45, 48 | 46, 59 |
| | C | 47, 60, 63, 64, 67 | 49, 61, 62 |

A metodologia de identificação de subáreas, brevemente discutida aqui, pode ser facilmente estendida para as demais áreas do sistema IEEE118 ou para a utilização em outro sistema elétrico. A Tabela 4.3 resume as áreas e respectivas subáreas de controle de tensão obtidas para o sistema do IEEE118.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Controle de Tensão e Potência Reativa em sistemas elétricos de potência é um aspecto importante para a operação adequada da rede elétrica. A complexidade associada a este tema não está vinculada somente ao correto desenvolvimento dos controladores primários dos elementos presentes na rede, mas também quanto a interação entre os diversos dispositivos de controle, cargas, linhas de transmissão, fontes de geração.

Neste capítulo foram discutidas algumas das questões acerca do Controle de Tensão e Potência Reativa em sistemas elétricos de potência. Em um primeiro momento, os aspectos da hierarquia de controle de tensão foram discutidos. Em seguida, apresentou-se uma breve introdução das metodologias de identificação de áreas e subáreas de controle de tensão, as quais formam as premissas para o desenvolvimento do Controle Secundário de Tensão a ser avaliado neste trabalho.

CAPÍTULO 5 – CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO BASEADO EM LÓGICA FUZZY

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nos capítulos anteriores buscou-se apresentar os conceitos básicos, ferramentas de análise, técnicas e o estado da arte dos temas que se relacionam ao estudo do Controle de Tensão e Potência Reativa de forma mais abrangente.

Os princípios básicos do CST-*Fuzzy* foram discutidos e desenvolvidos do ponto de vista da análise estática da operação do Sistema Elétrico, conforme pode ser conferido em [78] e [79]. Nestes, a proposta do CST-*Fuzzy* foi aplicada a um sistema teste, o qual foi dividido em Áreas e Subáreas de Controle de Tensão. Cada subárea possuía um Sistema *Fuzzy* independente e determinado exclusivamente para cada subárea do sistema. O desenvolvimento e discussão dos resultados obtidos utilizaram informações de modelagem estática, através de uso de fluxo de potência e análise modal.

Diante dos novos desafios enfrentados pelos sistemas elétricos atuais frente à modificação da matriz energética, a proposta do CST-*Fuzzy* é, então, revisitada com o intuito de verificar e propor soluções que sejam coerentes com os cenários futuros. Sendo assim, o estudo será aprofundado para se verificar a atuação do mesmo em um contexto de simulação dinâmica, utilizando-se os modelos matemáticos apresentados no Capítulo 3.

O presente capítulo apresenta as características e particularidades do Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* (CST-*Fuzzy*). Este busca contornar os problemas em discussão de forma a se adaptar às variações apresentadas pelo sistema e atuar de forma adequada, sem a necessidade de intervenções de um operador.

5.2 CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO BASEADO EM LÓGICA FUZZY

Nos CSTs Convencionais, em geral há duas malhas básicas de controle. A primeira refere-se a malha de Controle de Tensão, que como o nome sugere, é responsável por manter a

tensão de uma barra de referência em um valor pré-estabelecido. A barra de referência de tensão é, também, comumente denominada de Barra Piloto.

A segunda malha de controle surgiu como evolução da primeira e refere-se ao Controle de Potência Reativa por parte dos elementos de controle da área. Esta malha utiliza as informações de geração de Potência Reativa e potência nominal de cada elemento participante do CST-*Fuzzy*. Estas informações, em conjunto, fornecem a situação das reservas de potência reativa dos elementos envolvidos. A saída desta malha busca redistribuir as contribuições de reativos proporcionalmente entre os elementos com base na situação das reservas de reativos, diferentemente do CST-Convencional, o qual baseia-se somente na capacidade nominal dos equipamentos.

A união das duas malhas de controle é responsável pela manutenção da tensão da Barra Piloto, ao passo que busca realizar o ajuste dos elementos de controle de forma proporcional, evitando exigir grandes contribuições de equipamentos com menor capacidade.

De forma geral, a filosofia do Sistema *Fuzzy* desenvolvido para o Controle Secundário de Tensão é similar ao CST convencional. Todavia, de modo a refletir eventuais modificações no perfil de tensão da região de maneira mais fidedigna, o conceito de Barra Piloto é substituído pela utilização da informação de tensão de diversos barramentos ao mesmo tempo. Este aspecto, permite, ainda, que possíveis alterações de localização da Barra Piloto sejam minimizadas.

Com respeito ao controle da Potência Reativa, o CST-*Fuzzy* busca gerenciar as reservas de reativos com base na observação da sensibilidade de cada elemento participante do controle e nos limites de Geração de Potência Reativa destes. Deste modo, o CST-*Fuzzy* procura, indiretamente, preservar a margem de carregamento do sistema durante eventuais variações de carga ao longo da rede.

A construção de um Sistema *Fuzzy* requer a criação de regras e identificação adequada das variáveis de entrada e saída, bem como a definição das funções de pertinência associada as variáveis. Estes aspectos exigem um conhecimento prévio da operação do sistema elétrico ao qual este será aplicado. Uma forma de contornar a dependência de uma base de conhecimento específica para a construção dos sistemas *fuzzy* é através da utilização de técnicas de análise de sensibilidade, como é o caso da análise modal apresentada anteriormente.

Portanto, a seguir serão apresentados os diversos módulos que compõem o Sistema *Fuzzy* associado ao CST e todas as suas particularidades com relação a forma de

desenvolvimento. A interação do CST-*Fuzzy* com seus módulos internos e a sua interação com os modelos matemáticos dos elementos de controle também serão apresentados. Uma discussão, quanto a identificação dos barramentos de referência e de controle para cada subárea do sistema, também será realizada, uma vez que o CST proposto deve adaptar-se ao sistema.

5.2.1 O Sistema *Fuzzy* para o Controle Secundário de Tensão

Um dos benefícios dos Sistemas *Fuzzy* é a capacidade de gerenciar, de maneira prática, múltiplas variáveis de entrada e saída através de um banco de regras desenvolvido com base no conhecimento do problema a ser solucionado.

No contexto do Controle Secundário de Tensão, isto cria a oportunidade para a utilização, não somente de informações das magnitudes das tensões nas barras de carga mais sensíveis, mas também das informações de geração e limites de potência reativa das máquinas – ou outros elementos de controle – como variáveis de entrada do problema. Em um cenário onde as possibilidades de variações dos fluxos na rede, decorrentes da entrada ou saída de uma unidade geradora, são elevadas, a utilização de um número maior de informações pode ser desejada.

Evidentemente, a inclusão de um número maior de variáveis de entrada no Sistema *Fuzzy* adiciona uma maior complexidade na definição do banco de regras. Além disso, há uma complicação inerente aos CSTs relacionada com a coordenação das ações de controle dos ECTs frente a manutenção do perfil de tensão e Reserva de Potência Reativa.

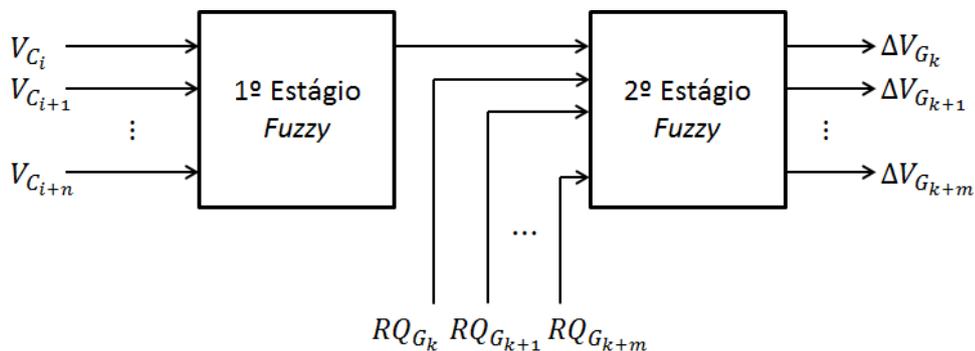


Figura 5.1 – Esquema de controle secundário de tensão aplicado a uma subárea

Logo, para a minimização da dificuldade do problema a ser resolvido, além da divisão do sistema elétrico em áreas e subáreas de controle de tensão, o CST-*Fuzzy* desenvolvido considera dois estágios de controle para cada subárea. O primeiro estágio está relacionado

puramente com o Controle Secundário de Tensão. Este incorpora as regras de controle do sistema *fuzzy* baseado nas tensões das barras de carga da subárea. O segundo estágio é responsável pela definição das regras e direções de atuação dos elementos de controle com base na saída do estágio anterior e nas informações das reservas de potência reativa das máquinas participantes do controle da subárea. O diagrama de blocos da malha de controle aplicado às subáreas é apresentado na Figura 5.1.

Conforme observado na Figura 5.1, o primeiro estágio possui um número de entradas associada à quantidade de barras de referência da Subárea de Controle. A saída deste estágio é representada por uma única variável, a qual indica a situação do perfil de tensão na região, sugerindo a necessidade ou não de atuação dos elementos de controle.

A saída do primeiro estágio é utilizada como variável de entrada do segundo estágio. Esta variável somada à situação das reservas de Geração de Potência Reativa dos elementos de controle da subárea compõem as variáveis de entrada do segundo estágio. Já para as saídas do segundo estágio, estas representam as variações no sinal de referência dos elementos de controle de tensão.

A determinação das variáveis associadas à Reserva de Potência Reativa utiliza a informação dos limites operativos dos elementos de controle e a geração de Potência Reativa atualizada, conforme a equação (5.1):

$$RQ_{G_k} = \frac{Q_{G_k} - Q_{k_{\min}}}{Q_{k_{\max}} - Q_{k_{\min}}} \quad (5.1)$$

onde RQ_{G_k} é a reserva de potência reativa, Q_{G_k} é a geração atual de potência reativa, $Q_{k_{\min}}$ e $Q_{k_{\max}}$ são os limites de geração de potência reativa.

Nas subseções a seguir, serão apresentados os princípios utilizados para a definição e escolha das variáveis de entrada do sistema *fuzzy*. Além disso, serão discutidas as premissas para a criação do banco de regras de forma automática. Estes fatores diferem bastante da abordagem realizada anteriormente, em [78, 79], e são cruciais para o desenvolvimento do presente trabalho.

Para maiores detalhes quanto às características relacionadas às funções de pertinência definidas para os estágios do sistema *fuzzy* e demais conceitos teóricos relacionados a Lógica *Fuzzy*, recomenda-se a leitura das referências [78] e [79].

5.2.1.1 Definição das Variáveis de Entrada dos Estágios

Não há como negar que diferentes barramentos de um sistema possuem sensibilidade de tensão diferentes com respeito à variação de potência reativa em pontos distintos da rede. Dentro de uma área ou subárea, estas particularidades podem ser observadas pela análise da magnitude do *mode-shape* associado ao barramento ou pela análise de fatores de participação. Em um Sistema *Fuzzy*, esta característica pode ser incorporada, não somente na formação das regras, mas também na definição das funções de pertinência que tratam as variáveis de entrada.

Portanto, para um sistema elétrico de potência qualquer, as Subáreas de Controle de Tensão são compostas por quantidades diferentes de barramentos de carga ou de elementos de controle. Sendo assim, cada Sistema *Fuzzy* carrega características e informações individuais de cada subárea de controle. Isto implica em bases de regras de dimensões diferentes, bem como regras específicas para lidar com cada situação.

Evidentemente, dado o contexto de sistemas de grande porte, uma abordagem que inclua todos os elementos possíveis exige Sistemas *Fuzzy* com um banco de regras de grande dimensão e devidamente construído de modo a refletir as variações do sistema.

No entanto, de forma a limitar o número de variáveis de entrada e reduzir a complexidade na definição da base de regras de cada estágio de controle *Fuzzy*, adotou-se o limite máximo de quatro barramentos de referência de tensão para o primeiro estágio e quatro elementos de controle de tensão para o segundo estágio. Estas variáveis são escolhidas com base da magnitude do *mode-shape* e em seus fatores de participação. A limitação na quantidade de variáveis de entrada para os estágios limita a dimensão da base de regras do sistema *fuzzy* e permite que o algoritmo de criação automática de regras seja desenvolvido de maneira mais simples.

Com a respectiva abordagem, o perfil de tensão da subárea continua sendo devidamente representado, uma vez que são observados os 4 barramentos mais sensíveis da subárea. Quanto aos elementos de controle, a utilização desta abordagem prioriza as máquinas mais sensíveis, de modo a garantir não somente o controle da tensão, como também o gerenciamento das reservas de Potência Reativa.

A inserção de Fontes Intermitentes de energia modifica o fluxo de potência do sistema e, conseqüentemente, a composição e/ou nível de influência dos barramentos dentro de uma Subárea de Controle de Tensão. Desta maneira, dependendo da situação do sistema, diferentes barramentos de carga poderão compor os barramentos de referência de tensão – variáveis de entrada do primeiro estágio. O mesmo é válido para os elementos de controle associados ao segundo estágio do sistema *Fuzzy*.

Diante do exposto, a estratégia adotada busca ordenar as variáveis de entrada de ambos os estágios de acordo com a magnitude observada no *mode-shape* associado à subárea. Com isto, as variáveis mais sensíveis correspondem às primeiras posições de entradas nos respectivos estágios de controle. Conseqüentemente, a base de regras do sistema pode ser desenvolvida com base na posição, sem correlação com a origem da informação, evitando-se a necessidade de modificação da base de regras em função da variação nas características do sistema. Além disso, esta abordagem cria a possibilidade de substituição, quando necessário, das barras de referência e elementos de controle em caso de modificação na composição da subárea.

5.2.1.2 Premissas para a Criação do Banco de Regras

Em um Sistema *Fuzzy* qualquer, a quantidade de variáveis de entrada e funções de pertinência a elas associadas determinam o número de regras necessárias para cobrir todas as combinações possíveis. De modo geral, em um sistema com n variáveis de entradas com características semelhantes e n_{MF} funções de pertinências, a quantidade de regras *Fuzzy*, N_{regras} , pode ser determinado conforme a equação (5.2):

$$N_{regras} = (n_{MF})^n \quad (5.2)$$

Sendo assim, torna-se evidente que o crescimento no número de regras é muito sensível quanto ao número de variáveis de entrada do sistema. Isto reforça a limitação do número de barramentos utilizados como referência de tensão ou elementos de controle considerados para cada subárea.

Entretanto, pensando em sistemas de grande porte, i.e., com uma grande quantidade de Subáreas de Controle de Tensão, a definição do banco de regras para cada subsistema *fuzzy* exige um enorme esforço. Além disso, após a finalização do sistema *fuzzy*, o mesmo se torna

uma ferramenta dedicada para um único sistema. Logo, para cada sistema de potência diferente, um novo processo de criação de regras deve ser executado.

O desenvolvimento de cada Sistema *Fuzzy* deve ser realizado cuidadosamente a partir do entendimento e/ou conhecimento prévio do comportamento do sistema. No entanto, na ausência de experiência de um sistema específico, a criação do banco de regras pode ser facilitada através de informações obtidas de análises estáticas, como a análise modal apresentada da Seção 4.4.2.

A análise modal permite acessar informações valiosas quanto à sensibilidade da variação de tensão das barras com relação à variação de potência reativa, independentemente das características da topologia do sistema. Desta forma, cria-se a possibilidade de criação de uma ferramenta que construa a base de regras dos sistemas *fuzzy* de maneira automática, com base em conhecimentos prévios obtidos da análise modal dos autovetores do sistema.

Na prática, a base de regras *fuzzy* é construída através de uma base de conhecimento desenvolvida previamente, a qual pode ser tratada como uma série de premissas para a criação das regras para cada estágio do sistema *fuzzy*.

Para o primeiro estágio de controle, as premissas estabelecidas para a construção das regras *fuzzy* são elencadas a seguir:

- O impacto na variável de saída de uma única barra de referência com tensão fora dos limites operativos será dependente da magnitude deste elemento no *mode-shape* e da quantidade de barras de referência consideradas para a subárea. Ou seja, a posição e a quantidade de variáveis de entrada são essenciais para a definição das consequências das regras *Fuzzy*.
- Quanto maior o número de barras de referência com tensões fora dos limites operativos, maior deverá ser a ação de controle requerida pela subárea;
- A posição da variável de entrada indica a magnitude do impacto na variável de saída, i.e., barras mais sensíveis exigirão maior peso na resposta da subárea;
- Na ausência de barramentos fora dos limites, a saída indicará a possibilidade de manter-se a tensão;
- A magnitude da saída será proporcional à quantidade de variáveis de entrada. Ou seja, quanto mais barras de referência, menor o impacto de uma única barra;

Já para o 2º estágio de controle, este é dependente da saída do estágio anterior e da informação das reservas de geração de potência reativa de cada elemento de controle. A variável de entrada proveniente do primeiro estágio de controle define apenas o grau de necessidade de controle baseado na informação de tensão das barras de referência. Por outro lado, no segundo estágio, as regras devem cumprir as ações requeridas, mantendo-se a coordenação na ação dos elementos e, concomitantemente, evitando violar os limites de geração de reativos de cada elemento participante. Além disso, dentro do possível, as regras devem buscar a preservação da reserva de reativo através da redistribuição da geração de potência reativa. Logo, tem-se as seguintes premissas para a criação das regras:

- As barras de geração com as maiores magnitudes dentro do *mode-shape* são as destinadas a dar a maior contribuição ao controle;
- Quando há a necessidade de ações de controle em Subáreas com mais de um elemento de controle, busca-se redistribuir a contribuição de potência reativa;
- Quanto maior for a necessidade de uma ação de controle, indicado pela saída do 1º estágio, maior será a contribuição dos elementos de controle;
- Quanto maior for a disponibilidade de reserva de Potência Reativa de um elemento, maior será a sua contribuição;
- Em Subáreas com mais de um elemento de controle, busca-se recuperar a reserva de potência reativa do elemento que esteja próximo aos seus limites;
- Caso as tensões da subárea estejam adequadas, indicando a não necessidade de ação de controle, as regras buscam direcionar a uma atuação que recupere, ao menos, uma parcela da reserva de potência reativa da subárea;

5.2.2 Identificação Automática de Áreas e Subáreas de Controle

Um dos pilares de um Controle Secundário de Tensão é a correta identificação das barras de referência de tensão das áreas de controle e, conseqüentemente, dos elementos mais susceptíveis a efetuar as ações de controle na respectiva área. O mesmo ocorre com o CST-*Fuzzy*, porém, conforme discutido previamente, a nova perspectiva dos sistemas de potência frente à entrada e saída de operação das fontes intermitentes de energia, a concepção das áreas de controle do CST passa a ser um ponto de reformulação.

A subdivisão do sistema em subáreas permite que, simultaneamente, o controle de tensão e potência reativa ocorra de forma mais localizada, criando a possibilidade de manutenção da tensão em diversos pontos do sistema. Porém, esta abordagem de forma isolada não contorna o problema de modificação na composição das áreas e alteração das barras de referência em função da alteração das características da rede.

Portanto, faz-se necessário a criação de ferramentas que permitam a identificação automática da composição das áreas e subáreas do sistema de potência, sem a dependência de estudos dedicados para cada sistema. A partir destas informações, o CST-*Fuzzy* pode ser realimentado com as barras de referências e elementos de controle de cada subárea, considerando-se as modificações nos fluxos enfrentadas pelo sistema.

Conforme apresentado no Capítulo 4, a análise modal permite a identificação das áreas de subáreas do sistema sob o ponto de vista de tensão. Para tanto, faz-se necessário a construção da Jacobiana estendida do sistema de potência, da qual é extraído os *mode-shapes* associados aos menores autovalores e, portanto, dominantes. Além disso, permite também a determinação dos Fatores de Participação de cada barra nos autovalores dominantes.

Particularmente com respeito as Áreas de Controle de Tensão, após o cálculo dos *mode-shapes* e fatores de participação, o algoritmo de identificação das áreas inicia através da seleção do modo associado ao menor autovalor.

Conforme visto na metodologia de análise modal, os elementos que formam o autovetor à direita, ou *mode-shapes*, são puramente reais. Disto, para um dado autovetor associado à um autovalor dominante, os elementos deste podem ser separados em dois grupos de elementos positivos e negativos, sendo cada grupo responsável pela formação de uma área. As áreas são formadas a partir da verificação da magnitude dos Fatores de Participação dos elementos associados à área, de modo que estes sejam maiores que uma dada tolerância.

Após a análise dos dois grupos de elementos, o processo é repetido até que todos os autovalores considerados sejam analisados ou que todos os barramentos sejam atribuídos à uma Área de Controle. Em função da redução da influência no comportamento do sistema à medida que se observa autovalores com módulos maiores, optou-se pela análise dos 4 menores autovalores do sistema.

O algoritmo por trás da ferramenta de identificação de Áreas de Controle é apresentado em forma de fluxograma através da Figura 5.2.

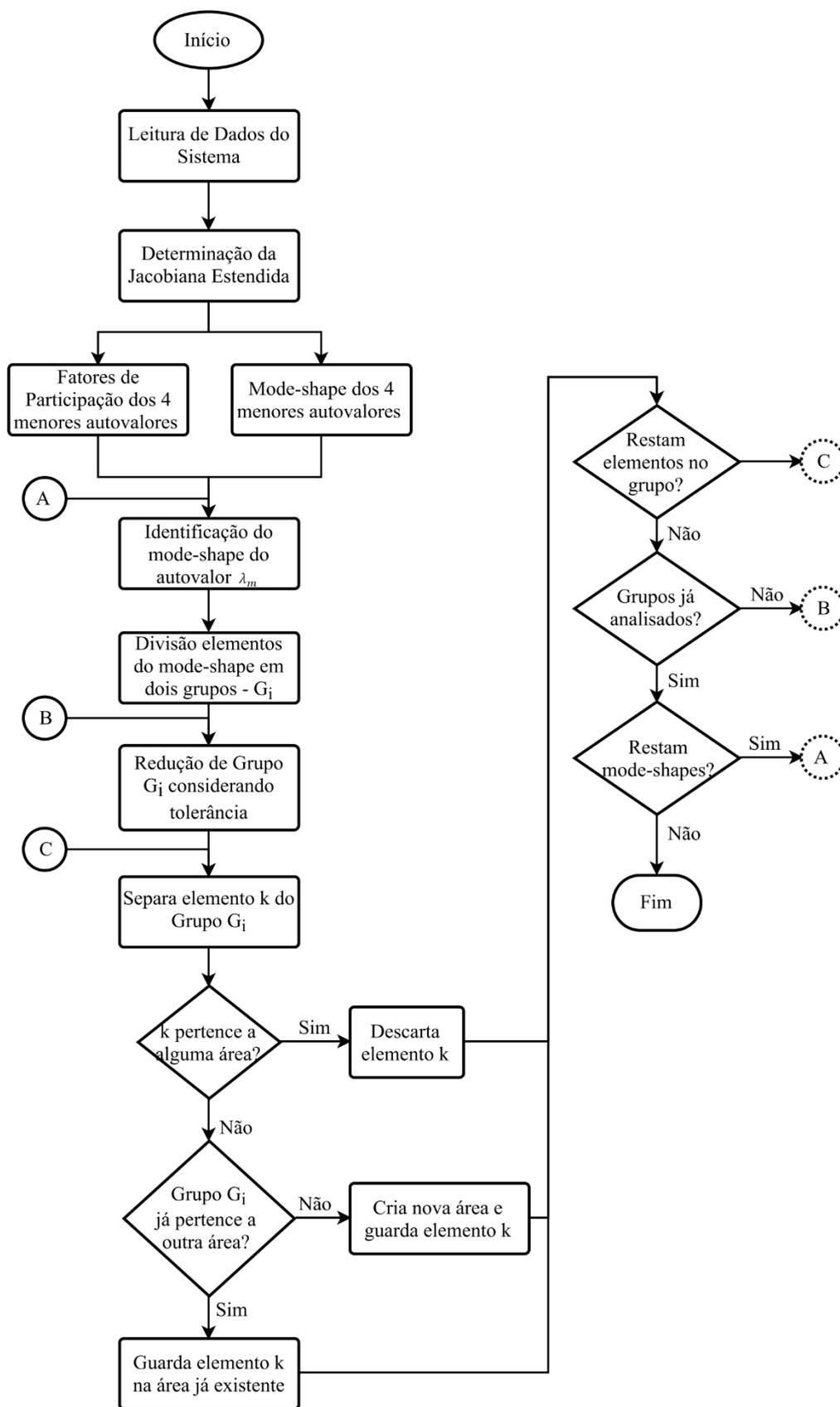


Figura 5.2 – Fluxograma do algoritmo de identificação de áreas de controle de tensão

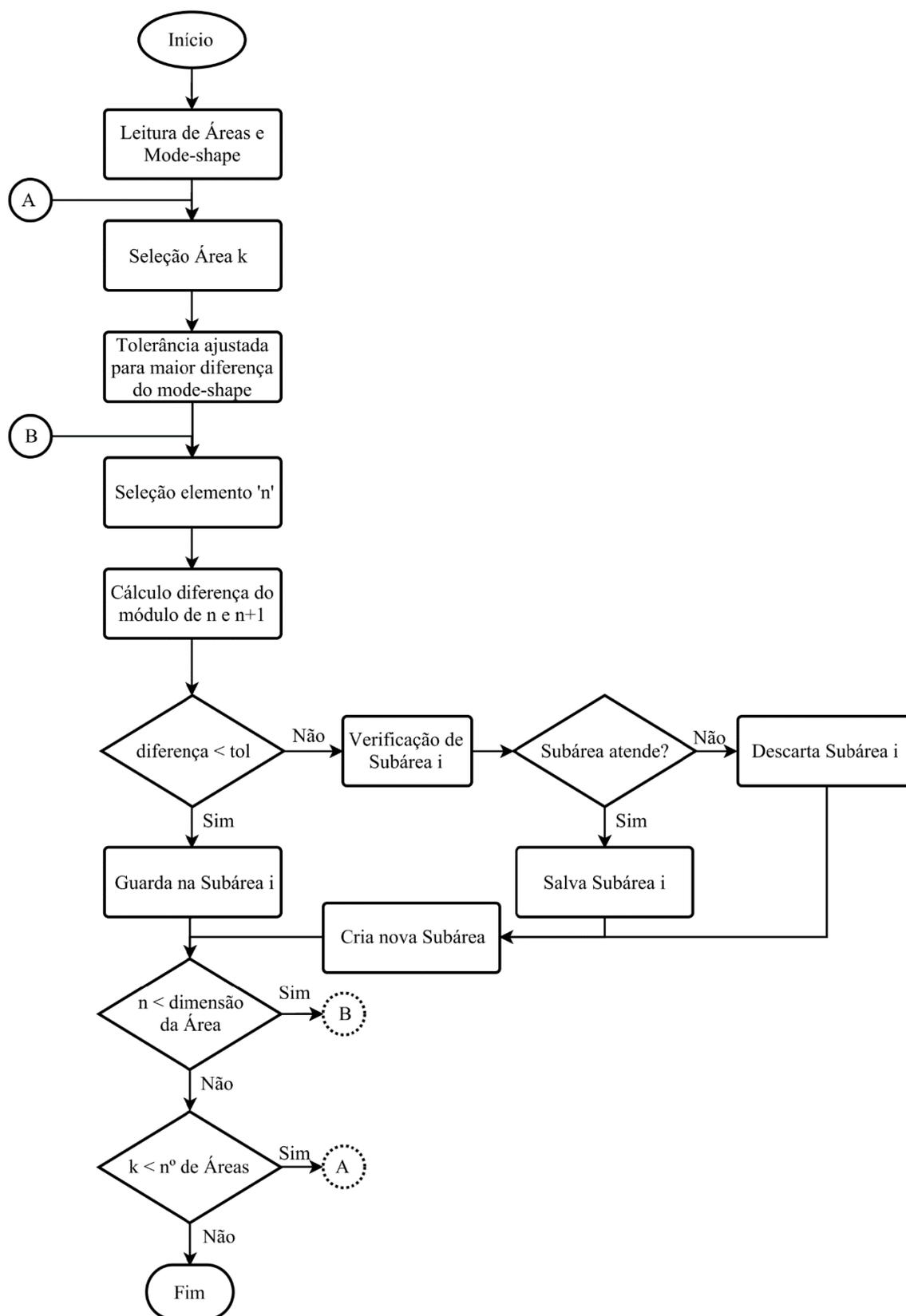


Figura 5.3 – Fluxograma do algoritmo de identificação de subáreas de controle de tensão

A identificação das Áreas de Controle do sistema, aliada à informação dos *mode-shapes*, fornecem a base de dados inicial para a ferramenta de identificação das Subáreas do sistema. Para cada Área do sistema, o algoritmo define uma tolerância máxima para a aglomeração das barras em subáreas. Esta tolerância é baseada na máxima diferença entre os módulos consecutivos dos elementos que compõe a área, ressaltando-se que o *mode-shape* é organizado em função do módulo de seus elementos.

Para uma Subárea “*i*”, calcula-se se a diferença entre o elemento “*n*” e “*n+1*” da área analisada e verifica-se se esta é menor que a tolerância. Caso a diferença seja menor, o barramento “*n*” é atribuído à Subárea “*i*” e o processo continua até que todos os elementos da Área sejam verificados e todas as Áreas sejam subdivididas. Quanto a diferença for maior que a tolerância, a Subárea “*i*” passa por uma etapa de verificação, com o intuito de analisar a composição da mesma, garantindo-se a presença de barramentos de carga e geração, i.e., de referência e controle. Caso a verificação seja positiva, a Subárea “*i*” é salva e inicia-se o processo de identificação da Subárea “*i+1*”. Isto se segue até que todas as áreas e barramentos sejam avaliados.

Assim como feito para a identificação de áreas, o algoritmo por trás da ferramenta de identificação de Subáreas de Controle de Tensão é apresentado em forma de fluxograma através da Figura 5.3.

Sendo assim, a partir dos algoritmos discutidos aqui, cria-se uma metodologia de análise e identificação automática de subáreas e, conseqüentemente, de barramentos de referência e controle de cada subárea, os quais são variáveis essenciais para o CST-*Fuzzy*.

Em um ambiente computacional, com possibilidade de acesso à diferentes variáveis, a determinação da matriz Jacobiana Estendida pode ser facilmente alcançada. No entanto, para aplicação em sistemas reais, isto exigiria um esforço adicional, uma vez que a construção da Jacobiana dependeria da presença de elementos tais como: malha de aquisição de dados, base de dados da composição do sistema e de um processo de estimação de estados. Ainda assim, a disponibilidade de acesso de tais informações, ainda que de forma *off-line*, permite a aplicação normalmente da filosofia de identificação de áreas e subáreas.

5.2.3 Interação do CST-*Fuzzy* com a modelagem dinâmica

Cada subárea de controle de tensão do sistema compreende uma malha de controle *fuzzy*. A composição de todos os sistemas *fuzzy*, por sua vez, forma o Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* responsável pelo controle de tensão e potência reativa do sistema elétrico.

A discussão realizada até aqui vislumbrou somente os conceitos teóricos de formação do CST-*Fuzzy*, desde criação de regras e seleção de variáveis, sob um contexto estático. No entanto, faz-se necessário a representação deste elemento em um contexto de simulação dinâmica, de modo aproximá-lo de um contexto de aplicação real.

Sob o ponto de vista de atuação dos CSTs convencionais, estes possuem uma resposta lenta se comparado com os controles primários, como reguladores de velocidade e tensão das máquinas síncronas. Em geral, em estudos dinâmicos, os CSTs são frequentemente tratados como elementos de atuação lenta, com impactos no período de médio à longo termo, ou seja, próximo ao regime permanente [62].

Sendo assim, a interface entre o sinal de saída dos CST-*Fuzzy* e o sistema elétrico é realizado através de um controlador Proporcional-Integrador. Este tipo de controle permite, de forma simples, que a atuação do CST-*Fuzzy* ocorra após o período transitório de elementos com características mais rápidas, sem prejudicar a estabilidade transitória do sistema. Isto é possível através do ajuste do ganho e da constante de tempo do controlador. A modelagem matemática desta conexão do Sistema *Fuzzy* com as variáveis dinâmicas do sistema é descrita pela equação (5.3):

$$\frac{d\Delta Y_z}{dt} = \frac{1}{T_z} \cdot \Delta V_g + K_z \cdot \frac{d\Delta V_g}{dt} \quad (5.3)$$

Onde:

ΔY_z : Sinal de referência do CST-*Fuzzy* [p.u.];

ΔV_g : Sinal de saída do Sistema *Fuzzy*[p.u.];

T_z : Constante de tempo do controlador PI [s];

K_z : Ganho do controlador PI [p.u.];

A variável de saída ΔY_z representa o sinal de saída do CST-*Fuzzy*. Este é somado ao sinal de referência dos elementos de controle participantes da subárea de controle, conforme representado pela Figura 5.4. A presença do controlador PI garante que, em regime permanente, o sinal resultante estabeleça-se em um valor diferente de zero, mantendo-se a modificação no sinal referência do elemento de controle.

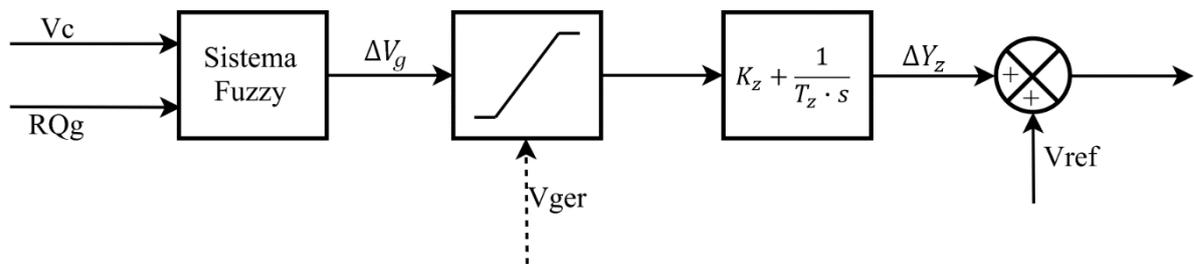


Figura 5.4 – Malha de controle do CST-*Fuzzy*

De forma geral, os conceitos e fundamentos que formam o CST-*Fuzzy* e a integração deste com o sistema de potência podem ser sintetizados em forma de fluxograma, como apresentado pela Figura 5.5

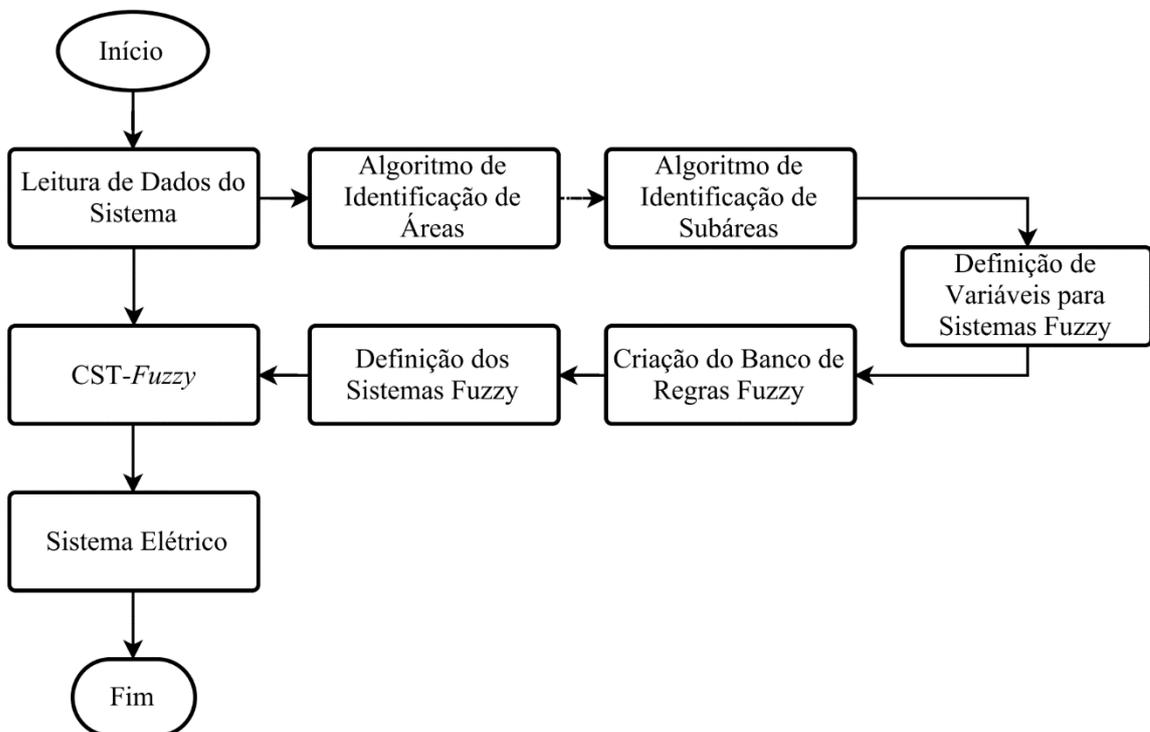


Figura 5.5 – Fluxograma de interconexão do CST-*Fuzzy* com as demais ferramentas

Observa-se, pela figura, que os Sistemas *Fuzzy* integrantes do CST-*Fuzzy* podem ser atualizados constantemente com base na leitura dos dados do sistema, conforme representado pelo *loop* no fluxograma. Isto permite considerar as variações de composição e organização das subáreas impostas pela entrada e saída dos elementos de controle, especialmente em cenários com fontes intermitentes. No entanto, ressalta-se que esta atualização está associada à um intervalo de tempo elevado para impedir a perda de estabilidade do sistema.

5.2.4 Interação do CST-*Fuzzy* com os Elementos de Controle

O CST-*Fuzzy*, conforme definição do nível de controle secundário de tensão, atua sobre os elementos através da modificação do sinal de referência das malhas de controle de tensão. Na máquina síncrona, o sinal de saída do Sistema *Fuzzy*, ΔY_z , é somado ao sinal de referência de tensão, V_{ref} , do Sistema de Excitação da máquina, conforme Figura 5.6.

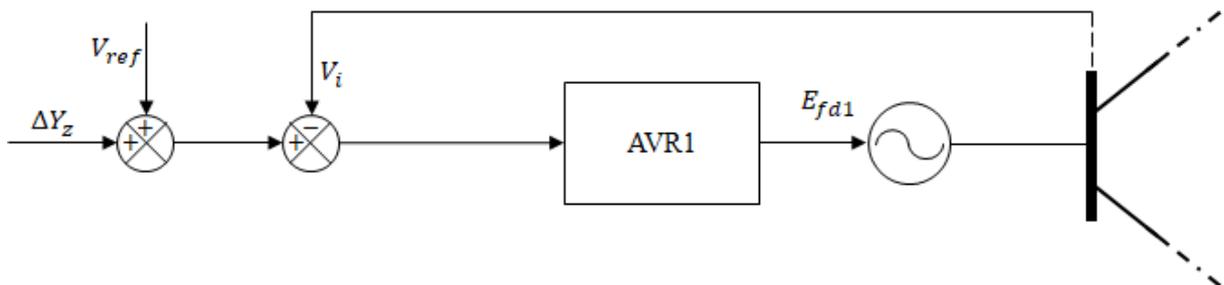


Figura 5.6 – Fluxograma de conexão do CST-*Fuzzy* com o Sistema de Excitação

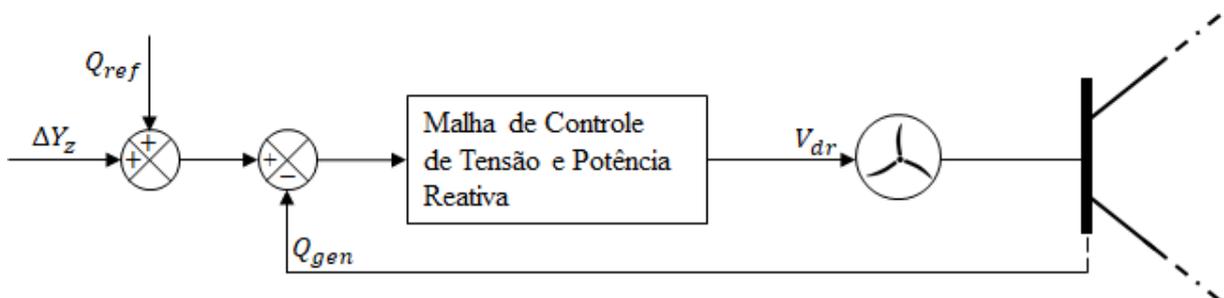


Figura 5.7 – Fluxograma de conexão do CST-*Fuzzy* com a Geração Eólica

No entanto, considerando a integração da Geração Eólica ao CST-*Fuzzy*, o sinal de saída do Sistema *Fuzzy* é somado ao sinal de referência de Geração de Potência Reativa, Q_{ref} , conforme Figura 5.7. Deste modo, o CST é responsável por modificar o FP do parque eólico, normalmente mantido em valor unitário, e permitir que este contribua com o suporte de Potência Reativa quando necessário.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresentou-se os fundamentos do Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica Fuzzy. A metodologia proposta utiliza o foco em sistemas de potência de grande porte e com a presença de fontes intermitentes de energia inseridas em larga escala. A consideração destes aspectos de forma conjunta modifica o comportamento do sistema e pode representar um obstáculo sob o ponto de vista de controle de tensão e potência reativa, ainda mais considerando as metodologias dos CSTs convencionais. Diante disto, apresentou-se uma metodologia que busca contornar os eventuais problemas existentes nestes cenários. Os resultados alcançados e análises realizadas são discutidos no capítulo a seguir.

CAPÍTULO 6 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentadas as simulações e resultados obtidos pela metodologia através da utilização do Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* aplicado em sistemas elétricos com presença de fontes intermitentes de energia em larga escala. De forma a comparar os resultados, um CST Convencional com malhas de controle de tensão e potência reativa será utilizado sobre o mesmo contexto.

Para a obtenção dos resultados discutidos neste capítulo, desenvolveu-se uma plataforma computacional de simulação dinâmica com módulos para análise estática e dinâmica. Conforme apresentado no Capítulo 3, esta plataforma contempla a modelagem dinâmica da rede elétrica, dos geradores síncronos, turbinas hidráulicas e térmicas, e ainda um modelo de turbina eólica de velocidade variável acionando um gerador do tipo DFIG. Comparações da resposta dinâmica da plataforma computacional com programas comerciais são discutidas e validadas em [81].

No entanto, para uma análise mais profunda do comportamento dos sistemas, algumas ferramentas de análise da operação em regime permanente também foram consideradas ao longo das simulações. Sob o ponto de vista de Análise de Estabilidade de Tensão, utilizou-se um fluxo de potência continuado juntamente com a técnica do vetor tangente [82-85]. Já para a análise da composição de áreas de controle de tensão, adotou-se o método de identificação por *mode-shape*, apresentado anteriormente no Capítulo 4.

6.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS TESTES

A análise dos diversos conceitos e fundamentos que cercam os temas de Controle de Tensão e Potência Reativa e, em particular, o Controle Secundário de Tensão requerem diversos níveis de observação. Ademais, adicionando-se a questão da inserção de fontes intermitentes de energia, como a Geração Eólica, cria-se um contexto ainda mais diversificado.

Portanto, de modo a cobrir os diversos aspectos dos temas discutidos neste trabalho, as simulações realizadas utilizarão um sistema pequeno e um de maior porte, sendo estes os sistemas IEEE 14 barras e o IEEE118, respectivamente. Estes sistemas são descritos brevemente a seguir.

6.2.1 Sistema IEEE 14 Barras

A identificação de áreas e subáreas de controle é crucial para a correta operação de sistemas de controle de tensão. Porém, a inserção de fontes intermitentes de energia pode modificar o comportamento do fluxo de potência na rede e, com isto, alterar a identificação das barras consideradas como referência de tensão de uma região. Neste contexto, o uso de um sistema de pequeno porte como o Sistema IEEE14 pode contribuir com informações quanto ao impacto desta alteração na característica dos sistemas elétricos, permitindo a extensão das análises para sistemas maiores.

O Sistema IEEE14 é composto de dois geradores síncronos (Barras 1 e 2), três compensadores síncronos (Barras 3, 6 e 8) e nove barramentos de carga. Ao gerador do barramento 1 foi associado um modelo de turbina hidráulica, enquanto que à máquina do barramento 2 foi associada a uma turbina térmica. As unidades geradoras e compensadores síncronos presentes da rede foram modelados dinamicamente através do modelo de Dois Eixos (Seção 3.2.2.1), as quais foram associados sistemas de excitação *Type DCIA* (Seção 3.2.3).

Os dados dinâmicos utilizados na modelagem computacional das máquinas síncronas, sistemas de excitação e reguladores de velocidade estão descritos no Apêndice A. Os dados estáticos e diagramas esquemáticos deste sistema estão disponíveis em [86].

Quando as simulações tratarem deste sistema, as eventuais alterações nas características do mesmo e/ou diferentes situações analisadas serão descritas ao longo das seções de simulações para minimizar problemas de compreensão.

6.2.1.1 Descrição dos casos analisados

As simulações envolvendo o Sistema IEEE 14, e discutidas neste trabalho, buscarão verificar o contexto da operação da rede frente aos desafios resultantes da inserção de geração eólica em larga escala. Sendo assim, os seguintes casos serão analisados:

- *Caso Base*: Sistema IEEE 14 Barras convencional;
- *Caso 1*: Sistema IEEE 14 barras com a inserção de dois parques eólicos nos barramentos 10 e 12, compostos por 60 unidades de 1 MVA e 40 unidades de 2MVA, respectivamente. Responsáveis pela injeção de 100,14 MW ao sistema, considerando uma velocidade de vento de 12 m/s. Os dados dinâmicos dos geradores eólicos estão dispostos no Apêndice B.
- *Caso 2*: Sistema teste utilizado no Caso 1 considerando uma redução na velocidade do vento na região dos parques em torno de 67%.
- *Caso 3*: Sistema utilizado no Caso 1 considerando a retirada da linha conectando os barramentos 4 e 5 do sistema.
- *Caso 4*: Sistema utilizado no Caso 1 considerando uma elevação no carregamento do sistema de 25%.
- *Caso 5*: Sistema utilizado no Caso 1 considerando o aumento de 25% do carregamento do sistema em 5s, seguido da redução da velocidade do vento de 12m/s para 5m/s em 150s do tempo de simulação.

6.2.2 Sistema IEEE 118 Barras

O conceito do Controle Secundário de Tensão pode ser amplamente aplicado em diferentes sistemas de potência. Porém, diante da dificuldade em alcançar o controle de tensão e potência reativa em pontos mais remotos de um sistema de grande porte, as grandes vantagens da aplicação do CST se mostram mais atrativas neste contexto.

Portanto, de forma a verificar os conceitos em torno do CST e criar a base para a análise posterior da inserção de Geração Eólica em larga escala, optou-se pela utilização do sistema elétrico IEEE118 (utilizado também no Capítulo 4). As informações estáticas quanto aos barramentos e linhas de transmissão podem ser encontradas em [86], enquanto que os dados dinâmicos das máquinas são apresentados no Apêndice A.

Com relação às características dinâmicas dos elementos, as unidades geradoras e compensadores síncronos presentes da rede foram modelados dinamicamente através do modelo de Dois Eixos (Seção 3.2.2.1). A estas máquinas também foram associados sistemas de excitação *Type DCIA* (Seção 3.2.3). Para as unidades geradoras, foi associado um conjunto de Turbinas/Reguladores de Velocidade utilizando-se os modelos expostos na Seção 3.2.1,

enquanto que os compensadores síncronos permaneceram sem máquina primária. A síntese da característica dos barramentos com a presença de elementos com capacidade de controle de tensão é apresentada pela Tabela 6.1.

TABELA 6.1 – DISPOSIÇÃO DAS MÁQUINAS NO SISTEMA IEEE118

| Tipo de Máquina | Barras |
|-----------------------------------|---|
| Máq. Síncrona - Térmica | 12, 31, 46, 54, 87, 103, 111 |
| Máq. Síncrona - Hidráulica | 10, 25, 26, 49, 59, 61, 65, 66, 69, 80, 89, 100 |
| Compensador Síncrono | 1, 4, 6, 8, 15, 18, 19, 24, 27, 32, 34, 36, 40, 42, 55, 56, 62, 70, 72, 73, 74, 76, 77, 85, 90, 91, 92, 99, 104, 105, 107, 110, 112, 113, 116 |

Os dados dinâmicos utilizados na modelagem computacional das máquinas síncronas, sistemas de excitação e reguladores de velocidade estão descritos no Apêndice A.

Nas subseções a seguir, os cenários considerados para análise utilizando o Sistema IEEE 118 Barras são apresentados. Além disso, para facilitar a localização ao longo da leitura dos resultados, a composição básica das barras de referência e controle associadas aos Controles Secundários de Tensão Convencional e *Fuzzy* para aplicação no sistema, foco principal de análise, são descritas separadamente. Quanto a modelagem matemática, estes seguem os modelos apresentados no Capítulo 3 e no Capítulo 5.

6.2.2.1 Descrição dos cenários, casos e eventos em estudo

As análises realizadas nas subseções a seguir foram divididas entre os dois cenários básicos, onde o primeiro trata de um sistema elétrico sem a presença de fontes intermitentes de energia. Já o segundo cenário abordará o sistema elétrico com a inserção de uma parcela considerável de Geração Eólica. Os casos analisados associados a cada cenário são apresentados a seguir:

- a) Cenário 1 - Sistemas elétricos convencionais:
 - *Caso Base*: Sistema IEEE118 no ponto inicial de operação;
 - *Caso I*: Sistema do Caso Base considerando o CST Convencional;
 - *Caso II*: Sistema do Caso Base considerando o CST-*Fuzzy*;

- *Caso III*: Sistema do Caso Base com incremento de carga dado pela Tabela 6.2;
 - *Caso IV*: Sistema do Caso III considerando CST Convencional;
 - *Caso V*: Sistema do Caso III considerando CST-*Fuzzy*.
- b) Cenário 2 - Sistemas elétricos com inserção de geração eólica:
- *Caso WP Base*: Sistema IEEE118 considerando a substituição da máquina síncrona no barramento 12 por um parque eólico composto por 40 geradores de 2 MVA e a inserção de um segundo parque no barramento 102, o qual é composto, também, por 40 geradores de 2 MVA. Ambos os parques operam com velocidade de vento média de 12 m/s;
 - *Caso WP II*: Sistema do Caso WP Base somado a um CST - Convencional;
 - *Caso WP III*: Sistema do Caso WP Base considerando um CST-*Fuzzy*;
 - *Caso WP IV*: Sistema do Caso WP Base considerando um CST-*Fuzzy* composto por máquinas síncronas e parques eólicos como participantes da malha de controle de tensão;

Para o Cenário 2, os casos expostos serão avaliados, também, quanto a reposta transitória e em regime sob a perspectiva da ocorrência de algumas perturbações. Os eventos considerados são listados a seguir:

- a) *Evento 1*: Redução abrupta da velocidade do vento de 12m/s para 5m/s na região dos parques eólicos;
- b) *Evento 2*: Aumento generalizado do carregamento no sistema aos 10s de simulação de acordo com a Tabela 6.2 , seguido de uma queda na velocidade do vento de 12m/s para 5m/s em 80s de simulação.

TABELA 6.2 – PROPORÇÕES DE AUMENTO DE CARGA

| Proporção [%] | Nº das Barras | Subárea |
|---------------|---------------|---------|
| 100 | 11 | 2B |
| 120 | 2, 3, 117 | 2A |

6.2.2.2 Composição do CST-Convencional

Em um primeiro momento, além dos controles de regulação primária, o sistema contará com um CST-Convencional, conforme a modelagem apresentada no Capítulo 3. Diante disso, de forma a garantir a operação adequada do sistema e manter a filosofia de controle, considerar-se-á as áreas de controle de tensão previamente definidas, de acordo com a análise modal.

Em resumo, o sistema teste IEEE118 foi dividido em três áreas distintas. As barras de referência de tensão, ou barras piloto, de cada área foram definidas a partir da magnitude do elemento associado à barra dentro do *mode-shape*. O mesmo foi realizado para os elementos de controle, os quais foram selecionados através dos 3 elementos mais sensíveis de cada área de controle. A Tabela 6.3 sintetiza as barras piloto e barras de controle de cada área.

TABELA 6.3 – RELAÇÃO DAS BARRAS UTILIZADAS PELO CST-CONVENCIONAL

| | Barras de Referência | Barras de Controle |
|---------------|-----------------------------|---------------------------|
| Área 1 | 109 | 110, 111, 112 |
| Área 2 | 117 | 1, 6, 12 |
| Área 3 | 52 | 54, 55, 56 |

6.2.2.3 Composição do CST-Fuzzy

Para os casos envolvendo o CST-Fuzzy, a formação deste é realizada segundo a metodologia proposta e apresentada no Capítulo 5. Conforme discutido, sua filosofia de controle se baseia na utilização da maior quantidade possível de informações acerca do sistema, de modo a permitir um controle da tensão e potência reativa de forma mais abrangente. Com isto, prioriza-se a atuação dos elementos de controle mais próximos dos barramentos com problemas de tensão. Para tanto, faz-se necessário a separação do sistema em subáreas de controle de tensão.

A composição das Áreas e Subáreas de Controle de Tensão, assim como a identificação dos barramentos considerados como referências de tensão e os respectivos elementos de controle estão descritos na Tabela 6.4.

TABELA 6.4 – RELAÇÃO DAS BARRAS UTILIZADAS PELO CST-FUZZY

| Área | Subárea | Barras de Referência | Barras de Controle |
|--------|---------|----------------------|--------------------|
| Área 1 | 1A | 108, 109 | 107, 110, 111, 112 |
| | 1B | 86 | 87 |
| | 1C | 84, 93, 94, 101 | 85, 91, 99, 100 |
| | 1D | 82, 88, 96, 98 | 89 |
| Área 2 | 2A | 2, 3, 117 | 1 |
| | 2B | 7, 11, 13, 14 | 6, 12 |
| | 2C | 5, 20, 29, 28 | 4 |
| | 2D | 22, 114, 115 | 15, 19, 27, 31 |
| Área 3 | 3A | 51, 52, 53, 58 | 54, 55, 56 |
| | 3B | 44, 45, 48 | 46, 59 |
| | 3C | 47, 60, 63, 67 | 49, 61, 62 |

6.3 DISCUSSÃO QUANTO À POTÊNCIA REATIVA E COERÊNCIA ENTRE BARRAS

6.3.1 Análise do Sistema IEEE118 para o caso base

O sistema IEEE118 não apresenta um grande carregamento para o ponto de operação inicial. Isto fica evidente quando são analisados individualmente os valores de tensão nos barramentos do mesmo, ou quando observado a distribuição estatística das tensões ao longo do sistema, conforme ilustrado pelo Figura 6.1.

Somado a isto, a Figura 6.2 apresenta a situação global das reservas de potência reativa de todas as máquinas síncronas e compensadores síncronos disponíveis no sistema IEEE118. No gráfico de barras, magnitudes próximas de 100% indicam uma proximidade do limite superior de geração de potência reativa da máquina localizada no respectivo barramento. Por outro lado, magnitudes próximas de 0% sinalizam uma proximidade do limite inferior de geração de potência reativa.

Analisando a Figura 6.2, observa-se que, em função do baixo carregamento, uma considerável parte dos elementos estão operando com grande disponibilidade de reserva de potência reativa. No entanto, há elementos que estão contribuindo com praticamente toda a

parcela possível de geração de potência reativa, sinalizando uma possibilidade de perda do suporte no caso de elevação do carregamento. Isso pode ser observado em todas as áreas de controle do sistema. Ou seja, há um claro desequilíbrio entre as contribuições de potência reativa entre os elementos do sistema.

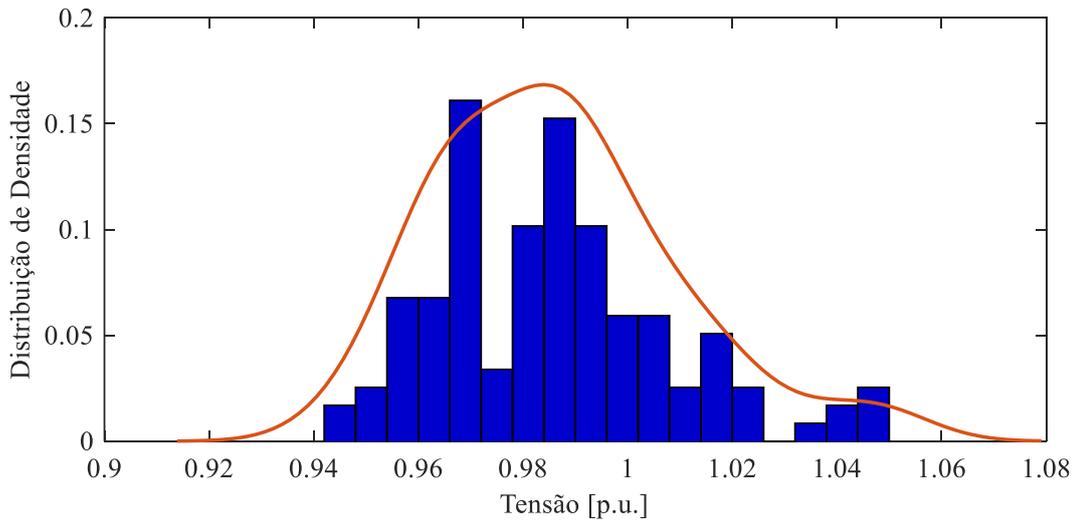


Figura 6.1 – Distribuição de densidade das tensões para o caso base do IEEE118

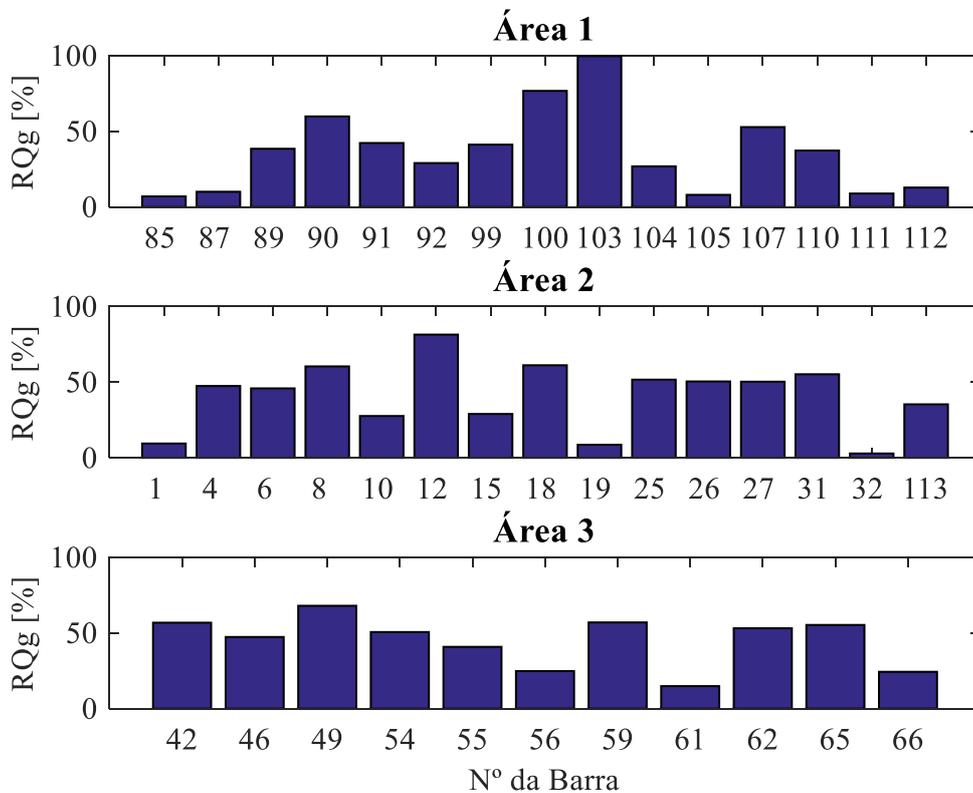


Figura 6.2 – Situação geral das reservas de potência reativa disponíveis no IEEE118 base

6.3.2 Impacto do Aumento do Carregamento em uma Área

De forma a verificar a resposta dinâmica do sistema através da plataforma de simulação desenvolvida e identificar o comportamento da tensão, o Sistema IEEE118 foi submetido a um aumento de carga em forma de degrau em alguns barramentos presentes na Área 2. A proporção e a localização do aumento de carga considerado na simulação estão apresentadas na Tabela 6.2. Esta elevação do carregamento foi considerada no instante de tempo de $t = 2s$ e um tempo de simulação de 30s foi considerado. Este caso em análise é equivalente ao Caso III, descrito na Seção 6.2.2.1 deste trabalho.

Os barramentos escolhidos para aumento do carregamento estão localizados na Área de Controle de número 2, especificamente nas Subáreas 2A e 2B, conforme agrupamento realizado no Capítulo 4 utilizando análise modal.

A Figura 6.3 ilustra o comportamento dinâmico das tensões de quatro barramentos principais da Subárea 2A, onde houve a elevação de carga do sistema. O Barramento 1 corresponde a um compensador síncrono, enquanto que as Barras 2, 3 e 117 são barras de carga da Subárea 2A. Ressalta-se que a Barra 117 foi uma das escolhidas para a elevação do carregamento desta subárea.

O gráfico mostra a tensão em p.u. no eixo vertical (de 0.92 a 0.98) e o tempo em segundos no eixo horizontal (de 0 a 30). Há uma queda abrupta de tensão em t=2s. Após o evento, as tensões se estabilizam em níveis mais baixos que os iniciais. O barramento 117 (linha amarela) apresenta a maior queda, estabilizando-se em aproximadamente 0.94 p.u. Os barramentos 2 (verde claro) e 3 (verde escuro) estabilizam-se em níveis semelhantes, entre 0.945 e 0.95 p.u. O barramento 1 (azul) estabiliza-se em aproximadamente 0.94 p.u. Uma linha tracejada vermelha indica o nível de tensão anterior ao evento, em torno de 0.95 p.u.

| Tempo [s] | Barramento 1 [p.u.] | Barramento 2 [p.u.] | Barramento 3 [p.u.] | Barramento 117 [p.u.] |
|-----------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|
| 0 | 0.955 | 0.970 | 0.968 | 0.975 |
| 2 | 0.925 | 0.935 | 0.938 | 0.925 |
| 5 | 0.940 | 0.948 | 0.945 | 0.940 |
| 10 | 0.942 | 0.950 | 0.948 | 0.940 |
| 15 | 0.942 | 0.950 | 0.948 | 0.940 |
| 20 | 0.942 | 0.950 | 0.948 | 0.940 |
| 25 | 0.942 | 0.950 | 0.948 | 0.940 |
| 30 | 0.942 | 0.950 | 0.948 | 0.940 |

Figura 6.3 – Transiente das tensões na subárea 2A

Analisando-se a Figura 6.3, nota-se que as quatro barras sofreram uma queda abrupta de tensão logo após o evento. Apesar disso, embora em valores menores que os iniciais, as tensões foram levemente restauradas através dos sistemas de excitação dos ECTs presentes na subárea, conforme observado pela resposta em regime permanente. Entretanto, mesmo com a

atuação da regulação de tensão primária, os níveis de tensão dos barramentos 1, 3 e 117, em regime permanente, se encontram abaixo dos limites operativos do sistema.

Em uma breve análise da situação dos elementos de controle de tensão em regime permanente, conforme Tabela 6.5, nota-se que boa parte das máquinas síncronas presentes nas subáreas 2A, 2B e 2C se encontram operando próximas aos seus limites de geração de potência reativa, como é o caso das máquinas presentes nas barras 1, 6 e 12. No caso do elemento presente no barramento 10, este possui uma boa margem de geração de potência reativa. No entanto, a tensão na barra está muito próxima do limite operativo, o que limita a atuação deste elemento. Em contrapartida, os demais elementos estão em situação bem mais favorável.

Porém, uma eventual tentativa de correção do perfil de tensão desta região, sem o devido acompanhamento na redução da participação das máquinas em estado operativo crítico, pode prejudicar a situação do sistema. Isto reforça a necessidade de utilização de um Controle Secundário de Tensão com o intuito de redistribuir a geração de potência reativa entre os elementos participantes.

TABELA 6.5 – SITUAÇÃO DOS ECT APÓS O AUMENTO DE CARGA

| Barra | V [p.u.] | Q_G [Mvar] | $Q_{G_{min}}$ [Mvar] | $Q_{G_{máx}}$ [Mvar] |
|----------------|-------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|
| 01 (2A) | 0,941 | 14,57 | -5,0 | 15,0 |
| 04 (2C) | 0,991 | 2,19 | -300,0 | 300,0 |
| 06 (2B) | 0,984 | 30,48 | -13,0 | 50,0 |
| 08 (2C) | 1,009 | 75,79 | -300,0 | 300,0 |
| 10 (2C) | 1,049 | -41,20 | -147,0 | 200,0 |
| 12 (2B) | 0,977 | 115,7 | -35,0 | 120,0 |

6.3.3 Análise de Coerência das Áreas e Subáreas

Através da análise modal da matriz Jacobiana do sistema, apresentada na Seção 4.4, o sistema elétrico pode ser dividido em diversas áreas e subáreas de controle de tensão baseado na sensibilidade da tensão em relação a variação de potência reativa apresentada pelos barramentos do sistema.

Complementando as análises realizadas na subseção anterior, a elevação de carga proposta para as subáreas 2A e 2B, conforme Tabela 6.2, devem impactar nas oscilações de tensão dos barramentos presentes nos arredores do evento de maneira muito mais efetiva do que em elementos menos sensíveis, i.e., de regiões mais distantes. Isto ficou evidente na Figura 6.3, onde o aumento de carga proposto provocou oscilações semelhantes nas tensões dos diferentes barramentos presentes na subárea de controle 2A.

Conforme discutido previamente, considerando um autovalor dominante, áreas e subáreas de controle diferentes podem ser definidas a partir da análise dos módulos dos elementos do autovetor à direita relacionado ao autovalor em análise. No caso das áreas, o sentido dos elementos do autovetor identifica a área. Já no caso das subáreas, verifica-se certa similaridade entre os módulos dos elementos dentro de uma mesma área de controle.

Sendo assim, para uma mesma perturbação no sistema, barramentos de áreas distintas deverão apresentar oscilações das tensões com sentidos diferentes. Enquanto que as subáreas de uma mesma área deverão apresentar pequenas diferenças entre as oscilações das tensões.

Considerando o mesmo aumento de carga dado pela Tabela 6.2, a Figura 6.4 ilustra o comportamento das tensões nos barramentos 53 (subárea 3A) e 112 (subárea 1A). De forma a melhor observar as oscilações, as tensões destas barras foram adequadas individualmente utilizando normalização estatística.

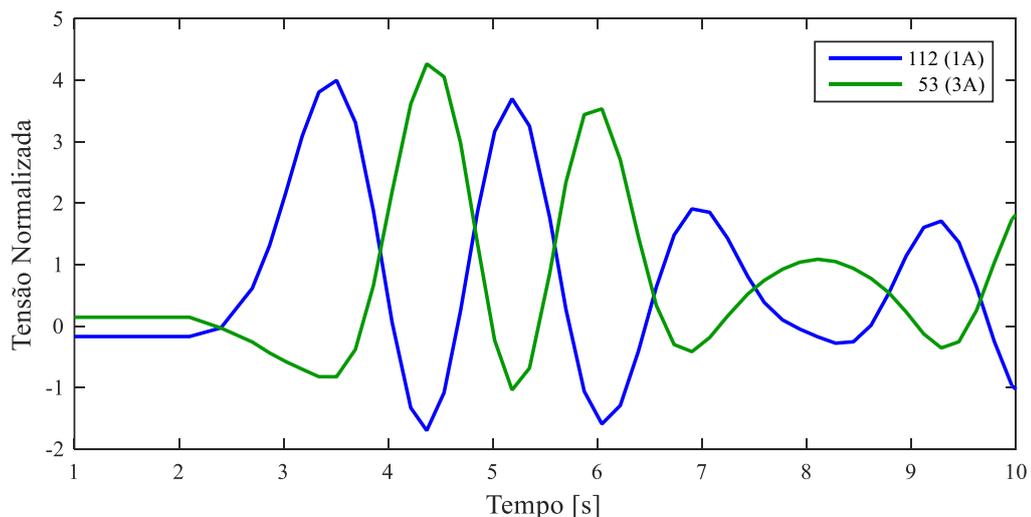


Figura 6.4 – Tensão normalizada das barras 53 e 112

A Figura 6.4 deixa evidente a diferença nos sentidos das oscilações apresentada pelas Barras 53 e 112. Isto era esperado, uma vez que estas barras foram identificadas como

pertencentes a áreas de controle diferentes, sendo a primeira pertencente à Área 3 enquanto que a última à Área 1.

De modo a comparar as oscilações das tensões em barras pertencentes a diferentes áreas ou subáreas de controle, a Figura 6.5 apresenta a resposta transitória de cinco barramentos distintos do sistema.

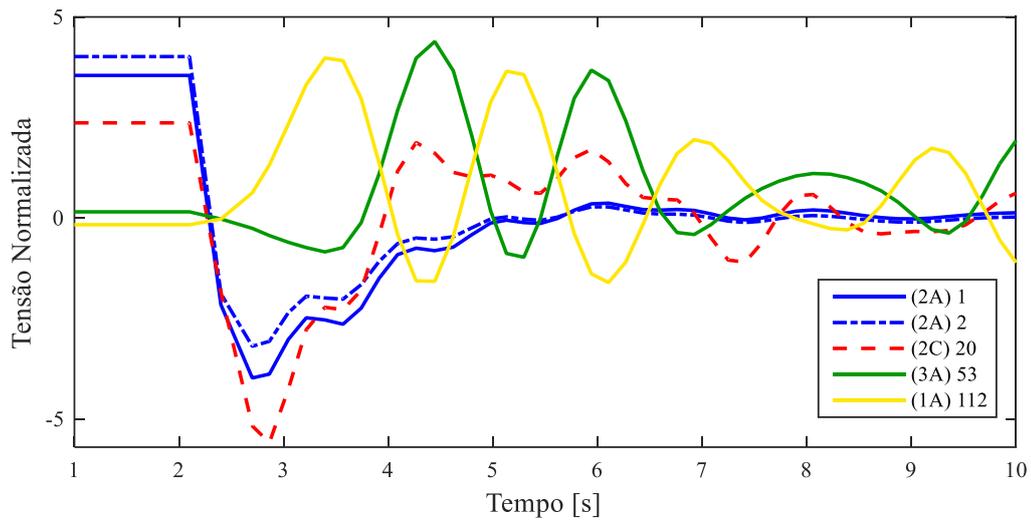


Figura 6.5 – Comportamento das oscilações para diferentes áreas e subáreas

Observa-se que os barramentos de uma mesma subárea – barras 1 e 2 – apresentam oscilações de tensão muito semelhantes, conforme já discutido. Para o barramento 20, pertencente a mesma área 2, porém de uma subárea diferente (2C), o comportamento transitório da tensão desta barra apresenta uma resposta semelhante as barras 1 e 2, porém com algumas oscilações transitórias diferentes. Já os barramentos 53 e 112 possuem uma resposta oscilatória completamente diferente das barras anteriores, como previsto já que estas são pertencentes as áreas de controle 3 e 1, respectivamente.

Portanto, as respostas transitórias das tensões dos barramentos do sistema para uma mesma perturbação reforçam as expectativas acerca da identificação de áreas e subáreas de controle realizadas através da análise modal. Sendo assim, mostrando uma certa correlação entre a análise estática e a análise dinâmica do sistema.

6.4 COMPARAÇÃO DOS CONTROLES SECUNDÁRIOS DE TENSÃO – CENÁRIO 1

6.4.1 Controle Secundário de Tensão Convencional

De modo a melhorar o controle da tensão e o gerenciamento da potência reativa no sistema IEEE118, um CST-Convencional foi considerado para cada área de controle identificada pela análise modal. A configuração das barras piloto e barras de controle foi apresentada na Tabela 6.3.

O Controle Secundário de Tensão tem o objetivo de manter as tensões dos barramentos dentro dos limites operativos e gerenciar a Potência Reativa gerada pelos elementos de controle do sistema. Neste intuito, CST-Convencional é ajustado para que sua malha de controle de potência reativa redistribua o montante de reativos gerado de forma proporcional entre os ECTs participantes do CST da respectiva área. Esta redistribuição é feita com base na potência nominal das máquinas participantes do controle e, portanto, não leva em consideração as eventuais modificações nas características e/ou necessidades do sistema.

Inicialmente, faz-se necessário verificar o comportamento da atuação do CST-Convencional sobre a geração de potência reativa do sistema. Disto, a Figura 6.6 ilustra a transição da operação do sistema do Caso Base para o Caso I. Na figura, apresenta-se a resposta dinâmica da geração de Potência Reativa provocada pela presença do CST-Convencional associado ao controle da Área 3 do sistema. A legenda indica o número de identificação dos barramentos analisados.

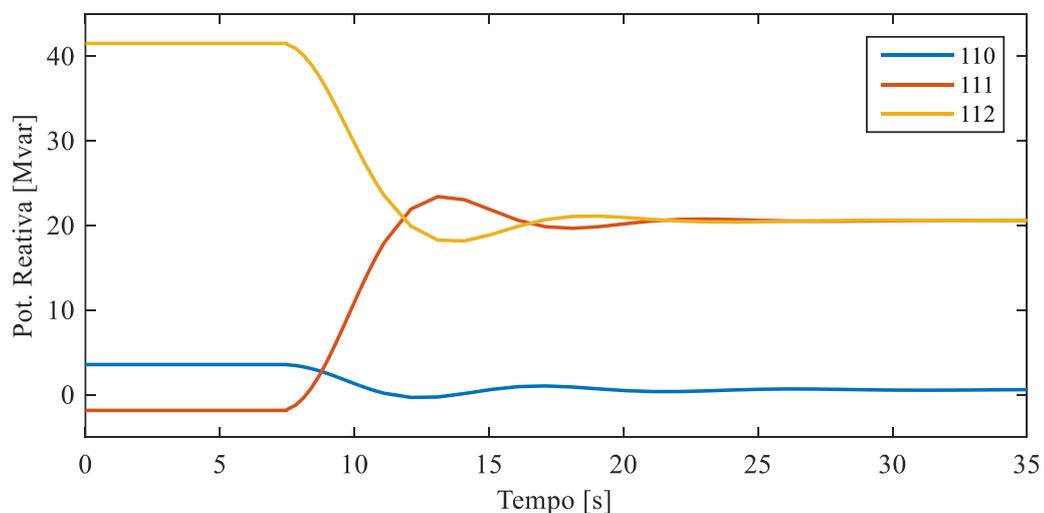


Figura 6.6 – Variação na geração de potência reativa imposta pelo CST Convencional

Nos primeiros 7,5s de simulação, o sistema opera sem a presença do CST. Após este período, o CST da área é ativado e a malha de controle de Potência Reativa passa a redistribuir o montante de reativos entre as máquinas de forma proporcional. Os elementos presentes nos Barramentos 111 e 112 são geradores síncronos de grande porte, enquanto que a máquina na Barra 110 é um compensador síncrono com capacidade máxima de geração de potência reativa de 23 Mvar. Desta forma, observa-se que o CST-Convencional estabelece parcelas de contribuição maiores para os elementos das Barras 111 e 112. Nota-se, ainda, que antes da atuação do CST, a máquina localizada no barramento 112 era responsável pela a maior contribuição da área em análise.

A Figura 6.7 apresenta a comparação, entre o Caso Base e Caso I, com relação à utilização das reservas de potência reativa dos elementos de controle localizados na Área de Controle de Tensão 2.

Conforme estabelecido na Tabela 6.3, os elementos participantes do CST desta área estão localizados nos barramentos 1, 6 e 12 do sistema. As unidades dos barramentos 1 e 6 são compensadores síncronos, enquanto que a unidade da barra 12 se trata de um gerador síncrono.

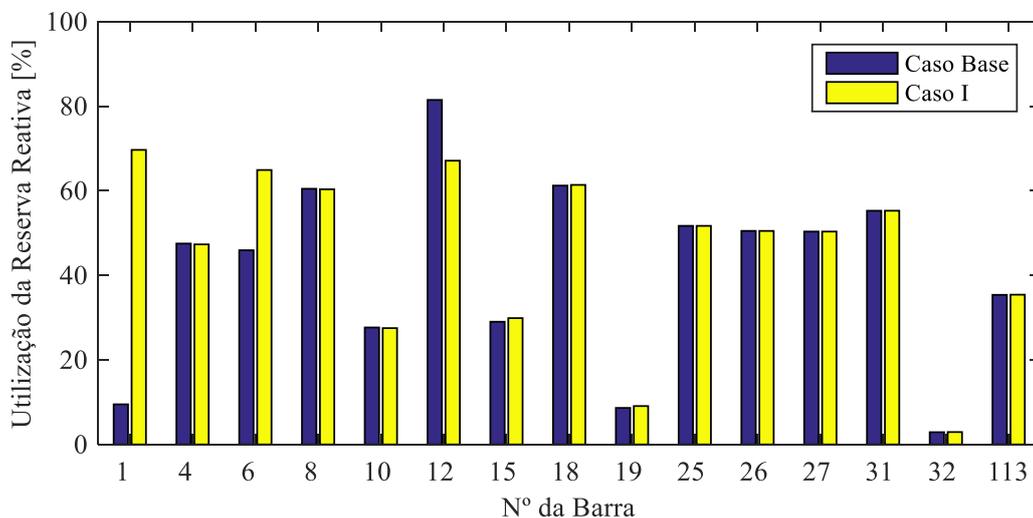


Figura 6.7 – Comparação da atuação do CST Convencional na reserva de potência reativa

Observa-se que, para o caso base, os elementos das Barras 1, 6 e 12 possuíam contribuições de potência reativa desproporcionais. Diante disso, o CST-Convencional buscou redistribuir a geração de potência reativa entre os elementos envolvidos de forma a deixar uma maior reserva para eventuais flutuações na rede. Em particular, o compensador síncrono da

Barra 1 foi o elemento que mais sofreu variação de geração de potência reativa. Por outro lado, os elementos não participantes do CST não sofreram grandes alterações.

Conforme discutido pela análise modal, os barramentos com maiores magnitudes no *mode-shape* indicam os elementos mais sensíveis de uma área. Porém, em sistemas de grande porte, o controle de tensão em barramentos menos sensíveis se torna uma tarefa complicada, no sentido que a ação direta dos elementos de controle pode resultar em pouca, ou, nenhuma alteração no perfil de tensão de barras mais distantes.

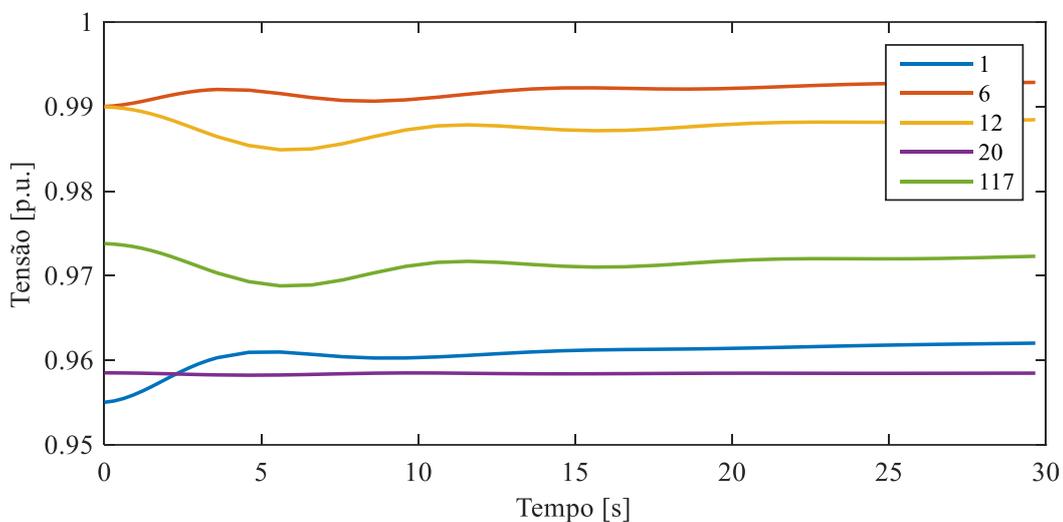


Figura 6.8 – Variação da tensão na Área 2 em função do CST-Convencional

Na Figura 6.8, são apresentados o comportamento dinâmico da tensão de 5 barramentos distintos da Área 2 em relação à atuação do CST-Convencional. O barramento 117 é responsável pela referência de tensão do CST e, como esperado, possui uma resposta coerente com as ações de controle tomadas. No entanto, a Barra 20, presente na mesma área e que apresenta um nível de tensão próximo do limite operativo de 0.95 p.u., pouco variou em função da atuação do CST-Convencional.

6.4.2 Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy*

Com o intuito de verificar a atuação do CST-*Fuzzy* e compará-lo a metodologia convencional, a seguir serão apresentados alguns resultados e discussões a respeito da operação do CST-*Fuzzy* aplicado ao Sistema IEEE118. A composição das áreas e subáreas e, conseqüentemente, das barras de referência de tensão e barras de controle foram introduzidas previamente na Tabela 6.4.

Assim como realizado para o CST-Convencional, inicialmente a atuação do CST-*Fuzzy* se dará pela análise da variação imposta pelo mesmo na geração de Potência Reativa dos elementos presentes na Área 3 do sistema, considerando o chaveamento entre o Caso Base e o Caso II. A Figura 6.9 apresenta o comportamento dos barramentos 110, 111 e 112, assim como realizado anteriormente. Observa-se que, diferentemente da atuação do controle convencional, o CST-*Fuzzy* não possui o objetivo central de equilibrar as participações dos elementos de controle de forma proporcional. Na verdade, o mesmo atua sobre os ECTs baseado em uma maior quantidade de informações de cada barramento como: tensão das barras de referência, potência nominal, reserva de reativos disponíveis e sensibilidade do barramento. Estas são traduzidas na forma do conjunto de regras *fuzzy* criadas para cada subárea do sistema.

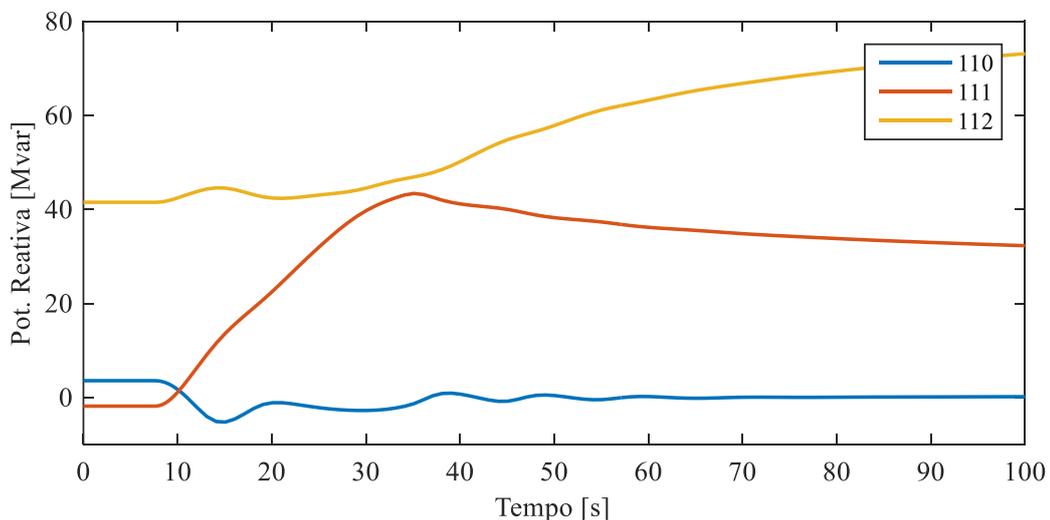


Figura 6.9 – Variação na geração de potência reativa imposta pelo CST-*Fuzzy*

De forma a aprofundar a discussão em torno da comparação entre a atuação do CST-*Fuzzy* e o CST-Convencional, os resultados discutidos a seguir serão baseados nos Casos III, IV e V, apresentados previamente, os quais consideram um incremento de carga na Área 2.

Na Figura 6.10 são apresentados, para os 3 casos analisados, os perfis de tensão dos barramentos da Área 2 após o estabelecimento do sistema em regime permanente. Observa-se que no Caso III, em que o controle de tensão é realizado somente pelos reguladores primários do sistema, os níveis de tensão desta área apresentam-se bem reduzidos em função da elevação da carga. O CST-Convencional, considerado no Caso IV, foi capaz de elevar consideravelmente o perfil de tensão da região, em particular, dos barramentos próximos aos elementos participantes do controle (Barras 1, 6 e 12). Isto ocorre, pois, o mesmo utiliza a informação da tensão do Barramento 117 como referência, buscando-se a correção da tensão da mesma.

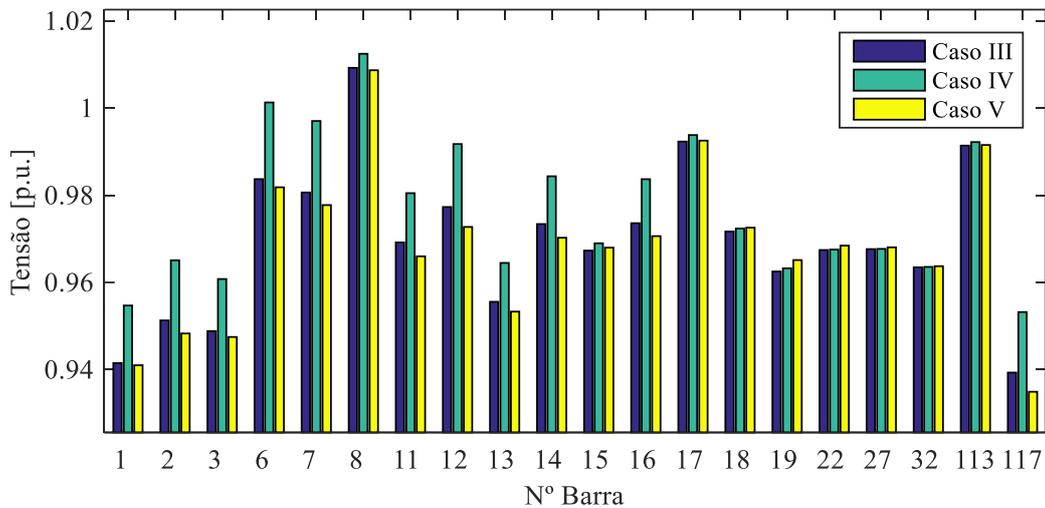


Figura 6.10 – Perfil de tensão em regime permanente da Área 2 para os Casos III, IV e V

Com relação ao CST-*Fuzzy*, observa-se que os níveis de tensão da região estão menores com relação aos outros casos. Conforme mencionado anteriormente, o sistema IEEE118 possui característica de ser pouco carregado. Paralelamente a isto, a elevação de carga sofrida pelo sistema representa apenas uma pequena fração do montante geral.

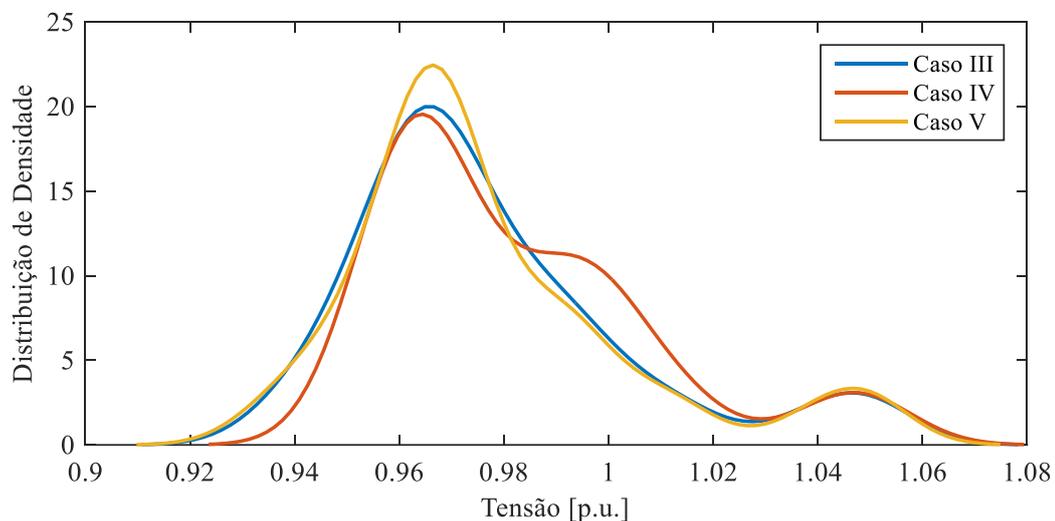


Figura 6.11 – Distribuição da tensão Área 2 para os Casos III, IV e V

Uma característica importante do controle *Fuzzy* proposto é a capacidade de detectar os níveis de tensão de forma mais abrangente, observando a tensão de vários barramentos ao mesmo tempo. Além disso, uma propriedade dos Sistemas Fuzzy é a de não possuir fronteiras bem definidas para as funções de pertinência associadas às variáveis. Sendo assim, isto fornece

uma tolerância maior quanto aos níveis de tensão minimamente aceitáveis em favor de um controle que busca se adaptar melhor às condições do sistema.

Sendo assim, os efeitos da elevação de carga não foram suficientes para forçar o CST-*Fuzzy* a usar toda a reserva de potência reativa disponível com o intuito de elevar a tensão da rede. Isso ocorre pois não há uma redução generalizada de tensão nas barras de referência das subáreas de controle, como observado pela análise da distribuição das tensões na Área 2, visto na Figura 6.11. Comparativamente, o CST-Convencional utiliza a informação somente do barramento 117 e, portanto, procura corrigir a tensão da mesma ao custo das reservas de potência reativa dos equipamentos.

Portanto, o CST-*Fuzzy* prioriza o gerenciamento das reservas de potência reativa do sistema, uma vez que o mesmo se encontra pouco carregado. Isso fica evidente pela análise da situação das reservas de potência reativa dos elementos presentes na Área 2, vide Figura 6.12.

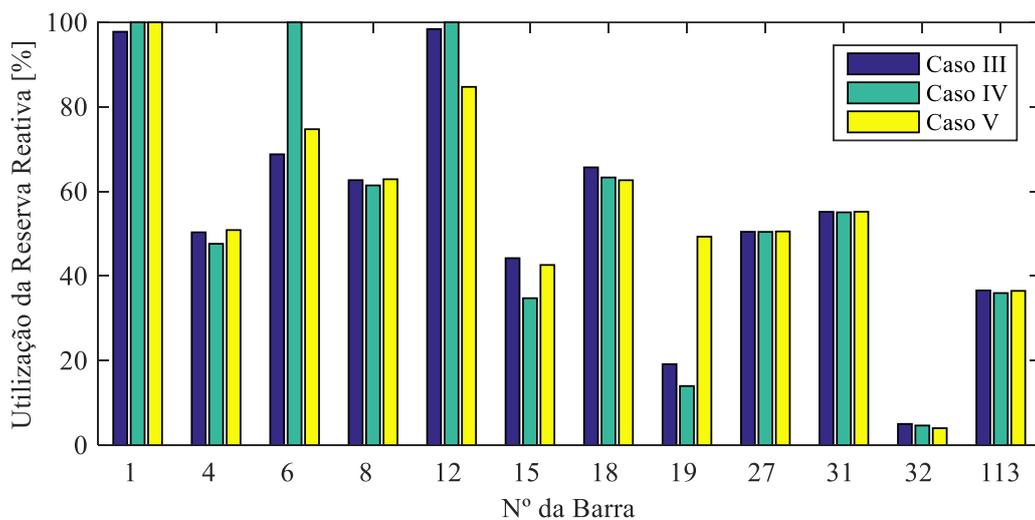


Figura 6.12 – Situação da reserva de potência reativa na Área 2 para os Casos III, IV e V

No Caso IV, as ações do CST-Convencional esgotaram as reservas de potência reativa dos elementos participantes, i.e., máquinas presentes nas Barras 1, 6 e 12. Sendo assim, para quaisquer novas elevações de carga nesta área, o CST não mais conseguiria contribuir com o controle e gerenciamento da Pot. Reativa, o que significaria em eventuais problemas de tensão.

Por outro lado, o CST-*Fuzzy* no Caso V, utilizou do baixo carregamento do sistema e redistribuiu as parcelas de geração de Potência Reativa entre os elementos de controle disponíveis na área e participantes do controle, como é o caso do compensador síncrono localizado na Barra 19. O resultado disso é a manutenção das reservas da área, as quais poderão

continuar a contribuir quando houver novas elevações de carga. Por exemplo, os barramentos 6 e 12, que se encontravam exauridos no Caso IV, apresentam uma boa reserva para o Caso V.

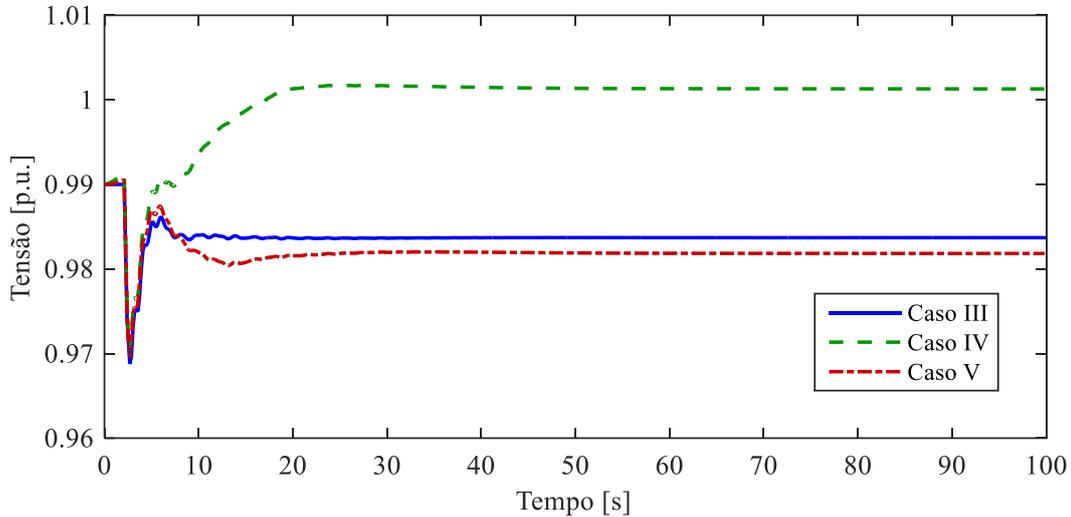


Figura 6.13 – Comportamento dinâmico da tensão na Barra 6 – Casos III, IV e V

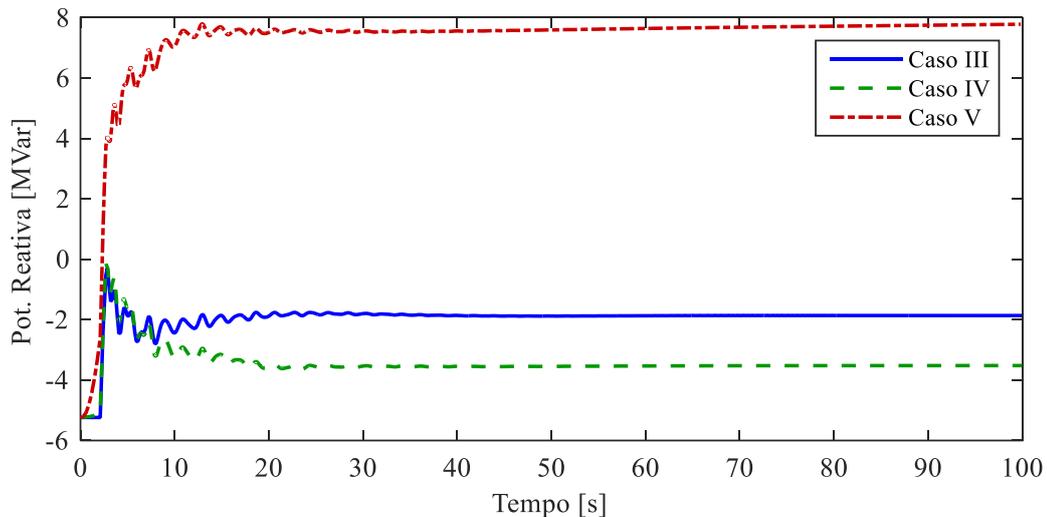


Figura 6.14 – Comportamento dinâmico da pot. reativa na Barra 19 – Casos III, IV e V

A Figura 6.13 ilustra a variação transitória da tensão da Barra 6 para os Casos III, IV e V. Observa-se, que o CST-Convencional conseguiu elevar levemente a tensão após o aumento no carregamento. No entanto, a pequena elevação de 0,01 p.u. forçou a perda da reserva de potência reativa do elemento presente nesta Barra. Enquanto isso, as ações do CST-*Fuzzy* priorizaram a manutenção do perfil de tensão através da atuação de outros elementos, como é o caso da máquina presente no Barramento 19, vide Figura 6.14.

O resumo geral da situação em regime permanente do sistema IEEE118 para os Casos analisados nesta seção são apresentados na Tabela 6.6.

TABELA 6.6 – RESUMO COMPARATIVO DOS CASOS DO CENÁRIO 1

| | Caso Base | Caso I | Caso II | Caso III | Caso IV | Caso V |
|-----------------------------|-----------|---------|---------------|----------|---------|---------------|
| P_G [MW] | 3800,4 | 3800,4 | 3823,7 | 3957,4 | 3973,6 | 3979,8 |
| Área 1 | 737,0 | 737,0 | 744,3 | 778,4 | 782,7 | 784,4 |
| Área 2 | 1024,0 | 1024,0 | 1030,3 | 1065,3 | 1069,6 | 1071,2 |
| Área 3 | 1310,0 | 1309,0 | 1318,2 | 1367,8 | 1373,8 | 1376,1 |
| Q_G [Mvar] | 793,2 | 792,5 | 803,11 | 944,7 | 959,3 | 953,0 |
| Área 1 | 215,0 | 213,8 | 228,8 | 206,3 | 204,3 | 224,7 |
| Área 2 | 208,4 | 208,4 | 210,7 | 332,8 | 346,7 | 331,2 |
| Área 3 | 274,2 | 274,3 | 275,9 | 286,8 | 288,0 | 288,0 |
| P_L [MW] | 3668,0 | 3668,3 | 3690,2 | 3810,4 | 3824,8 | 3831,5 |
| Área 1 | 778,0 | 777,2 | 788,0 | 777,6 | 776,7 | 790,3 |
| Área 2 | 934,0 | 935,1 | 936,5 | 1079,0 | 1094,5 | 1076,8 |
| Área 3 | 1133,0 | 1133,0 | 1142,3 | 1132,2 | 1132,0 | 1142,4 |
| Q_L [Mvar] | 1438,0 | 1438,1 | 1447,9 | 1485,3 | 1490,2 | 1495,4 |
| Área 1 | 386,0 | 385,6 | 392,0 | 385,8 | 385,4 | 393,4 |
| Área 2 | 354,0 | 354,5 | 355,0 | 402,3 | 407,8 | 401,7 |
| Área 3 | 365,0 | 365,0 | 367,7 | 364,7 | 364,6 | 367,6 |
| P_{perdas} [MW] | 132,40 | 132,08 | 133,55 | 147,0 | 148,8 | 148,3 |
| Q_{perdas} [Mvar] | -644,80 | -645,62 | -644,83 | -540,6 | -530,9 | -542,4 |
| MC [MW] | 4013,5 | 4111,0 | 4143,8 | 3177,1 | 3133,2 | 3280,5 |
| B. Crítica – Inicial | 41 | 41 | 41 | 117 | 117 | 117 |
| B. Crítica – Colapso | 10 | 10 | 110 | 10 | 10 | 10 |

Analisando inicialmente a situação do sistema sem a elevação de carga (Casos Base, I e II), observa-se que, comparativamente, o CST-*Fuzzy* contribui para uma melhoria global do sistema. Isto pode ser observado pela elevação dos montantes de geração de Potência Ativa e Reativa associados a um aumento da carga total alimentada pelo sistema, o que sinaliza um perfil de tensão global mais elevado. No entanto, apesar do aumento da geração e da carga do sistema em função da elevação da tensão, as ações do controle secundário utilizando o sistema *fuzzy* foi capaz de minimizar as perdas no sistema elétrico.

Considerando os casos com elevação do carregamento da Área 2 (Casos III, IV e V), o CST-*Fuzzy* obteve um resultado semelhante, com elevação dos montantes de geração de potência ativa e reativa, bem como da elevação da carga suprida pelo sistema. Sob um ponto de vista econômico, isto implicaria em um aumento da renda proveniente da venda dessa energia adicional.

Adicionalmente, para os casos em que o CST-*Fuzzy* é considerado, apesar de não ser o objetivo central da filosofia do Sistema *Fuzzy*, observou-se uma elevação na margem de carregamento do sistema. Isto é resultado do melhor gerenciamento das reservas de potência reativa da rede.

6.5 IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA EM LARGA ESCALA

Há inúmeras pesquisas envolvendo a análise do impacto da inserção em larga escala de Geração Eólica em sistemas de transmissão. Estes estudos abordam, em grande parte, a análise quanto ao comportamento dinâmico do sistema de potência frente a este novo cenário, conforme mencionadas no Capítulo 1. Porém, os impactos no comportamento do controle de tensão e potência reativa, em especial a atuação do CST, são pouco estudados apesar das variações que este cenário impõe ao sistema.

O Controle Secundário de Tensão tem o objetivo de manter as tensões dos barramentos dentro dos limites operativos e gerenciar a Potência Reativa gerada pelos elementos de controle do sistema. O CST baseia-se na correta identificação das barras piloto, ou seja, as barras que são mais sensíveis sob o ponto de vista de tensão à variação de injeção de potência reativa. Estas barras são representativas de uma região do sistema e, por sua vez, são monitoradas pelo Sistema de Controle Secundário de Tensão.

Em sua concepção teórica, o CST é um sistema de controle de tensão participante de um nível hierárquico, conforme apresentado no Capítulo 4. Este sistema possui uma atuação autônoma, baseado nos níveis de tensão dos barramentos piloto do sistema.

Porém, na prática, o ajuste do perfil de tensão do sistema, bem como a manutenção das reservas de geração de Potência Reativa, é realizado pela atuação direta de um operador do sistema, que se baseia em dados obtidos pelos sistemas SCADA e em sua experiência

profissional. Considerando as adversidades intrínsecas dos sistemas elétricos de potência, esta forma de controle pode, por diversas razões, prejudicar a operação do sistema.

Atualmente, a matriz de energia elétrica passa por enormes modificações quanto a sua composição. Isto ocorre em âmbito mundial em decorrência das políticas em prol da diminuição da emissão dos gases do efeito estufa. Paralelamente, a necessidade de redução da dependência da energia de origem fóssil tem impulsionado as pesquisas por fontes alternativas de energia.

Sob o ponto de vista de operação e controle do sistema elétrico, as modificações da composição da matriz de energia elétrica provocam inúmeras incertezas, em especial pela característica intermitente das mesmas, e.g. Geração Eólica e Solar. Colocando sob o contexto da operação do CST, estas características adicionam uma complexidade ainda maior e, portanto, devem ser devidamente endereçadas.

A seguir são apresentadas algumas discussões quanto ao impacto da inserção de grandes montantes de Geração Eólica em sistemas de transmissão sob o ponto de vista do Controle Secundário de Tensão.

6.5.1 Análise do Sistema IEEE 14 – Casos 1 a 5

Inicialmente, de modo a avaliar o impacto da inserção de Geração Eólica em larga escala em um sistema de transmissão de pequeno porte composto, primariamente, por máquinas síncronas, utilizar-se-á o sistema teste do IEEE 14 barras [86]. A este sistema será incorporado um grande montante de geração eólica e, através de análise do comportamento estático e dinâmico do sistema, será verificado as alterações provocadas pela modificação na matriz do sistema. Para tanto, os casos descritos previamente na Subseção 6.2.1.1 serão avaliados.

As Figuras 6.15 e 6.16 apresentam os perfis de tensão de todos os barramentos do sistema em regime permanente para os casos analisados. Em função dos casos 4 e 5 resultarem em níveis de tensão mais baixos, optou-se por apresentá-los separadamente para facilitar a visualização.

Conforme observado pela Figura 6.15, a inserção dos parques eólicos (Caso 1) provoca variações pontuais no perfil de tensão do sistema, quando comparado com o Caso Base. Em especial, nota-se que o barramento 12 – onde está localizado o maior parque eólico – resultou em uma tensão bastante elevada em função da geração eólica. Por outro lado, o parque eólico

localizado no barramento 10 modificou pouco a tensão local. Porém, pode-se observar que a inserção de ambos os parques eólicos no sistema permitiu que as tensões nos barramentos de carga mais próximos as máquinas síncronas – barras 1, 2, 6 e 8 – tivessem suas tensões elevadas, uma vez que houve uma diminuição da demanda vista por estas máquinas.

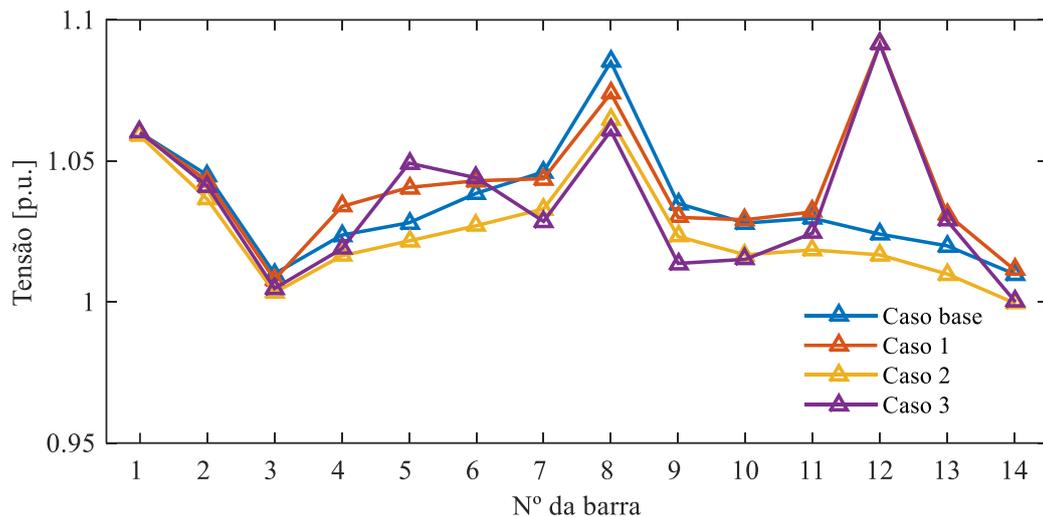


Figura 6.15 – Perfil da tensão em regime permanente para os primeiros casos

No Caso 2, observou-se que a redução da velocidade do vento na região dos geradores eólicos provocou uma queda no perfil de tensão do sistema, já que os barramentos de carga mais distantes voltaram a depender das máquinas síncronas. A retirada da linha de transmissão ligando os barramentos 4 e 5, Caso 3, resultou em grandes variações de tensão apenas nos barramentos localizados no entorno do evento.

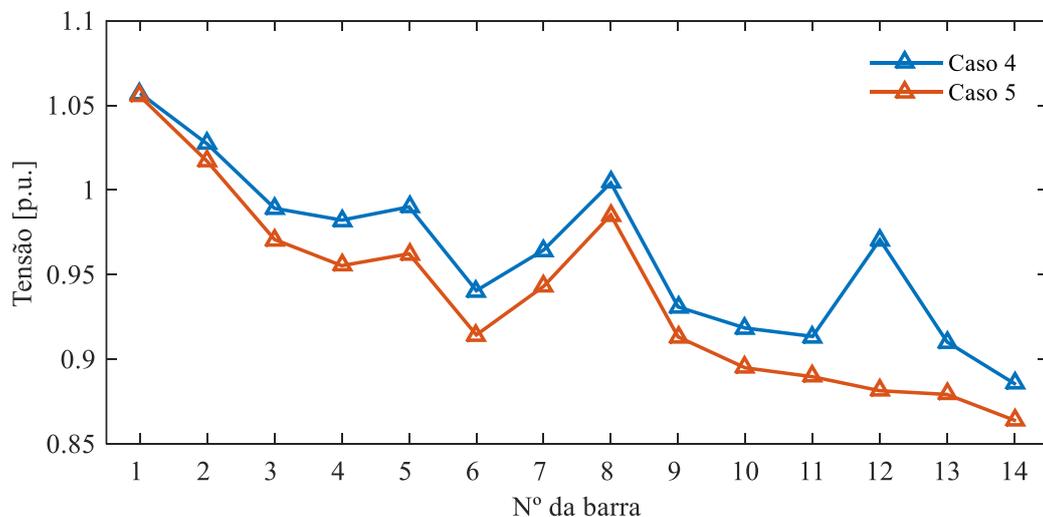


Figura 6.16 – Perfil de tensão em regime permanente para os casos 4 e 5

Nos Casos 4 e 5, o sistema apresentou uma grande variação do perfil de tensão dos barramentos mais distantes dos geradores síncronos. O aumento generalizado do carregamento nos casos citados é muito maior que a oferta de Potência Ativa dos parques eólicos, os quais dependem do aumento da velocidade do vento para aumentarem a sua geração. Desta forma, o excesso de cargas nos arredores dos geradores eólicos é suprido pelas máquinas síncronas. No Caso 5 há um sério agravante, uma vez que a velocidade do vento é reduzida drasticamente, forçando, uma vez mais, os geradores síncronos a cumprirem com o fornecimento de energia.

A Tabela 6.7 apresenta um resumo da situação do sistema em regime permanente para cada caso em análise. As contribuições de cada tipo de geração nas parcelas de Potência Ativa e Reativa foram separadas de modo a facilitar a análise. No caso das cargas, separou-se o sistema em duas regiões e é apresentado a Demanda Ativa e Reativa de cada uma destas regiões. Observa-se que a região composta pelos barramentos 1-5 compreende os barramentos mais próximos dos geradores síncronos, enquanto que os demais estão próximos dos geradores eólicos.

Finalmente, os termos “MC”, “B. Crítica – Inicial” e “B. Crítica – Final”, apresentados ao final da Tabela 6.7, representam a Margem de Carregamento do sistema, a Barra Crítica no ponto de operação inicial e a Barra Crítica no ponto de colapso de tensão, respectivamente. Estes índices de estabilidade de tensão foram obtidos através do Fluxo Continuado e Análise de Vetor Tangente [82-85]. A Margem de Carregamento indica o máximo carregamento que o sistema suporta antes de atingir o ponto de colapso de tensão e as barras críticas indicam qual o barramento é mais sensível à variação de tensão dado um aumento da carga no sistema.

O resumo dos resultados, apresentados na Tabela 6.7, indicam que a presença dos parques eólicos alivia as máquinas síncronas do sistema quanto a Potência Ativa, em comparação com o Caso Base. Observa-se ainda que este alívio é drasticamente reduzido quando há a diminuição da velocidade do vento na região dos parques, vide Casos 2 e 5.

No entanto, observa-se que o montante de Potência Ativa gerada pelas Eólicas supre integralmente a parcela da carga localizada nos barramentos fisicamente mais próximos – Barras 6 a 14. Sendo assim, o restante da Potência Ativa fornecida pelas Eólicas é transferido para os barramentos mais distantes a estas. Como há uma fonte de geração mais próxima das cargas, as perdas ativas são reduzidas em comparação ao Caso Base. No entanto, ao observar-se uma elevação das cargas na região em montantes acima do fornecido pelas Eólicas, as perdas ativas se tornam mais elevadas, como mostra o Caso 4.

Em contrapartida, a inserção das Eólicas no sistema não foi acompanhada de um redespacho de potência ativa pelas máquinas síncronas. Em decorrência disto, o sistema se tornou pouco carregado frente à capacidade de geração disponível. Isto resultou na elevação das tensões e, conseqüentemente, um excesso de fluxo de Potência Reativa, como evidenciado pelas perdas Reativas.

TABELA 6.7 – RESUMO COMPARATIVO DOS CASOS DO IEEE14

| | Caso Base | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 | Caso 5 |
|---------------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| P_G [MW] | 272,36 | 266,54 | 260,41 | 265,57 | 336,67 | 322,86 |
| <i>Máq. Síncronas</i> | 272,36 | 166,42 | 256,84 | 165,45 | 236,79 | 319,26 |
| <i>Eólicas</i> | - | 100,12 | 3,57 | 100,12 | 99,88 | 3,60 |
| Q_G [Mvar] | 83,9 | 55,84 | 69,63 | 62,52 | 161,96 | 185,25 |
| <i>Máq. Síncronas</i> | 83,9 | 55,84 | 69,63 | 62,52 | 161,96 | 185,25 |
| <i>Eólicas</i> | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P_L [MW] | 259,00 | 255,87 | 250,21 | 252,41 | 321,37 | 306,19 |
| <i>Barras 1 - 5</i> | 171,30 | 170,48 | 167,48 | 168,56 | 198,20 | 190,45 |
| <i>Barras 6 - 14</i> | 87,70 | 85,39 | 82,73 | 83,85 | 123,16 | 115,74 |
| Q_L [Mvar] | 73,50 | 72,29 | 70,86 | 71,46 | 155,16 | 147,70 |
| <i>Barras 1 - 5</i> | 29,40 | 29,35 | 29,09 | 29,32 | 65,66 | 63,53 |
| <i>Barras 6 - 14</i> | 44,10 | 42,94 | 41,78 | 42,14 | 89,50 | 84,17 |
| P_{perdas} [MW] | 13,36 | 10,67 | 10,20 | 13,16 | 15,30 | 16,67 |
| Q_{perdas} [Mvar] | 10,40 | -16,45 | -1,22 | -8,93 | 6,80 | 37,55 |
| MC [MW] | 191,50 | 244,23 | 222,81 | 198,52 | 94,45 | 72,47 |
| B. Crítica – Inicial | 14 | 9 | 14 | 4 | 9 | 14 |
| B. Crítica – Colapso | 14 | 13 | 14 | 14 | 14 | 14 |

Em geral, o sistema de controle de tensão nos geradores eólicos é ajustado para operar com fator de potência unitário, de modo a garantir a entrega da capacidade máxima da máquina quando possível. Desta forma, em todos os casos simulados utilizou-se desta premissa. No entanto, com esta abordagem, perde-se um elemento importante para o suporte de potência reativa do sistema. No Caso 4, por exemplo, o carregamento do sistema é elevado em 25%, o

que provoca uma queda no perfil de tensão dos barramentos próximos às eólicas. Isto ocorre em função da parcela de Potência Reativa das cargas que passa a ser suprida integralmente pelas máquinas síncronas, as quais, em sua grande maioria, encontram-se distantes destes barramentos.

A inserção dos parques eólicos, além de modificar o perfil de tensão do sistema, fornece um fôlego adicional à operação do sistema. Isto fica claro pelo aumento da Margem de Carregamento do sistema no Caso 1 em relação ao Caso Base. A elevação do MC é sustentada mesmo no caso em que as Eólicas contribuem com uma parcela muito reduzida de Potência Ativa, como mostra o Caso 2.

Conforme mencionado em capítulos anteriores, uma das formas de determinar a barra piloto de um sistema para servir como barra de referência para o Controle Secundário de Tensão é a determinação da Barra Crítica sob o ponto de vista de tensão. Desta maneira, para cada caso analisado, foram determinadas as barras críticas para o ponto inicial e para o ponto de colapso.

Os resultados apresentados indicam que há uma alteração da Barra Crítica do sistema com a presença das eólicas, quando calculado no ponto inicial de operação. No entanto, no ponto de colapso a Barra Crítica se mantém constante em quase todos os casos analisados. Portanto, dependendo do critério de análise – Ponto Inicial ou Ponto de Colapso, o Controle Secundário de Tensão pode ser alimentado com a informação de tensão de uma barra que não representa, necessariamente, o perfil de tensão da região sob controle do CST.

Portanto, utilizar a informação unicamente da Barra Crítica do sistema para fins de determinação da barra piloto para o Sistema de Controle Secundário de Tensão ou como informação para Operadores de Sistema pode implicar em ações de controle errôneas.

Como mencionado no Capítulo 4, uma ferramenta para identificação de áreas coerentes, sob o ponto de vista de tensão, é a utilização da análise do *mode-shape* dos autovetores associados aos autovalores dominantes do sistema de potência em estudo. Esta análise permite a determinação da composição das Áreas de Controle de Tensão.

As figuras 6.17 e 6.18 apresentam os *mode-shapes* associados aos autovalores λ_2 e λ_3 do sistema para o Caso Base. Observa-se que os elementos do autovetor associados aos barramentos 6, 11, 12, 13 e 14 possuem a mesma direção e, portanto, podem ser atribuídos à uma mesma Área. Por sua vez, o *mode-shape* sugere que a resposta dos barramentos 1, 2, 3, 4 e 5, para uma variação de potência reativa, possui uma direção contrária aos dos outros

barramentos. Sendo assim, as barras mencionadas podem fazer parte da segunda área. A terceira Área de Controle de Tensão pode ser determinada através do *mode-shape* associado ao autovalor λ_3 . Deste, tem-se que a última área é composta pelos barramentos 7, 8, 9 e 10.

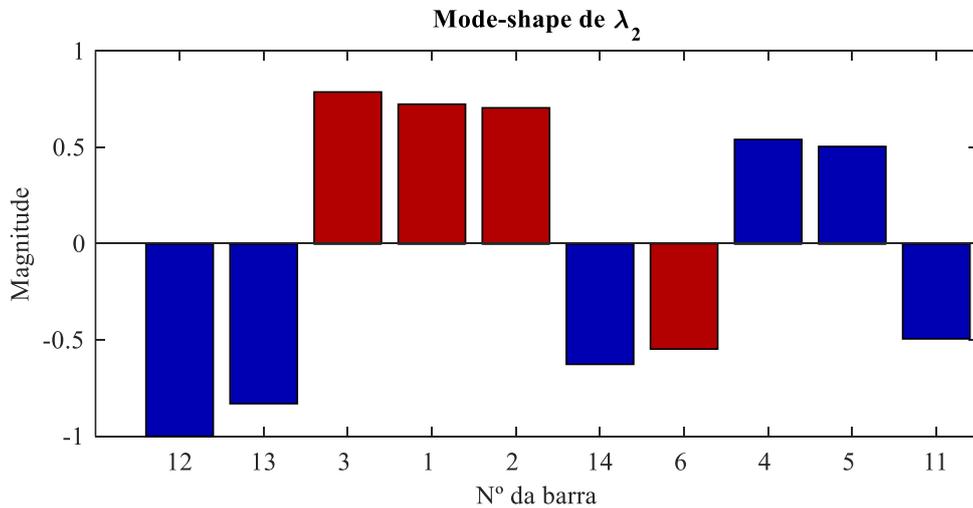


Figura 6.17 – *Mode-shape* associado ao autovalor λ_2 para o Caso Base

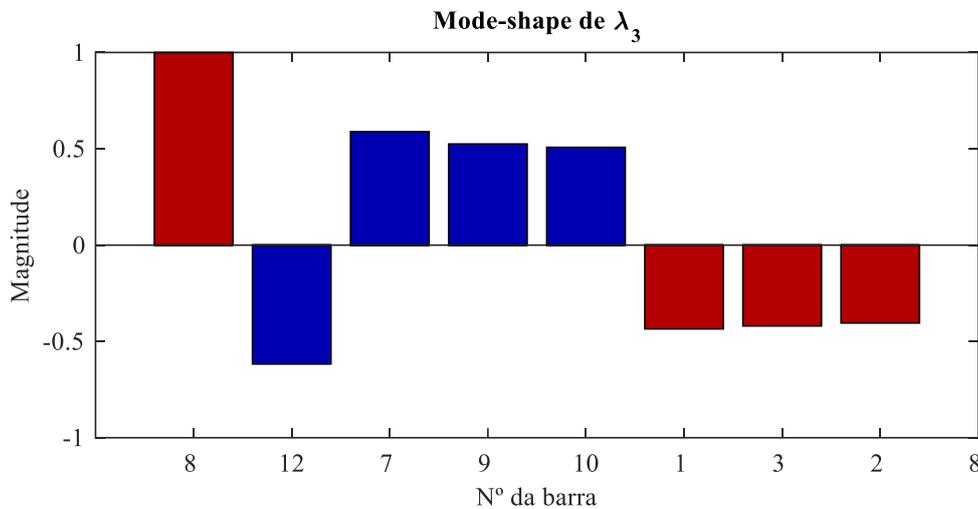


Figura 6.18 – *Mode-shape* associado ao autovalor λ_3 para o Caso Base

Como forma de comparação, as figuras 6.19 e 6.20 apresentam os *mode-shapes* associados aos autovalores dominantes para o Sistema do Caso 1.

A análise dos *mode-shapes* revela que a inserção das Eólicas no sistema modificou a magnitude dos elementos dos autovetores, o que sugere diferentes barras como sendo mais dominantes sobre o autovalor em análise. Porém, como critério de determinação de áreas de controle, observa-se que não há grandes variações quanto à composição destas áreas, com a

exceção do barramento 10, que passa a ter uma magnitude muito pequena e, portanto, pode ser retirada na área previamente identificada.

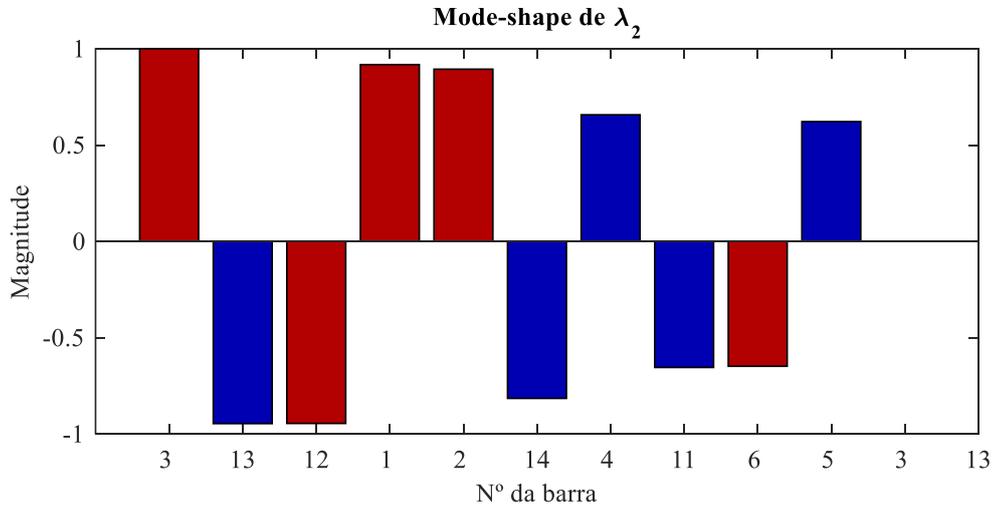


Figura 6.19 – *Mode-shape* associado ao autovalor λ_2 para o Caso 1

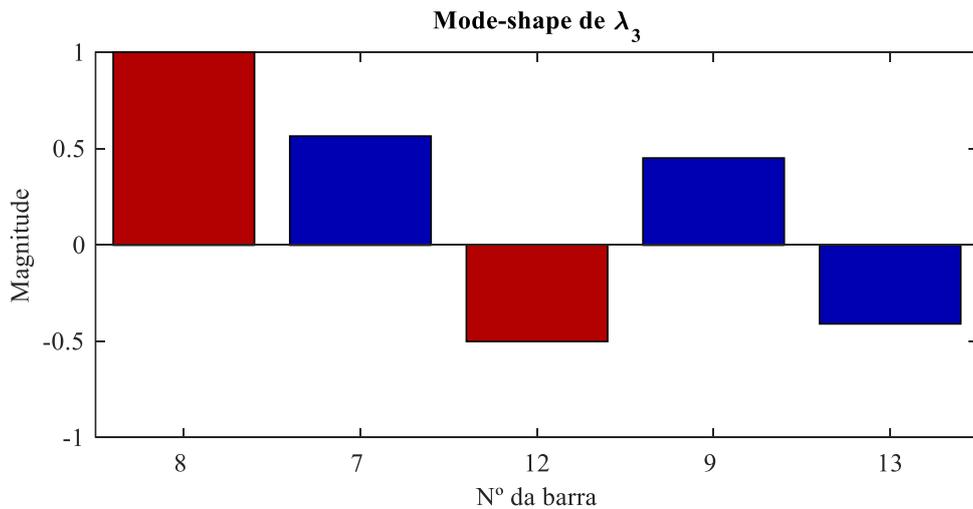


Figura 6.20 – *Mode-shape* associado ao autovalor λ_3 para o Caso 1

Ao realizar-se a mesma análise para os diferentes casos supracitados, a composição das áreas de controle pode ser resumida conforme ilustrado pela Figura 6.21.

Os resultados demonstram que, apesar das modificações nos fluxos do sistema provocadas pela inserção de fontes eólicas, variação na geração das eólicas e aumento de cargas, estas pouco modificam a composição geral das áreas de controle de tensão do sistema. A maior variação observada, quanto à composição, está associada ao Caso 3 em que a retirada da linha 4-5 provoca a eliminação da Barra 5 da Área 2 e adiciona o barramento 8 a esta mesma área.

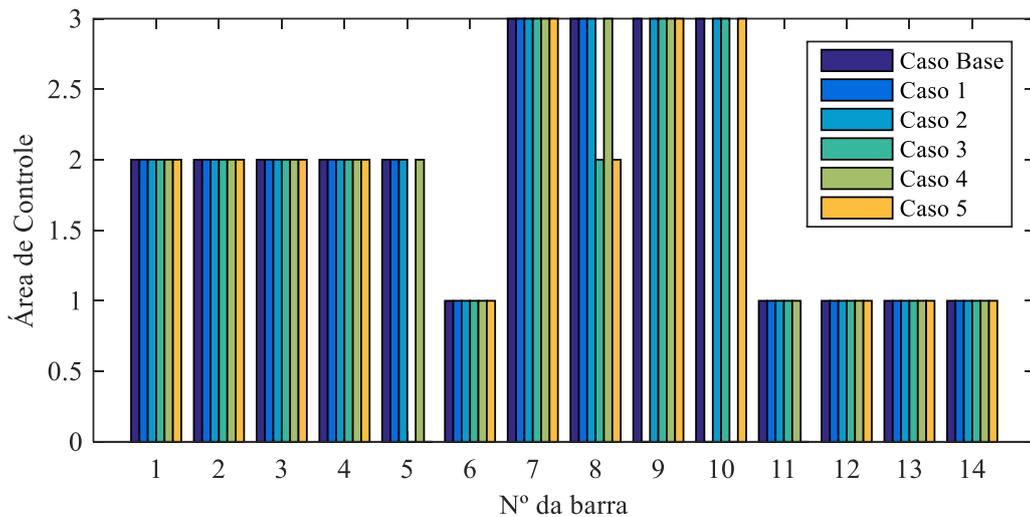


Figura 6.21 – Composição das áreas de controle para os diversos casos

Em termos de comportamento dinâmico, a Figura 6.22 apresenta a resposta da tensão dos barramentos 12, 13 e 14 para o Caso 5, onde ocorre uma elevação da carga do sistema de 25% entre 5s e 15s seguido de uma diminuição abrupta da velocidade do vento nos parques eólicos em torno de 80s.

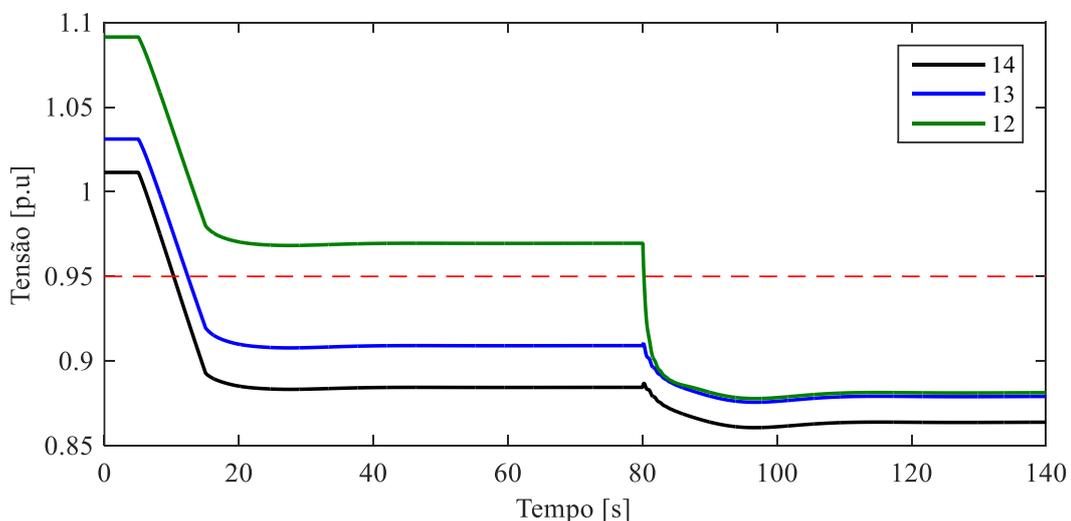


Figura 6.22 – Comportamento da tensão nos barramentos 12, 13 e 14 para o caso 5

O barramento 12 é onde se encontra o maior Parque Eólico do sistema proposto. Observa-se que a tensão nesta barra é reduzida após a elevação do carregamento do sistema. Porém, a presença da geração eólica mantém a tensão acima dos limites mínimos de operação do sistema. Entretanto, após a redução na velocidade do vento da região do parque, com consequente redução da geração de Potência Ativa, a manutenção da tensão na barra de geração

e nos barramentos de carga ficam prejudicados. Isto ocorre, porque após a redução da potência de saída dos Geradores Eólicos, as máquinas síncronas passam a ser responsáveis pelo suprimento da demanda do sistema. Com isto, eleva-se também a geração de Potência Reativa por partes das máquinas síncronas, conforme observado na Figura 6.23.

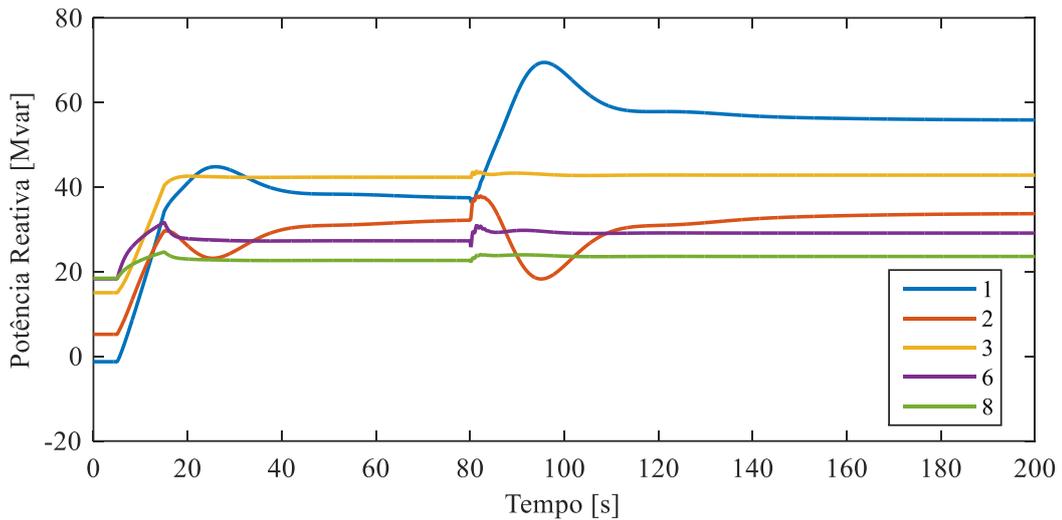


Figura 6.23 – Comportamento da potência reativa das máquinas síncronas para o caso 5

A figura mostra, também, que algumas máquinas pouco contribuíram com a geração de Potência Reativa após a diminuição da participação das Eólicas. Isto é resultado destas terem atingido a capacidade máxima de suporte de Potência Reativa, conforme será discutido a seguir.

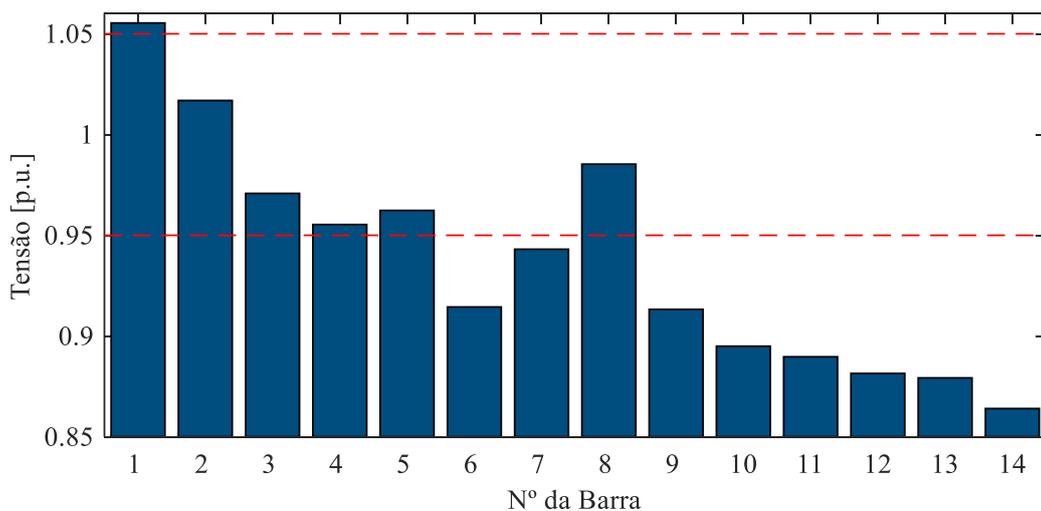


Figura 6.24 – Perfil de tensão em regime permanente para o caso 5

A falta de capacidade de suporte de potência reativa por parte das máquinas síncronas aliada à operação em fator de potência unitário das Eólicas resulta em uma escassez de Potência Reativa no sistema e consequente redução do perfil de tensão, como visto na Figura 6.24.

Observa-se que, após os eventos ocorridos no sistema, o perfil de tensão em regime permanente encontra-se em péssimas condições, com níveis de tensões bem abaixo dos limites operativos da rede. Há uma disparidade muito acentuada entre os níveis de tensão apresentados pelos barramentos das máquinas síncronas e os barramentos de carga do sistema. De certa forma, isto evidência o mau gerenciamento das reservas de potência reativa do sistema para o caso em estudo. Isto fica evidenciado pela Figura 6.25, a qual mostra a porcentagem de utilização da reserva de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos do sistema.

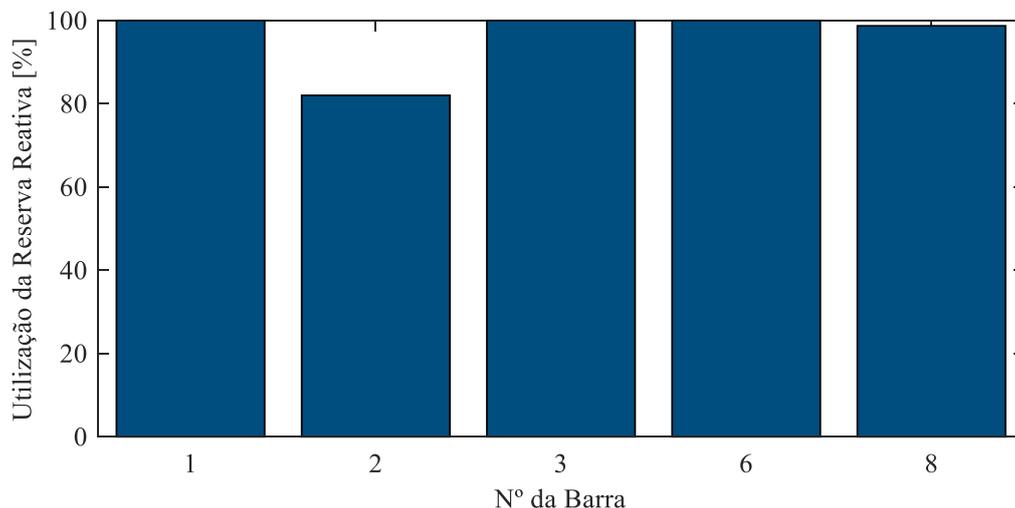


Figura 6.25 – Utilização da reserva de potência reativa para o Caso 5

Observa-se que os barramentos, em sua grande maioria, se encontram completamente exaustos ou com pouca reserva de geração de potência reativa. Isto é decorrente da diminuição abrupta da Potência Ativa injetada pelos parques eólicos, o que forçou os geradores síncronos, mais distantes da carga, a suprirem este déficit de potência ativa.

Considerando o caso em análise, a manutenção do perfil de tensão do sistema fica prejudicada. Sendo assim, uma ação de controle indevida pode levar a exaustão total do suporte de potência reativa do sistema, o que significaria um problema generalizado quanto ao controle de tensão do mesmo. Além disso, a indisponibilidade na participação dos geradores eólicos no suporte à Potência Reativa requerida pelas cargas é, em grande parte, prejudicial à operação do sistema elétrico.

Portanto, dado a iminência da crescente participação em larga escala de fontes de energia com característica intermitente, torna-se inviável e imprudente pensar em um Sistema Hierárquico de Controle Coordenado de Tensão que não contemple, ou considere, estas novas características do sistema. Ademais, a alta complexidade resultante destes cenários é um agravante para a operação convencional por parte de um operador do sistema.

6.5.2 Análise do Sistema IEEE 118 – Casos Base e WP Base

Com o intuito de observar as eventuais alterações provocadas pela inserção de Geração Eólica em sistemas de grande porte, o Sistema IEEE 118 barras será avaliado a seguir com respeito aos Casos Base e WP Base apresentados na Subseção 6.2.2.1. Neste ponto, a análise se dará quanto a modificação nos *mode-shapes* das áreas e na variação das reservas de potência reativa do sistema.

6.5.2.1 Impacto na composição das Áreas e Subáreas

Conforme observado para o sistema de pequeno porte, a inserção da Geração Eólica ou alterações no sistema de potência alteram muito pouco a composição das Áreas de Controle de Tensão. Porém, verificou-se uma alteração na disposição dos elementos dentro de cada *mode-shape*, o que sugere que diferentes barramentos possuem diferentes contribuições ou influências sobre os autovalores dominantes do sistema. Ademais, como mencionado na Seção 4.4, para sistemas de grande porte, a formação de áreas com uma grande quantidade de barras com elementos de controle dificulta a coordenação e o controle da tensão. Desta forma, faz-se necessário a divisão destes sistemas em subáreas de controle de tensão.

Entretanto, conforme discutido, a variação na magnitude dos elementos dentro do *mode-shape* implica em variação na contribuição daquele elemento no autovalor sob análise. Portanto, em função das subáreas tratarem de um agrupamento de barras com dimensões menores, podem haver alterações das barras de referência que compõem cada subárea. Isto implicaria em uma necessidade de alteração do barramento monitorado pelo Controle Secundário de Tensão. No caso de fontes intermitentes, estas alterações podem ocorrer diversas vezes dentro da subárea composta por esta fonte.

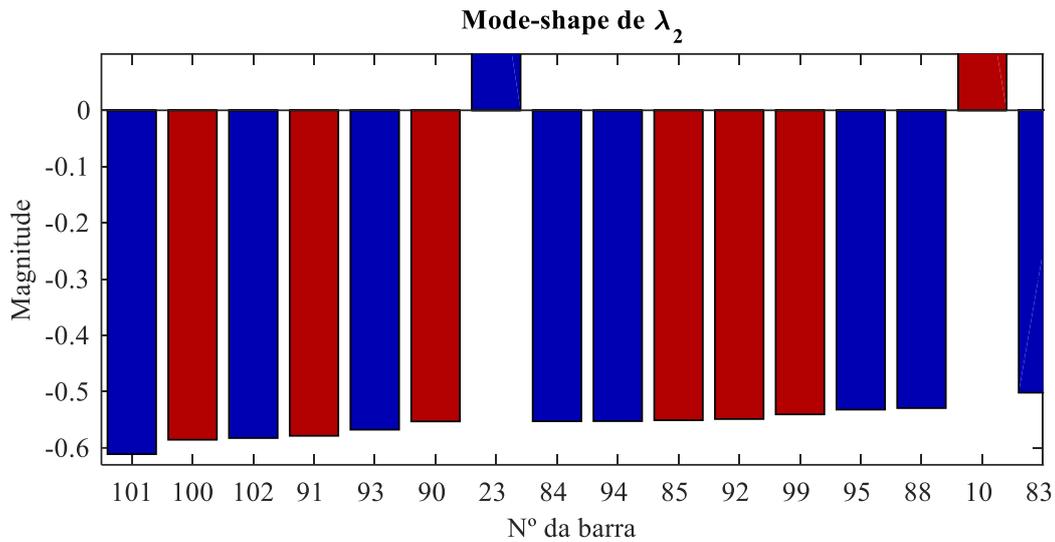


Figura 6.26 – Trecho do *mode-shape* associado à Subárea 1D do Caso Base

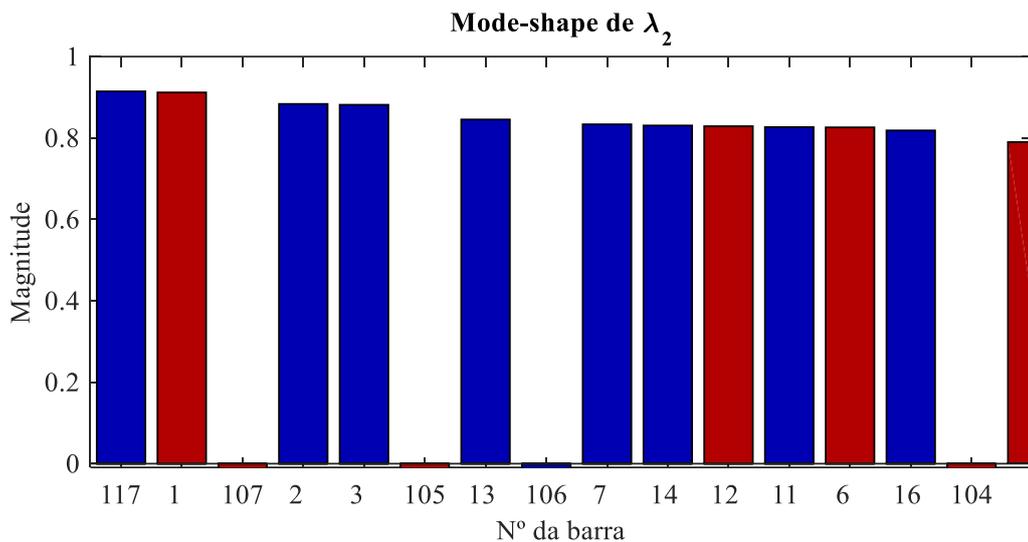


Figura 6.27 – Trecho do *mode-shape* associado às Subáreas 2A e 2B do Caso Base

A Figura 6.26 apresenta uma seção do *mode-shape* associado ao segundo menor autovalor do sistema de potência em análise. Este trecho representa a Subárea D da Área 1 do respectivo sistema. Novamente, as barras em azul representam os barramentos de carga do sistema, enquanto que as barras em vermelho representam os barramentos com a presença de elementos de controle, i.e., máquinas síncronas ou eólicas. Pela análise, a respectiva subárea é composta pelos elementos representados pela barra 101 até a barra 88, conforme figura.

Similarmente, a Figura 6.27 apresenta a seção do *mode-shape* contendo os elementos da Área 2 do sistema, onde é mostrado as subáreas 2A e 2B. Para a análise aqui desejada, serão

avaliados somente os barramentos referentes à Subárea 2B, que compreende os elementos representados pelas barras 13 a 16, conforme figura.

Supondo-se uma análise para os 3 primeiros barramentos de carga e de geração, tem-se que, para a Subárea 1D, os barramentos de carga 101, 102 e 93 são os mais sensíveis e, portanto, mais representativos da subárea. Em contrapartida, o controle de tensão desta área possui uma maior resposta às ações realizadas pelos barramentos 100, 91 e 90. Se a mesma análise for realizada para a Subárea 2B, tem-se que as barras de referência seriam compostas pelos barramentos de carga 13, 7 e 14, enquanto que as barras de controle seriam compostas pelas máquinas dispostas nas barras 12 e 6.

De modo a verificar o impacto da inserção de Geração Eólica no sistema, o gerador síncrono presente na Barra 12 (Subárea 2B) foi substituído por um parque eólico composto por 40 unidades geradoras. Além disso, inseriu-se um segundo parque conectado à Barra 102 (Subárea 1D), também com 40 unidades geradoras. Ambos os parques eólicos contribuem com uma injeção de Potência Ativa em torno de 80MW para uma velocidade de vento de 12m/s. Este caso equivale ao Caso WP Base apresentado na Subseção 6.2.2.1.

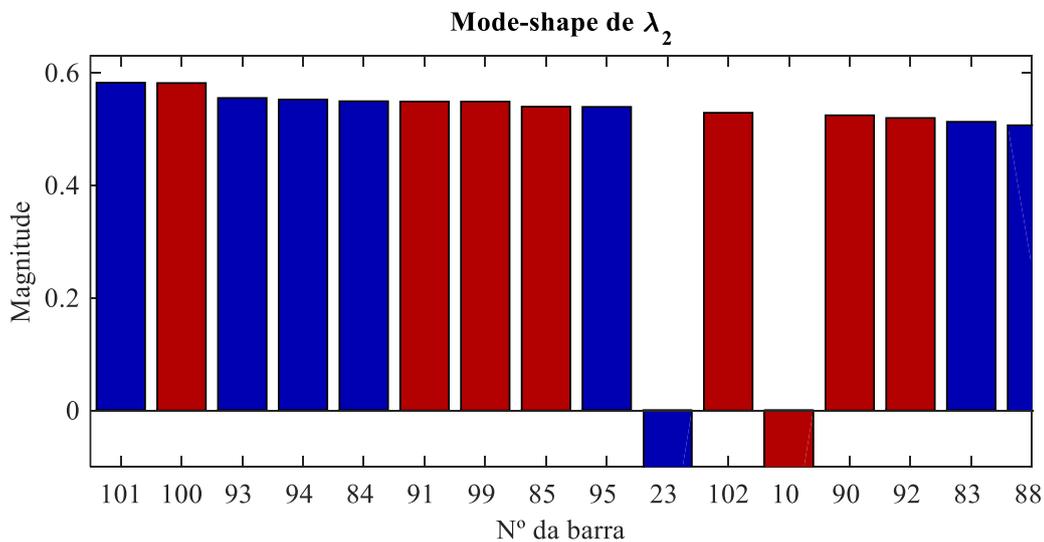


Figura 6.28 – Trecho do *mode-shape* associado à Subárea 1D do Caso WP Base

As Figuras 6.28 e 6.29 apresentam os trechos dos *mode-shapes* associados as Subáreas 1D, 2A e 2B, respectivamente, de forma a permitir a comparação dos efeitos da inserção da Geração Eólica no sistema em termos da disposição dos elementos dentro da subárea.

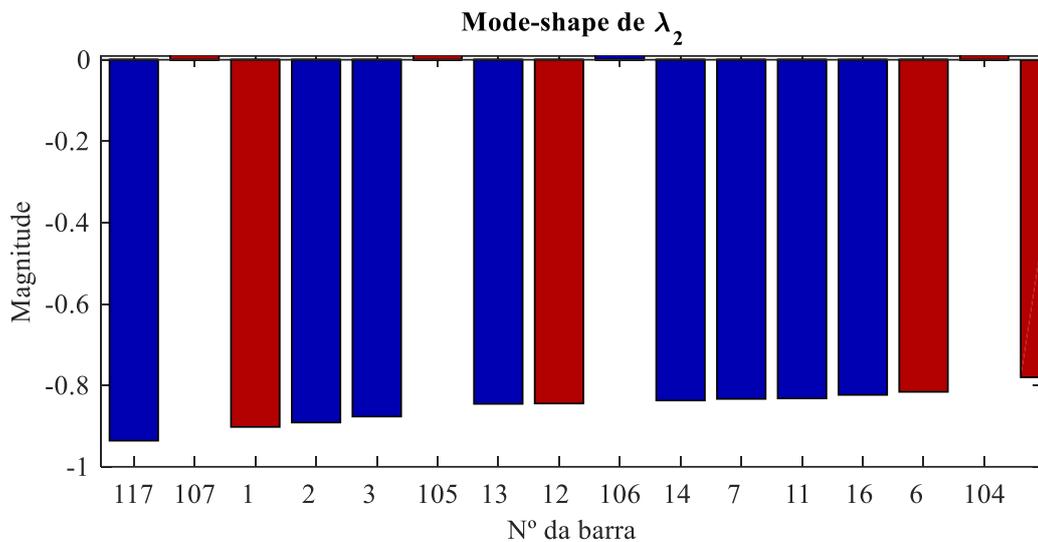


Figura 6.29 – Trecho do *mode-shape* associado às Subáreas 2A e 2B do Caso WP Base

Primeiramente, observa-se que a presença do parque eólico na Barra 102 provocou uma diminuição da influência desta dentro da Subárea 1D. Previamente à inserção do parque, o barramento constava como um dos três primeiros barramentos mais sensíveis sob o ponto de vista de tensão, o que o colocava como um bom candidato a barra de referência de tensão. No entanto, a inserção do parque fez com que esta barra figurasse na décima posição com respeito a sua sensibilidade dentro da Subárea. Além disso, a Barra 102 figura somente como o quinto elemento mais sensível, considerando somente barramentos com elementos de controle.

A análise da Subárea 2B também apresenta alterações em função da inserção da Geração Eólica na Barra 12. No entanto, ao contrário do caso anterior, a presença da Eólica aumentou a influência da barra no autovalor em análise. Antes da inserção, a Barra 12 era a oitava barra mais sensível da Subárea. Porém, após a substituição da máquina síncrona por um parque eólico, o barramento passou a ser o sexto mais sensível. Isso é resultado, uma vez mais, da filosofia de manutenção do fator de potência unitário no parque eólico, o que resultou em uma diminuição da geração de Potência Reativa dentro da Subárea.

Portanto, é importante notar que, sob o ponto de vista de Controle Secundário de Tensão em sistemas de grande porte e a necessidade de identificação de respectivas Subáreas, a determinação das barras de referência e os elementos de controle mais sensíveis da Subárea podem sofrer alterações em função da variação dos fluxos dentro da Subárea. Em termos de Controle de Tensão e Potência Reativa, a correta identificação dos elementos mais sensíveis e a correção dos problemas de forma local são cruciais para a manutenção do sistema.

6.5.2.2 Impacto nas Reservas de Potência Reativa

Conforme apresentado na Subseção 6.2.2.1, a máquina síncrona presente no Barramento 12, para o Caso Base, foi substituído por um parque eólico no Caso WP Base. Neste caso, em termos de potencial de geração de potência reativa, o sistema sofre uma grande redução em comparação com o Caso Base. Isto ocorre em virtude dos Geradores DFIG, em geral, serem ajustados de modo a operarem com Fator de Potência unitário, o que impede qualquer contribuição de potência reativa ao sistema.

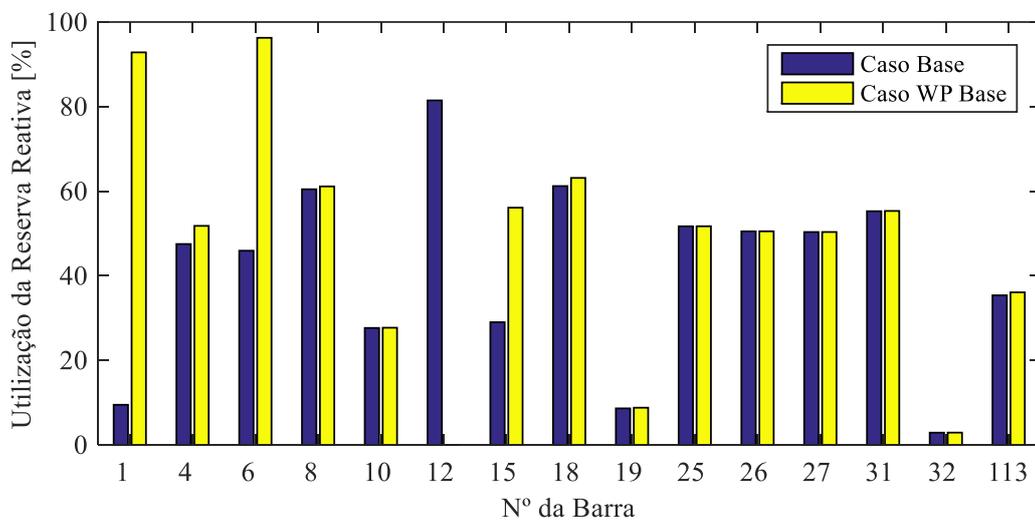


Figura 6.30 – Utilização das reservas de potência reativa para o Caso Base e WP Base

Portanto, os fluxos de potência reativa requisitados pelas cargas na região do parque eólico, antes entregues localmente pela máquina na Barra 12 (Caso Base), necessitam de suporte de elementos mais distantes. Além disso, a escassez de geração de potência reativa na região provoca uma queda de tensão. Estes comportamentos podem ser visualizados através dos gráficos de barras apresentados pela Figura 6.30 e Figura 6.31, os quais mostram a utilização das reservas de Potência Reativa e o perfil de tensão, respectivamente, na Área composta pela Barra 12.

Observa-se, pela análise das figuras, que a inserção da Geração Eólica e, conseqüentemente a manutenção do FP unitário, provocou o aumento do suporte de Potência Reativa por parte das demais máquinas presentes da Área em análise. Isto foi necessário para tentar atender as cargas localizadas na região. Porém, em função da característica local da Potência Reativa, observa-se que o perfil de tensão do sistema sofreu uma variação em comparação ao Caso Base.

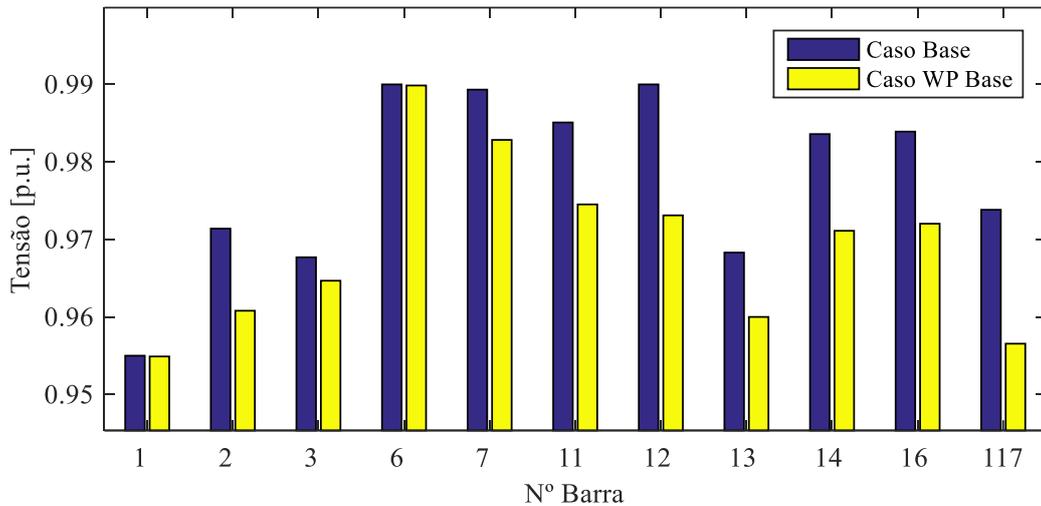


Figura 6.31 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 para os Casos Base e WP Base

6.5.2.3 Resposta dinâmica ao Evento 1

A Figura 6.32 mostra a variação de potência ativa gerada em função da queda de velocidade do vento e, conseqüentemente, o impacto na injeção de potência ativa de outros elementos presentes na Área 2 do sistema. As Barras escolhidas para análise no gráfico são as responsáveis pelas maiores contribuições de potência ativa na Área 2. Observa-se que o Parque Eólico (Barra 12) possui uma contribuição considerável, se comparada às demais barras. Além disso, sob um ponto de vista de identificação de Áreas de Controle de Tensão, a Barra 12, conforme as análises por *mode-shape*, consta como uma barra sensível para a Área 2. Esta característica coloca esta barra como um elemento participante do Controle Secundário de Tensão Convencional, conforme composição apresentada na Tabela 6.3.

Nota-se, ainda, que a queda abrupta na injeção de Potência Ativa, por parte do parque eólico, impacta muito pouco na geração das máquinas comparadas no gráfico. Isto ocorre em função da localização destes barramentos. Apesar dos barramentos analisados pertencerem a mesma Área de Controle de Tensão, estes estão eletricamente distantes. Se a análise se voltar apenas para os barramentos mais próximos, a Barra 12 é o único elemento com capacidade de geração de potência ativa na região. Logo, a queda na velocidade do vento seguida da diminuição na injeção de Potência Ativa, a falta de elementos para o suporte de reativos e, conseqüentemente, o aumento do fluxo de potência na região para atender as cargas, provocam uma queda de tensão no sistema.

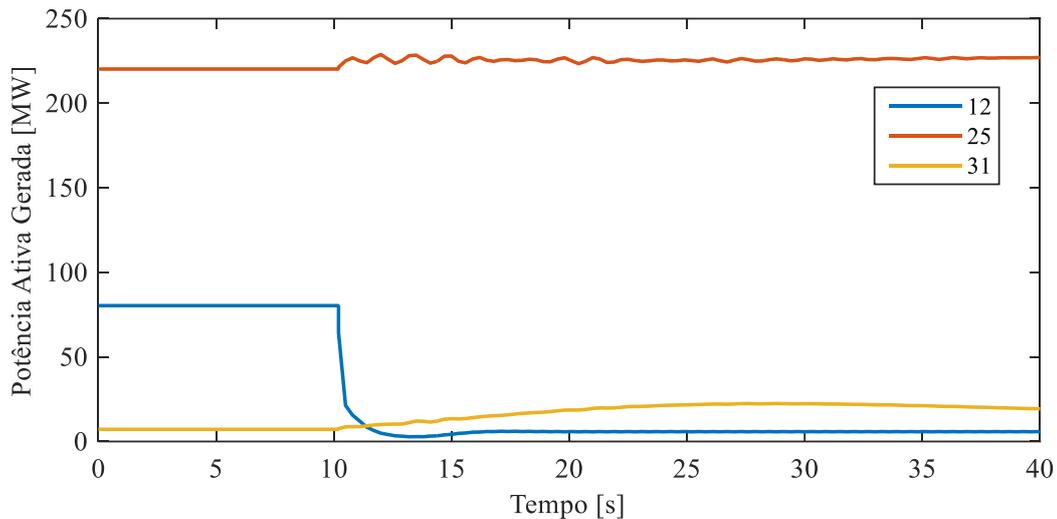


Figura 6.32 – Impacto na variação de potência ativa – Caso WP I

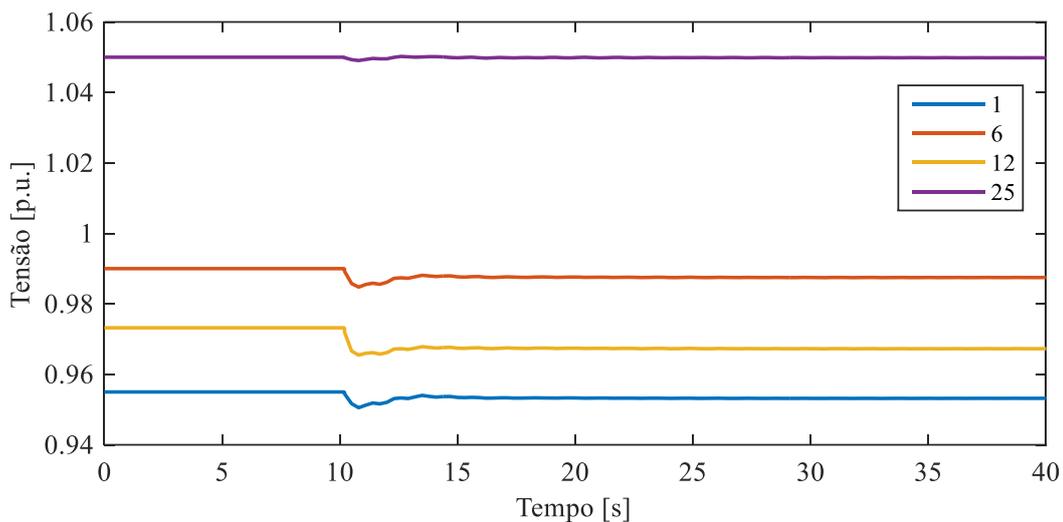


Figura 6.33 – Impacto na variação de tensão – Caso WP I

Em termos de variação da tensão, a Figura 6.33 apresenta o comportamento da tensão de quatro barramentos da Área 2, sendo os barramentos 1, 6 e 12, elementos presentes nas primeiras posições do *mode-shape* da área, enquanto que o barramento 25 possui uma magnitude menor no autovetor associado à área. Desta forma, observa-se que mesmo para uma variação pequena de tensão, em termos de coerência, os barramentos 1, 6 e 12 possuem respostas dinâmicas mais semelhantes do que a apresentada pela máquina na Barra 25.

Portanto, em termos de operação em regime permanente, para a situação onde a Geração Eólica figura como uma barra sensível no *mode-shape*, o impacto da entrada ou saída desta fonte nos sistemas elétricos requer uma atenção ao que tange o controle de tensão e potência

reativa. Além disso, a característica intermitente desta fonte cria um potencial problema de gerenciamento do suporte de reativos e de tensão da região no entorno deste elemento. Estes fatores devem ser considerados para a operação adequada de um Controle Secundário de Tensão.

6.6 COMPARAÇÃO DOS CONTROLES SECUNDÁRIOS DE TENSÃO – CENÁRIO 2

A filosofia e o conceito introduzido no desenvolvimento do CST-*Fuzzy* baseiam-se na ideia geral presente no CST-Convencional, o qual possui o objetivo de controlar o perfil de tensão da rede após o período transitório do sistema considerando as informações de tensão de algumas barras de referência.

No entanto, mais do que controlar as tensões e gerenciar a reserva de potência reativa, o CST-*Fuzzy* busca se adequar a cenários em que há a possibilidade de alteração no comportamento local do fluxo de potência. Em um contexto atual, isto ocorre principalmente em função da característica intermitente das fontes renováveis de energia, como a geração eólica e a solar.

Nas análises comparativas realizadas para o Cenário 1 quanto à operação dos CSTs *Fuzzy* e Convencional, discutidos na Seção 6.4, observou-se que há uma melhoria global nos níveis de tensão e ao gerenciamento de reservas de reativos através da metodologia proposta.

Os resultados apresentados e discutidos anteriormente reforçam os efeitos provocados pela inserção de Geração Eólica em larga escala nos sistemas de transmissão. A seguir serão analisadas as respostas apresentadas pelos CSTs frente ao cenário mencionado. Verificar-se-á quais os impactos da presença desta fonte no controle de tensão e potência reativa.

6.6.1 Resposta em Regime Permanente para o Cenário 2

Conforme mostrado anteriormente, o CST-Convencional busca equilibrar as participações dos elementos de controle de uma área de forma proporcional. Considerando a operação em regime permanente, o CST atua sobre o sistema somente quando houver uma variação na tensão da barra piloto da respectiva área. Logo, se uma dada perturbação não infligir

grandes variações de tensão na área e, principalmente, na barra piloto, a influência do CST sobre o sistema se limitará a manter a redistribuição de Potência Reativa.

Por outro lado, em um sistema sem a presença de CST-Convencional, como no Caso WP Base, o controle de tensão e potência reativa resulta das ações individuais dos controles primários de tensão das máquinas. Isto, de certa forma, permite que diferentes elementos tenham respostas diferentes para uma determinada perturbação.

No caso do CST-*Fuzzy*, a existência de uma base de regras, construída a partir da análise modal do sistema, permite que a complexidade inerente na coordenação dos elementos de controle seja minimizada e as ações de controle sejam mais amplamente efetivas no sistema.

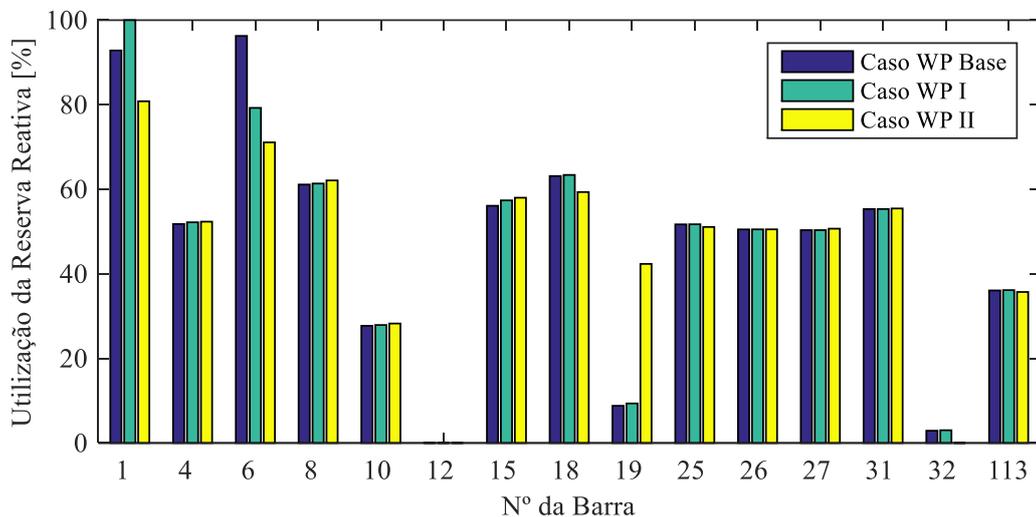


Figura 6.34 – Situação das reservas de potência reativa na Área 2 – Cenário 2

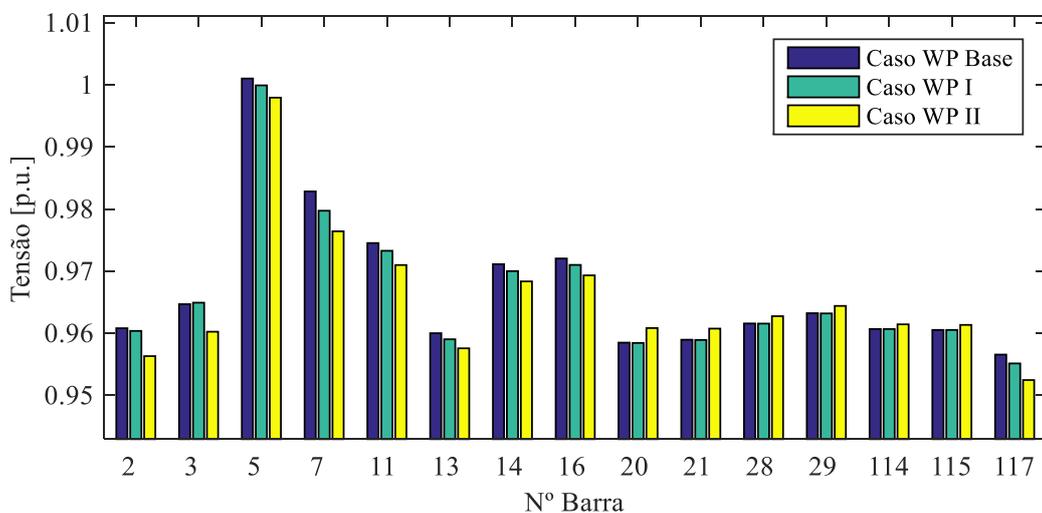


Figura 6.35 – Perfil de tensão nas barras de carga da Área 2 – Cenário 2

As diferenças no comportamento da atuação dos CSTs – Convencional e *Fuzzy*, mesmo para uma situação sem qualquer tipo perturbação, podem ser observadas pela Figura 6.34 e Figura 6.35. Nestas, os sistemas operam em regime permanente considerando os controles existentes em cada Caso. A primeira figura mostra a utilização das reservas de Potência Reativa nas máquinas presentes na Área 2. Já a segunda mostra o perfil de tensão das barras de carga na mesma Área.

Para o Caso WP Base, conforme análise realizada anteriormente, a presença de um parque eólico na Barra 12 ajuda no atendimento das parcelas de potência ativa das cargas presentes na Área. Porém, a falta de suporte de Reativos por parte do parque provoca o aumento da utilização das reservas dos barramentos vizinhos.

Os Barramentos 1, 6 e 12 são responsáveis pelo controle da Área 2 no CST-Convencional. Enquanto isso, no CST-*Fuzzy*, a Barra 1 faz parte da Subárea 2A e as Barras 6 e 12 fazem parte da Subárea 2B. No entanto, em ambos os casos, em função da característica de manutenção do FP unitário nos parques eólicos, a Barra 12 é retirada da função de controle.

Portanto, para os casos com CST-Convencional (WP I) e com CST-*Fuzzy* (WP II), perde-se um elemento importante para o suporte de Reativo na Área. No Caso WP I, o suporte da Área 2 por parte das Barras 1 e 6 impacta significativamente na utilização das reservas de Potência Reativa destes elementos a fim de manter a tensão da Barra 117 (barra piloto) dentro dos limites operativos. Já no Caso WP II, observa-se uma maior distribuição nas contribuições dos elementos de controle por toda a Área. Em termos de perfil de tensão, as barras de carga também assumiram valores dentro dos limites operativos, entretanto, as máquinas, em geral, operam com uma reserva maior de Potência Reativa.

6.6.2 Resposta à Variação na Velocidade do Vento – Evento 1

A Figura 6.36 apresenta a resposta transitória da geração de Potência Reativa das máquinas presentes nos Barramentos 1, 6 e 19, para os Casos WP Base, WP I e WP II, quando há uma queda abrupta na velocidade do vento de 12m/s para 5m/s (Evento 1). Esta perturbação cria uma perda de 94% da injeção de Potência Ativa por parte do parque eólico.

Ressalta-se que no Caso WP Base, o sistema IEEE 118 opera somente com os controles primários de tensão, no Caso WP I o sistema possui um CST-Convencional para cada área e, por fim, no Caso WP II o sistema possui um CST-*Fuzzy*. Todos os casos são referentes ao

Cenário 2, onde há a presença de Geração Eólica. Além disso, os barramentos 1, 6 e 19 são localizados na Área de Controle 2 do sistema.

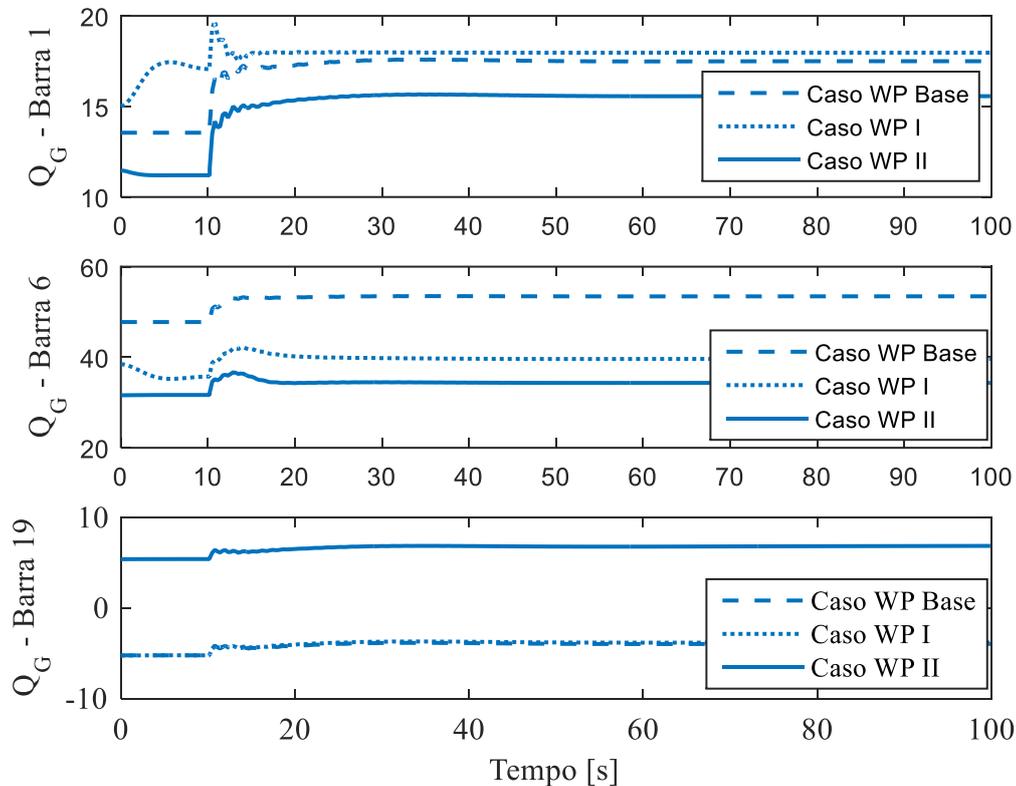


Figura 6.36 – Resposta transitória da potência reativa nas Barras 1 e 6 – Evento 1

Observa-se, na Figura 6.36, que a situação das máquinas antes do evento, no instante de 10s, encontra-se completamente diferente em cada caso analisado. Isto coloca o sistema em diferentes pontos de operação antes e depois do evento. A redução da injeção de Potência Ativa do parque eólico resulta em uma elevação na geração de Potência Reativa, para todos os casos. Isto indica uma tentativa do sistema de restabelecer os níveis de tensão nos barramentos.

No entanto, para o Caso WP Base, a ausência do CST permite que o compensador síncrono da Barra 6 contribua com uma maior injeção de Potência Reativa, antes e depois da perturbação. Porém, dado a exaustão desta máquina, observa-se que a máquina 1 eleva significativamente o seu suporte de Potência Reativa na área. Logo, em regime permanente, as Barras 1 e 6 encontram-se com suas reservas completamente esgotadas.

No caso do CST-Convencional, este procura equilibrar as atuações das máquinas 1 e 6, o que resulta em uma situação melhor para a máquina na Barra 6, porém, ainda assim, o compensador na Barra 1 opera no limite de suporte de reativos.

O CST-*Fuzzy*, por sua vez, possui um ponto operativo inicial um pouco melhor em função da distribuição de reativos mais generalizada ao longo do sistema. Isto fica evidente pela contribuição da máquina na Barra 19, a qual está contribuindo com o suporte de reativos da Área antes e depois do evento. Ainda, em função da redução da injeção de Potência Ativa por parte do Parque Eólico na Barra 12, observa-se um pequeno aumento na contribuição da máquina na Barra 19.

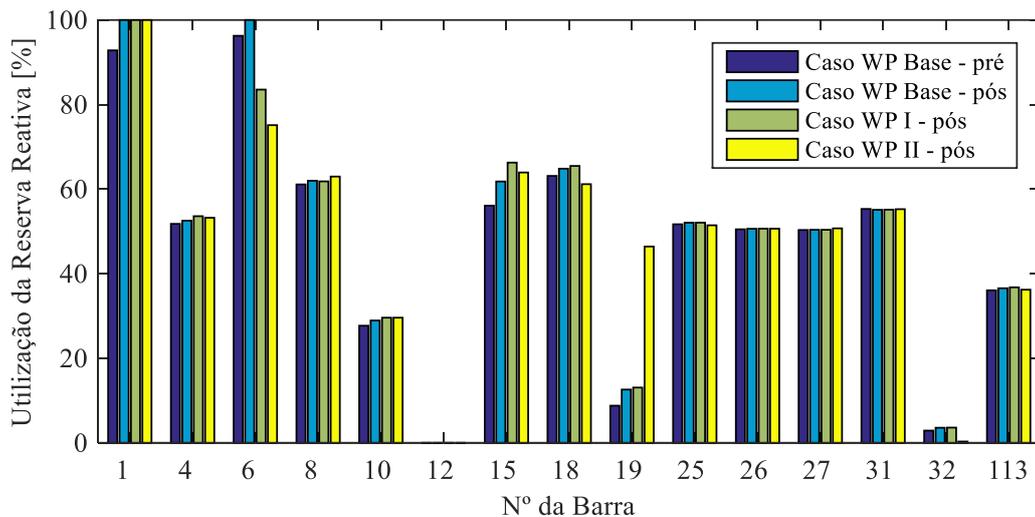


Figura 6.37 – Situação das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 1

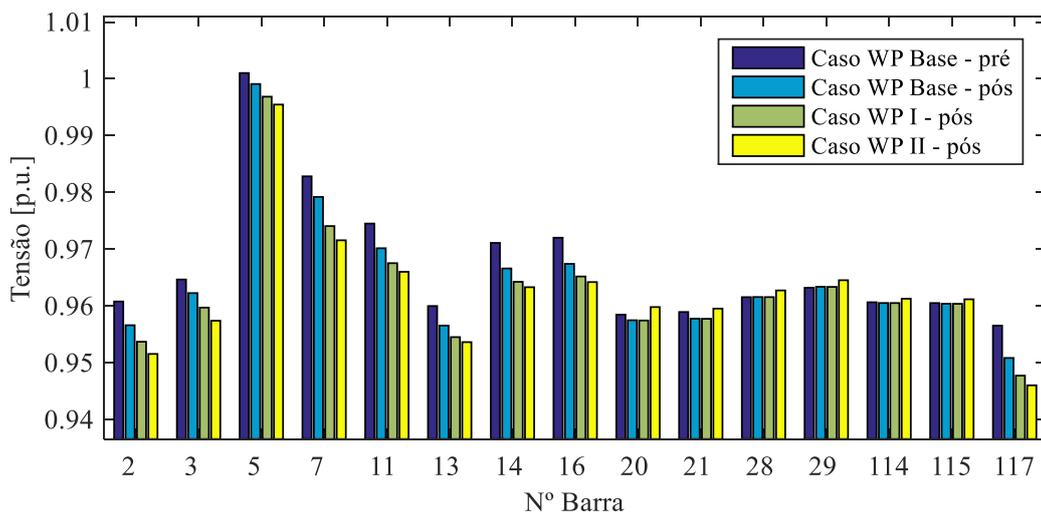


Figura 6.38 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 – Evento 1

A Figura 6.37 apresenta a situação das reservas de potência reativa dos elementos de controle presentes na Área 2. Para comparação, é colocado a situação do sistema do Caso WP Base antes e após o evento. Observa-se que, uma vez mais, o CST-*Fuzzy* resulta em uma

manutenção mais adequada das reservas presentes na área, ao mesmo tempo em que as tensões em regime permanente se encontram dentro dos limites operativos, Figura 6.38.

TABELA 6.8 – RESUMO COMPARATIVO DOS CASOS DO CENÁRIO 2 – EVENTO 1

| | WP Base | WP I | WP II | WP Base | WP I | WP II |
|-----------------------------|------------|--------|---------------|------------|--------|---------------|
| | Pré-evento | | | Pós-evento | | |
| P_G [MW] | 3804,6 | 3802,4 | 3829,2 | 3800,4 | 3796,7 | 3824,3 |
| <i>Área 1</i> | 818,6 | 817,8 | 825,4 | 784,1 | 793,2 | 790,9 |
| <i>Área 2</i> | 1020,2 | 1019,6 | 1027,7 | 977,8 | 977,0 | 985,2 |
| <i>Área 3</i> | 1311,8 | 1310,9 | 1319,5 | 1368,1 | 1366,8 | 1375,6 |
| Q_G [Mvar] | 812,8 | 811,2 | 825,5 | 829,8 | 827,5 | 840,8 |
| <i>Área 1</i> | 211,4 | 210,6 | 231,5 | 205,1 | 204,1 | 224,6 |
| <i>Área 2</i> | 210,6 | 209,7 | 211,5 | 242,8 | 241,1 | 242,9 |
| <i>Área 3</i> | 274,1 | 274,3 | 275,5 | 268,6 | 268,6 | 269,5 |
| P_L [MW] | 3667,7 | 3665,8 | 3690,3 | 3663,6 | 3660,3 | 3685,7 |
| <i>Área 1</i> | 778,0 | 777,3 | 791,5 | 778,0 | 777,2 | 791,5 |
| <i>Área 2</i> | 933,8 | 932,6 | 931,0 | 930,2 | 927,7 | 926,8 |
| <i>Área 3</i> | 1133,0 | 1132,9 | 1144,4 | 1132,7 | 1132,6 | 1144,2 |
| Q_L [Mvar] | 1437,9 | 1437,2 | 1448,6 | 1436,5 | 1435,2 | 1447,1 |
| <i>Área 1</i> | 386,0 | 385,6 | 394,1 | 386,1 | 385,6 | 394,2 |
| <i>Área 2</i> | 353,9 | 353,5 | 353,0 | 352,7 | 351,8 | 351,6 |
| <i>Área 3</i> | 365,0 | 365,0 | 368,3 | 364,9 | 364,9 | 368,2 |
| P_{perdas} [MW] | 136,9 | 136,6 | 139,0 | 136,8 | 136,4 | 138,5 |
| Q_{perdas} [Mvar] | -625,1 | -625,9 | -623,1 | -606,7 | -607,7 | -606,2 |
| MC [MW] | 3742,9 | 3752,0 | 3792,5 | 3419,2 | 3434,8 | 3446,5 |
| B. Crítica – Inicial | 41 | 41 | 41 | 117 | 117 | 117 |
| B. Crítica – Colapso | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

A Tabela 6.8 apresenta o resumo geral da situação do Sistema IEEE 118, para os casos analisados nesta seção, considerando-se os pontos operativos em regime permanente antes e após a ocorrência do Evento 1.

Assim como as análises realizadas anteriormente, verifica-se que o CST-*Fuzzy* é capaz de atender uma carga maior em função da manutenção de um melhor perfil de tensão. Ressalta-se, no entanto, que isto é conquistado ao custo de um pequeno aumento das perdas de Potência Ativa no sistema quando comparado aos demais casos.

No entanto, ainda que não seja o objetivo central do Sistema *Fuzzy*, observa-se que novamente o CST-*Fuzzy* resultou em uma Margem de Carregamento mais elevada do que os casos sem a presença deste controle inteligente. Isto indica que, de fato, há um melhor gerenciamento dos fluxos de reativos, o que permite uma melhor distribuição dos montantes de Potência Ativa pelas linhas do sistema.

6.6.3 Integração da Geração Eólica no CST-Fuzzy

Com o intuito de estressar o sistema e aprofundar a comparação das ações de controle, no âmbito de tensão e potência reativa, resultantes das atuações do CST-Convencional e CST-*Fuzzy*, a seguir serão discutidos os casos do Cenário 2 frente a ocorrência do Evento 2. Neste evento, o sistema sofre um aumento, em rampa, do carregamento em todo o sistema, iniciando em 5s até 10s. Em seguida, em 80s, a velocidade do vento na região dos parques eólicos é abruptamente reduzida de 12m/s para 5m/s.

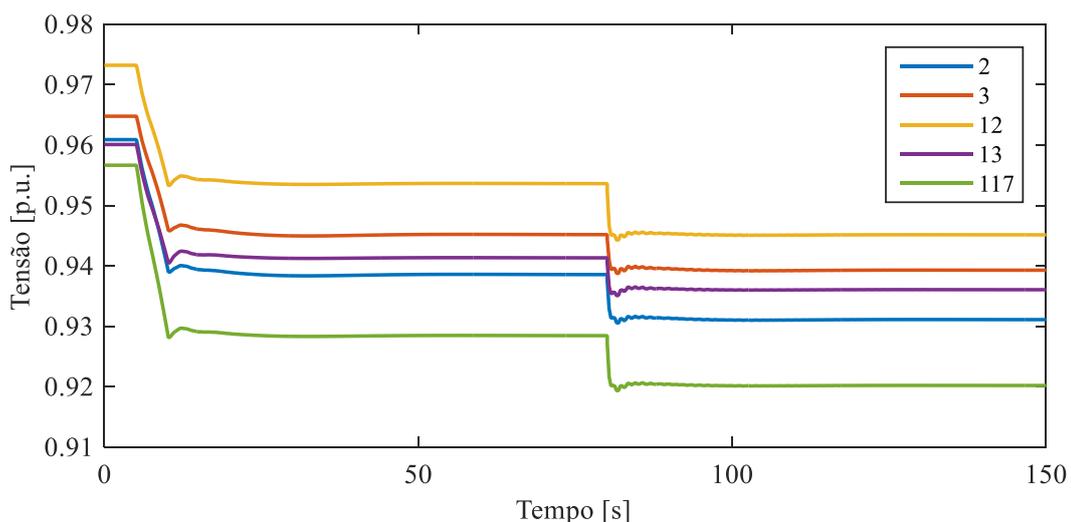


Figura 6.39 – Reposta transitória da tensão na Área 2 para o Caso WP Base – Evento 2

A resposta transitória da tensão em cinco dos principais barramentos de carga da Área 2 do sistema, considerando a aplicação do Evento 2 no Caso WP Base, é apresentada na Figura 6.39. Observa-se que o aumento generalizado de carga, seguido da redução abrupta na

velocidade do vento, e conseqüente redução na injeção de Potência Ativa nos parques eólicos, provocou uma ampla redução no perfil de tensão em regime permanente na área em análise. Nota-se, ainda, que os 5 barramentos apresentados na figura encontram-se com tensões abaixo do limite mínimo operativo de 0,95 p.u.

Uma análise ampliada do efeito do Evento 2 no sistema, em particular na Área 2, são apresentadas também na Figura 6.40 e Figura 6.41. A primeira apresenta o perfil de tensão das barras de carga da Área 2 para os instantes antes e após a aplicação do evento. Similarmente, a segunda figura apresenta a modificação da utilização das reservas de Potência Reativa nas Barras com ECTs para a mesma área.

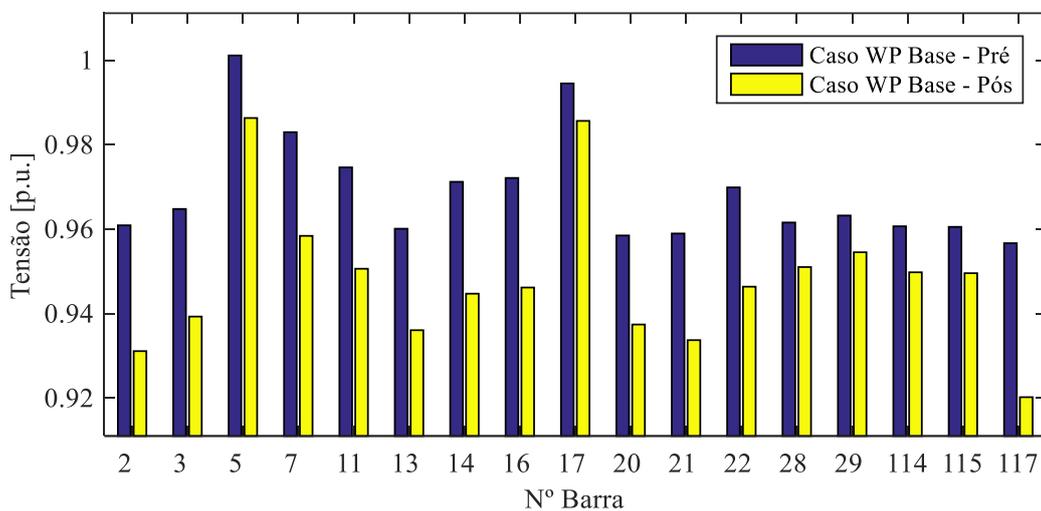


Figura 6.40 – Perfil de tensão na Área 2 para o Caso WP Base – Evento 2

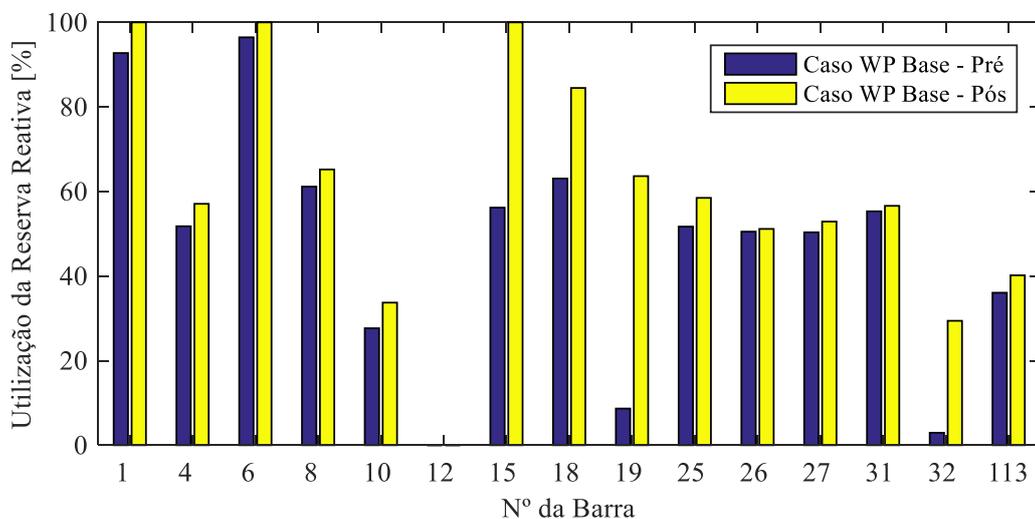


Figura 6.41 – Utilização das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 2

Nota-se que os controles primários de tensão, inerentes aos elementos presentes no sistema, não foram suficientes para restabelecer o perfil de tensão do sistema. Adicionalmente, a utilização das capacidades de geração de Potência Reativa dos elementos se mostrou ineficiente, uma vez que diversos elementos perderam a capacidade de controle, enquanto outros poderiam ter atuado para atenuar a queda de tensão no sistema.

Portanto, diante deste contexto que surge a real aplicação dos CSTs, na tentativa de corrigir desvios de tensão de valores predeterminados e, simultaneamente, gerenciar as reservas de Potência Reativa de forma adequada.

No entanto, conforme resultados já apresentados e discutidos, a atuação do CST-Convencional prioriza a manutenção da proporcionalidade na participação dos elementos envolvidos no controle. Isto pode, em alguns casos, ser insuficiente para que o sistema se beneficie das ações de controle tomadas.

Aplicando-se o Evento 2 para o Caso WP I, com a presença de um CST-Convencional, observa-se que de fato a atuação do controle buscou manter um equilíbrio entre a participação das máquinas nas Barras 1 e 6, conforme mostra a Figura 6.42.

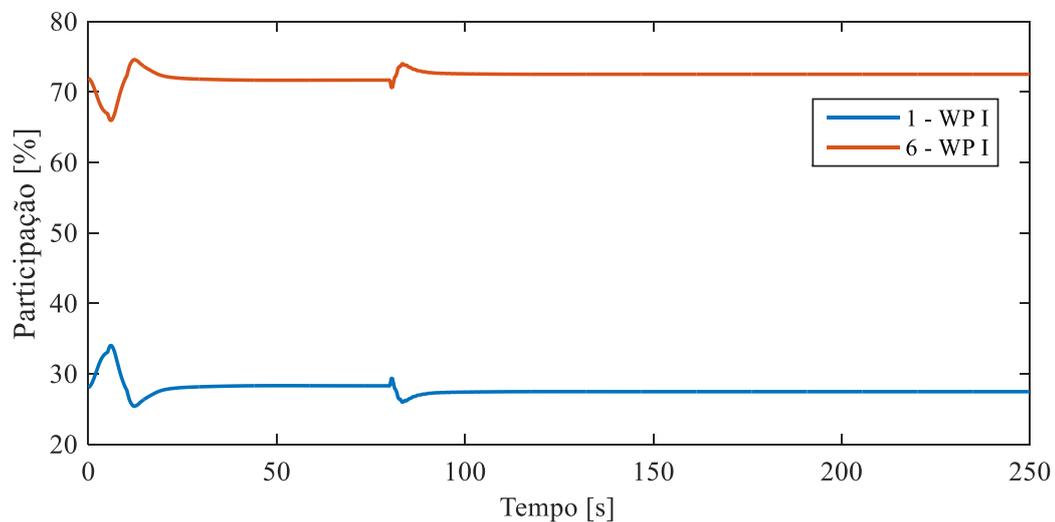


Figura 6.42 – Resposta transitória do suporte de potência reativa – Caso WP I e Evento 2

A Área 2 do sistema conta somente com os elementos presentes nas Barras 1 e 6 para o suporte de Potência Reativa através do CST-Convencional. Disto, observa-se que a proporção de cerca de 70% e 30% para as Barras 6 e 1, respectivamente, são mantidas ao longo do período transitório e durante o regime permanente. Nenhuma outra ação de controle adicional é tomada pelo CST de modo a garantir um controle de tensão e potência reativa adequado.

Entretanto, considerando a atuação do CST-*Fuzzy* (Caso WP II) para o Evento 2, observa-se que a resposta do sistema assume uma evolução completamente diferente no período transitório. Isto fica evidente na Figura 6.43, a qual mostra o comportamento transitório da participação no suporte de potência reativa da Área 2 para os principais elementos de controle da área. Para o gráfico, o montante total de suporte de reativo foi calculado com base na contribuição de todos os elementos participantes dos CSTs de cada subárea de controle.

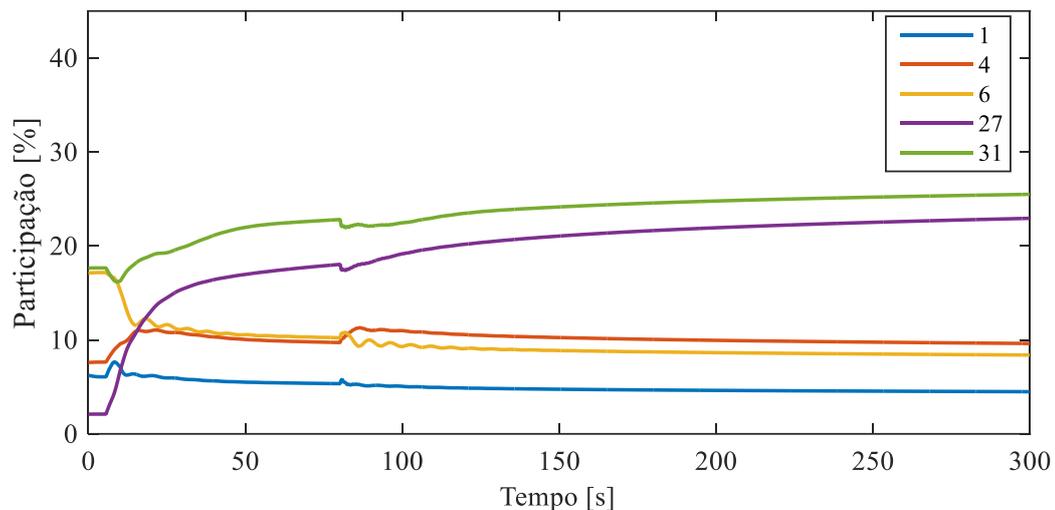


Figura 6.43 – Resposta transitória do suporte de potência reativa – Caso WP II e Evento 2

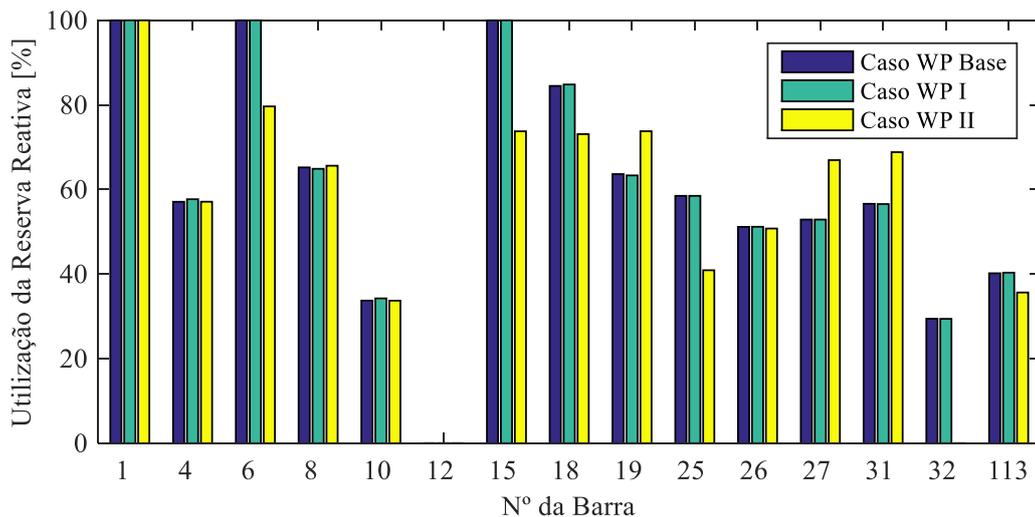


Figura 6.44 – Comparação da situação das reservas de reativos da Área 2 – Evento 2

Ao contrário da participação no suporte dado pelo CST-Convencional, os Sistemas *Fuzzy* atuaram individualmente de modo a reduzir os desvios de tensão de cada subárea de controle e gerenciar o suporte de reativos. Estas ações, somadas, contribuíram para a melhoria

global do sistema quanto a uma melhor redistribuição e uso das reservas de potência reativa, vide Figura 6.44.

Entretanto, embora a situação das reservas tenha permanecido em um patamar mais adequado, a gravidade das perturbações consideradas torna a manutenção da tensão uma tarefa mais complexa. O gráfico de barras na FIGURA resume e compara a situação das tensões, em regime permanente, dos barramentos de carga da Área 2 do sistema.

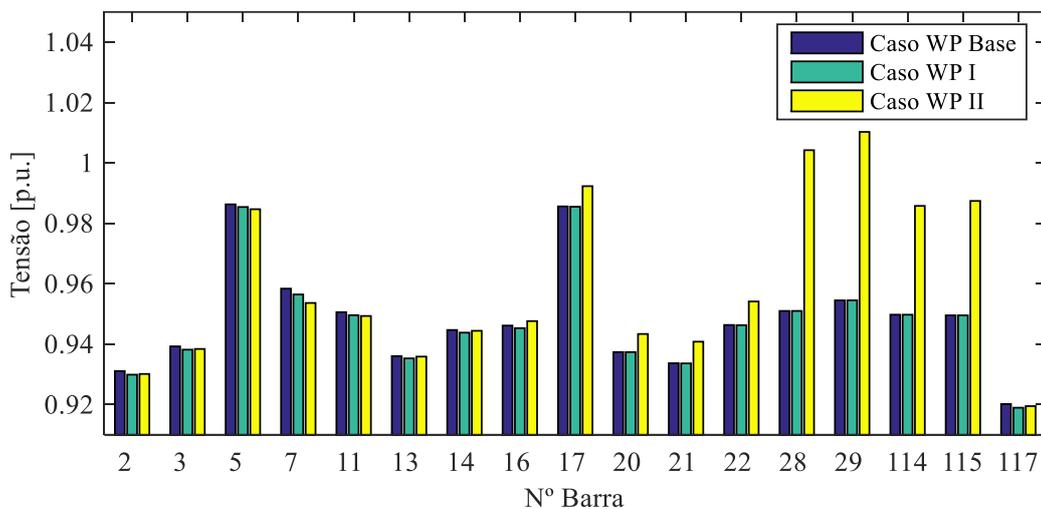


Figura 6.45 – Comparação do perfil de tensão da Área 2 pós-evento

Nota-se que, apesar do aumento significativo das tensões em diversos barramentos do sistema, o CST-*Fuzzy* também não foi capaz de corrigir as violações de tensão nas barras mais críticas do sistema. Novamente, a manutenção do FP unitário no parque eólico, frente a uma subárea de controle com déficit de suporte de reativos, é, uma vez mais, um problema grave para a manutenção das tensões no sistema.

A solução para tal problema surge da reconsideração quanto a forma de operação e controle dos Parques Eólicos, principalmente, em cenários onde a falta de suporte de potência reativa pode representar um ponto crucial para operação adequada do sistema. Isto pode também, em alguns casos, significar a escalada para problemas de tensão mais graves, como um eventual colapso de tensão.

Sendo assim, para o Caso WP III, os parques eólicos, uma vez identificados pelo *mode-shape* como barras sensíveis para uma dada subárea, serão considerados como elementos de controle e, portanto, passarão a integrar o CST-*Fuzzy*. Este é o caso do parque eólico localizado na Barra 12 do sistema, dentro da Área 2, a qual tem sido destaque nas análises ao longo do

trabalho. Logo, espera-se que esta contribuição adicional possibilite, ao sistema, a restauração do perfil de tensão e, concomitantemente, o gerenciamento do suporte de reativos.

A Figura 6.46 ilustra o comportamento transitório da participação na geração de potência reativa na Área 2 para cinco barras distintas. Observa-se que a integração da Eólica no CST-*Fuzzy* resultou em uma resposta bem diferente da apresentada pela Figura 6.43.

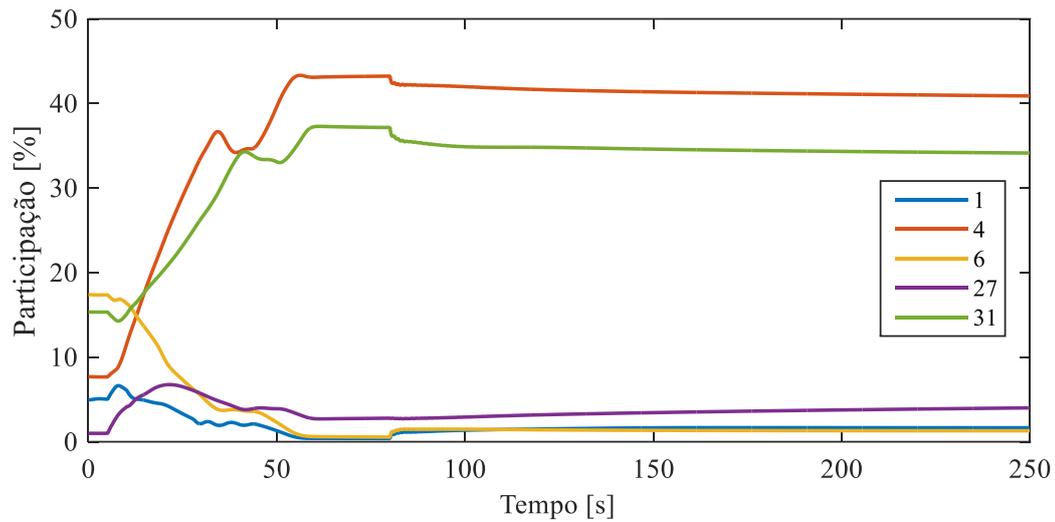


Figura 6.46 – Variação do suporte de potência reativa da Área 2 – Caso WP III e Evento 2

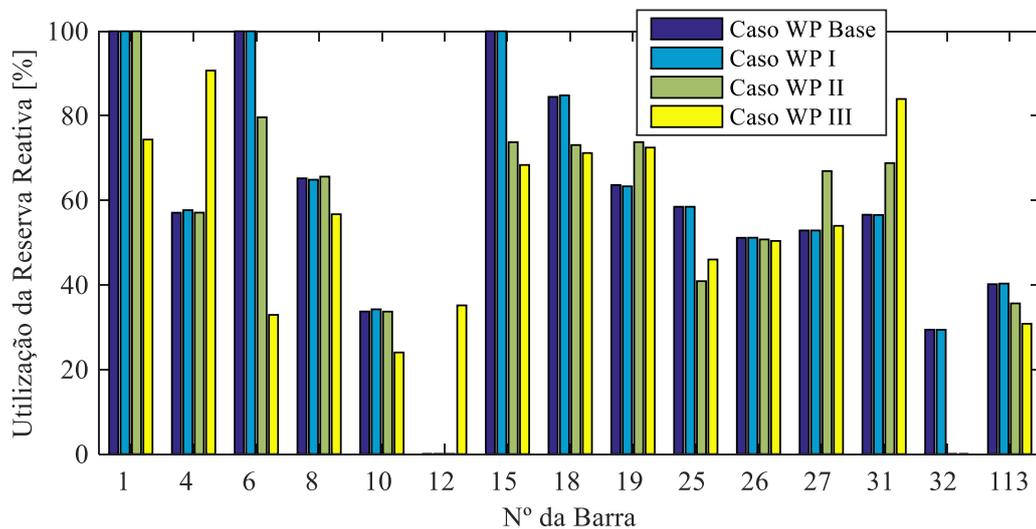


Figura 6.47 – Comparação das reservas de potência reativa na Área 2 – Evento 2

Conforme apresentado, a Subárea 2C do sistema é composta somente pela Barra 4 como elemento de controle. Porém, após a inserção e integração do parque eólico como um elemento de suporte de reativos, a identificação de áreas e subáreas reagrupou a máquina síncrona da Barra 31 juntamente com a Barra 4 no controle da Subárea 2C. Desta forma, o potencial de

suporte de Potência Reativa da subárea foi elevado, o que permitiu, conseqüentemente, uma maior excursão e participação de ambas as máquinas na manutenção de toda a Área 2.

A Figura 6.47 mostra que, em regime permanente, as reservas de potência reativa para o Caso WP III encontram-se em situação muito mais favorável do que os demais casos analisados, o que reforça o correto gerenciamento das mesmas. Nota-se ainda que para o Caso em análise conta com a participação do Parque Eólico presente na Barra 12, o qual contribui com cerca de 30% de sua reserva disponível, o equivalente a uma pequena injeção de Potência Reativa de cerca de 3,7MVar, porém, suficiente para modificar os fluxos na região.

Com relação a modificação no perfil de tensão, observa-se, pela Figura 6.48, que a inserção da eólica no CST-*Fuzzy* melhorou significativamente o perfil de tensão de toda a Área 2, corrigindo adequadamente os níveis de tensão dos barramentos que se encontravam com violação dos limites mínimos operativos.

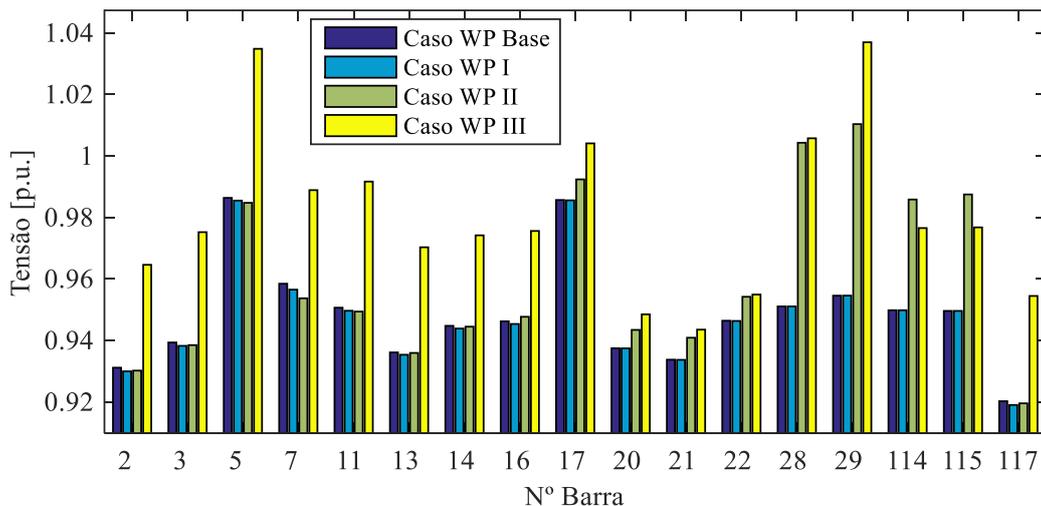


Figura 6.48 – Comparação do perfil de tensão na Área 2 – Evento 2

Estes resultados são confirmados pela presença da Barra 12 como um dos elementos com maior magnitude dentro do autovetor utilizado para identificação de sua subárea. O que a torna uma barra sensível à variação de tensão para uma dada uma variação de potência reativa. Este aspecto é completamente desprezado quando adotada a manutenção do fator de potência unitário nas barras com presença de parques eólicos, o que prejudica o controle de tensão e potência reativa, em especial, da área a qual estes estão envolvidos.

A Tabela 6.9 apresenta o resumo comparativo de todos os casos analisados para o Cenário 2 na condição de ocorrência do Evento 2. De forma a facilitar a comparação, os

resultados em regime permanente do sistema para o Caso WP Base são repetidos na primeira coluna, indicando a situação antes da aplicação do evento.

TABELA 6.9 – RESUMO COMPARATIVO DOS CASOS DO CENÁRIO 2 – EVENTO 2

| | WP Base | WP Base | WP I | WP II | WP III |
|-----------------------------|------------|------------|--------|---------------|---------------|
| | Pré-evento | Pós-evento | | | |
| P_G [MW] | 3804,6 | 4217,2 | 4245,6 | 4244,8 | 4333,2 |
| Área 1 | 818,6 | 899,8 | 907,8 | 907,7 | 933,2 |
| Área 2 | 1020,2 | 1070,4 | 1076,8 | 1078,7 | 1099,1 |
| Área 3 | 1311,8 | 1530,2 | 1541,4 | 1539,1 | 1571,7 |
| Q_G [Mvar] | 812,8 | 1407,0 | 1421,5 | 1390,4 | 1503,3 |
| Área 1 | 211,4 | 329,4 | 331,6 | 333,4 | 327,0 |
| Área 2 | 210,6 | 431,9 | 432,4 | 441,4 | 519,7 |
| Área 3 | 274,1 | 395,5 | 408,8 | 393,3 | 412,0 |
| P_L [MW] | 3667,7 | 4057,6 | 4084,9 | 4082,3 | 4159,3 |
| Área 1 | 778,0 | 892,9 | 895,7 | 895,0 | 894,4 |
| Área 2 | 933,8 | 1040,4 | 1039,8 | 1052,8 | 1111,2 |
| Área 3 | 1133,0 | 1225,9 | 1250,9 | 1243,3 | 1255,3 |
| Q_L [Mvar] | 1437,9 | 1866,7 | 1877,7 | 1852,2 | 1910,7 |
| Área 1 | 386,0 | 506,3 | 508,3 | 502,6 | 507,4 |
| Área 2 | 353,9 | 480,3 | 480,1 | 478,4 | 513,2 |
| Área 3 | 365,0 | 466,0 | 475,1 | 464,8 | 476,0 |
| P_{perdas} [MW] | 136,9 | 159,5 | 160,7 | 162,5 | 173,9 |
| Q_{perdas} [Mvar] | -625,1 | -459,7 | -456,2 | -461,8 | -407,4 |
| MC [MW] | 3742,9 | 2810,3 | 2830,4 | 3004,6 | 2871,2 |
| B. Crítica – Inicial | 41 | 117 | 117 | 117 | 117 |
| B. Crítica – Colapso | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

O resumo dos casos mostra, uma vez mais, que o CST-Fuzzy resulta em um melhor ponto operativo para o sistema em regime permanente, seja considerando a integração da Geração Eólica (Caso WP III) ou através da manutenção do FP unitário nos parques eólicos

(Caso WP II). Este último, inclusive, apresentou uma melhor margem de carregamento que os demais casos. No entanto, conforme apresentado anteriormente, em termos de perfil de tensão, o sistema apresenta diversas violações dos limites mínimos, o que resulta em tensões menores e, conseqüentemente, um carregamento menor em função da característica de impedância constante das cargas do sistema.

Por outro lado, a integração da Geração Eólica no CST-*Fuzzy* permitiu a melhoria global do perfil de tensão do sistema, além do melhor gerenciamento das reservas de potência reativa. Porém, ainda assim, o Sistema *Fuzzy* composto por máquinas síncronas e parques eólicos resultou em uma margem de carga melhor que os casos sem a presença do CST-*Fuzzy*. Sendo assim, mesmo com perfis de tensão maiores e carregamento maior, o sistema ainda se encontra em um ponto de operação mais favorável.

A manutenção da filosofia de controle, baseado em referências preestabelecidas ou em ações de controle dependentes da atuação de um operador, diante de Sistemas de Transmissão com grande inserção de fontes intermitentes poderá representar a abertura para problemas de tensão cada vez maiores.

Portanto, comparativamente, observa-se que a proposta de um Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* apresenta-se como uma alternativa promissora para cenários onde a intermitência e a variação das características do sistema são cruciais para a operação do mesmo. A capacidade de atualização e adaptação dos controles frente à observação da sensibilidade do sistema, em uma perspectiva de sistemas cada vez mais dinâmicos, apresenta-se como uma solução adequada e necessária, no que tange o controle de tensão e Potência Reativa.

6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados, comparações e discussões quanto à operação da metodologia proposta, no Capítulo 5, para um Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy*, o qual possui a capacidade de identificar áreas, subáreas e os elementos mais sensíveis para o controle adequado da tensão do sistema.

Com o intuito de fundamentar os conceitos e aprofundar a análise, inicialmente o sistema teste foi avaliado quanto à modificação na composição de áreas e subáreas diante da

presença de determinados eventos. Verificou-se, ainda, a coerência nas repostas dinâmicas dos elementos do sistema e a identificação de áreas e subáreas pelo *mode-shape*.

Em seguida, o Sistema *Fuzzy* proposto foi comparado com a operação estática e dinâmica dos Controles Primários de Tensão e com um Controle Secundário de Tensão Convencional em diferentes cenários. Os elementos de controle de tensão foram analisados frente a operação em um Sistema de Transmissão composto somente por máquinas síncronas.

Antes de incorporar a característica intermitente de fontes de geração eólica nos sistemas teste, observou-se os impactos destas fontes na operação do sistema em regime permanente e durante o período transitório. Discutiu-se quais as modificações e implicações da inserção de geração intermitente diante do contexto de Controle de Tensão e Potência Reativa.

Por fim, foi realizado uma ampla análise da operação CSTs diante do cenário com a presença de Geração Eólica em larga escala. Demonstrou-se que, de fato, a presença deste elemento somente como uma fonte de Potência Ativa prejudica o controle de tensão e limita as ações dos CSTs. Em cenários cada vez mais dinâmicos, a utilização do suporte de Potência Reativa proveniente destas fontes representa uma mudança fundamental e necessária para a operação dos sistemas.

A potencialidade da utilização da capacidade de geração de Potência Reativa, por parte dos Parques Eólicos, foi abordada através a integração desta fonte na malha do CST-*Fuzzy*. Os resultados apresentados mostraram a melhoria significativa que este tipo de filosofia pode trazer a operação dos sistemas elétricos, inclusive quanto a estabilidade de tensão do mesmo.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS

7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas décadas, o crescente questionamento na exploração de fontes de energia de origem fóssil tem sido um ponto de discussão recorrente entre a comunidade científica, sociedade e as lideranças políticas dos países mais desenvolvidos. Este interesse no tema tem ganhado força, principalmente, devido ao eminente esgotamento das reservas de energia de origem fóssil e quanto as preocupações com impactos ambientais em escala mundial. Logo, a procura pela utilização de fontes de energia renovável tem tido destaque em todos os setores da indústria e pesquisa.

No setor elétrico, têm-se visto uma grande diversificação da matriz de energia elétrica em diversos países, favorecidas pela exploração de fontes alternativas de energia. De modo geral, observa-se uma presença cada vez maior de fontes de energia renovável de modo a elevar a reserva de potência ativa na rede elétrica [87-89]. Por outro lado, a variabilidade na geração destas fontes, quando presentes em larga escala, pode depreciar os índices de confiabilidade do sistema, tal como a expectativa de não atendimento da carga do sistema (LOLE – *Loss of Load Expectation*), conforme destacado em [90].

Uma questão fundamental é que o planejamento e a operação dos sistemas elétricos de potência deverão passar por inúmeras reformulações teóricas e práticas de modo a atender o novo panorama de aproveitamento energético. A característica intermitente das FERs, como a Geração Solar e Eólica por exemplo, cria um cenário ainda pouco explorado e adiciona uma complexidade à operação do sistema dentro dos limites regulamentados para o sistema elétrico.

Sob o ponto de vista do Controle de Tensão e Potência Reativa, a inserção de fontes intermitentes em larga escala, nos Sistemas de Transmissão, altera a característica da rede e a distribuição dos fluxos de Potência Ativa e Reativa ao longo do sistema. A variabilidade destas fontes implica na modificação contínua do comportamento da rede, o que dificulta a atuação adequada de Sistemas de Controle de Tensão em nível mais sistêmico ou a correta identificação de ações a serem tomadas por parte dos operadores da rede.

As ações tomadas sobre o sistema elétrico no âmbito de melhorar o perfil de tensão sistêmico e equilibrar o suporte de Potência Reativa entre os elementos da rede é responsabilidade do Controle Secundário de Tensão. Este pode ter a sua operação vinculada a um sistema de atuação automática ou manual. O último depende da experiência e habilidade de um operador da rede em, corretamente, identificar e solucionar os problemas.

Neste contexto, esta tese discutiu os conceitos e desafios relacionados ao tema de Controle de Tensão e Potência Reativa diante do atual cenário de crescimento da participação de fontes intermitentes de energia na matriz de energia elétrica, em especial no âmbito dos Sistemas de Transmissão.

Estabelecidos os fundamentos e a problemática vinculada ao cenário proposto, esta tese apresentou um Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* composto por ferramentas de identificação de Áreas e Subáreas de Controle de Tensão e de construção automática dos Sistemas *Fuzzy*, os quais compreendem os diversos CSTs associados a cada subárea de controle de tensão. A identificação das Áreas e Subáreas de tensão, realizada através de análise modal dos elementos dos autovetores à direita da matriz jacobiana, permite o estabelecimento das barras de referência de tensão e elementos de controle mais sensíveis sob o ponto de vista de tensão. Isto possibilita não somente a identificação e organização das variáveis de entrada do Sistema *Fuzzy*, mas também ajuda na construção das regras difusas que formam o sistema.

Uma plataforma de simulação dinâmica foi desenvolvida em MATLAB® para possibilitar a análise do comportamento e evolução da resposta, entre o período transitório e o regime permanente, do sistema elétrico frente a atuação do Controle Secundário de Tensão no contexto da inserção de Geração Eólica em larga escala. Esta plataforma conta com os modelos matemáticos algébrico-diferenciais dos principais elementos presentes nos SEPs, modelagem dinâmica dos Geradores Eólicos com velocidade variável do tipo DFIG e modelos dos CSTs convencional e baseado em Lógica *Fuzzy*. Além disso, a plataforma possui diversas ferramentas de análise estática como: vetor tangente, fluxo continuado e análise modal. Estas características permitiram alcançar os resultados analisados neste trabalho.

Inicialmente, os sistemas analisados foram estressados em um contexto sem a presença de Geração Eólica. Isto foi necessário para analisar, de forma isolada, as possíveis variações na composição nas áreas e subáreas de controle de tensão diante de perturbações na rede. Os resultados discutidos mostraram que não há grandes alterações na composição das Áreas de

Controle de Tensão identificadas através da análise modal. As modificações observadas restringem-se, em grande parte, a magnitude dos elementos dentro do autovetor à direita associado a área em análise. Portanto, as variações nas características do sistema possuem maior impacto na composição das subáreas de controle de tensão, as quais são definidas com base na semelhança entre as magnitudes dos elementos dentro de uma área. Logo, estes aspectos devem ser levados em consideração quando da determinação das barras de referência e controle dentro de uma subárea.

Além disso, os resultados iniciais comprovaram a coerência dinâmica nas respostas transitórias das tensões em barramentos presentes numa mesma área e/ou subárea. Observou-se, que barramentos de subáreas diferentes dentro de uma mesma área apresentam oscilações de tensão similares, porém com algumas discrepâncias ao longo do tempo. Já barramentos de áreas de controle distintas apresentam respostas transitórias completamente diferentes entre si, considerando um mesmo evento.

Com respeito ao Controle Secundário de Tensão, observou-se que há certa semelhança na atuação entre o CST-Convencional e o CST-*Fuzzy* apresentado. Ambos buscaram a manutenção das tensões e das reservas de potência reativa no sistema. Entretanto, o CST-*Fuzzy* possui um impacto mais sistêmico em função das ações de controle priorizarem não somente o controle de uma pequena porção do sistema, i.e., subárea de controle, mas também de sempre buscar uma redistribuição de potência reativa adequada entre os elementos de controle envolvidos. Logo, mais do que dividir proporcionalmente a contribuição, o Sistema *Fuzzy* observa a situação do sistema e a de cada elemento individualmente na tentativa de preservar, ao máximo, as reservas disponíveis.

Quando da inserção de geração eólica em larga escala, o CST-*Fuzzy* foi capaz, também, de gerenciar adequadamente o sistema. Porém, quando considerado uma condição de carga pesada juntamente com uma redução na injeção por parte dos parques eólicos, os CSTs considerados não foram capazes de controlar o perfil de tensão do sistema de forma eficiente. Isto estava relacionado, principalmente, a falta de suporte de potência reativa por parte dos parques eólicos.

No entanto, após a integração da Geração Eólica ao CST-*Fuzzy*, observou-se uma mudança drástica no perfil de tensão e no gerenciamento das reservas de potência reativa do sistema. Logo, mostrou-se que ao considerar as FERs como parte integrante dos Sistemas Hierárquicos de Controle de Tensão, pode-se obter um grande benefício na operação sistêmica.

7.2 PROPOSTA DE ESTUDOS FUTUROS

Seguindo o tema de Controle de Tensão e Potência Reativa e o cenário da inserção de FERs em larga escala em Sistemas de Transmissão, pode-se citar algumas sugestões para possíveis extensões do presente trabalho:

- Avaliação dos requisitos necessários a implementação do Controle Secundário de Tensão baseado em Lógica *Fuzzy* em um contexto de operação em tempo real;
- Incorporar outros elementos de controle ao CST-*Fuzzy*, tais como Geração Solar, compensadores estáticos, ajuste de tape de transformadores e banco de compensação shunt;
- Considerar um módulo de previsão de carga e geração das fontes intermitentes com o objetivo de antever uma ação de controle para o sistema;
- Criar módulos para operação emergencial capaz de modificar os parâmetros dos sistemas *fuzzy* para atender este cenário operativo;
- Avaliar a utilização do CST-*Fuzzy* juntamente com um Controle Terciário de Tensão;
- Aperfeiçoar a ferramenta de simulação computacional de modo a acelerar o processo de integração do sistema de equações algébrico-diferenciais;
- Aperfeiçoar e identificar novos modelos matemáticos para a inclusão de outros elementos ao sistema como: Controle Automático de Geração, Estabilizador de Sistemas de Potência, outros modelos de carga e cargas dinâmicas.

7.3 PUBLICAÇÕES DESENVOLVIDAS AO LONGO DO TRABALHO

A seguir são listados os trabalhos publicados ao longo da realização do doutorado:

- SANTOS, M. V.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; LOPES, B. I. L.; MARUJO, D. “Secondary Voltage Control System Based on Fuzzy Logic,” In: Electric Power System Research, vol. 119, pp. 377-384, Oct. 2014.
- MARUJO, D.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; LOPES, B. I. L.; SANTOS, M. V.; LO, Kwok L.; “On Control Actions Effects by Using QV Curves,” In: IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, p. 1-8, 2014.
- OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; SANTOS, M. V.; MARUJO, D.; CARVALHO FILHO, J. M.; BONATTO, B. D.; GUERRERO, C. A. V. “Optimal Voltage Control on Power Distribution Systems using Artificial Immune Systems,” In: 2nd CIGRÉ Regional South East European Conference 2014,

- 2014, Timisoara. Proc. of 2nd CIGRÉ Regional South East European Conference 2014, 2014.
- OLIVEIRA, D. Q.; MARUJO, D.; SANTOS, M. V.; DELBONI, L. F. N.; GUERRERO, C. A. V.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; BRAGA JR., M. F.; LOPES, B. I. L.; CARVALHO FILHO, J. M.; FELBER, L. A., “Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição usando Sistemas Imunológicos Artificiais,” Congresso Brasileiro de Automática - CBA, 2014.
 - MARUJO, D.; SANTOS, M.V.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; LOPES, B. I. L. Avaliação de Segurança de Tensão Considerando uma Técnica Híbrida de Previsão de Carga. In: XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015, Foz do Iguaçu. Anais do XXIII SNPTEE, 2015. v. 1. p. 1-6.
 - ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; GARCÍA DE VICUÑA, L.; MIRET, J.; SANTOS, M. V.; CASTILLA, M.; MARUJO, D. “Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters.” IET Renewable Power Generation (Online), v. 1, p. 1-7, 2015.
 - OLIVEIRA, D. Q.; MARUJO, D.; SANTOS, M. V.; BONATTO, B. D.; ARANGO, H.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; CARVALHO FILHO, J. M.; SILVEIRA, P. M.; FELBER, L. A.; BRAGA JR., M. F., “Multiobjective Voltage Control in Smart Distribution Power Systems,” 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America, 2015.
 - OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALMEIDA, A. B.; SANTOS, M. V.; LOPES, B. I. L.; MARUJO, D., “Microgrid management in emergency scenarios for smart electrical energy usage,” 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015.
 - OLIVEIRA, D. Q.; BONATTO, B. D.; ARANGO, H.; SANTOS, M. V.; MARUJO, D.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; FELBER, L. A.; BRAGA JR, M. F.; NASCIMENTO, J. A. O.; CARVALHO FILHO, J. M., “Análise Econômica de uma Proposta de Controle de Tensão Inteligente em Sistemas de Distribuição,” XI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2015.
 - GUERRERO, C. A. V.; SILVEIRA, P. M.; CARVALHO, J. M.; BONATTO, B. D.; OLIVEIRA, D. Q.; SANTOS, M.; MARUJO, D.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; FELBER, L. A.; OLIVEIRA, J. A.; BRAGA, M. F. “A new software-in-the-loop strategy for real-time testing of a coordinated Volt/Var Control,” 2016 IEEE PES PowerAfrica, 2016.
 - OLIVEIRA, D.Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; SANTOS, M.V.; ALMEIDA, A.B.; LOPES, B.I.L.; SAAVEDRA, O.R. “A fuzzy-based approach for microgrids islanded operation.” ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH, v. 149, p. 178-189, 2017.

- OLIVEIRA, D.Q.; SANTOS, M.V.; MARUJO, D.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; DELBONI, L.F.N.; FELBER, L.A. “A multiobjective voltage control framework for multifeeder distribution systems.” INTERNATIONAL TRANSACTIONS ON ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS, v. 1, p. e2607, 2018.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNFCCC. “The mechanisms under the Kyoto Protocol: Emissions trading, the clean development mechanism and joint implementation”. Disponível em: <http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/items/1673.php>. Acesso em 28 de maio 2014.
- [2] FREITAS, I. M. B; DANTAS, E.; IIZUKA, M. “The Kyoto mechanisms and the diffusion of renewable energy technologies in the BRICS,” *Energy Policy*, vol. 42, pp. 118-128, Mar. 2012.
- [3] ARENT, D. J.; WISE, A.; GELMAN, R.; “The status and prospects of renewable energy for combating global warming,” *Energy Economics*, vol. 33, no. 4, pp. 584-593, Jul. 2011.
- [4] BRASIL. Núcleo de Assuntos Estratégicos (NAE). “Mudança do Clima: Volume II”. 4. ed. Brasília, 2005. 502 p.
- [5] ANEEL. “BIG – Banco de Informações de Geração”. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 28 de maio 2014.
- [6] ANEEL. “BIG – Banco de Informações de Geração”. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 01 de fevereiro 2018.
- [7] ANEEL. “BIG – Banco de Informações de Geração”. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>>. Acesso em 01 de fevereiro de 2018.
- [8] EWEA - THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. “Wind in power: 2013 European statistics”. Fev. 2014. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf>. Acesso em 14 de julho 2014.
- [9] BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ministério de Minas e Energia (MME). “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”. 1. ed. Brasília, 2017. 271 p.
- [10] TARANTO, G. B.; MARTINS, N.; FALCÃO, D. M.; MARTINS, A. C. B.; dos SANTOS, M. G. “Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System,” 2000 *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, pp. 937-942, Seattle, EUA, Jul. 2000.
- [11] TARANTO, G. N.; MARQUES, A. B.; FALCÃO, D. M. “Coordinated Voltage Control Using Fuzzy Logic,” 2002 *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, pp. 1314-1317, Chicago, EUA, Jul. 2002.
- [12] MARQUES, A. B.; TARANTO, G. N.; FALCÃO, D. M. “A supervisory knowledge-based system for monitoring and control of regional voltage profile,” 2001 *IEEE Porto Power Tech Conference*, vol. 2, Porto, Portugal, Set. 2001.

-
- [13] GOMES, C. B.; MARTINS, N.; TARANTO, G. N.; FERRAZ, J. C. R.; SANTOS, M. G. “Estudos Preliminares da Aplicação de Controle Coordenação de Tensão na Área Rio,” *VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE*, Foz do Iguaçu, Paraná, Maio 2002.
- [14] PAUL, J. P.; LEOST, J. Y.; TESSERON, J. M. “Survey of the secondary voltage control in France: Present realization and investigations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 505-511, 1987.
- [15] CORSI, S. “The Secondary Voltage Regulation in Italy,” *2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 296-304, Seattle, EUA, Jul. 2000.
- [16] ILIC'-SPONG, M.; CHRISTENSEN, J.; EICHORN, K. L. “Secondary voltage control using pilot information,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 660-668, Maio 1988.
- [17] JANSSENS, N. “Tertiary and secondary voltage control for the Belgian HV system,” *IEE Colloquium on International Practices in Reactive Power Control*, pp. 8/1-8/8, Abril 1993.
- [18] SANCHA, J. L.; FERNÁNDEZ, J. L.; CORTÉS, A.; ABARCA, J. T. “Secondary voltage control: Analysis, solutions and simulation results for the Spanish transmission system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 630-638, Maio 1996.
- [19] MORISON, K.; WANG, X.; MOSHREF, A.; EDRIS, A. “Identification of voltage control areas and reactive power reserve; an advancement in on-line voltage security assessment,” *Proc. 2008 IEEE Power and Energy Soc. General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–7.
- [20] PARAMASIVAM, M.; DASGUPTA, S.; AJJARAPU, V.; VAIDYA, U. “Contingency Analysis and Identification of Dynamic Voltage Control Areas”. *IEEE transactions on Power Systems*, v. 30, no 6, pp. 2974-2983, November 2015.
- [21] GRIGORAS, G.; B. NEAGU, C.; SCARLATACHE, F.; CIOBANU, R. C. “Identification of pilot nodes for secondary voltage control using K-means clustering algorithm,” *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Edinburgh, 2017, pp. 106-110.
- [22] POPOVIĆ, D. S. “Impact of secondary voltage control on voltage stability,” *Electric Power Systems Research*, vol. 40, no. 1, pp. 51-62, Jan. 1997.
- [23] da SILVA, R. J. G. C.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; LEME, R. C.; SONODA, D. “Decentralized secondary voltage control using voltage drop compensator among power plants,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 47, pp. 61-68, Maio 2013.
- [24] HU, B.; CAÑIZARES, C. A.; LIU, M. “Secondary and tertiary voltage regulation based on optimal power flows,” *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control*, pp. 1-6, Rio de Janeiro, Brasil, Ago. 2010.

-
- [25] GUBINA, F.; GUBINA, A. “Decentralized secondary voltage control based on neural network and its effect on generator interaction,” *8th Mediterranean Electrotechnical Conference*, vol. 2, pp. 913-916, Bari, Itália, Maio 1996.
- [26] NEVES, R. V. A. “Controle de tensão terminal e potência reativa de um grupo motor gerador diesel conectado à rede de distribuição,” Dissertação de Mestrado, EESC/USP, São Carlos, 2013.
- [27] PAVÃO, R. K. “Avaliação de uma estratégia de controle secundário de tensão utilizando seleção de barras piloto e áreas de controle através de lógica fuzzy,” Dissertação de Mestrado, PUC-RS, Porto Alegre, 2006.
- [28] CALDERANO, V.; GALDI, V.; PICCOLO, A.; MASSA, G. “Optimal fuzzy controller for voltage control in distribution systems,” *11th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications - ISDA*, pp. 1282-1287, Cordoba, Espanha, Nov. 2011.
- [29] LIU, Y.; CHI, Y.; WANG, W.; DAI, H. “Impacts of Large Scale Wind Power Integration on Power Systems” *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 1301-1305, Weihei, China, Jul 2011.
- [30] RUEDA, J. L.; ERLICH, I. “Impacts of large scale integration of wind power on power system small-signal stability, ” *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 673-681, Weihei, China, Jul 2011.
- [31] VILLA, W. M.; RUEDA, J. L.; TORRES, S.; PERALTA, W. H. “Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration,” *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo, 2012, pp. 1-7.
- [32] MENDONÇA, A.; PEÇAS LOPES, J. A. “Impact of Large Scale Wind Power Integration on Small Signal Stability,” *International Conference on Future Power Systems*, pp. 1-5, Amsterdam, Holanda, Nov. 2005.
- [33] MEHTA, B.; BHATT, P.; PANDYA, V. “Small signal stability analysis of power systems with DFIG based wind power penetration”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 58, 2014, Pages 64-74.
- [34] SLOOTWEG, J. G. “Wind power: Modelling and impact on power system dynamics,” Ph.D Thesis, Delft University of Technology – TU Delft, Delft, Holanda, 2003.
- [35] STEINBERGER, J. M. “Integração em Larga Escala de Geração Eólica em Sistemas Hidrotérmicos”, Tese de D.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.
- [36] ROBSON, A. “Environmental aspects of large-scale wind-power systems in the UK,” *IEE Proceedings A Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education – Reviews*, vol. 130, no. 9, pp. 620-625, Dez. 1983.
- [37] KOCH, F.W.; ERLICH, I.; SHEWAREGA, F. “Dynamic Simulation of Large Wind Farms Integrated in a Multi Machine Network,” *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 4, Jul. 2003.

-
- [38] IORDACHE, G.; GUSA, D.; ILIESCU, S. S. “Reactive Power and Voltage Control in the Romanian Transmission Network in Presence of Wind Power Generation,” *2015 20th International Conference on Control Systems and Computer Science*, Bucharest, 2015, pp. 967-971.
- [39] MAHARJAN, R.; KAMALASADAN, S. “Secondary voltage control of power grid using voltage stability index and voltage control areas,” *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, 2017, pp. 1-6.
- [40] MAHARJAN, R.; KAMALASADAN, S. “A new approach for voltage control area identification based on reactive power sensitivities,” *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, Charlotte, NC, 2015, pp. 1-6.
- [41] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. “Máquinas Elétricas com Introdução a Eletrônica de Potência”. 6. ed, Bookman, 2006.
- [42] KUNDUR, P. “Power System Stability and Control”. Palo Alto: McGraw-Hill, 1993.
- [43] SAUER, P. W.; PAI, M. A. “Power System Dynamics and Stability”. New Jersey: Prentice Hall, 1998.
- [44] IEEE COMMITTEE REPORT. “Dynamic models for steam and hydro turbines in power systems studies,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904-1915, Nov. 1973.
- [45] FILHO, X. V. “Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração”. Rio de Janeiro: Campus, 1984.
- [46] MENDES, P. P. C. “Apostila de Estabilidade de Sistemas Elétricos”. Itajubá: UNIFEI, 2006.
- [47] ARRILAGA, J.; WATSON, N. R. “Computer Modelling of Electrical Power Systems”. 2. ed. Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons, 2001.
- [48] ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. “Power System Control and Stability”. 2. ed. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2002.
- [49] MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. “Power System Dynamics: Stability and Control”. 2. ed. Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons, 2008.
- [50] RAJAGOPALAN, C.; LESIEUTRE, B.; SAUER, P. W.; PAI, M. A. “Dynamic aspects of voltage/power characteristics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 990-1000, Ago. 1992.
- [51] SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. “Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator,” *2001 Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 644-649, Vancouver, Canadá, Jul. 2001.
- [52] PULGAR-PAINEMAL, H. A.; SAUER, P. W. “Dynamic modeling of wind power generation,” *2009 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, Starkville, EUA, Out. 2009.

-
- [53] POLINDER, H.; FERREIRA, J. A.; JENSEN, B. B.; ABRAHAMSEN, A. B.; ATALLAH, K.; McMAHON, R. A. "Trends in Wind Turbine Generator Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, no. 3, pp. 174-185, Set. 2013.
- [54] SANTOSO, S.; SINGH, M. "Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants". Austin: NREL – North Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [55] PULGAR-PAINEMAL, H. A. "Wind Farm Model for Power System Stability Analysis," Ph.D Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign, EUA, 2010.
- [56] ACKERMANN, T. "Wind Power in Power Systems". Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons, 2005.
- [57] ZANCHETTIN, M. G. "Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução," Dissertação de Mestrado, UNIOESTE, Foz do Iguaçu, 2012.
- [58] VOLTOLINI, H. "Modelagem e Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados com Aplicação em Sistemas Eólicos," Tese de D.Sc., UFSC, Santa Catarina, 2007.
- [59] PULGAR-PAINEMAL, H. A.; SAUER, P. W. "Power system modal analysis considering doubly-fed induction generators," *2010 IREP Symposium – Bulk Power System Dynamics and Control – VII (IREP)*, pp. 1-7, Búzios, Rio de Janeiro, Ago. 2010.
- [60] STEVENSON JR., W. D.; GRAINGER, J. J. "Power System Analysis". New York: McGraw-Hill, 1994.
- [61] MARTINS, N. "The New Cigre Task Force on Coordinated Voltage Control in Transmission Networks," *2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 305-306, Seattle, EUA, Jul. 2000.
- [62] CATE, E. G.; HEMMAPLARDH, K.; MANKE, J. W.; GELOPULOS, D. P. "Time Frame Notion and Time Response of the Models in Transient, Mid-Term and Long-Term Stability Programs," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 1, pp. 143-151, Jan. 1984.
- [63] CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. D. "Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 146-154, Fev. 1996.
- [64] CUTSEM, T. V. "Voltage Stability: Phenomena, countermeasures, and analysis methods," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 208-227, Fev. 2000.
- [65] KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CAÑIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V. "Definition and Classification of Power System Stability – IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Ago. 2004.
- [66] LIMA, B. I. L. "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos," Tese de D.Sc., UNIFEI, Itajubá, 2004.

-
- [67] ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; LOPES, B. I. L. “Unified computational tool for transient and long-term stability studies,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, no. 2, pp. 173-181, Set. 2008.
- [68] ALBUQUERQUE, V. O.; LEME, R. C.; LOPES, B. I. L.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; CARPINTEIRO, O. A. S.; dos ANJOS, R. D.; BALESTRASSI, P. P. “A quasi dynamics model applied to a ramp load increase study,” *2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference*, pp. 1-6, Bucharest, Romênia, Jul. 2009.
- [69] FILHO, J. A. P. “Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência,” Tese de D.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.
- [70] CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. “Voltage Stability of Electric Power Systems”. New York: Springer, 1998.
- [71] LIMA, R. T. “Redes Neurais Artificiais Aplicadas no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência,” Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2007.
- [72] MARQUES, A. B. “Controle Regional de Tensão Utilizando Lógica Fuzzy e Aprendizado por Reforço,” Tese de D.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.
- [73] de ALMEIDA, L. P. “Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão,” Tese de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.
- [74] LARSSON, M. “Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems,” Tese de D.Sc. Lund University, Lund, Suécia, 2000.
- [75] GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. “Voltage stability evaluation using modal analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1529-1542, Nov. 1992.
- [76] TAYLOR, C. W. “Power System Voltage Stability”. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [77] HENRIQUES, R. M. “Utilização de Autovalores e Autovetores no Problema de Fluxo de Potência para Determinação de Áreas de Controle de Tensão,” Tese de D.Sc., UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2009.
- [78] SANTOS, M. V. “Sistema de Controle Secundário de Tensão Baseado em Lógica Fuzzy,” Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, 2013.
- [79] SANTOS, M. V.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; LOPES, B. I. L.; MARUJO, D. “Secondary Voltage Control System Based on Fuzzy Logic,” In: *Electric Power System Research*, vol. 119, pp. 377-384, Oct. 2014.
- [80] MONTICELLI, A. J. “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- [81] MARUJO, D.; “Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a Presença de Redes de Distribuição Ativas,” Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, 2017.
- [82] CAÑIZARES, C. A.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; QUINTANA, V. H. “Improving continuation methods for tracing bifurcation diagrams in power systems,” *Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena – III Seminar*, pp. 349-358, Davos, Suíça, Ago. 1994.

-
- [83] ZAMBRONI de SOUZA, A. C.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. “New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, n. 3, pp. 1380-1387, 1997.
- [84] ZAMBRONI de SOUZA, A. C. “Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies,” *Electric Power System Research*, vol. 47, no. 1, pp. 65-70, Out. 1998.
- [85] MOHN, F. W.; ZAMBRONI de SOUZA, A. C. “Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC Continuation Method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1115-1122, Ago. 2006.
- [86] POWER Systems Test Case Archive. 1999. Disponível em: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/> . Acesso em 9 Fev 2017.
- [87] MONTOYA, F. G.; AGUILERA, M. J.; MANZANO-AGUGLIARO, F. “Renewable Energy Production in Spain: A Review,” *Renewable and Suitable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 509-531, Maio 2014.
- [88] VOUMVOULAKIS, E.; ASIMAKOPOLU, G.; DANCHEV, S.; MANIATIS, G.; TSAKANIKAS, A. “Large scale integration of intermittent renewable energy sources in the Greek power sector,” *Energy Police*, vol. 50, pp. 161-173, Nov. 2012.
- [89] BROUWER, A. S.; BROEK, M.; SEEBREGTS, A.; FAAIJ, A. “Impacts of large-scale intermittent renewable energy sources on electricity systems, and how these can be modeled,” *Renewable and Suitable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 443-466, Maio 2014.
- [90] REJC, Z. B.; CEPIN, M. “Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 62, pp. 654-664, Nov. 2014.

APÊNDICES

A. DADOS DINÂMICOS UTILIZADOS NOS SISTEMAS TESTE

As tabelas a seguir apresentam os dados dinâmicos utilizados nos sistemas teste considerados nas simulações realizadas ao longo do trabalho. As máquinas síncronas acionadas por turbinas hidráulicas ou térmicas estão associadas os dados de máquina do Tipo I e II, respectivamente, conforme Tabela A.1. O mesmo ocorre para os sistemas de excitação associados a estas máquinas, conforme Tabela A.2. Já a Tabela A.3 apresenta os dados dinâmicos das turbinas hidráulicas e térmicas.

TABELA A.1 – DADOS DINÂMICOS DAS MÁQUINAS

| | Tipo I | Tipo II |
|----------------|---------------|----------------|
| H [s] | 11,80 | 3,2 |
| D [p. u.] | 2,0 | 2,0 |
| X_d [p. u.] | 0,146 | 0,8958 |
| X'_d [p. u.] | 0,0608 | 0,1198 |
| X_q [p. u.] | 0,0969 | 0,8645 |
| X'_q [p. u.] | 0,0969 | 0,1969 |
| T'_{d0} [s] | 8,96 | 6,0 |
| T'_{q0} [s] | 0,31 | 0,535 |

TABELA A.2 – DADOS DINÂMICOS DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

| | K_a | T_a [s] | K_e | T_e [s] | K_f | T_f [s] |
|----------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|
| Tipo I | 20,0 | 0,2 | 1,0 | 0,314 | 0,063 | 0,35 |
| Tipo II | 20,0 | 0,2 | 1,0 | 0,314 | 0,063 | 0,35 |

TABELA A.3 – DADOS DINÂMICOS DO CONJUNTO RV / TURBINA

| Modelo | Parâmetros | | | | |
|-------------------|-------------------|-----------|----------|--------------|--------------|
| Hidráulica | R_p | T_g [s] | R_T | T_R [s] | T_w [s] |
| | 0,05 | 0,20 | 0,38 | 5,0 | 1,0 |
| Térmica | R | T_g [s] | F_{HP} | T_{CH} [s] | T_{RH} [s] |
| | 0,05 | 0,20 | 0,30 | 0,30 | 7,0 |

B. DADOS DINÂMICOS DA TURBINA EÓLICA

A seguir são apresentados os dados da turbina eólica de velocidade variável acoplada a um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) que foi considerada para avaliação dos sistemas testes discutidos no trabalho.

A Tabela B1 apresenta os dados dinâmicos do gerador DFIG acoplado à turbina eólica. Para a turbina eólica, foram considerados dois modelos, conforme Tabela B2. O modelo de turbina Tipo I possui uma potência nominal de trabalho de 2 MVA, enquanto que a Tipo II possui uma potência nominal de 1 MVA. Quanto ao controle associado ao conjunto gerador e turbina eólica, os dados estão descritos na Tabela B.3.

TABELA B.1 – DADOS DINÂMICOS DO GERADOR DFIG

| | p | H [s] | R_r [p.u.] | R_s [p.u.] | L_r [p.u.] | L_s [p.u.] | L_m [p.u.] |
|----------------|-----|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Tipo I | 4 | 0,5 | 0,01 | 0,01 | 0,08 | 0,10 | 3,0 |
| Tipo II | 4 | 0,5 | 0,01 | 0,01 | 0,08 | 0,10 | 3,0 |

TABELA B.2 – DADOS DINÂMICOS DA TURBINA EÓLICA

| | ρ [kg/m ³] | r [m] | k | a_1 | a_2 | a_3 | a_4 | a_5 | a_6 | a_7 | a_8 | a_9 |
|----------------|--------------------------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tipo I | 1,225 | 37,5 | 1/100 | 0,22 | 116 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 12,5 | 0,08 | 0,035 |
| Tipo II | 1,225 | 15,0 | 45,45 | 0,22 | 116 | 0,4 | 0,0 | 1,0 | 5,0 | 12,5 | 0,08 | 0,035 |

TABELA B.3 – DADOS DINÂMICOS DOS CONTROLES DFIG

| | K_{P1} | K_{P2} | K_{P3} | K_{P4} | K_{I1} | K_{I2} | K_{I3} | K_{I4} |
|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tipo I | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Tipo II | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |

C. DIAGRAMA DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS

A seguir é apresentado o diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras [86] utilizado para a simulação e comparação da atuação dos CST-Convencional e CST-*Fuzzy* diante de cenários com a presença de Geração Eólica.

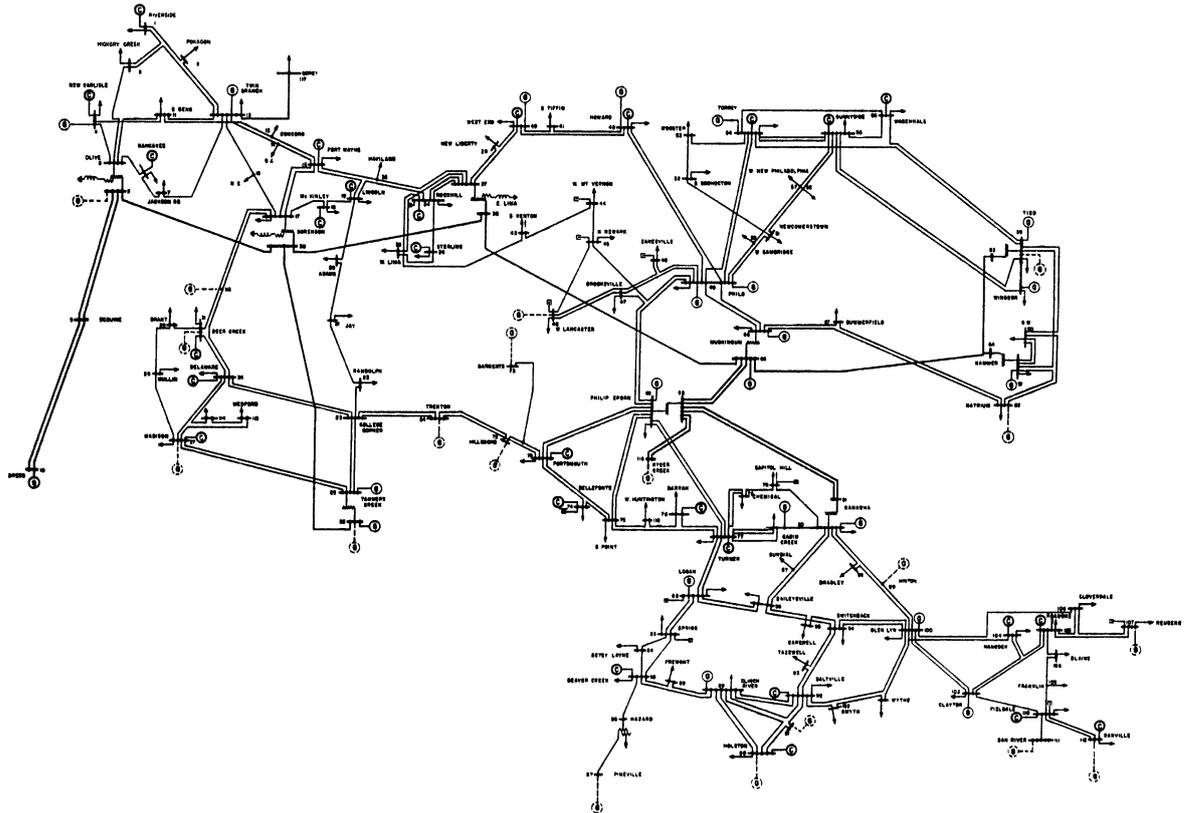


Figura C.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 118 barras
fonte: retirado de [86]