



CONTRIBUIÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA O DESEMPENHO ESTÁTICO E
DINÂMICO DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA APLICAÇÃO NO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Tiago Campos Rizzotto

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

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

Março de 2016

CONTRIBUIÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA O DESEMPENHO ESTÁTICO E
DINÂMICO DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA APLICAÇÃO NO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Tiago Campos Rizzotto

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

Examinada por:

Prof^a. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2016

Rizzotto, Tiago Campos

Contribuição dos Parques Eólicos para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro / Tiago Campos Rizzotto – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XIX, 150 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 146 - 150

1. Eólica 2. Estabilidade de tensão 3. Geração Eólica.
I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

À Lívia, minha querida esposa, e aos nossos filhos
que por ventura tivermos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus queridos pais que me educaram e me apoiaram incansavelmente em todos meus sonhos profissionais.

A minha querida esposa que aceitou minha ausência durante o trabalho e os estudos e me amparou nos momentos de cansaço para que o desânimo não me abatesse.

A minha generosa e competente orientadora, Tatiana Mariano Lessa de Assis, pela paciência em ensinar-me e pelo comprometimento na conclusão da minha dissertação de mestrado.

Aos professores Glauco Taranto e Geraldo Caixeta por se disponibilizarem a participar da Banca Examinadora.

À Universidade Federal de Uberlândia, onde comecei o mestrado, e à Universidade Federal do Rio de Janeiro, que me aceitou como aluno para concluir o mestrado.

À Empresa de Pesquisa Energética, pela liberação em tempo parcial para conclusão das disciplinas.

A todos os amigos que me apoiaram: Carolina Borges e Carlos Leoncio com sugestões valiosas de conteúdo; Igor Chaves, Leandro Moda, Priscilla Guarini e Marcelo Henriques, com informações sobre as usinas eólicas do Nordeste; Vanessa Stephan, Nayana Marins e Rafael Pentagna, com melhorias no texto; Gustavo e Flávio, com explicações sobre o comportamento do vento; Renato, com explicações sobre a evolução da matriz energética; Maxwell Cury Junior, com informações sobre o histórico das interligações; Fábio Rocha e Aretha Campos, com avaliações de curto-circuito; Mariana Corrêa que, uma semana antes de dar à luz o Antônio, se dispôs a corrigir o texto.

Enfim, agradeço a Deus pela saúde para concluir esta dissertação, pela oportunidade de ver quão pequeno sou e pelos amigos que me presenteou para auxiliar neste trabalho. Ademais, sempre fico agradecido a Ele por poder exercer essa profissão que trabalha com a beleza das leis da Física e a genialidade das soluções da Matemática.

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

CONTRIBUIÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA O DESEMPENHO ESTÁTICO E
DINÂMICO DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA APLICAÇÃO NO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Tiago Campos Rizzotto

Março/2016

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho tem como objetivo estudar algumas características técnicas dos aerogeradores, suas implicações energéticas e como estes equipamentos podem contribuir, em regime estático e dinâmico, para o desempenho dos sistemas de energia elétrica. Ao longo deste trabalho, diferentes configurações de sistemas elétricos são apresentadas, sendo o foco principal as análises desenvolvidas para o Sistema Elétrico Brasileiro no ano 2020.

Em regime estático são avaliadas situações de aumento e redução de geração eólica da região Nordeste do Brasil. Em regime dinâmico, inicia-se o estudo com a apresentação de três tipos de aerogeradores em um sistema máquina-barras infinita. Em seguida, introduz-se no sistema 9 barras (WSCC) parques eólicos para ilustrar o impacto que eles podem causar no desempenho dinâmico de um sistema. Por fim, os mesmos três tipos de aerogeradores são inseridos no Sistema Elétrico Brasileiro em cenários de extremo carregamento nas interligações inter-regionais.

Os resultados obtidos mostram que há regiões do Nordeste brasileiro em que a operação dos aerogeradores pode trazer ganhos significativos na melhoria do desempenho do sistema, possibilitando maiores intercâmbios entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

WIND FARM CONTRIBUTION TO THE STATIC AND DYNAMICS PERFORMANCE
OF ELECTRIC SYSTEMS: AN APPLICATION IN THE BRAZILIAN ELECTRIC
SYSTEM

Tiago Campos Rizzotto

March/2016

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

The present paper is aimed at studying some technical characteristics of the aerogenerators and its energetic implications and how they can contribute to the electric system performance in static and dynamic approaches. Different electrical systems configurations are presented, with emphasis on the analysis developed for the Brazilian Electric System in the year 2020.

The increase or the decrease in wind generation in northeastern Brazil is measured in static approach. In dynamic approach the study starts with a presentation of three types of aerogenerators in a system which is connected to an infinite bus. Then windfarms are introduced in a WSCC 9-bus system to illustrate the potential impact in the dynamic performance of a system. Finally, the previously three types of aerogenerators are included in the Brazilian Electric System in a situation of extremely loaded interregional grid.

The results show that the operation of aerogenerators in some areas of northeastern Brazilian region may lead to significant improvements of the system performance. This enables a greater exchange of energy between the Northern/Northeastern and Southeastern regions.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Características do Sistema Brasileiro	2
1.3. Objetivo da Dissertação	6
1.4. Estrutura da Dissertação	7
Capítulo 2 - Considerações Energéticas	9
2.1. Fontes Convencionais e Renováveis Intermitentes	9
2.2. Sazonalidade da Oferta de Energia	10
2.3. Variação da Geração Eólica e da Carga	12
Capítulo 3 - Características Elétricas de Usinas Eólicas	13
3.1. Tipos de Aerogeradores	13
3.2. Rede Coletora das Usinas Eólicas e Agrupamento de Parques	17
3.3. Requisitos Técnicos para Conexão de Usinas Eólicas	19
3.4. Controle Coordenado de Tensão	22
3.5. Requisito de Nível de Curto-Circuito	24
Capítulo 4 - Segurança Elétrica	27
4.1. Segurança em Sistemas Elétricos	27
4.2. Segurança em Sistemas Elétricos com Usinas Eólicas	29
4.3. Estabilidade de Tensão	32
4.4. Controle de Tensão	36
Capítulo 5 - Introdução ao Estudo de Caso no Sistema Elétrico Brasileiro	38
5.1. Características do Vento da Região Nordeste	38
5.2. Capacidade Instalada de Fontes Eólicas da Região Nordeste	44
5.3. Sistema de Transmissão	45
5.4. Cenários	46
Capítulo 6 - Análise Elétrica em Regime Permanente	50
6.1. Margem de Transferência com Aumento de Geração Eólica	51
6.1.1. Curva QV	51
6.1.2. Curva PV	56

6.1.3.	Elevação do Despacho das Usinas Eólicas da Bahia.....	57
6.1.4.	Elevação do Despacho das Usinas Eólicas do Litoral.....	61
6.1.5.	Conclusões	64
6.2.	Margem de Transferência com Redução de Geração Eólica	65
6.2.1.	Curva QV	65
6.2.2.	Curva PV Invertida	68
6.2.3.	Elevação do Despacho das Usinas do Rio São Francisco	68
6.2.4.	Elevação do Despacho das Usinas do Sudeste.....	70
6.2.5.	Conclusões	72
Capítulo 7 - Análise Elétrica em Regime Dinâmico		74
7.1.	Modelos de Aerogeradores Adotados	74
7.1.1.	Tipo I – Gerador de Indução Conectado Diretamente - GICD.....	75
7.1.2.	Tipo II – Gerador de Indução Duplamente Alimentado – GIDA ..	78
7.1.3.	Tipo III – Gerador Síncrono Conectado por Conversor - GSCC..	84
7.1.4.	Comparação dos Diferentes Tipos de Aerogeradores	91
7.2.	Desempenho Dinâmico No Sistema 9 barras	95
7.2.1.	Casos Base – Sistema 9 barras (WSCC).....	95
7.2.2.	Caso 1 – Inserção de Usinas Eólicas Próximas à Rede.....	97
7.2.3.	Casos 2 – Inserção de Usinas Eólicas Afastadas da Rede	101
7.2.4.	Casos 3 – Ponto de Controle de Tensão	104
7.2.5.	Caso 4 – Cenário de Baixa Geração Eólica	107
7.2.6.	Conclusões	110
7.3.	Sistema Elétrico Brasileiro	110
7.3.1.	Modelagem das Usinas Eólicas.....	112
7.3.1.	CrITÉrios de Segurança	115
7.3.2.	Desempenho Dinâmico	117
7.3.3.	Análise das Principais Perturbações.....	117
7.3.4.	Restrição de Intercâmbio.....	127
7.3.5.	Aumento do Suporte de Potência Reativa	130
7.3.6.	Operação Abaixo da Velocidade MÍNima.....	134
7.3.7.	Desempenho Dinâmico sem a Interligação Bahia-Minas.....	135

7.3.8. Conclusões	138
Capítulo 8 - Conclusões	141
8.1. Sugestões de Trabalhos Futuros.....	144
Capítulo 9 - Bibliografia.....	146

Índice de Figuras

Figura 1-1 – Participação das fontes de produção de energia elétrica no Brasil entre 2018 e 2024.	4
Figura 1-2 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica	5
Figura 1-3 – Expansão da rede de transmissão para escoar energia eólica 6	6
Figura 2-1 – Geração média mensal de energia eólica do Nordeste (2011-2014)	11
Figura 2-2 – Complementariedade anual das diversas fontes de geração	12
Figura 3-1 – Característica $Cp(\lambda, \beta)$ 15	15
Figura 3-2 – Tipologias de aerogeradores. Adaptado 17	17
Figura 3-3 – Diagrama unifilar de um parque eólico 18	18
Figura 3-4 – Suportabilidade de tensão nos terminais do aerogerador	20
Figura 3-5 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão 21	21
Figura 3-6 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito	22
Figura 3-7 – Equipamentos coordenados para controle de tensão 23	23
Figura 3-8 – Controle Supervisório de Tensão com Estatismo	24
Figura 4-1 – Curva PV típica..... 33	33
Figura 4-2 – Curva QV típica, baseado em	35
Figura 4-3 –Níveis hierárquicos de um controle coordenado de tensão 36	36
Figura 5-1 – Comparativo de geração eólica total do subsistema Nordeste - valores máximos na carga pesada – 2011 a 2014	39
Figura 5-2 – Comparativo de geração eólica total do subsistema Nordeste - valores mínimos na carga leve – 2011 a 2014	40
Figura 5-3 – Velocidade média horária da Bahia em 2014	41
Figura 5-4 – Velocidade média horária do Ceará em 2014 42	42
Figura 5-5 – Variação horária máxima de geração na região Nordeste	43
Figura 5-6 – Diagrama esquemático da interligação Norte, Nordeste e Sudeste em 2020 . 45	45
Figura 5-7 – Cenário Norte e Nordeste Máximo Exportador Eólico-Hidráulico.	47
Figura 5-8 – Cenário Norte e Nordeste Exportador - Bahia com baixa geração..... 48	48
Figura 5-9 – Cenário Norte e Nordeste Seco com Elevada Geração Eólica.	49

Figura 6-1 – Curva QV de subestações de 500 kV do Nordeste e Minas Gerais. Sem controle de tensão das usinas eólicas.....	52
Figura 6-2 – Curva QV de subestações de 230 kV do Nordeste e Minas Gerais. Sem controle de tensão das usinas eólicas.....	53
Figura 6-3 – Diagrama unifilar com a subestação de TBRANC 230 kV no Ceará.....	54
Figura 6-4 – Curva QV da SE 230 kV Testa Branca, coletora, e SE 230 kV Ibiapina, rede básica.	54
Figura 6-5 – Curva QV da SE 230 Testa Branca no Ceará. Com e sem controle de tensão pelas usinas eólicas.	55
Figura 6-6 – Diagrama esquemático da rede de transmissão de 500 kV da Bahia e Minas Gerais.....	55
Figura 6-7 – Curva QV de subestação de 500 kV de Minas Gerais. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.....	56
Figura 6-8 – Diagrama unifilar da rede de transmissão que envolve a SE 500 kV Morro do Chapéu - Bahia.	57
Figura 6-9 – Curva PV de Morro do Chapéu 500 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV G.Ouro-Ourolândia.....	58
Figura 6-10 – Diagrama unifilar da rede de transmissão que envolve a SE 230 Brotas.	59
Figura 6-11 – Curva PV de Brotas 230 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu–Sapeaçu.....	59
Figura 6-12 – Comparação da curva PV de Padre Paraíso2 500 kV em condição normal. Com e sem controle de tensão.	60
Figura 6-13 – Comparação da curva PV da SE 500 kV Barreiras. Com e sem controle de tensão. Em condição normal e em contingência da LT 500 kV G.Ouro-Ourolândia.....	61
Figura 6-14 – Diagrama unifilar da rede de transmissão na vizinhança da SE 500 kV João Câmara 3 e a SE 230 kV Natal.	62
Figura 6-15 – Curva PV de João Câmara III 500 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim.....	63
Figura 6-16 – Curva PV de Natal2 230 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim.	63

Figura 6-17 – Curva QV de subestações de 500 kV do Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Sem controle de tensão das usinas eólicas.	66
Figura 6-18 – Curva QV da SE 500 kV Ceará Mirim, próxima às usinas eólicas. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.....	67
Figura 6-19 – Curva QV da SE 500 kV Itacaiúnas, distante das usinas eólicas. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.....	67
Figura 6-20 – Curva PV invertida das subestações em 500 kV Angelim e Camaçari. Redução de geração eólica e aumento da geração nas UHE's do Nordeste. Condição normal, sem controle de tensão das CGE.	69
Figura 6-21 – Curva PV invertida das subestações em 500 kV Angelim e Camaçari. Redução de energia eólica e aumento da geração nas UHE's no Nordeste. Condição normal. Com e sem controle de Tensão.	70
Figura 6-22 – Curva PV invertida da SE 500 kV Angelim. Redução de geração eólica e aumento da geração nas UHE's no Sudeste. Condição normal.....	71
Figura 6-23 – Curva PV invertida da SE 500 kV Poções kV. Redução de energia eólica e aumento da geração nas UHE's no Sudeste. Condição normal.....	72
Figura 7-1 – Modelo elétrico do gerador indução.	76
Figura 7-2 – Sistema teste do modelo – Gerador de Indução Conectado Diretamente.....	76
Figura 7-3 – Perfil de tensão da Barra 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na Barra 2.....	77
Figura 7-4 – Potência ativa e reativa na barra dos aerogeradores - GICD - Curto-circuito monofásico na Barra 2.....	78
Figura 7-5 – Conectividade do modelo dinâmico GE WTG [46].	79
Figura 7-6 – Modelo do Gerador e Conversor GE WTG [46].	80
Figura 7-7 – Modelo do Controle de Potência Reativa – modelo GIDA GE 1,6 MW [46].	81
Figura 7-8 – Controle Elétrico – modelo GIDA GE 1,6 MW [46].	82
Figura 7-9 – Sistema teste do modelo – Gerador de Indução Duplamente Alimentado.	82
Figura 7-10 – Perfil de tensão da Barras 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na barra 2. Controle de tensão na Barra 2.....	83
Figura 7-11 – Potência ativa e reativa na barra dos aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2.	83

Figura 7-12 – Perfil de tensão da barra 2 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Modos de controle de potência reativa apresentados: controle de tensão, controle de fator de potência, controle de potência reativa.....	84
Figura 7-13 – Esquema do GSCC e suas opções de modelagem.	85
Figura 7-14 – Estrutura do controle de tensão do parque eólico em malha fechada.	86
Figura 7-15 – Lógica do controle de tensão do aerogerador em malha aberta.....	87
Figura 7-16 – Diagrama da capacidade de potência reativa de aerogerador como FACTS e STATCOM.	88
Figura 7-17 – Sistema teste do modelo – Gerador eólico GSCC.	88
Figura 7-18 – Perfil de tensão da Barra 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2. Modo de controle PAM.	89
Figura 7-19 – Potência ativa e reativa dos aerogeradores GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2. Modo de controle PAM.....	89
Figura 7-20 – Potência reativa dos aerogeradores GSCC. Modos de controle PAM, PQM e ZPM.	90
Figura 7-21 – Potência ativa dos aerogeradores GSCC. Modos de controle PAM, PQM e ZPM.	91
Figura 7-22 – Perfil de tensão na Barra 2 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Caso com GICD, GIDA e GSCC.	92
Figura 7-23 – Perfil de tensão na barra 5 - Curto-circuito monofásico na barra 2. Caso com GICD, GIDA e Full Converter.	92
Figura 7-24 – Potência ativa dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.....	93
Figura 7-25 – Potência reativa dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.....	94
Figura 7-26 – Corrente dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.....	94
Figura 7-27 – Diagrama do caso base - sistema 9 barras.	96
Figura 7-28 – Proposta de analogia do sistema 9 barras com sistema brasileiro.	97
Figura 7-29 – Diagrama do Caso 1 – Sistema 9 barras com parques eólicos próximos à rede de transmissão.	98

Figura 7-30 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.	99
Figura 7-31 – Potência reativa das usinas eólicas com modelo GICD. Curto-circuito na barra 9 e abertura da LT 9-6.	100
Figura 7-32 – Potência reativa das usinas eólica com modelo GIDA. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.	100
Figura 7-33 – Diagrama do Caso 2 - sistema 9 barras com parques eólicos afastado da rede de transmissão.	102
Figura 7-34 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.	103
Figura 7-35 – Perfil de tensão da Barra 10 (barra controlada). Curto-circuito na barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.	103
Figura 7-36 – Potência reativa da usina eólica da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.	104
Figura 7-37 – Diagrama do Caso 3 - sistema 9 barras com parques eólicos afastados da rede de transmissão.	105
Figura 7-38 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.	106
Figura 7-39 – Perfil de tensão da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.	106
Figura 7-40 – Potência reativa da usina eólica da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.	107
Figura 7-41 – Diagrama do Caso 4 - sistema 9 barras com parques eólicos próximos à rede de transmissão. Despacho nulo das usinas eólicas.	108
Figura 7-42 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Caso base e Caso 4.	109
Figura 7-43 – Potência reativa das usinas eólica com modelo GSCC. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.	109
Figura 7-44 – Diagrama unifilar da rede coletora de Rio do Fogo - RN. (a) rede de referência (b) rede equivalente.	113
Figura 7-45 – Potência ativa e reativa injetada na barra de 230 kV Rio do Fogo - RN. Usinas individualizadas e agrupadas.	114

Figura 7-46 – Primeiro afundamento de tensão após contingência.....	116
Figura 7-47 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.	118
Figura 7-48 – Tensão na SE 500 kV João Câmara3 — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.	119
Figura 7-49 – Potência ativa na SE 138 kV Asa Branca — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.	119
Figura 7-50 – Potência reativa na SE 138 kV Asa Branca — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.....	120
Figura 7-51 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 — curto-circuito trifásico na SE 500 kV Igaporã 3. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.....	120
Figura 7-52 – Tensão nas barras de 500 kV da interligação CA Norte/Nordeste com Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito e sem alívio de geração.....	122
Figura 7-53 – Abertura angular entre máquinas do Norte, Nordeste e Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito e sem alívio de geração.....	122
Figura 7-54 – Potência ativa dos bipolos de Xingu — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem alívio de geração.....	123
Figura 7-55 – Potência dos elos CCAT de Xingu — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.	124
Figura 7-56 – Fluxos na interligação em 500 kV Norte/Nordeste e Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.	125
Figura 7-57 – Abertura angular das usinas em relação à UHE Ilha Solteira — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.	125
Figura 7-58 – Potência reativa de usinas eólicas da Bahia e Rio Grande do Norte — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.....	126

Figura 7-59 – Tensão de subestações de 500 kV no Rio Grande do Norte e na Bahia — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.....	127
Figura 7-60 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio, corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte. Comparação entre aerogeradores da Bahia com e sem controle de tensão.	128
Figura 7-61 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Margem de estabilidade de tensão similar entre aerogeradores da Bahia com e sem controle de tensão.	129
Figura 7-62 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Margem de estabilidade de tensão com a redução da capacidade de controle de tensão pelos aerogeradores.	130
Figura 7-63 – Potência reativa de usinas eólicas da Bahia — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Situação em que aerogeradores estão no limite de potência reativa.	131
Figura 7-64 – Potência reativa da usina eólica Caetité ABC - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo <i>Full Converter</i> padrão e como STATCOM	132
Figura 7-65 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo <i>Full Converter</i> padrão e como STATCOM.....	133
Figura 7-66 – Tensão na SE 500 kV Ibicoara - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo <i>Full Converter</i> padrão; 44 usinas como STATCOM e outra alternativa com 2 CER's.....	134
Figura 7-67 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Usinas sem despacho: desligadas ou operando como STATCOM.....	135
Figura 7-68 – Diagrama esquemático do sistema fictício sem a interligação NE-SE em 500 kV.	136
Figura 7-69 – Tensão na SE 500 kV Arinos 2 - MG — Bloqueio do bipolo do Nordeste, corte de 4 máquinas da UHE Xingó. <i>Full Converter</i> padrão ou operando como STATCOM.	137
Figura 7-70 – Tensão na SE 500 kV Arinos 2 - MG — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio, corte de 6 máquinas da UHE Belo Monte. <i>Full Converter</i> padrão ou operando como STATCOM.	138

Índice de Tabelas

Tabela 1-1– Carga de energia por subsistema (MWmédio)	3
Tabela 4-1– Variação média e desvio padrão da potência eólica em função do aumento do número de turbinas em um grande parque eólico no Centro-Oeste dos EUA (2005)	31
Tabela 5-1– Distribuição das usinas potenciais.....	44
Tabela 7-1– Equivalentes de usinas eólicas.	114
Tabela 7-2 – Limite de tensão	116

Abreviaturas

CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
CER	Compensador Estático de Potência Reativa
CGE	Central Geradora Eolielétrica
CS	Compensador Síncrono
ENA	Energia Natural Afluente
EOL	Fonte Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GICD	Gerador de Indução Conectado Diretamente
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GSCC	Gerador Síncrono Conectado por Conversor
NE-SE	Interligação Nordeste-Sudeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCT	Pequenas Centrais Térmicas a Biomassa
PDE	Plano Decenal de Expansão Energética
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
WSCC	Western System Coordinating Council

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

Conforme conhecimento notório, as regiões Norte e Nordeste do Brasil são, num horizonte decenal, o grande potencial exportador de energia do país. Na região Norte há o predomínio de usinas hidráulicas e na região Nordeste, por sua vez, de usinas eólicas.

Considerando-se todas as fontes de energia disponíveis nessas duas regiões, nota-se que somarão 68.116 MW de capacidade instalada, em 2018, com expectativa de 90.800 MW, para 2024 [1]. Em contrapartida, a previsão total da carga dessas regiões só atinge 19.430 MW, em 2020 [2].

Em decorrência da produção de energia excedente a carga, nas regiões Norte e Nordeste, que poderá existir em alguns cenários, ocorrerá a exportação de energia para a região Sudeste, maior centro consumidor do país. Esta transmissão ocorrerá por elos de Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT e por linhas de transmissão em corrente alternada na tensão de 500 kV, que interligam as regiões.

Com as características apresentadas acima, espera-se, no horizonte de 2020, a ocorrência de elevados intercâmbios de energia entre áreas separadas geograficamente por mais de 2.000 km. Os novos equipamentos instalados, aerogeradores, e os potenciais futuros equipamentos, painéis fotovoltaicos com conversores de frequência, podem influenciar positivamente o desafio de transportar grandes blocos de energia por longas distâncias.

Em decorrência das dimensões continentais do Brasil, o suporte de potência reativa nas interligações CA é um problema recorrente. Nesse sentido, esta dissertação, apresenta resultados de diversos estudos que objetivam avaliar a contribuição de diferentes tecnologias dos aerogeradores. Em especial, o trabalho analisa quais regiões do Nordeste podem contribuir para aumentar a estabilidade do sistema e, por consequência, permitir maiores intercâmbios.

Em [3] registra-se os desafios enfrentados por países com mais experiência em energia eólica que o Brasil. Dentre os estudos apresentados em países como Alemanha, Dinamarca, Irlanda, Espanha, Portugal e Estados Unidos, a China apresenta um histórico de evolução da fonte eólica, bem como características geoeletricas, que estão alinhadas à motivação desta dissertação.

Verifica-se que os recursos eólicos da China estão geograficamente muito distantes da carga e, por isso, grandes troncos de transmissão foram construídos. No estudo [4] são apresentadas as margens de estabilidade de tensão para uma região com 5,16 GW de capacidade eólica instalada. Quando a geração eólica atinge 2,6 GW observam-se problemas de instabilidade de tensão. Em função das restrições de transporte de energia impostas por essas instabilidades de tensão, diversos equipamentos de compensação reativa foram estudados, mas a utilização plena das capacidades de potência reativa dos aerogeradores mostrou-se fundamental [3] para um melhor desempenho do Sistema Elétrico Chinês.

1.2. Características do Sistema Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro - SEB tem experimentado, na última década, uma grande transformação a partir da instalação de duas grandes usinas hidráulicas a fio d'água, Santo Antônio e Jirau, na região Norte. Para escoar a energia destes empreendimentos, foram planejados troncos de transmissão híbridos: dois elos CCAT ± 600 kV e dois conversores *back-to-back*, que se conectam com três circuitos de 230 kV.

Em 2010, outra novidade surgiu: o leilão de outra usina a fio d'água de grande porte na região Norte, Belo Monte, com 11.000 MW de capacidade instalada. Associado a esta usina, dois elos de CCAT ± 800 kV de 4.000 MW e novas linhas de transmissão em corrente alternada na tensão de 500 kV foram planejados. Outra grande transformação no SEB foi a ascensão exponencial da geração eólica no Nordeste.

Esse cenário se deve ao fato de que as regiões Norte e Nordeste têm grande potencial exportador de energia, a ponto de mostrarem-se prováveis o surgimento de novos empreendimentos nelas. Ademais, como o centro consumidor do país encontra-se concentrado nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, longos troncos de transmissão foram

planejados, seja em corrente contínua ou alternada, para escoar o excedente de energia dessas regiões.

Após uma abordagem geral das transformações do SEB, passamos, a seguir, a elencar algumas características da geração, da carga e da rede de transmissão desse sistema.

- Carga

O Sistema Elétrico Brasileiro tem como grandes regiões consumidoras o Sudeste/Centro-Oeste e o Sul. Conforme se verifica na Tabela 1-1, estas duas macro regiões devem demandar cerca de 75% de toda a carga brasileira no ano 2020 [2]. Outra característica que ainda se pode destacar do Planejamento Anual da Operação 2016-2020 é o crescimento de 27% da carga do Norte nesse período. Entretanto, essa região deverá ter menos de 10% de toda a carga nacional, ou seja, continuará com a característica de região exportadora.

Tabela 1-1– Carga de energia por subsistema (MW médio) [2]

Subsistema	2016	2020	Variação
SE/CO	37.654	44.067	6.413
SUL	10.948	12.918	1.970
NE	10.534	12.525	1.991
N	5.437	6.905	1.468
SIN	64.573	76.415	11.842

- Geração

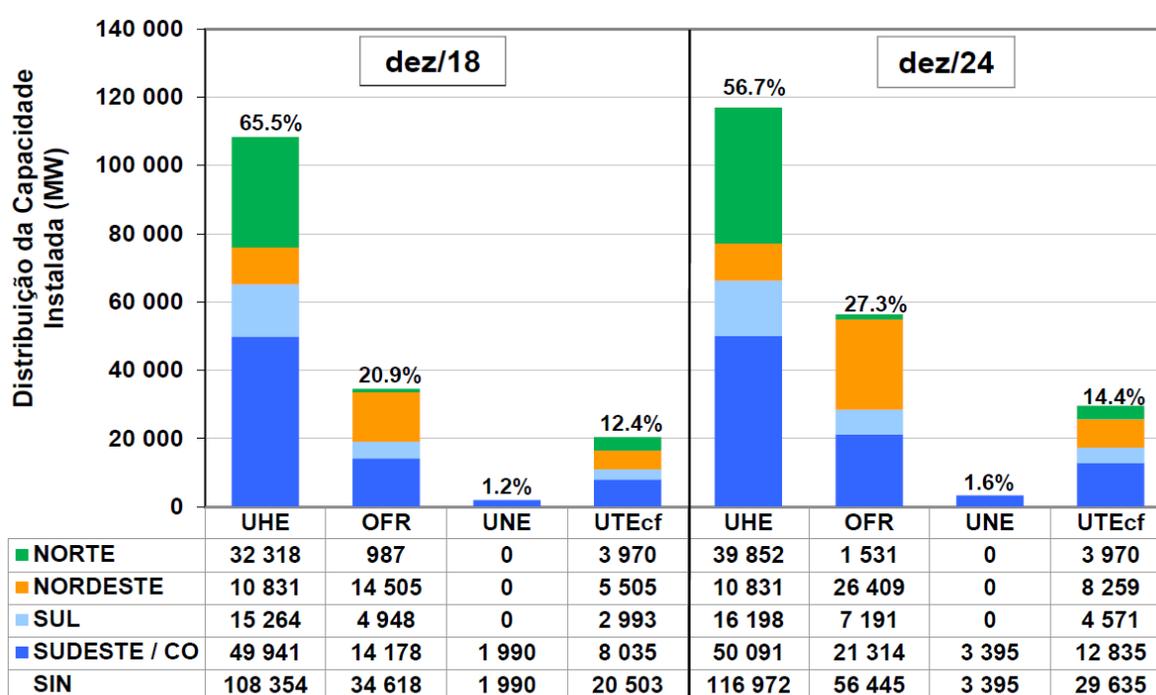
O Sistema Elétrico Brasileiro tem um parque gerador predominantemente hidrotérmico e, no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024, continuará com a mesma característica. Tal assertiva pode ser comprovada por meio do estudo da Figura 1-1. Nesta, apresenta-se a previsão da distribuição da capacidade instalada por tipo de fonte para cada região, no ano 2018 e 2024, [1].

Nessa figura, pode-se observar um crescimento de 7.534 MW da fonte hidráulica, na região Norte. Por outro lado, a região Nordeste deve crescer quase 12.000 MW com as

outras fontes renováveis – OFR, que incluem biomassa, pequenos aproveitamentos hidrelétricos, eólica e solar.

A região Sul, por sua vez, apresenta um crescimento similar entre usinas hidráulicas, térmicas e outras fontes renováveis, somando um crescimento total de 4.755 MW.

Já o Sudeste e Centro-Oeste têm a maior capacidade instalada do Brasil e tendem a alcançar 87.600 MW, em 2024. Tais regiões apresentam uma perspectiva de crescimento das OFR da ordem de 7.100 MW e apenas 150 MW com as usinas hidráulicas.



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas

Figura 1-1 – Participação das fontes de produção de energia elétrica no Brasil entre 2018 e 2024 [1].

Assim, conforme a Figura 1-1, embora o crescimento da produção de energia eólica, no Brasil, tenha pouco mais de uma década, grande parte do excedente de energia da região Nordeste deve-se à expansão desta fonte.

Apesar da fonte de energia eólica ter seu início de produção em 2002, no ano de 2006, apenas 235 MW haviam sido instalados. Porém, a partir de 2006 o crescimento dessa fonte foi exponencial, conforme ilustra a Figura 1-2, e a previsão é de atingir cerca de 20.000 MW de capacidade instalada [5].

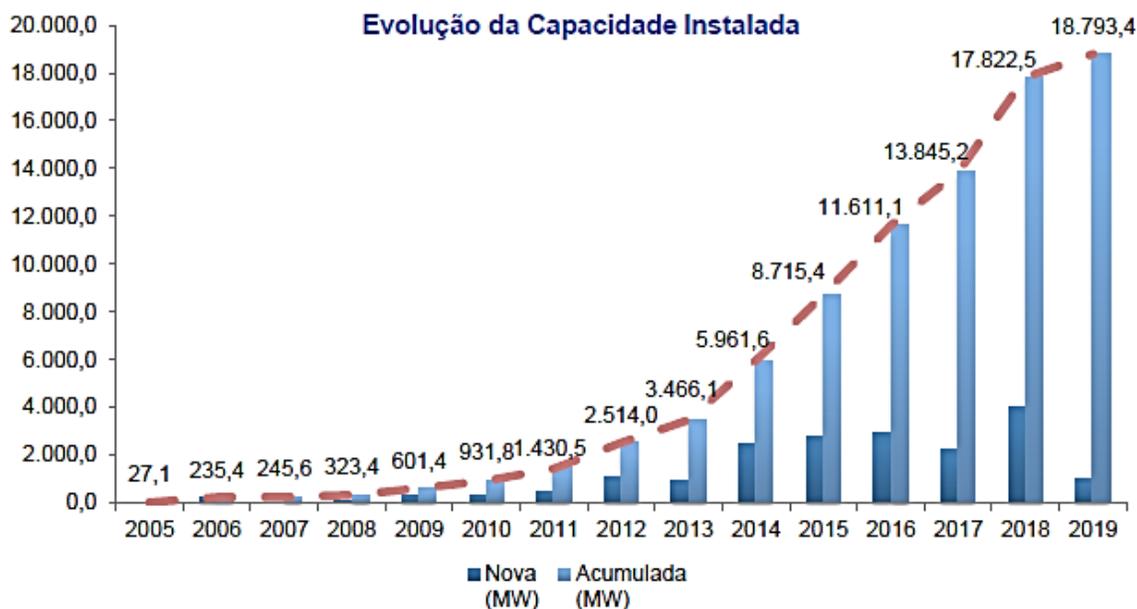


Figura 1-2 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica [6].

- Sistema de Transmissão

Como exposto acima, as regiões Norte e Nordeste têm excedentes de energia previstos para os próximos anos. Em busca do melhor aproveitamento energético, a construção de grandes troncos de transmissão foi planejada para que não existam restrições ao transporte de energia entre áreas. Dessa forma, evita-se, por exemplo, que a energia de baixo custo das regiões Norte e Nordeste seja impedida de chegar ao Sudeste por não haver capacidade de transmissão.

Por sua vez, a Figura 1-3 ilustra as principais expansões na interligação Norte/Nordeste com o Sudeste: 2 bipolos de 4.000 MW de Xingu para o Sudeste e a interligação Nordeste-Sudeste - NE-SE com linhas de transmissão em 500 kV.

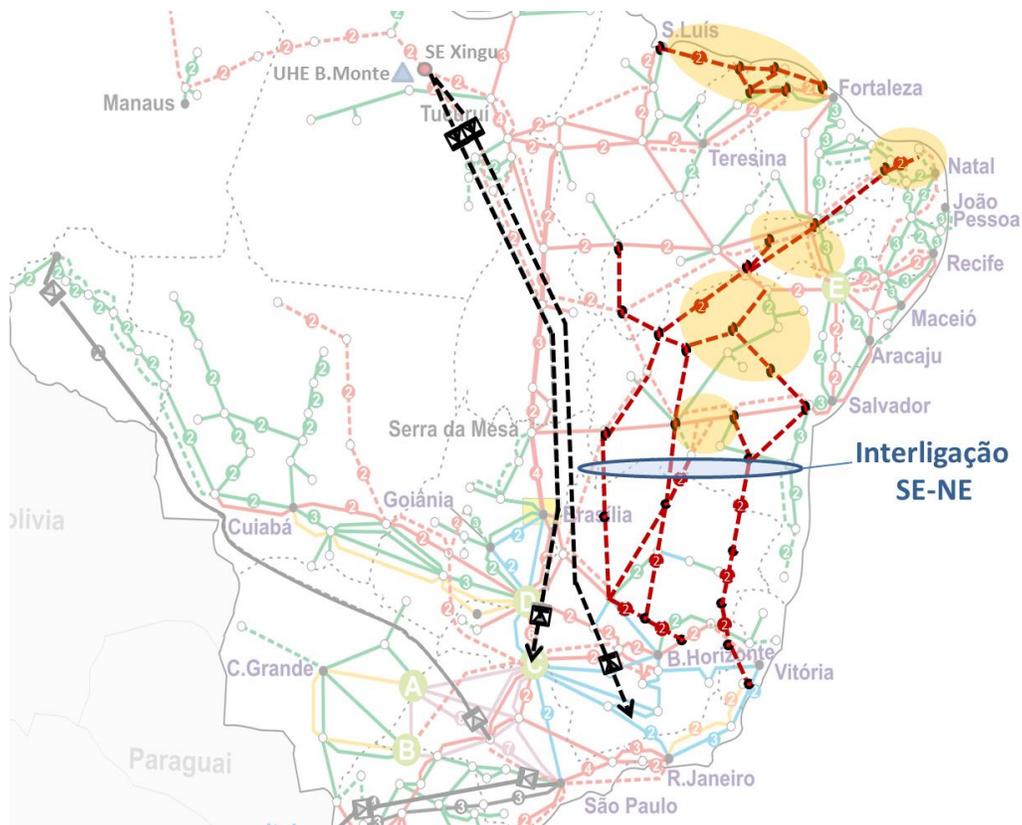


Figura 1-3 – Expansão da rede de transmissão para escoar energia eólica

1.3. Objetivo da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo estudar as características técnicas dos aerogeradores, a fim de investigar como estes equipamentos podem contribuir, em regime estático e dinâmico, para a estabilidade de tensão do Sistema Elétrico Brasileiro. O estudo é feito no horizonte do ano 2020, com a base de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.

Em regime estático, são avaliadas situações de aumento e redução de geração eólica do Nordeste brasileiro. Por sua vez, em regime dinâmico, inicia-se o estudo com a apresentação de três tipos de aerogeradores em um sistema máquina-barras infinita. Em seguida, introduzem-se no sistema 9 barras (WSCC) parques eólicos para ilustrar o impacto que eles podem causar no desempenho dinâmico de um sistema. Por fim, os mesmos três

tipos de aerogeradores são inseridos no Sistema Elétrico Brasileiro em cenários de extremo carregamento nas interligações.

1.4. Estrutura da Dissertação

Após breve introdução, que buscou contextualizar o problema a ser tratado nesta dissertação, pode-se dividi-la em duas partes.

Na primeira parte, do Capítulo 2 ao Capítulo 4, são feitas considerações gerais que envolvem sistemas elétricos de potência, com ênfase nos aspectos que abrangem os desafios ligados à fonte eólica. Nesse sentido, o Capítulo 2 trata das principais fontes de energia, subsidiando a compreensão dos cenários para estudos elétricos. O Capítulo 3 apresenta as características técnicas que envolvem as usinas eólicas: aerogeradores, rede coletora interna, robustez do ponto de conexão e os requisitos técnicos exigidos pelo operador. E, por fim, o Capítulo 4 apresenta os conceitos de segurança elétrica e estabilidade de tensão, que são fundamentais para o estudo de caso do Sistema Elétrico do Brasil.

Por sua vez, a segunda parte, que vai do Capítulo 5 ao Capítulo 7, apresenta um estudo de caso com avaliações em regime estático e regime dinâmico com o Sistema Elétrico do país.

Desse modo, no Capítulo 5, faz-se uma introdução ao estudo de caso com base no Sistema Elétrico Brasileiro planejado para o ano 2020. Nele, são apresentadas as características do vento do Nordeste, a capacidade instalada da fonte eólica considerada, o sistema de transmissão e os cenários de intercâmbio.

Já o Capítulo 6, contém uma avaliação em regime estático com o Sistema Elétrico Brasileiro. Foram simuladas situações de aumento e diminuição da geração eólica para estudar a estabilidade de tensão de longo prazo.

Encerrado a segunda parte, no Capítulo 7, apresentam-se avaliações de estabilidade de tensão de curto prazo, por meio de simulações em regime dinâmico. Inicia-se com a apresentação de três modelos de aerogeradores em simulações com um sistema máquina-barras infinita. Na sequência, com os mesmos aerogeradores, demonstra-se o desempenho

do sistema 9 barras (WSCC), com a inserção de parques eólicos. Por fim, os mesmo três tipos de aerogeradores são utilizados em diferentes cenários no nosso Sistema Elétrico, demonstrando-se as possibilidades de contribuição das usinas eólicas para a melhoria do desempenho dinâmico deste sistema, aumentando a capacidade de transmissão em suas interligações.

Capítulo 2

Considerações Energéticas

O objetivo deste capítulo é demonstrar as principais características das fontes energéticas para que se possa melhor compreender os cenários em que se originam os desafios associados às usinas eólicas.

2.1. Fontes Convencionais e Renováveis Intermitentes

Para garantir a segurança estática e dinâmica de um sistema elétrico, a demanda e a oferta de energia, tanto ativa como reativa, devem ser constantemente monitoradas pelo operador, a fim de manter o ponto de operação dentro de certos limites.

Porém, dentro da razoabilidade econômica, o operador dispõe de diversas usinas no seu sistema elétrico, em que, cada fonte de energia, possui suas próprias características, que serão mais ou menos vantajosas para a operação elétrica.

Nesse sentido, pode-se usar dois conceitos para resumir essa dicotomia entre as fontes de energia: armazenamento e controlabilidade.

As fontes chamadas convencionais, como usinas hidráulicas com reservatórios, térmicas a carvão, gás natural e usinas nucleares, possibilitam que sua fonte primária de energia seja armazenada de forma que o operador possa programar quando e quanto irá despachar em determinada usina.

Por sua vez, as fontes denominadas intermitentes, como eólica e solar, não permitem o armazenamento na forma primária da energia, mas em outras formas, como por exemplo, potencial gravitacional, eletroquímica, etc. Contudo, atualmente, o armazenamento proveniente dessas fontes intermitentes é incipiente e não oferece o mesmo recurso observado com as fontes convencionais.

O segundo conceito, acima citado, refere-se ao controle que o operador tem sobre a quantidade de energia que será gerada. Em fontes convencionais, pode-se controlar, de

forma relativamente simples, a potência despachada. Nas usinas hidrelétricas, por exemplo, diminuir ou aumentar a quantidade de água turbinada impacta diretamente na potência gerada. Da mesma forma, aumentar ou diminuir o combustível fóssil ou nuclear nas usinas térmicas também permite o controle do despacho. Em contrapartida, em usinas eólicas ou fotovoltaicas, não há controle sobre a fonte primária de energia - vento e radiação solar, respectivamente.

Ante o exposto, pode-se facilmente compreender por que as fontes convencionais de menor custo são “despachadas na base”, isto é, geram constantemente e de forma previsível, enquanto as fontes intermitentes são ditas complementares.

2.2. Sazonalidade da Oferta de Energia

Um importante aspecto que deve ser conhecido na matriz energética é a sazonalidade das suas fontes de energia, isto é, a oscilação da quantidade de energia ao longo do ano.

O sistema elétrico brasileiro tem uma matriz energética diversificada, mas concentra-se principalmente nas fontes hidráulica e térmica com ascensão da fonte eólica e biomassa [1].

Das fontes citadas acima, as usinas térmicas convencionais se diferenciam devido às características de disponibilidade de suas fontes de energia (gás natural, carvão, óleo diesel, etc). Elas não têm sua geração afetada pelos ciclos anuais, contribuindo para a segurança elétrica e energética, visto que seu despacho é controlável e determinístico. O mesmo pode-se afirmar para as usinas nucleares.

A fonte hidráulica, por sua vez, tem sazonalidade com características distintas para cada região do Brasil. De maneira geral, o período úmido, com grande energia natural afluyente, ocorre entre os meses de dezembro a abril, e o período seco, com baixa energia natural afluyente, ocorre entre maio e novembro.

Essa sazonalidade, a que as usinas hidráulicas estão sujeitas, motiva o projeto de usinas hidráulicas com reservatório de acumulação de grande capacidade de armazenamento. A quantidade de energia armazenada nesses reservatórios pode garantir

meses de operação com produção hidráulica. Embora, encontremos também usinas com pequena ou nenhuma capacidade de armazenamento.

Contudo, as incertezas climáticas afetam a segurança e o custo da geração de energia elétrica, pois o armazenamento de água depende dessa variável estocástica. Tal característica probabilística do recurso hídrico é levada em consideração para garantir o atendimento da demanda com um nível estipulado de confiança.

Quanto à sazonalidade da energia eólica no Brasil, mesmo com poucos anos de medição, pode-se observar, nos dados de geração do Operador Nacional do Sistema - ONS, apresentados na Figura 2-1, que, desde os primeiros anos de inserção da fonte eólica, a região Nordeste produziu, em média, mais energia eólica no segundo semestre do que no primeiro semestre.

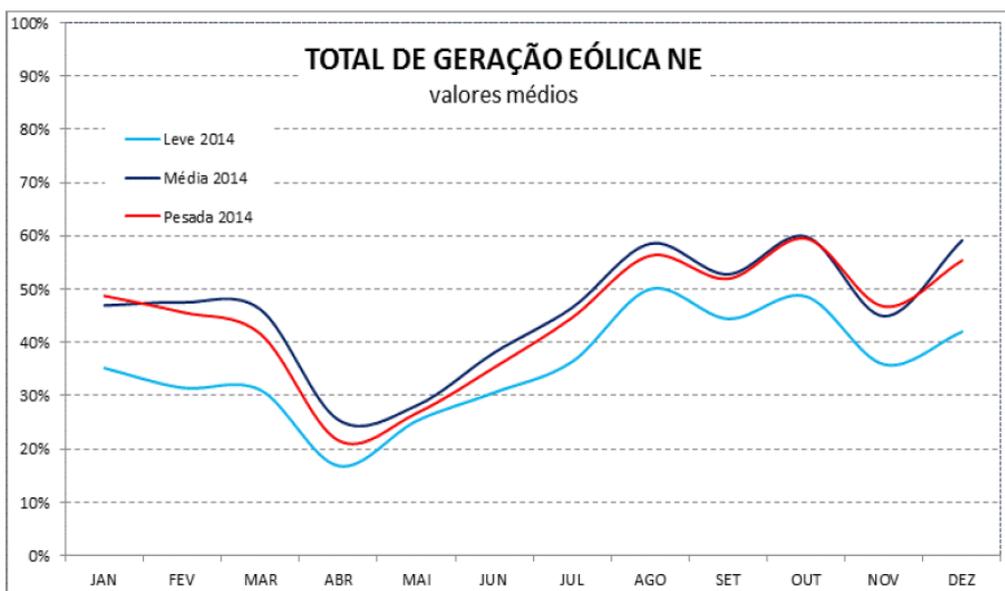


Figura 2-1 – Geração média mensal de energia eólica do Nordeste (2011-2014) [7].

Já na Figura 2-2, apresenta-se a tendência de complementariedade da matriz elétrica brasileira com a fonte eólica – EOL, pequenas centrais térmicas a biomassa – PCT e usinas hidráulicas – UHE.

A produção de 2013 da fonte eólica e da biomassa mostra uma tendência de sazonalidade complementar à energia natural afluyente – ENA dos reservatórios, ou seja, há maior produção de energia eólica e de biomassa no período seco.

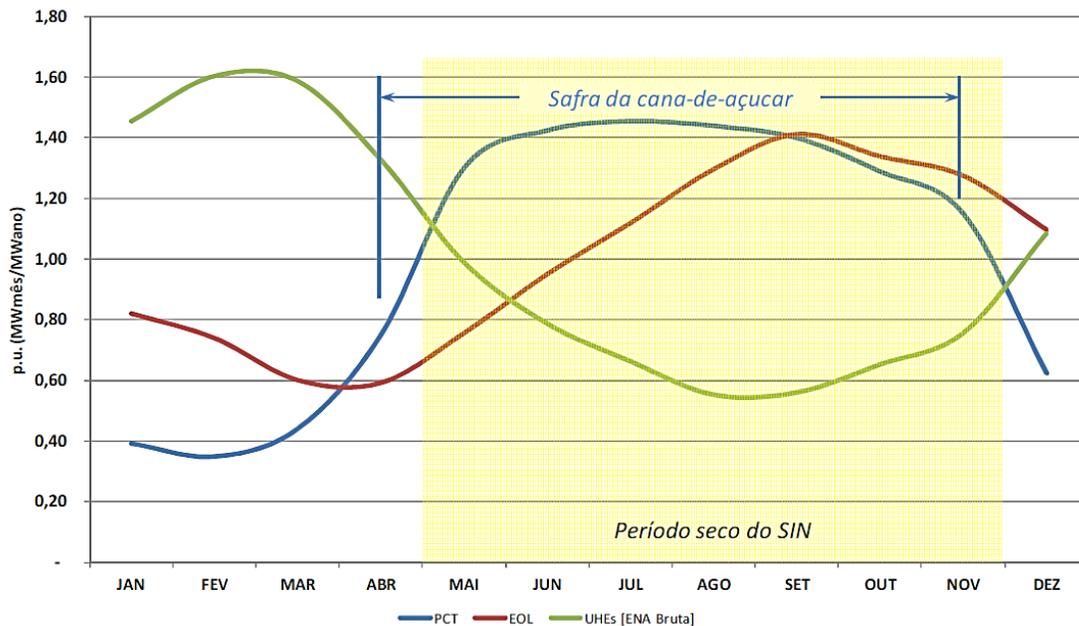


Figura 2-2 – Complementariedade anual das diversas fontes de geração [8].

2.3. Variação da Geração Eólica e da Carga

Outro desafio a ser enfrentado em sistemas elétricos de potência, que tenham fonte de energia eólica, é o gerenciamento de duas variáveis não correlatas e não controladas pelo operador do sistema, ou seja, carga e vento.

Em um sistema que tenha somente usinas convencionais, a carga é a variável a ser administrada pelo operador. Entretanto, quando usinas eólicas são inseridas em um sistema, a carga a ser suprida pelas usinas convencionais, despachadas pelo operador, é o montante líquido da diferença entre carga e geração eólica.

Diante do desafio associado às sobreposições da variação da carga e da geração eólica, o planejamento deve estar atento, tanto ao atendimento da demanda, quanto à capacidade de seguir rampas de carga. Estes desafios podem requerer mais reserva de potência e máquinas flexíveis para seguir as rampas de carga [9].

Capítulo 3

Características Elétricas de Usinas Eólicas

O conhecimento das principais características das usinas eólicas, aerogeradores e rede coletora interna e externa, bem como os requisitos técnicos para esse tipo de fonte, são essenciais para o entendimento dos estudos de estabilidade de tensão.

Assim, o objetivo deste capítulo é mostrar os detalhes internos do parque eólico, bem como caracterizar os requisitos do seu ponto de conexão. Para tanto, são apresentados os tipos de aerogeradores, a topologia típica dos parques eólicos, equipamentos para controle coordenado de tensão e os principais requisitos técnicos que as usinas eólicas devem atender. Por fim, apresentam-se métodos para identificar se o ponto de conexão é adequado ao bom funcionamento dos aerogeradores que utilizam conversores eletrônicos.

3.1. Tipos de Aerogeradores

Os aerogeradores podem ser classificados quanto [10]:

- À velocidade do rotor: velocidade fixa, velocidade variável limitada ou velocidade variável;
- À regulação da força mecânica: controle passivo, estol (*stall*); controle ativo, passo (*pitch*); e controle misto, estol ativo com passo;
- Ao trem de acionamento: com ou sem caixa de engrenagem (caixa multiplicadora);
- Ao tipo de gerador: gerador de indução com rotor de gaiola, gerador de indução com rotor bobinado, gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono com conversor total de frequência.

Como as usinas eólicas possuem uma fonte energética intermitente, sua frequência mecânica oscila constantemente, o que representa um desafio elétrico e energético. Em sistemas elétricos de potência, a frequência elétrica nominal é 50 ou 60 Hz. Já a velocidade mecânica de uma turbina eólica de grande porte está na faixa de 6 a 35 rpm. Um dos

recursos utilizados para projetar aerogeradores é aumentar a frequência mecânica do rotor do gerador por meio de caixas de engrenagem entre a turbina e o rotor. Dessa forma, o gerador pode injetar potência ativa no sistema, pois a velocidade do campo do rotor torna-se superior à velocidade de campo do estator (sistema).

Se um pequeno gerador de indução acoplado a uma turbina eólica for conectado diretamente a um sistema de potência robusto, observar-se-á, então, que a velocidade do rotor será fixa devido à f.e.m. do estator (sistema) ser maior que a do rotor. Como o vento oscila, esse aerogerador poderá operar, ora como motor, ora como gerador, girando abaixo ou acima da velocidade síncrona, respectivamente [11]. Tal modelo é ineficiente do ponto de vista energético e elétrico, pois o gerador de indução por si só não oferece recursos de controle.

Ainda que a máquina elétrica esteja operando como gerador, ela pode aproveitar a potência cinética do vento em diferentes níveis de eficiência. O indicador de quão eficiente é o aproveitamento energético no ponto de operação da turbina é o Coeficiente de Potência da turbina, C_p . Na equação (3.1) verifica-se que a velocidade do vento, v , é a variável de maior impacto na potência produzida pela turbina eólica, P_t . Onde ρ é a massa específica do ar e A é a área varrida pelo rotor da turbina eólica.

O Coeficiente de Potência da turbina depende de duas características aerodinâmicas [12]: ângulo de passo da pá, β , e a relação de velocidades, λ . Na equação (3.2) verifica-se que a relação de velocidades, λ , é a divisão entre a velocidade tangencial na ponta da pá, ωR , pela velocidade do vento, v .

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_t}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \quad (3.1)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (3.2)$$

Na Figura 3-2, demonstra-se que há valores máximos de $C_p(\lambda, \beta)$ e que a excursão de λ para acima ou para baixo deste valor de máximo C_p implica na redução de rendimento. Da mesma forma, o movimento das pás também pode diminuir o rendimento, em função da variação do ângulo de passo.

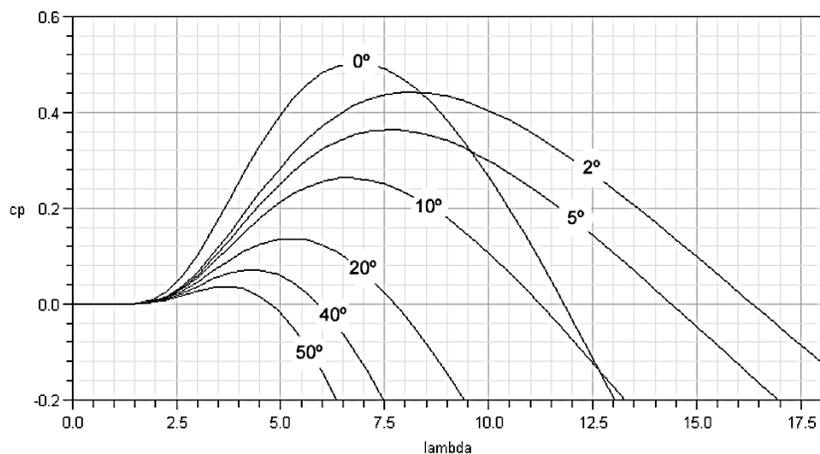


Figura 3-1 – Característica $C_p(\lambda, \beta)$ [12].

Portanto, a classificação quanto à velocidade do rotor tem muita importância, pois esta característica pode incrementar a eficiência do aerogerador. A evolução tecnológica da eletrônica de potência permite que a frequência mecânica do rotor possa ser controlada para buscar os melhores pontos de rendimento relativos ao Coeficiente de Potência da turbina e à velocidade do vento, o que significa um melhor aproveitamento da energia cinética do vento. Dessa maneira, em sistemas de potência que envolvem vultosos investimentos financeiros e rigorosos requisitos técnicos, a predominância é de aerogeradores com velocidade variável [3].

Ao mesmo tempo em que a aplicação da eletrônica de potência melhorou a eficiência energética, permitindo a velocidade variável do rotor, trouxe também a capacidade de controle das grandezas elétricas: tensão e corrente. Os conversores apresentados na Figura 3-2, responsáveis por esse controle elétrico, podem ser aplicados de duas formas: interligando parcialmente ou totalmente o gerador à rede, como o Gerador de Indução Duplamente Alimentado e no Gerador Síncrono, respectivamente.

Para esta dissertação, a classificação do tipo de gerador pode ser considerada a mais importante, pois está diretamente associada à capacidade de controle de tensão.

A Figura 3-2 apresenta as quatro topologias mais comuns de aerogeradores. O Gerador de Indução Gaiola, Figura 3-2a, tem a velocidade do rotor fixa e não há controles elétricos que possam dar suporte ao sistema ou mesmo melhorar seu desempenho dinâmico.

A evolução da primeira topologia apresenta-se na Figura 3-2b, em que é mostrado o Gerador de Indução com Rotor Bobinado. Nesse aerogerador, é possível controlar a velocidade da máquina através da variação da resistência do circuito elétrico do rotor. Dessa forma, melhora-se o desempenho do gerador de indução, pois, sendo fixa a frequência do campo do estator, o campo do rotor poderá ser ajustado para velocidades constantes e superiores à do estator. Entretanto, o aerogerador tipo b não possui controle de tensão.

Nas topologias da Figura 3-2c e da Figura 3-2d, a velocidade do rotor é variável e os conversores controlam a potência ativa e reativa. O Gerador de Indução Duplamente Alimentado – GIDA se conecta à rede de duas formas: por conexão direta no estator e outra conexão por meio de um conversor conectado ao rotor. Já o Gerador Síncrono Conectado por Conversor - GSCC tem uma única conexão com a rede e seu conversor é dimensionado para a potência nominal do gerador.

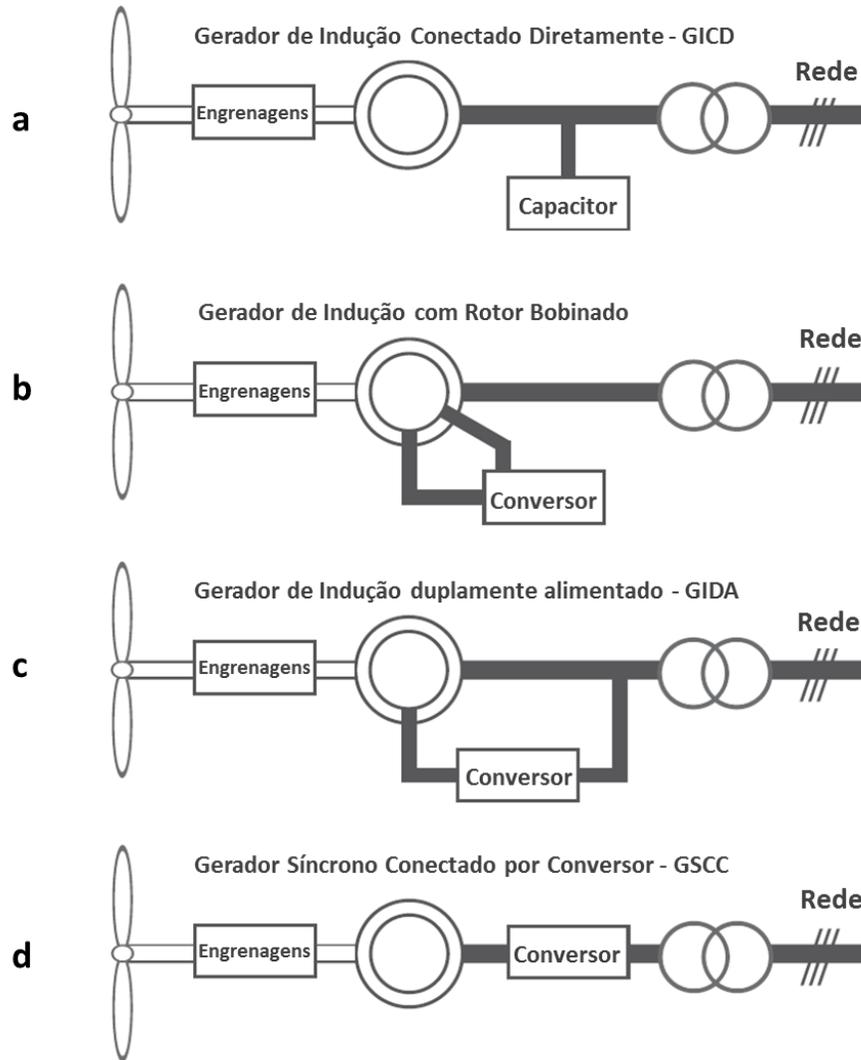


Figura 3-2 – Tipologias de aerogeradores. Adaptado [13].

3.2. Rede Coletora das Usinas Eólicas e Agrupamento de Parques

Uma usina eólica, também chamada de fazenda ou parque eólico, é usualmente constituída de uma grande quantidade de aerogeradores. No Brasil, até o momento, devido a incentivos fiscais para geradores de até 30 MW, é comum que um empreendedor subdivida seu complexo em parques de até 30 MW. Nesse caso, o número de turbinas varia de 10 a 20 unidades, mas existem agrupamentos de parques, formando grandes complexos, que podem somar muitas dezenas de aerogeradores. Um exemplo de um grande complexo

eólico está na região de João Câmara, localizada no interior do Estado do Rio Grande do Norte. Conectado ao barramento de 138 kV desta subestação, o complexo Asa Branca possui 241 MW de capacidade instalada.

Na rede de uso exclusivo de um parque eólico os níveis de tensão são, normalmente: de baixa tensão no terminal do gerador, de 400 a 690 V, e média tensão na rede coletora interna, de 13,8 a 34,5 kV. O barramento de alta tensão que recebe toda a potência do parque, geralmente tem tensão maior ou igual a 34,5 kV. Esta barra se conecta por um transformador ou por linhas de transmissão à rede de alguma distribuidora ou transmissora. A Figura 3-3 ilustra o arranjo interno de um parque com 12 turbinas. O parque tomado como exemplo apresenta os dois tipos de ramal: um em que os aerogeradores são conectados de forma sequencial, ramal A, e outro em que o circuito é bifurcado, ramal B.

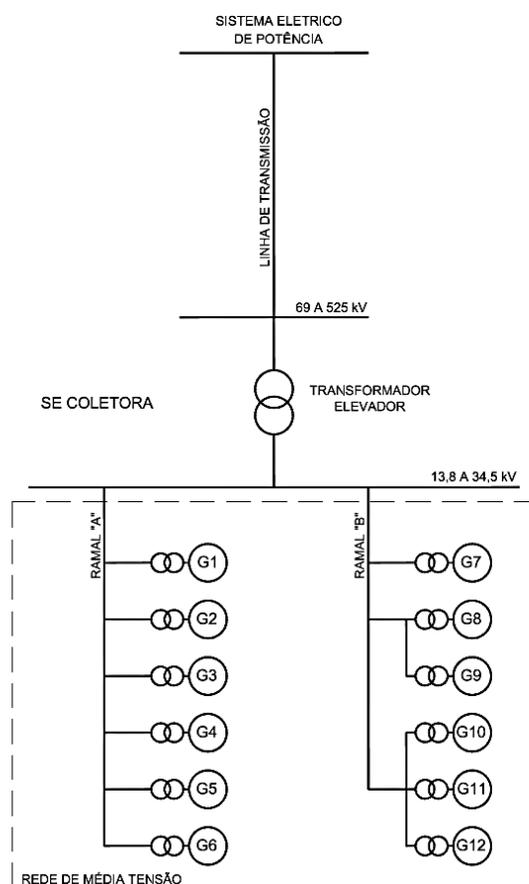


Figura 3-3 – Diagrama unifilar de um parque eólico

Estudos elétricos em grandes sistemas de potência como o brasileiro requerem modelagens apropriadas dos geradores para cada tipo de estudo. No cálculo de fluxos de potência ou análises em regime dinâmico com todo o Sistema Interligado Nacional – SIN, não é necessário modelar cada unidade geradora, bastando o equivalente da usina. Para parques eólicos essa medida também é válida [14], ou seja, uma barra pode ter o equivalente dinâmico de todos aerogeradores. Deve-se ressaltar, entretanto, que a modelagem por equivalente não permite a análise de fenômenos internos à usina, como por exemplo, os estudos de modos eletromecânicos intra-planta [15].

Devido ao elevado número de usinas eólicas que têm sido conectadas às redes elétricas, pode ser necessário ainda outro tipo de equivalente: o agrupamento de parques eólicos que, em muitos casos, se conectam ao mesmo ponto elétrico. Tal medida visa principalmente à melhoria da eficiência computacional e à simplificação da modelagem.

3.3. Requisitos Técnicos para Conexão de Usinas Eólicas

A conexão de novos equipamentos em sistemas elétricos de potência gera a necessidade de critérios técnicos para garantir a qualidade do serviço de energia elétrica. As centrais geradoras eólicas têm diferentes requisitos técnicos nos diversos países que possuem essa fonte de energia. A função destas normas é padronizar, segundo critérios de desempenho elétrico, a instalação de equipamentos que proporcionem uma operação previsível e segura.

Até 2014, foram exigidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico características técnicas relacionadas à garantia de operação dos aerogeradores para uma dada faixa de frequência, à operação com fator de potência 0,95 capacitivo ou indutivo conforme solicitação, às tensões máxima e mínima que o aerogerador deve suportar em regime permanente, à possibilidade de se desconectar do sistema em situações de perturbação ou ilhamento, às faixas de tensão e frequência para as quais a potência ativa deve ser mantida, e à suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas [16].

Somente em 2015, começaram a surgir no Brasil requisitos técnicos nos leilões de energia [17], ainda não incorporados aos Procedimentos de Rede¹, que tornam as centrais geradoras eólicas - CGE mais ativas no controle do sistema elétrico. Houve também um aumento no rigor quanto à suportabilidade a afundamentos de tensão, sendo incorporado o requisito de suportabilidade de sobretensão dinâmica. Na Figura 3-4 ilustra-se esta emblemática característica de suportabilidade, pois o desligamento dos equipamentos durante ou após perturbações pode piorar a situação de emergência, e levar à condição de instabilidade. Pontos pertencentes à área destacada devem ser suportados pelo aerogerador sem que haja desligamento do mesmo.

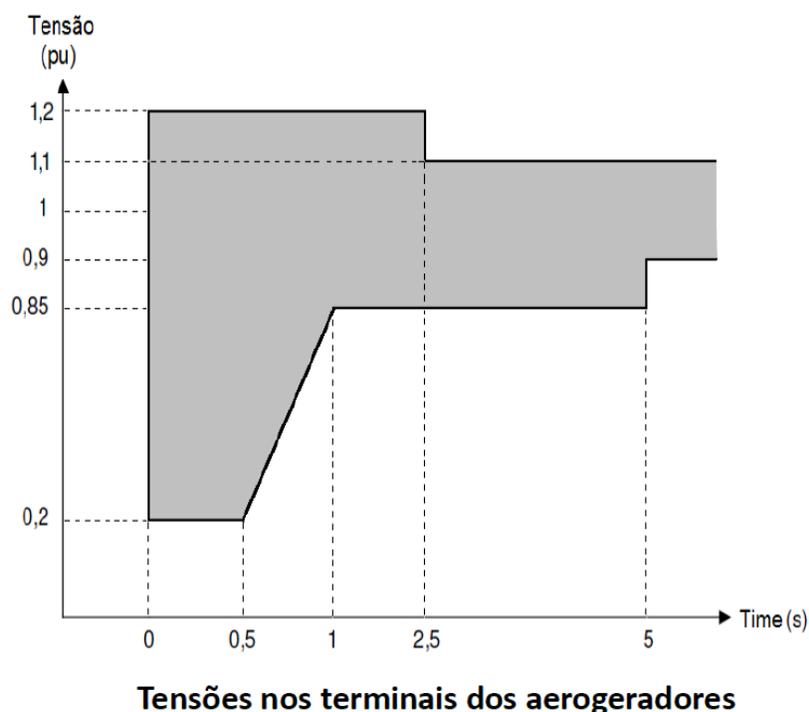


Figura 3-4 – Suportabilidade de tensão nos terminais do aerogerador [17].

Os aditivos mais relevantes sobre requisitos técnicos que constam nos editais de leilão de 2015 são:

1. Capacidade de gerar e absorver potência reativa, dentro da área estabelecida na Figura 3-5, independentemente do despacho;

¹ Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

2. A central geradora eólica deve ser capaz de operar no modo de controle de tensão, potência reativa e fator de potência;
3. Rampa de recuperação da potência ativa em não mais que 4 segundos;
4. Capacidade de emular inércia durante variações de frequências com contribuição de até 10% de sua potência nominal;
5. Requisito de injeção de corrente reativa sob defeito. Este requisito é ilustrado na Figura 3-6.

Cabe ressaltar que a relevante inovação nos requisitos técnicos sobre a capacidade de gerar e absorver potência reativa dentro de uma faixa pré-definida, conforme ilustrado na Figura 3-5, refere-se ao ponto de conexão da usina eólica. Desta forma, diferentes equipamentos internos da sua instalação podem ser utilizados para atender tal requisito.

Um ponto importante desse requisito técnico é que a usina eólica tem menor exigência quanto ao suporte de potência reativa se estiver com despacho abaixo de 20% da sua potência nominal e esta característica será estudada com simulações em regime dinâmico no SEB.

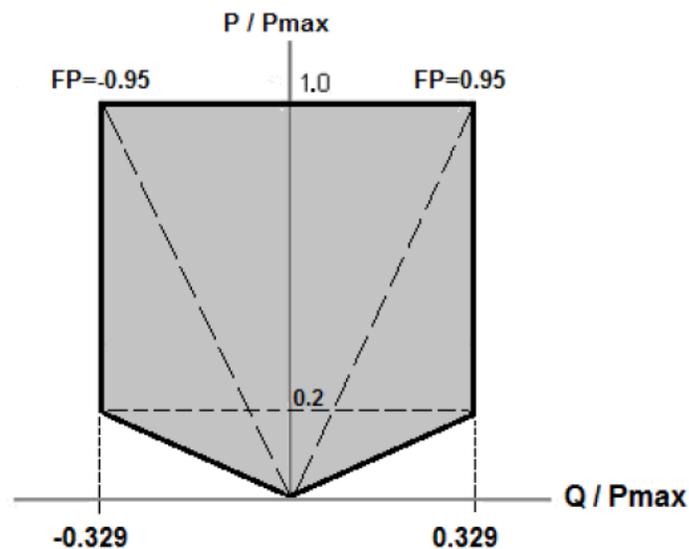


Figura 3-5 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão [17].

Outra importante inovação dos requisitos técnicos para a conexão de usinas eólicas refere-se à capacidade de injeção de corrente reativa durante perturbações. A usina eólica deve ser capaz de injetar corrente capacitiva para tensões inferiores a 85%, bem como ser

capaz de injetar corrente indutiva para tensões acima de 110%. Observa-se na Figura 3-6, outro ponto importante deste requisito: não é exigida injeção de corrente reativa pela usina eólica maior que sua corrente nominal [17].

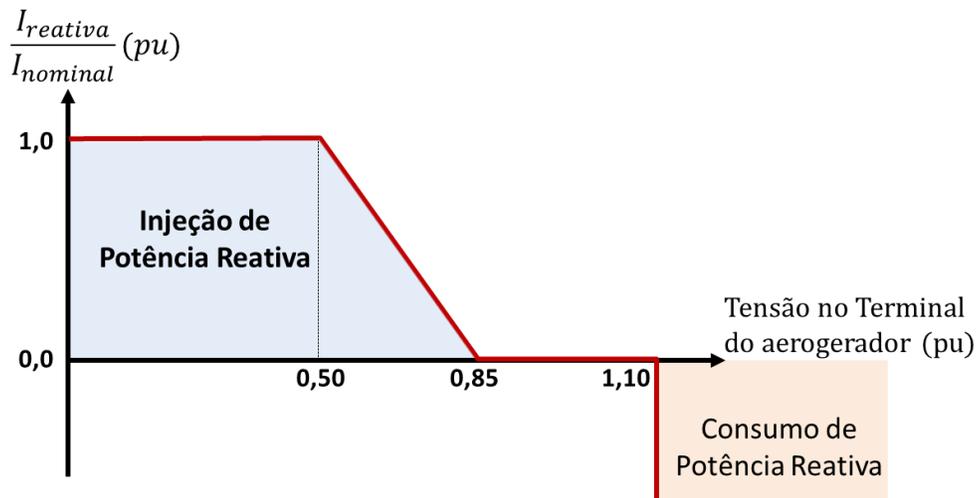


Figura 3-6 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.

3.4. Controle Coordenado de Tensão

Dois aspectos relevantes sobre o controle coordenado de tensão de usinas eólicas podem ser citados: coordenação interna e coordenação externa com usinas vizinhas.

Cada usina eólica tem um plano de operação com sua respectiva tensão de referência. Para estabelecer a estratégia que maximiza sua margem de segurança, os diversos equipamentos dispostos na sua rede interna, ou seja, antes do ponto de conexão, são coordenados conforme sua constante de tempo de resposta.

Na Figura 3-7 observam-se os seguintes equipamentos com capacidade de compensação reativa: transformadores com variação de tape sob carga (*load tap changer – LTC*), banco de capacitores, banco de reatores, compensador estático de potência reativa – CER, compensador síncrono estático de potência reativa (*Static Synchronous Compensator – STATCOM*), compensador síncrono - CS e o próprio aerogerador.

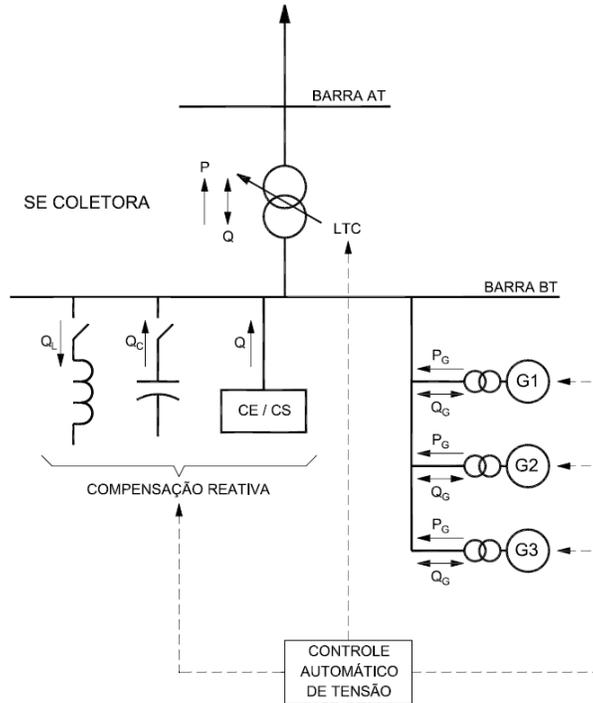


Figura 3-7 – Equipamentos coordenados para controle de tensão

Segundo a característica da resposta de cada equipamento define-se sua aplicação [18]. A comutação de tape e o chaveamento de elementos fixos, capacitores e reatores, são planejados com horas de antecedência conforme o plano de operação previsto. Os aerogeradores e as compensações variáveis de potência reativa (CER, CS, STATCOM) podem responder na escala de microssegundos; entretanto, devido aos aerogeradores poderem sofrer redução de sua capacidade de potência reativa, quando têm despachos abaixo de 20%, conforme mostra a Figura 3-5, seu ajuste é feito com maior antecedência do que os equipamentos de compensação variável.

Cabe ressaltar que, nem todas as usinas eólicas dispõem de todos os equipamentos de compensação reativa citados acima. A configuração da rede interna pode exigir ou não equipamentos adicionais para controlar a tensão e o fator de potência no ponto de conexão. Há parques em que se usa somente o suporte de potência reativa dos aerogeradores, cada vez mais versáteis e robustos.

Os recursos internos de uma usina eólica permitem inclusive que ela participe do controle coordenado de tensão de uma região; entretanto, a coordenação de múltiplas usinas tem seus desafios em função da diversidade de tecnologias e estratégias de controle. Em

[19] são indicados os problemas mais comuns a serem enfrentados: controle integral descoordenado entre usinas próximas e ganho transitório inadequado para redes fracas.

O primeiro problema advém do conflito entre usinas eólicas que estão eletricamente próximas e buscam, por exemplo, controlar a tensão da mesma barra. Qualquer diferença no sinal de tensão pode fazer com que o controle integral dos reguladores de tensão diverjam, isto é, uma usina absorve potência reativa enquanto outra injeta potência reativa na rede. O segundo problema ocorre quando, em redes fracas, novos parques eólicos são conectados em paralelo sem o devido ajuste no ganho transitório. Na nova configuração com mais parques, caso nenhum ajuste seja feito nos controles, podem ocorrer *overshoots* de tensão e interações com o controle de tensão de equipamentos próximos a estes parques.

A proposta apresentada para esses problemas em [19] é a aplicação de um controle supervisorial com estatismo (*droop*) [15], como o das usinas hidráulicas e térmicas. A Figura 3-8 apresenta um diagrama simplificado desse controle sugerido. Conforme pode ser observado, a estratégia de controle consiste em implementar um controlador proporcional integral – PI, o qual zera o sinal de erro em regime permanente. Este sinal é composto pela diferença entre a tensão medida e o valor da tensão de referência acrescido do estatismo.

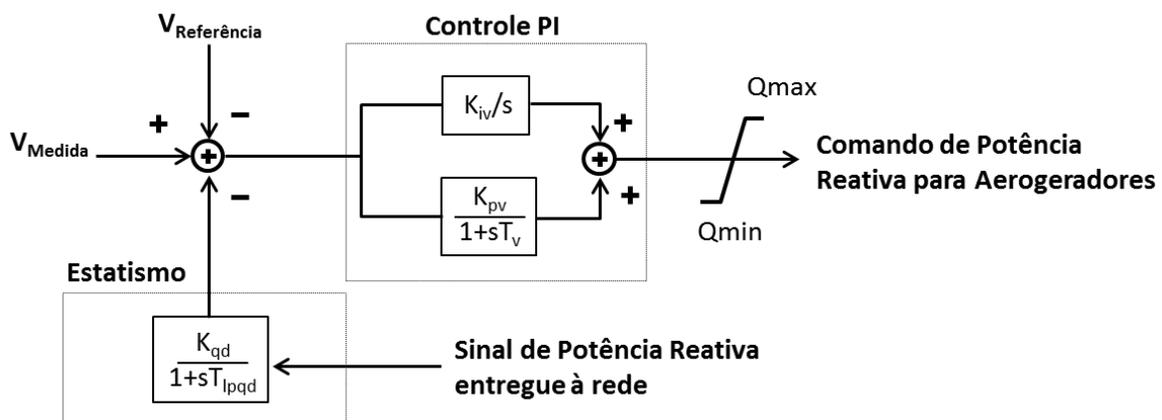


Figura 3-8 – Controle Supervisorial de Tensão com Estatismo [19].

3.5. Requisito de Nível de Curto-Circuito

Se por um lado o sistema elétrico exige requisitos técnicos das usinas eólicas, estas por sua vez, também requerem condições técnicas da rede para operação adequada. Um

indicador importante do sistema elétrico é a robustez de sua rede, a qual pode ser definida pela relação entre a capacidade de curto-circuito e a potência da CGE (*short-circuit ratio* – SCR). A referência [20] define as seguintes classificações para um sistema CA:

- Sistema Forte, se SCR da rede CA é maior que 3,0;
- Sistema Fraco, se SCR da rede CA está entre 2,0 e 3,0;
- Sistema muito Fraco, se SCR da rede CA é menor que 2,0.

O procedimento de rede alemão [21] exige que a capacidade de curto-circuito seja 6 vezes maior que a soma de potência ativa nominal de todos os aerogeradores do ponto de conexão. Já o procedimento de rede dinamarquês [22] sugere que o SCR seja 10 e o National Renewable Energy [23] sugeriu a Porto Rico que o menor SCR seja 5. No Brasil, ainda não há regulamentação sobre este requisito técnico da rede elétrica. Como consequência, cada ponto de conexão deverá ser bem estudado pelo empreendedor para adaptar o controle dos aerogeradores e garantir sua estabilidade mesmo em condições adversas, como por exemplo, em caso de rede degradada.

As características que influenciam na robustez de uma rede, elencadas em [24], são resumidas abaixo:

- proporção de fontes renováveis em relação às fontes convencionais;
- distância geográfica do resto do sistema elétrico ou de linhas de transmissão fracas;
- impedância interna do parque eólico (transformadores e rede coletora) e distância entre aerogeradores e ponto de conexão.

Outra forma de analisar a robustez da rede está na consideração de que as usinas eólicas podem ter interações entre elas, principalmente as que se conectam ao mesmo ponto. A proposta de um novo índice [25], *Weighted short-circuit ratio* – WSCR, considera o cálculo de SCR ponderado pelo SCR de ponto de conexão de cada planta.

A inserção de máquinas com menor nível de contribuição de curto-circuito, como aerogeradores GSCC [26], representa mudanças importantes a serem observadas no planejamento de sistemas elétricos. Nessas novas configurações, há menor inércia sob controle do operador, em função do carácter intermitente da fonte eólica, e menor capacidade de sobrecarga dinâmica dos aerogeradores, se comparados com máquinas síncronas de usinas convencionais. Essas mudanças podem influenciar, de forma negativa,

no crescimento do número de aerogeradores, pois, quanto menores os níveis de curto-circuito, piores são as condições para o funcionamento dos conversores eletrônicos dos aerogeradores.

Capítulo 4

Segurança Elétrica

O serviço de energia elétrica pode ser caracterizado como estratégico para um país, pois está ligado à qualidade de vida de sua população, mas também é fundamental para o crescimento econômico. Nesse contexto, a continuidade, isto é, a não interrupção do suprimento de energia elétrica passa a ter grande importância, pois a interrupção inesperada deste serviço pode representar prejuízos econômicos incalculáveis e acidentes que coloquem em risco vidas humanas.

Uma das ferramentas que visam à continuidade do suprimento de energia elétrica são estudos de planejamento em que todas as perturbações de grande probabilidade são simuladas em regime estático. Das piores perturbações que são encontradas, novas simulações são realizadas em regime dinâmico para investigar o desempenho do sistema no domínio do tempo, verificando se há ou não violação de algum critério de segurança ou mesmo a ocorrência de colapso.

Este capítulo apresenta as condições de insegurança que podem levar à instabilidade do sistema e as particularidades da segurança elétrica em um sistema com usinas eólicas. Também são apresentados conceitos relativos à estabilidade de tensão e as ferramentas utilizadas para seu estudo ao longo da dissertação.

Como meio de se evitar a instabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência dota-se o sistema com a capacidade de controlar a tensão. Na última seção deste capítulo apresentam-se as estratégias de controle de tensão usualmente empregadas.

4.1. Segurança em Sistemas Elétricos

Por ser um bem extremamente relevante para a qualidade de vida e para a economia de um país, a segurança no serviço de energia elétrica passa a ser um aspecto importante a ser estudado.

A matriz energética inclui uma extensa cadeia produtiva que parte das fontes primárias (potencial hidráulico, combustíveis fósseis e nucleares, vento, sol, etc), passa pela transformação dessa energia primária em energia elétrica, a qual, só então será transportada por extensas redes de transmissão e depois distribuída até os menores consumidores.

Esse complexo sistema é subdividido em: geração, transmissão e distribuição, sendo que cada etapa tem seu papel para que a segurança energética e elétrica sejam garantidas. O estudo da segurança energética persegue tanto a otimização dos recursos da forma mais econômica, bem como a continuidade do atendimento à carga. Já a segurança elétrica está associada à condição operativa do sistema elétrico que, em condição normal ou em emergência, não ultrapassa os limites de segurança pré-estabelecidos. Nas simulações de estudos elétricos pode-se medir a diferença entre os valores calculados e os limites de segurança. Para situações em que o sistema consegue manter-se afastado dos limites operativos, maior margem de segurança é alcançada e este conceito de margem de segurança será usado para diferenciar o desempenho dos aerogeradores nos sistemas utilizados nessa dissertação.

Para evitar que uma parte ou todo um sistema interligado seja mal atendido, chegando até a interrupção do fornecimento de energia, alguns limites operativos são estabelecidos para que o sistema não opere em condições inseguras. Segue abaixo uma lista exemplificativa de limites que são monitorados:

- Violação da faixa de valores admissíveis para as tensões e a frequência em condição normal;
- Sobrecarga permanente ou temporária em linhas de transmissão ou em transformadores, que excedam as temperaturas máximas especificadas em projeto;
- Sobrecarga permanente ou temporária em linhas de transmissão que conduzam à violação de distâncias mínimas ao solo, resultantes da flecha da linha.

Mesmo que todas variáveis do sistema elétrico estejam em faixas seguras de operação, eventos inesperados, como curto-circuito em linhas de transmissão, atuação indevida do sistema de proteção que desligue um gerador, etc, podem gerar perturbações em que o sistema não seja capaz de retomar o equilíbrio físico de suas grandezas elétricas e

mecânicas [27]. Os fenômenos de instabilidade podem ser classificados conforme a natureza de suas variáveis:

- Perda de estabilidade da frequência. Violação da faixa de valores admissíveis para a frequência em regime transitório ou permanente (desvios máximos em relação ao valor nominal ou taxas de variação máximas);
- Perda de estabilidade angular, que pode corresponder a:
 - Problemas de estabilidade transitória (perdas de sincronismo, que surgem geralmente nos primeiros segundos após a ocorrência de grandes perturbações, sendo esta ocorrência fortemente dependente dos tempos de eliminação de defeitos efetuados pelos sistemas de proteção);
 - Problemas de estabilidade a pequenos sinais (ocorrência de oscilações pouco amortecidas de baixa frequência, caracterizadas por estarem associadas à dinâmica do rotor das máquinas, sendo usualmente denominadas modos de oscilação eletromecânicos);
- Perda de estabilidade da tensão, que resulta na ocorrência do colapso de tensão (queda progressiva e descontrolada da tensão, geralmente associada ao aumento de carga em linhas de transmissão com grande comprimento e insuficiência de produção de potência reativa no lado da carga).

No planejamento de sistemas elétricos há diversos critérios de estudo que são usados para que haja uma margem de segurança elétrica em sua operação. Um critério que merece destaque é o N-1, pois o sistema deve ser capaz, mesmo perdendo qualquer elemento, de se manter dentro dos limites operativos sem intervenção do operador. Destaca-se que as perturbações mais frequentes no sistema elétrico ocorrem nas linhas aéreas de transmissão por fenômenos atmosféricos (descargas atmosféricas, poluição) e ambientais (incêndios e aves) [28].

4.2. Segurança em Sistemas Elétricos com Usinas Eólicas

Assim como nos tradicionais sistemas elétricos com geradores síncronos acoplados a turbinas hidráulicas ou térmicas, sistemas de potências com fontes intermitentes, como

por exemplo, eólica e fotovoltaica, requerem estudos que visam à segurança energética e elétrica.

O planejamento energético busca atender a demanda de energia elétrica do país com o mínimo custo possível. Dentro dos modelos adotados para planejar a expansão da energia elétrica são considerados as variações das cargas, energia disponível ao longo do ano, custo da energia e também, indicadores de confiabilidade de atendimento à carga.

A entrada de novas fontes de energia nos sistemas elétricos de potência faz com que o planejamento elétrico e energético incorpore suas características, modificando o modo de pensar a expansão de energia elétrica deste sistema.

Como exemplo de nova fonte incorporada em um sistema, pode-se citar a energia eólica no Brasil. Desde o início da sua implantação, em 2002, gradualmente novas exigências pertinentes a essas fontes foram aplicadas e incorporadas aos requisitos que visam à segurança elétrica do sistema. Para os primeiros aerogeradores os requisitos tinham um enfoque na suportabilidade das usinas eólicas às diversas condições de operação (frequência e tensão), inclusive durante afundamentos de tensão [29]. O número de usinas eólicas cresceu vertiginosamente e novos requisitos técnicos foram acrescentados para permitir sua conexão ao sistema. A partir de 2015 começou a ser exigido que as usinas eólicas tenham participação ativa no controle de tensão e frequência da rede [17].

O planejamento elétrico com a presença de usinas eólicas tem três grandes desafios:

- Intermitência do vento, com turbulências e calmarias, resultando em flutuações da produção de energia eólica;
- Desligamento de geradores eólicos, quando a velocidade do vento atinge valores que ultrapassam os limites mínimos ou máximos de operação;
- Desligamento de parques eólicos, após a ocorrência de curtos-circuitos na rede coletora, que provoquem a atuação das proteções de subtensão.

Os problemas referentes à intermitência do vento tendem a ser suavizados à medida que o número de aerogeradores aumenta no sistema e sua localização geográfica é dispersa [30]. A Tabela 4-1 ilustra o efeito mitigador da variação de potência conforme são acrescentados aerogeradores no sistema. Apesar das características peculiares de cada região onde se instalam parques eólicos, há uma tendência de que em um curto prazo (entre 1 e 60 segundos) a variação de potência seja pequena. No exemplo do parque eólico

americano ilustrado na Tabela 4-1, a variação média em um minuto de operação caiu de 1,2%, com 14 turbinas, para 0,3%, com 250 turbinas.

Essa informação é fundamental na modelagem dos estudos elétricos envolvendo usinas eólicas, pois de acordo com o comportamento do vento, diferentes premissas são adotadas. Nos estudos dinâmicos de curto prazo, por exemplo, considera-se que para tais simulações a velocidade do vento é constante [14]. Já para estudos de longo prazo, a variação do vento deve ser contemplada em diferentes cenários, e análises estáticas podem ser suficientes.

É importante ressaltar que para um grande sistema elétrico, como o brasileiro, é razoável adotar premissas sobre o amortecimento da variação do vento. Entretanto, para estudos locais a variação do vento passa a ter maior importância e pode ser modelada.

Tabela 4-1– Variação média e desvio padrão da potência eólica em função do aumento do número de turbinas em um grande parque eólico no Centro-Oeste dos EUA (2005) [30].

		14 turbinas		61 turbinas		138 turbinas		250+ turbinas	
		(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
1 segundo	Média	41	0,4	172	0,2	148	0,1	189	0,1
1 segundo	Desvio Padrão	56	0,5	203	0,3	203	0,2	257	0,1
1 minuto	Média	130	1,2	612	0,8	494	0,5	730	0,3
1 minuto	Desvio Padrão	225	2,1	1.038	1,3	849	0,8	1.486	0,6
10 minutos	Média	329	3,1	1.658	2,1	2.243	2,2	3.713	1,5
10 minutos	Desvio Padrão	548	5,2	2.750	3,5	3.810	3,7	6.418	2,7
1 hora	Média	736	7,0	3.732	4,7	6.582	6,4	12.755	5,3
1 hora	Desvio Padrão	1.124	10,7	5.932	7,5	10.032	9,7	19.213	7,9

O terceiro desafio refere-se às perturbações elétricas da rede, com destaque para curtos-circuitos próximos dos aerogeradores, que podem levar ao desligamento dos mesmos. As consequências destes desligamentos podem ter graus de severidade diversos, inclusive provocar o colapso de todo sistema.

Em função da severidade que esse fenômeno pode ter em um dado sistema elétrico, diferentes requisitos de suportabilidade a subtensões são definidos. No Brasil, como ilustrado na Figura 3-4, exige-se que o aerogerador mantenha-se conectado, na pior condição, por 500 ms com tensão de 0,20 pu nos terminais dos aerogeradores. Por outro lado, em países como Alemanha e Reino Unido, exige-se que o aerogerador permaneça conectado por 150 ms com tensão nula em seus terminais [31].

Outro problema relativo à suportabilidade de tensão é o desligamento de aerogeradores por sobretensão. Estes eventos estão diretamente ligados à intermitência da fonte eólica, pois sobretensões podem ocorrer durante a redução de sua geração no patamar de carga leve [32].

4.3. Estabilidade de Tensão

Um conceito muito importante para esta dissertação é a estabilidade de tensão, pois pautado nesse conceito serão analisados os resultados e então algumas conclusões serão elaboradas.

Em [27] define-se que a estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema elétrico de potência manter as tensões constantes em todas as barras do sistema depois de se submeter a uma perturbação. A manutenção ou restabelecimento do equilíbrio entre carga e geração depende da severidade da perturbação e da capacidade de suporte e controle de tensão oferecido pelos equipamentos do sistema de potência. Caso os recursos disponíveis não sejam suficientes para suportar a perturbação ocorrida, pode haver problemas de instabilidade, resultando em uma queda ou subida progressiva de tensão.

Quanto ao tempo envolvido nos estudos de estabilidade de tensão, costuma-se dividi-lo em estabilidade de curto prazo e estabilidade de longo prazo. Os eventos que perturbam o sistema em uma faixa de até 10 segundos, são considerados nos estudos de estabilidade de curto prazo. Nesse rápido período, os elementos que podem alterar o comportamento são motores de indução, elos de Corrente Contínua em Alta Tensão - CCAT, reguladores de tensão de geradores e outros equipamentos com rápida atuação. A estabilidade de longo prazo, que por sua vez, estuda a atuação de equipamentos que interferem no equilíbrio do sistema após dezenas de segundos ou minutos, como tape de transformadores, limitadores de geradores, etc.

Dos métodos conhecidos para o estudo de estabilidade de tensão de longa duração, utiliza-se nesta dissertação a curva PV e curva QV, que são análises estáticas. Já o estudo de estabilidade de tensão de curto prazo utiliza-se a simulação dinâmica no domínio do tempo.

A curva PV fornece a margem de estabilidade de tensão, quantificada pela diferença de carregamento no ponto de operação analisado e no ponto crítico, isto é, o último ponto de operação antes da região de instabilidade, conforme ilustra a Figura 4-1. Na região de instabilidade, que está na parte inferior da curva, a injeção de potência reativa em uma barra leva à redução da sua tensão, o que representa um comportamento inverso ao observado em condições normais de operação [15] [33].

Na Figura 4-1 parte-se de uma condição inicial (P_0, V_0) , e após sucessivos aumentos de carregamento, atinge-se a condição limite de estabilidade de tensão (P_1, V_1) . Para ampliar o estudo, pode-se repetir os cálculos de fluxo de potência para avaliar a margem de estabilidade de tensão considerando a rede degradada, isto é, com um elemento ausente (condição pós-falta). A curva PV de uma barra é obtida a partir de uma sucessão de fluxos de carga, normalmente utilizando o método de fluxo de potência continuado, descrito em [34] e [35].

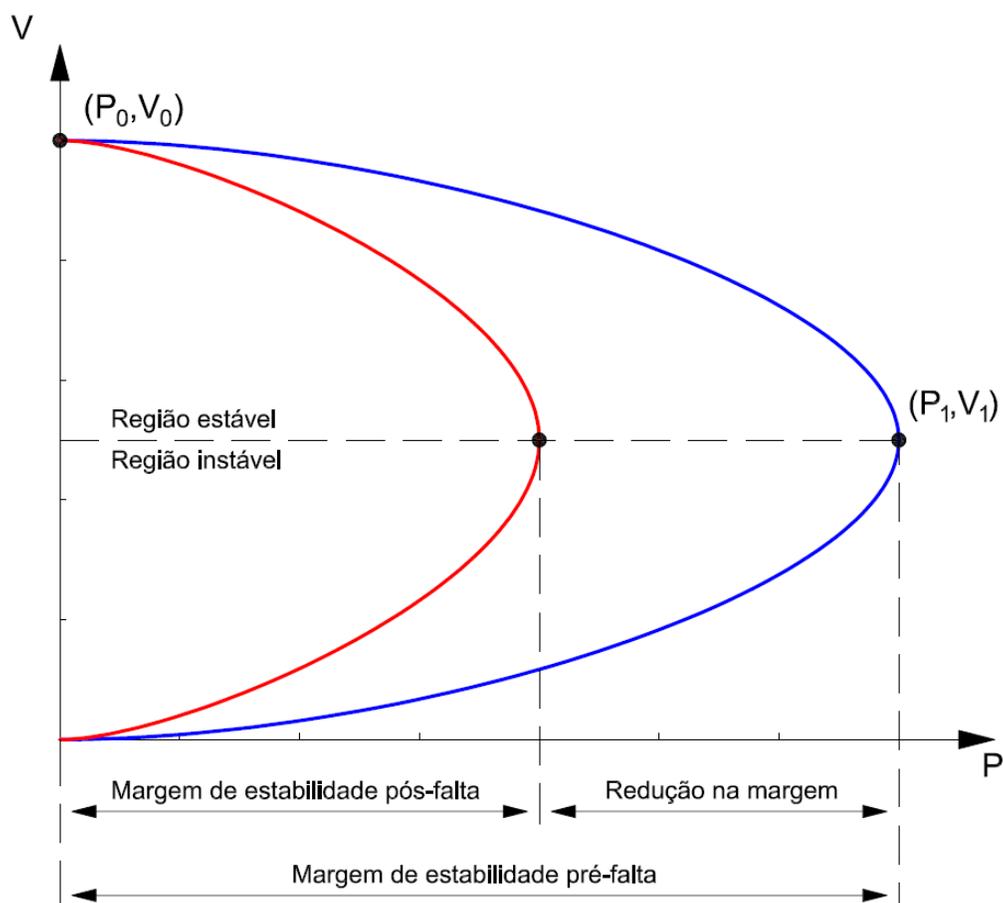


Figura 4-1 – Curva PV típica.

Outra ferramenta útil na análise estática da estabilidade de tensão é a curva QV. O objetivo da curva QV é fornecer o diagnóstico das barras que têm menor suporte de tensão e são candidatas à instalação de equipamentos de compensação reativa [36]. Essa avaliação em regime estático é feita pelo cálculo de uma margem de carga reativa para cada barra do sistema, conforme ilustra a Figura 4-2. A margem de estabilidade de tensão vista por essa ferramenta é representada pela carga reativa quando a curva alcança o ponto de inflexão. Entretanto, nessa dissertação utilizou-se também a parte capacitiva da curva QV, isto é, a parte superior e estável, para identificar as barras com menor suporte de tensão durante eventos que proporcionem sobretensões. Esse segundo modo de usar a curva QV pesquisa barras que, com as menores injeções de potência reativa atingem as tensões limite pré-estabelecidas.

A curva QV de uma barra pode ser construída com o auxílio de um compensador de potência reativa fictício, instalado na própria barra [37]. No ponto de operação de partida, o compensador fictício tem potência nula, passando a gerar ou absorver potência reativa para que tensões maiores ou menores sejam obtidas, respectivamente. Abaixo de certo valor de tensão atinge-se a região de instabilidade, na qual a injeção adicional de potência reativa leva à redução da tensão.

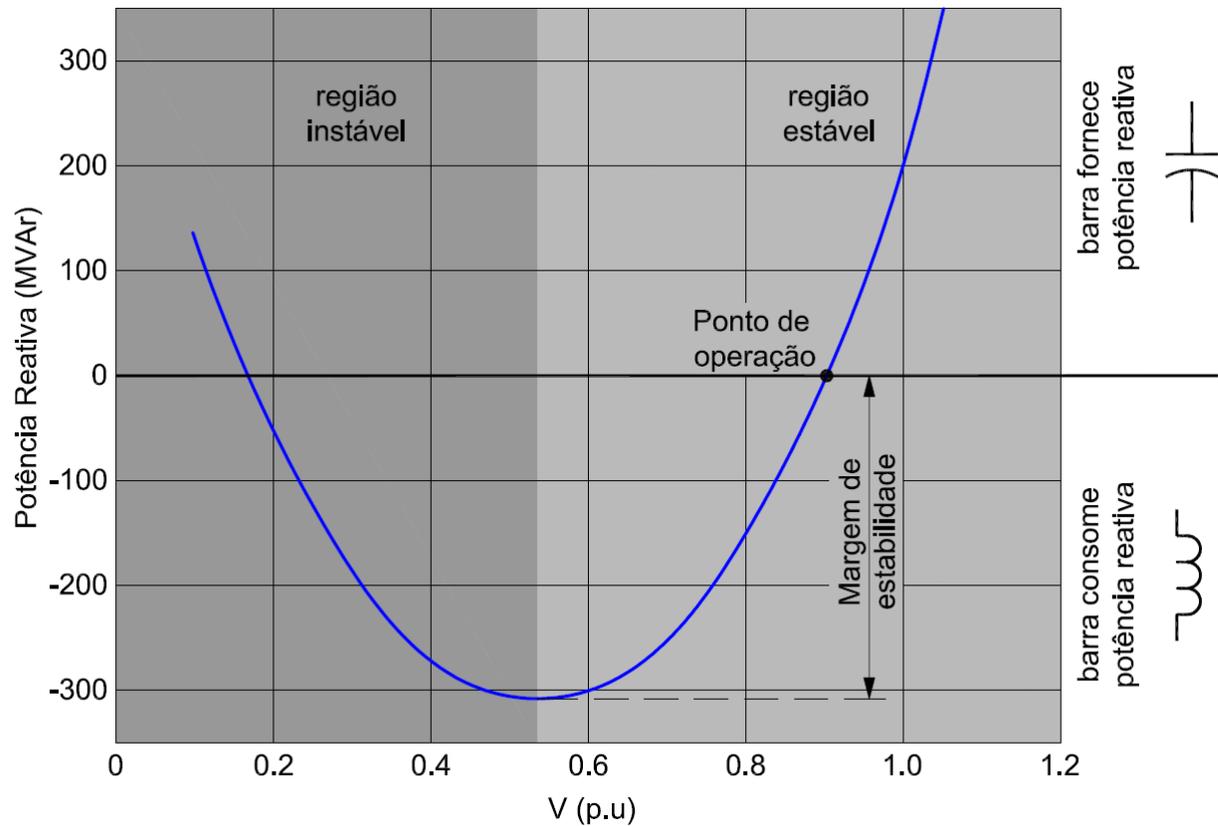


Figura 4-2 – Curva QV típica, baseado em [33].

O segundo tipo de análise feita nessa dissertação refere-se à estabilidade de tensão de curto prazo, onde é analisado o comportamento da tensão durante os primeiros segundos após uma perturbação. Esta avaliação foi feita por simulações dinâmicas no domínio do tempo em que se incorpora os modelos dinâmicos dos principais equipamentos e suas não-linearidades (máquinas elétricas, controles de tensão de geradores, compensadores, conversores dos elos de Corrente Contínua em Alta Tensão – CCAT, etc).

Enquanto a curva PV e a curva QV estudam a estabilidade de tensão quantificando uma margem de potência ativa e reativa, respectivamente, as simulações em regime dinâmico de curto prazo observam se, a partir de um ponto de operação, o sistema consegue reencontrar uma condição de equilíbrio após uma perturbação.

4.4. Controle de Tensão

A manutenção ou recuperação do equilíbrio de tensão de um sistema elétrico é obtida por meio de diversos mecanismos de controle. Do ponto de vista conservador, espera-se que, no curto prazo, geradores síncronos, compensadores síncronos, compensadores estáticos de potência reativa e demais equipamentos com rápida atuação, possam dar o suporte de tensão e amortecimento necessários durante contingências. Quando se trata de rápida atuação, normalmente estes equipamentos estão controlando a barra terminal e o processo é chamado de controle primário de tensão - CPT.

Além da capacidade de responder rapidamente a distúrbios na rede, nos primeiros 10 segundos, o sistema elétrico pode se beneficiar do controle de tensão no longo prazo [38]. Há duas classificações quanto a este tipo de controle: controle secundário de tensão – CST e controle terciário de tensão – CTT. A Figura 4-3 apresenta os níveis hierárquicos de controle de tensão segundo as características tempo e espaço.

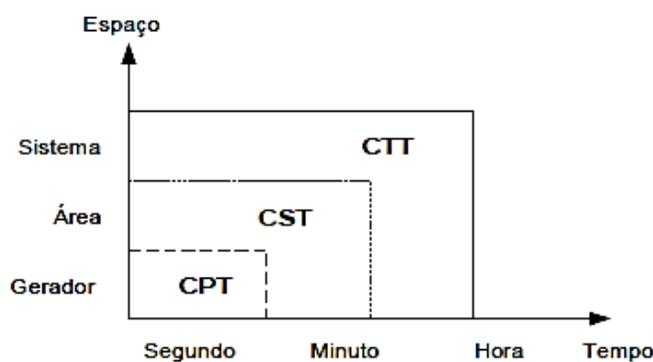


Figura 4-3 –Níveis hierárquicos de um controle coordenado de tensão [38].

Na estratégia de atuação de longo prazo, alguns equipamentos são escolhidos para fazer o controle de tensão de forma coordenada. Entre eles, encontram-se: tapes de transformadores, geradores, compensadores estáticos de potência reativa, compensadores síncronos, etc. Cabe ressaltar que, nos níveis de controle secundário e terciário predomina a visão de segurança de uma área e não apenas o controle da tensão terminal do próprio equipamento.

O controle secundário de tensão, monitora e atua, numa escala de tempo de 30 a 60 segundos, por exemplo. O objetivo deste controle é manter a tensão, de barras estratégicas

do sistema, em níveis que garantam a operação em uma região segura. Já o controle terciário de tensão, que pode ter um horizonte de horas, permite que as reservas de potência reativa sejam maximizadas pelo cálculo de fluxos de potência ótimo.

Dessa forma, a possibilidade de participação de usinas eólicas nos diferentes níveis hierárquicos de controle de tensão, aumentaria a segurança do sistema. Para tanto, é necessário que seus equipamentos sejam dimensionados para este tipo de operação.

Em [39], apresenta-se um exemplo de aplicação de controle secundário utilizando parques eólicos. Neste estudo, o controle secundário mostrou-se eficiente para a regulação das barras estratégicas e, por consequência, melhorou o perfil de tensão de todo o sistema.

Capítulo 5

Introdução ao Estudo de Caso no Sistema Elétrico Brasileiro

Uma vez exposto os principais fatores relacionados à fonte de energia eólica e à estabilidade de tensão, propõe-se um estudo de caso no Sistema Elétrico Brasileiro tendo como foco o desempenho das usinas eólicas da região Nordeste. Para tal, foi tomado como referência o sistema elétrico planejado para o ano 2020 que consta na base de dados do Plano Decenal 2023 [5].

Neste capítulo, apresentam-se explicações sobre as características do vento na região Nordeste, a distribuição das usinas eólicas futuras, a rede de transmissão de interesse, para esta dissertação, e os cenários que foram utilizados nas análises em regime estático e dinâmico.

5.1. Características do Vento da Região Nordeste

O vento é uma fonte intermitente com variações ao longo do ano, dia, hora e até em questão de segundos. Entretanto, em estudos elétricos em regime estático podem ser construídos vários cenários em que a geração eólica é diferente, mas constante. Também nos estudos em regime dinâmico de curto prazo, com escala de poucos segundos, a condição mais crítica, segundo o objetivo do estudo, é escolhida e mantida constante.

Desse modo, o conhecimento do comportamento do vento será útil no planejamento da rede de transmissão com vistas ao melhor dimensionamento dos elementos do sistema elétrico, inclusive os equipamentos de suporte de potência reativa.

As curvas de geração de média máxima e de média mínima são meios coerentes para orientar os estudos elétricos que têm uma abordagem determinística. Normalmente a escolha dos montantes de geração eólica é coerente com sua sazonalidade e comportamento

diário. Esta importante investigação sobre o comportamento do vento se deve à limitação do número de casos simulados em regime permanente e regime dinâmico.

Os dados da geração eólica de 2011 a 2014, obtidos em [7], permitem conhecer algumas características importantes do vento na região Nordeste do Brasil, área de interesse nessa dissertação. Os valores médios máximos ocorrem no período seco, como em setembro de 2012 com geração de 83% da potência instalada, conforme mostra a Figura 5-1. Cabe ressaltar um importante ponto positivo que é a coincidência das maiores médias máximas durante a carga pesada e as menores máximas durante a carga leve. Isso deve reduzir investimentos no sistema de transmissão visto que esta energia eólica do Nordeste será em grande parte exportada para outras regiões.

A partir da Figura 5-1, observa-se que a média máxima de fevereiro de 2012 foi de 76%. Esta informação, referente ao período úmido, destaca outra importante consequência à rede de transmissão. A coincidência da afluência em usinas a fio d'água como a UHE Belo Monte e elevada geração energia eólica no Nordeste proporciona cenários em que as interligações entre Norte/Nordeste e Sudeste estão carregadas com grandes fluxos de potência.

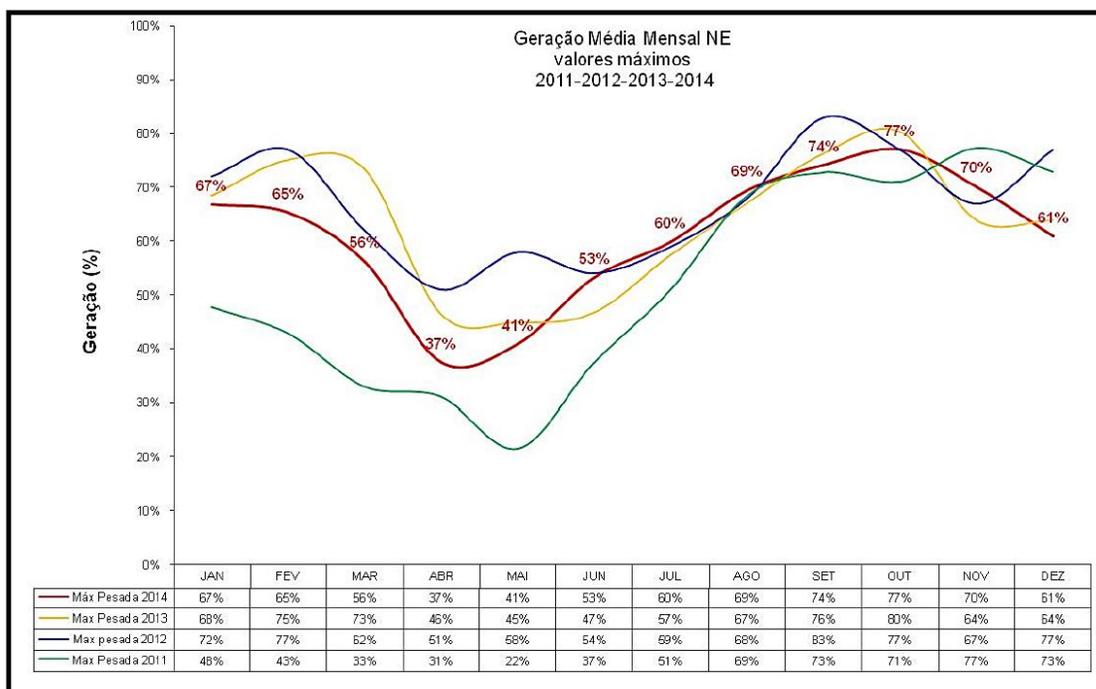


Figura 5-1 – Comparativo de geração eólica total do subsistema Nordeste - valores máximos na carga pesada – 2011 a 2014 [7].

De forma inversa aos valores máximos, observa-se que as menores médias mínimas ocorrem na carga leve, durante o período úmido, conforme ilustrado na Figura 5-2. O mês de abril de 2014 apresentou média mínima de 8% da potência instalada. A coincidência da geração mínima com o patamar de carga leve pode significar maiores dificuldades no controle de tensão de uma rede de transmissão descarregada.

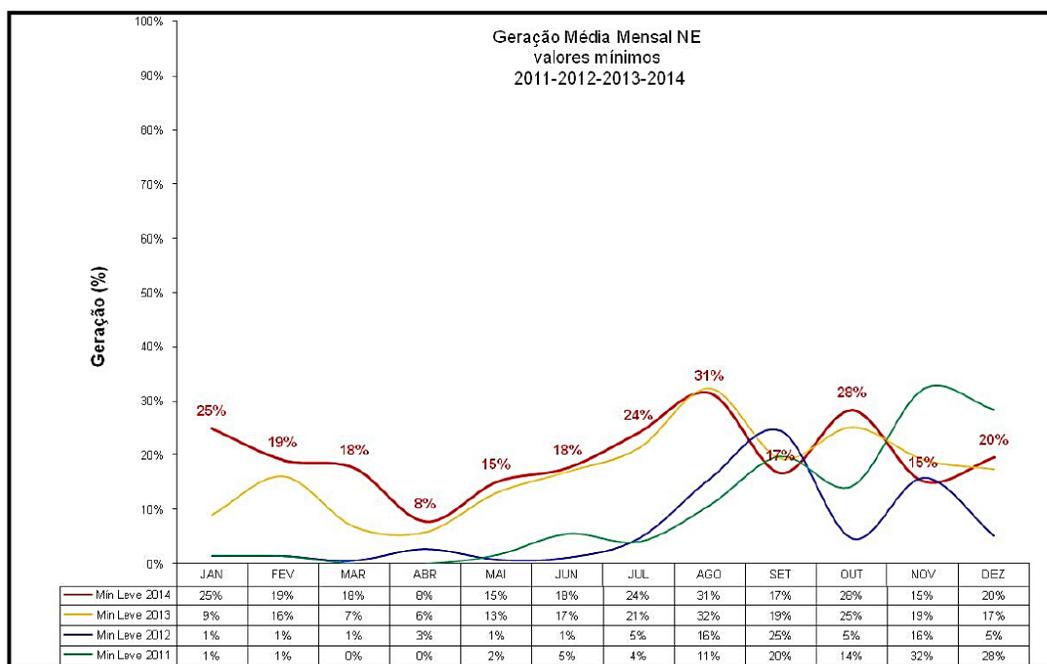


Figura 5-2 – Comparativo de geração eólica total do subsistema Nordeste - valores mínimos na carga leve – 2011 a 2014 [7].

De acordo com as informações dos dados de vento do Acompanhamento de Medições Anemométricas – AMA [40] é possível, por simplificação, desmembrar a região Nordeste em duas sub-regiões [41]: Bahia e Litoral, sendo que esta última compreende os seguintes estados: Ceará, Pernambuco, Paraíba, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe. Assim, são propostos cenários que consideram as características de vento de cada região. O comportamento médio do vento das duas regiões está representado na Figura 5-3 e Figura 5-4, em que se observa durante o período da tarde baixa geração na Bahia enquanto o Litoral, representado pelo estado do Ceará, está com elevada produção eólica. Esta característica será usada para construção de um dos cenários de intercâmbio e geração.



Figura 5-3 – Velocidade média horária da Bahia em 2014 [40].

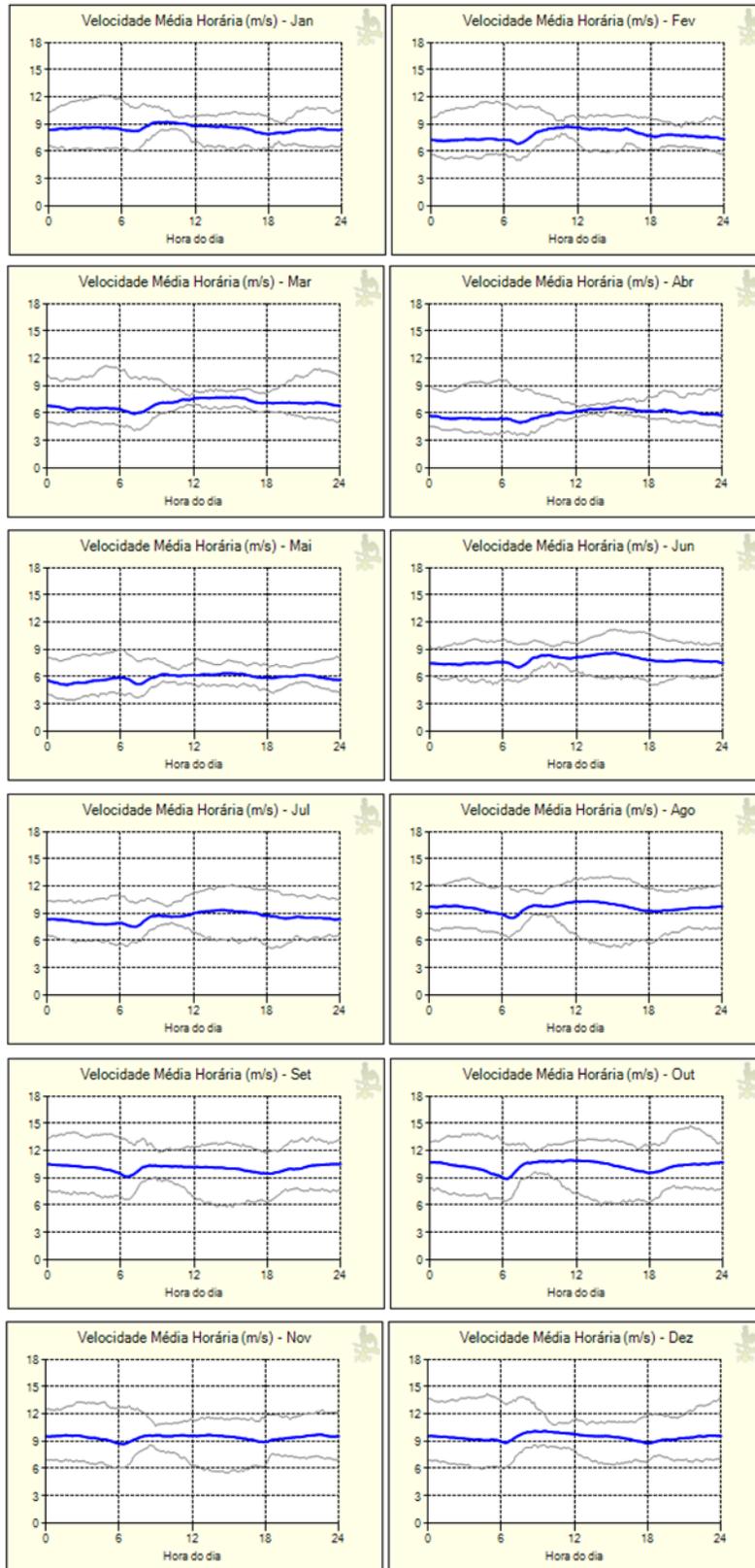


Figura 5-4 – Velocidade média horária do Ceará em 2014 [40].

Outra informação relevante para estudos elétricos de mais longo prazo é a variação horária do vento. Como visto na Seção 4.2, o aumento do número de aerogeradores pode amortecer as oscilações da geração eólica, mas não pode conter suas variações, nem mesmo se considerada uma grande área como a região Nordeste.

Na Figura 5-5 apresenta-se a variação máxima horária relativa à potência instalada da geração eólica da região Nordeste entre 2012 e 2013 [42]. Cabe ressaltar que este gráfico não tem correlação com a probabilidade de ocorrência das variações apresentadas. Cada coluna representa a máxima variação para um determinado intervalo de tempo. Assim, a primeira coluna da esquerda apresenta as variações ocorridas em apenas uma hora e, dessa forma procede-se sucessivamente até a última coluna, que mede a variação em 24 horas consecutivas.

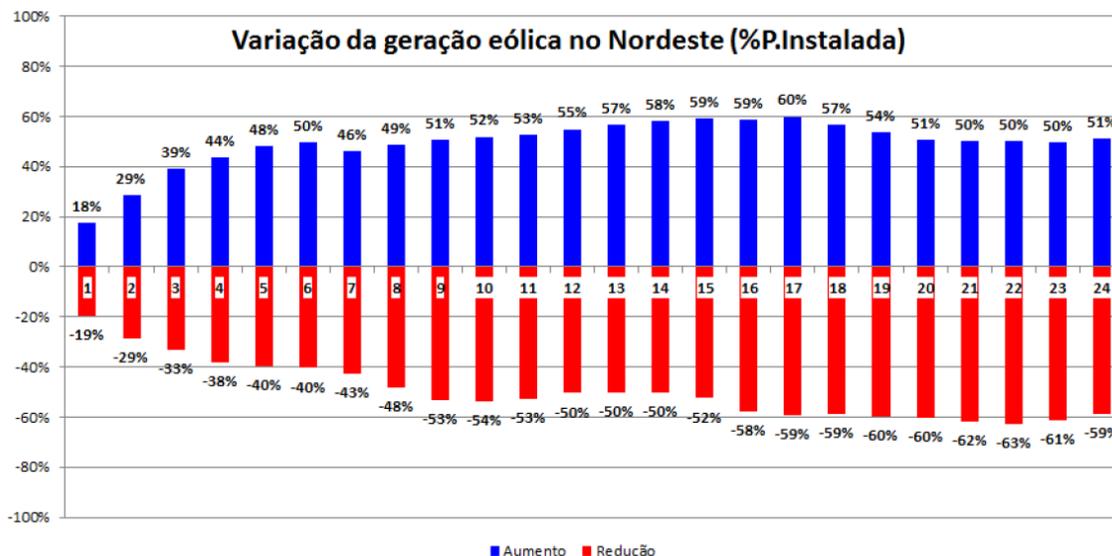


Figura 5-5 – Variação horária máxima de geração na região Nordeste [42].

Observa-se na primeira coluna à esquerda que as variações horárias máximas de geração eólica ficaram em torno de 18% e 19% da potência instalada. Fazendo a medição de 17 horas, a variação chegou a 59% e 60%.

5.2. Capacidade Instalada de Fontes Eólicas da Região Nordeste

Nesta dissertação, buscou-se a premissa de elevada contratação nos leilões de energia. O montante de usinas eólicas modeladas na Região Nordeste foi de 23.590 MW e o previsto, para o ano 2020, é de aproximadamente 20.000 MW [5].

Considerou-se o montante contratado já presente na base de dados da EPE, que corresponde a 11.242 MW, e adicionou-se 12.350 MW correspondentes a usinas potenciais que poderão se concretizar nos próximos anos. Assim, a capacidade total instalada considerada na região Nordeste é de 23.590 MW. O objetivo dessa extrapolação frente à expansão prevista pela EPE foi investigar problemas em função do seu elevado despacho e, também, facilitar a identificação do efeito do suporte de potência reativa.

A distribuição das usinas potenciais seguiu o critério de rateio proporcional ao potencial já mapeado. A distribuição está apresentada na Tabela 5-1.

Tabela 5-1– Distribuição das usinas potenciais

Litoral	Potência (MW)	Litoral	Potência (MW)
Miranda - 500 kV	526	C. Grande III - 500 kV	340
Piripiri - 230 kV	264	Angelim II	171
Ibiapina II - 500 kV	1233	Olindina - 500 kV	169
Sobral III - 500 kV	829	Caldeirão Grande - 500 kV	416
Acaraú II - 230 kV	200	São João do Piauí - 500 kV	314
Pecém II - 500 kV	200	Bahia	Potência (MW)
Aracati III - 230 kV	75	Sobradinho	799
Mossoró II - 230 kV	535	Ourolândia - 500 kV	967
Açu III - 500 kV	274	Morro do Chapéu - 500 kV	1031
J. Câmara III - 500 kV	1243	Gentio do Ouro - 500 kV	893
Ceará Mirim - 500 kV	475	Igaporã III - 500 kV	772
Lagoa Nova II-230 kV	325	Pindaí II - 230 kV	297
Total de usinas potenciais = 12.350			

5.3. Sistema de Transmissão

As avaliações de estabilidade de tensão, de longo e curto prazo, foram feitas no sistema planejado pela EPE que consta no Plano Decenal de Expansão e Energia 2023 [43] e o ano de referência é 2020.

A principal característica do sistema de interligação Norte/Nordeste com o Sudeste brasileiro é a presença de uma extensa malha de transmissão em 500 kV (tanto existente quanto planejada) que conecta as regiões Norte e Nordeste à região Sudeste, ilustrada na Figura 5-6, além de dois elos CCAT de 4.000 MW em ± 800 kV que ligam a SE 500 kV Xingu ao sistema da região Sudeste. A Figura 5-6 apresenta a referida rede de transmissão.

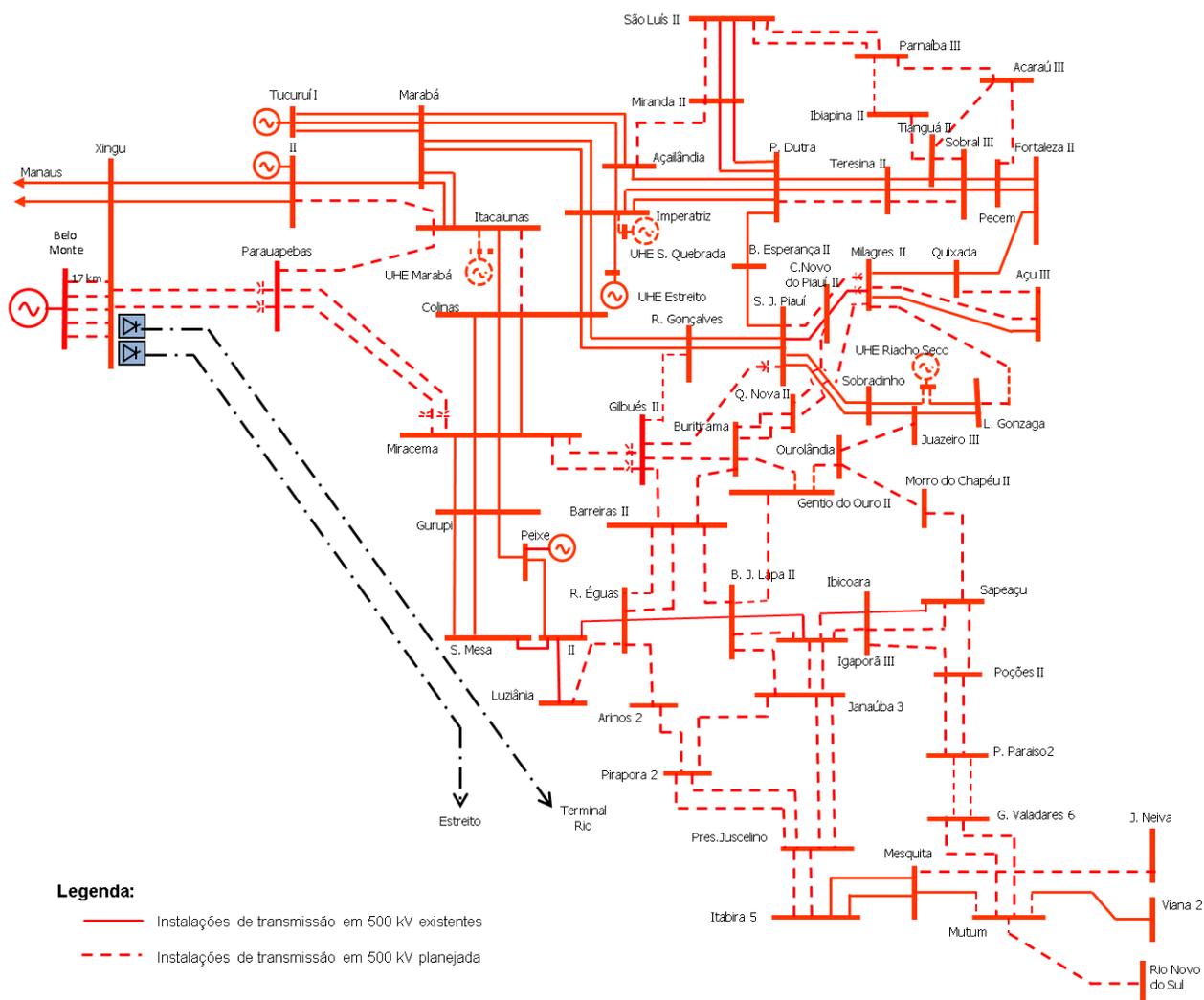


Figura 5-6 – Diagrama esquemático da interligação Norte, Nordeste e Sudeste no ano 2020 [44].

5.4. Cenários

Um grande desafio para a realização de estudos elétricos encontra-se na correta definição dos cenários a serem estudados. A dificuldade encontra-se no grande número de combinações das variáveis que influenciam na determinação do ponto de operação a ser estudado: patamar de carga, geração ativa e tensão de cada usina, intercâmbio de energia entre área, sazonalidade da fonte de energia, etc. Outra complexidade na preparação de um cenário de estudo do Sistema Elétrico Brasileiro é a sua dimensão, pois o caso dessa dissertação tem 8.296 barras, sendo que 1.035 são barras de diferentes tipos de geração.

Assim, podem-se elencar alguns cenários que se mostram importantes para se estudar a estabilidade de tensão envolvendo as usinas eólicas do Nordeste:

- **Norte e Nordeste Máximo Exportador Eólico-Hidráulico:** carga pesada para conseguir alocar toda a capacidade de geração dessas regiões, UHE's com despacho elevado nas duas regiões, geração eólica de 78%, UTE's com despacho intermediário. Este cenário permite estudar a estabilidade de tensão nas interligações frente a elevados fluxos de potência;
- **Norte e Nordeste Exportador - Bahia com baixa geração:** carga pesada para conseguir alocar toda a capacidade de geração dessas regiões, UHE's com despacho elevado nas duas regiões, geração eólica de 75% no Litoral e 8% na Bahia, UTE's com despacho elevado. Este cenário permite avaliar a contribuição das usinas eólicas da Bahia para a estabilidade de tensão em regime dinâmico;
- **Norte e Nordeste Seco com Elevada Geração Eólica:** carga leve, Norte e Nordeste no período seco, alta velocidade do vento e baixa geração das UTE's do Nordeste. Este cenário pode ser estudado para avaliar a estabilidade de tensão de longo prazo frente a grandes reduções de geração eólica ou a estabilidade de tensão de curto prazo com possíveis rejeições de carga e desligamento em cascata por sobretensão.

Tanto para as avaliações em regime estático, Capítulos 6, como para as avaliações em regime dinâmico, Capítulo 7, foram utilizados os três cenários citados acima.

Por se tratar de evidente condição de estresse da rede de transmissão, o cenário **Norte e Nordeste Máximo Exportador Eólico-Hidráulico** foi escolhido para as simulações em regime dinâmico com grandes perturbações na rede de transmissão e também nas avaliações em regime estático, com elevação da geração eólica. As características gerais deste cenário estão mostradas na Figura 5-7, na qual se observam os elevados níveis de despacho do Norte e Nordeste para as três principais fontes de energia dessas regiões. Como consequência, o recebimento pela região Sudeste chegou a 19.800 MW. O recebimento do Sudeste pelo Norte/Nordeste é a soma dos fluxos de potências das linhas de transmissão, em corrente alternada e contínua, que interligam o Norte ao Sudeste e o Nordeste ao Sudeste. Os quadros com o resumo da geração por região apresentam o despacho e o percentual de sua capacidade instalada.

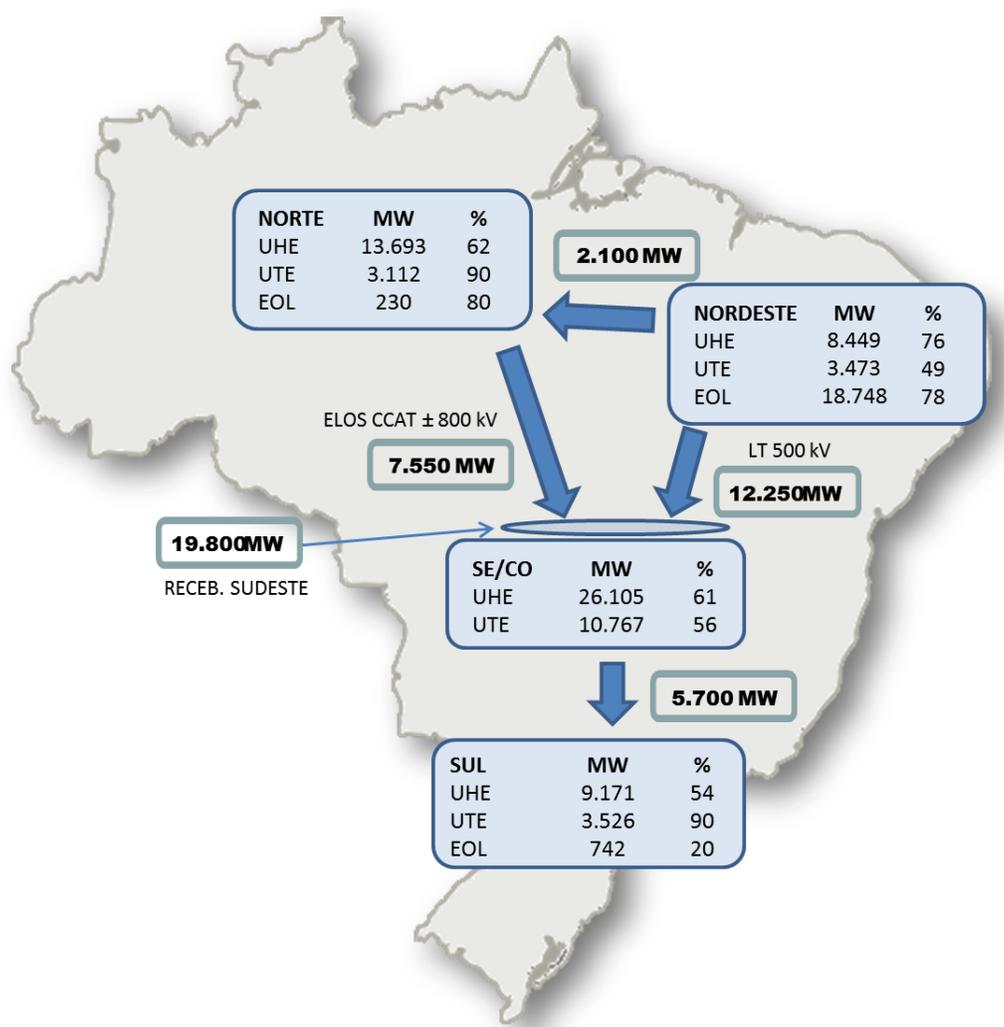


Figura 5-7 – Cenário Norte e Nordeste Máximo Exportador Eólico-Hidráulico.

O cenário **Norte e Nordeste Exportador Bahia com baixa geração**, pautado nas diferenças de geração entre o Litoral e a Bahia, Seção 5.1, é apresentado de forma resumida na Figura 5-8. Este cenário foi utilizado somente nas avaliações em regime dinâmico. Observa-se que, mesmo com a geração de apenas 8% das usinas eólicas da Bahia, há fluxos da ordem de 6.250 MW nas linhas de transmissão de 500 kV do Nordeste para o Sudeste, o que representa um ponto de operação sensível para grandes perturbações. O objetivo deste cenário é avaliar as possibilidades de contribuição das usinas eólicas da Bahia para melhoria do desempenho dinâmico durante grandes perturbações.

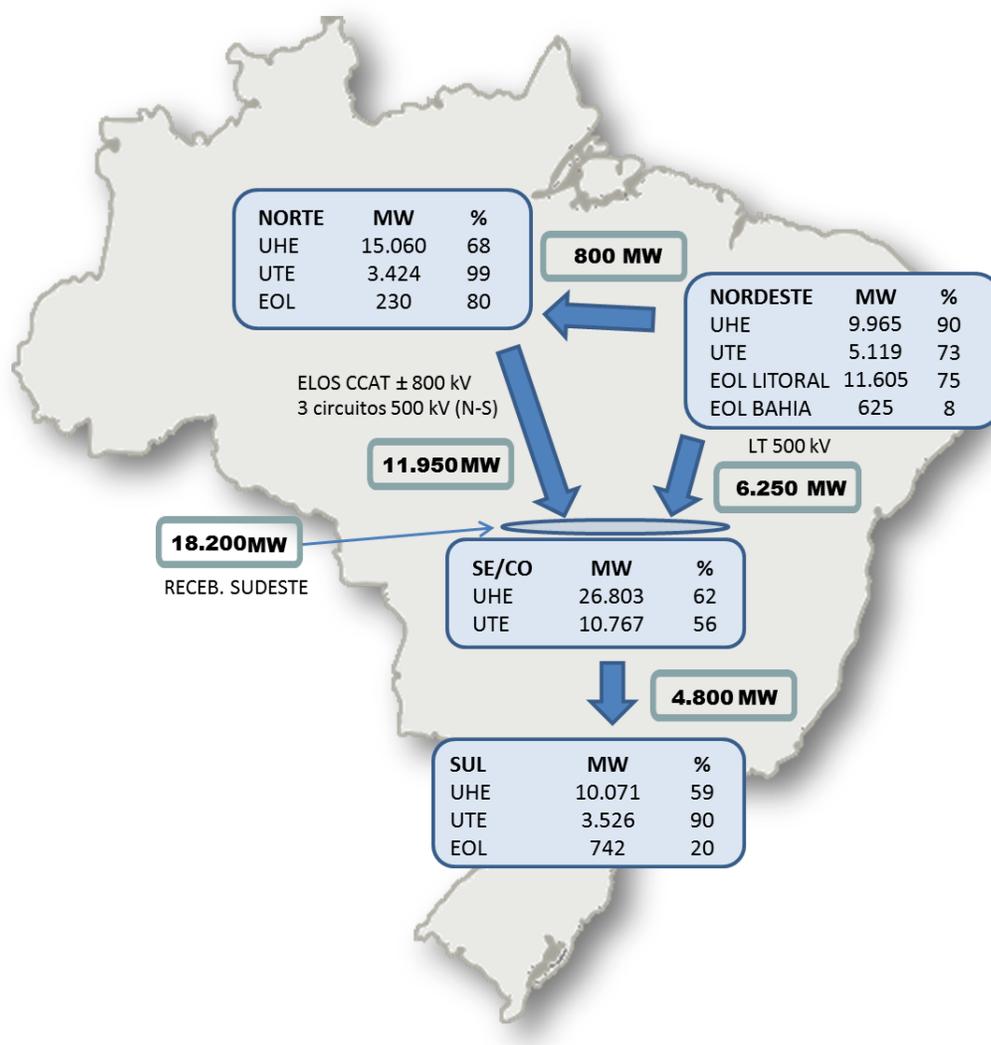


Figura 5-8 – Cenário Norte e Nordeste Exportador - Bahia com baixa geração.

O terceiro cenário, **Norte e Nordeste Seco com Elevada Geração Eólica**, foi utilizado apenas em avaliações em regime estático, no qual foram simuladas reduções de

geração eólica. As características gerais deste cenário estão mostradas na Figura 5-9, na qual se observam os baixos níveis de geração para UHE e UTE do Norte e Nordeste, enquanto a geração eólica atinge 19.000 MW. Os fluxos de potência nas interligações são elevados somente entre Nordeste e Sudeste.

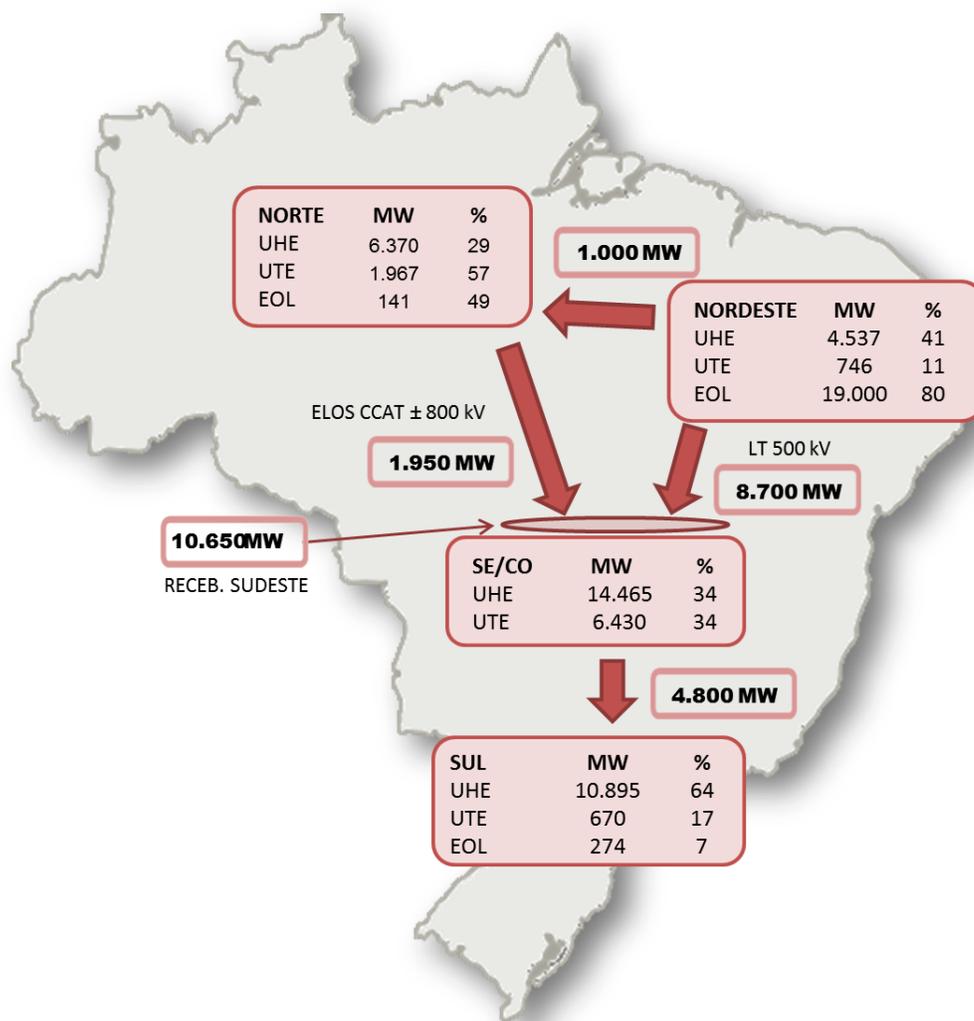


Figura 5-9 – Cenário Norte e Nordeste Seco com Elevada Geração Eólica.

É importante ressaltar que a região elétrica “Norte”, considerada na descrição dos cenários, representa apenas os Estados da Amazônia, Amapá, Pará e Tocantins. Acre e Rondônia têm interligação independente com o Sudeste/Centro-Oeste – SE/CO e sua geração foi contabilizada junto com o SE/CO.

Capítulo 6

Análise Elétrica em Regime Estático

Considerando as características do Sistema Elétrico Brasileiro, apresentadas no Capítulo 5, a análise de regime permanente tem como objetivo identificar as regiões da Rede Básica (que correspondem às barras com nível de tensão igual ou superior a 230 kV) com menor margem de tensão e o impacto da geração eólica nas margens de estabilidade de tensão. Reduções nas margens de estabilidade podem indicar estrangulamento na capacidade de interligação. Como ferramentas para os dois objetivos foram utilizadas a curva QV e a curva PV.

As curvas PV foram obtidas pelo cálculo de fluxo de potência continuado, no qual a potência de cada barra de usina eólica teve acréscimo ou redução de potência, enquanto outras barras de usinas hidráulicas foram escolhidas para fazer o equilíbrio entre carga e geração. Quando foi estudado o aumento da geração eólica do Nordeste, todas as usinas eólicas tiveram o incremento de 3% sucessivamente até atingir o ponto de máximo carregamento. Nessa simulação, foram escolhidas diversas usinas hidráulicas da região Norte e Nordeste como barras *swing*, de maneira que o montante adicionado pelas usinas eólicas era reduzido simultaneamente nessas barras *swing*.

A construção das curvas QV foi alcançada pela solução das equações não lineares de fluxo de potência utilizando o método de Newton Raphson. O método de construção da curva QV consiste em, individualmente, abrir os limites de potência reativa de uma barra escolhida, defini-la como barra do tipo PV e excursionar a tensão dessa barra para valores maiores e menores do que o valor no atual ponto de operação. Calculado o correspondente valor de potência reativa, obtêm-se os pontos da curva QV. Foram utilizados passos de 0,01 pu na variação da tensão da barra para a qual se calcula a curva QV.

Na construção das curvas PV e QV os recursos de controle de tensão permanecem ativos, incluindo geradores, compensadores estáticos de potência reativa, compensadores síncronos e comutadores automáticos de tapes dos transformadores.

Nos estudos apresentados nesse capítulo, as usinas eólicas foram modeladas ora como barra do tipo PQ, sem controle de tensão, ora como barra do tipo PV, controlando a tensão terminal com fator de potência máximo de 0,95.

O software utilizado para as análises em regime estático foi o Anarede 10.0.2, desenvolvido pelo CEPEL.

6.1. Margem de Transferência com Aumento de Geração Eólica

Essa análise foi realizada considerando o cenário de intercâmbio e geração correspondente ao Norte e Nordeste exportadores, ou seja, uma concorrência muito provável de energia hidráulica e eólica no primeiro semestre do ano. Para a obtenção dos maiores intercâmbios, foi considerado o patamar de carga pesada, pois é nessa condição que o Sudeste e Sul, as regiões de maior carga, possibilitam os maiores intercâmbios.

O caso em estudo tem um montante de 18.749 MW que foi despachado nas usinas eólicas do Nordeste, de um total adotado de 23.590 MW. Esse montante corresponde a um despacho médio de 80% das usinas eólicas do Nordeste.

Nesse cenário, a rede de transmissão do Nordeste encontra-se em uma condição que dispõe de maior geração interna do que o valor já explorado no planejamento [1], o que levou à superação do limite de 14.200 MW estabelecido pela EPE [1]. Uma das condições que permitiu tal montante de recebimento do Sudeste pelo Norte/Nordeste foi a capacidade instalada de 8.100 MW de usinas eólicas na Bahia, pois essas usinas ofereceram suporte de potência reativa à interligação.

O sistema de interligação entre Norte/Nordeste e Sudeste está na condição inicial com 19.800 MW, o que demonstra ser um caso extremo de intercâmbio, visto que o limite de recebimento do Sudeste é de 14.200 MW [1].

6.1.1. Curva QV

Utilizando a curva QV em uma análise estática de estabilidade de tensão, avaliou-se a margem de estabilidade de tensão nas barras de 500 kV e 230 kV do sistema, na região de

interesse. Esta ferramenta é muito útil para a identificação das barras com menor suporte de potência reativa, o que seria um diagnóstico dos pontos mais frágeis do sistema.

Os recursos ativos de controle de tensão no caso de fluxo de potência são: geradores, compensadores estáticos de potência reativa, compensadores síncronos e comutadores automáticos de tapes dos transformadores. A carga foi modelada como potência constante, dentro dos seguintes limites de tensão: 0,90 a 1,10 pu para 500 kV e de 0,90 a 1,05 pu para 230 kV.

Na Figura 6-1 e Figura 6-2 são apresentadas, respectivamente, as curvas QV das barras com as menores margens de potência reativa encontradas para as subestações de 500 kV e 230 kV. Nestas figuras as usinas eólicas não contribuem para o controle de tensão.

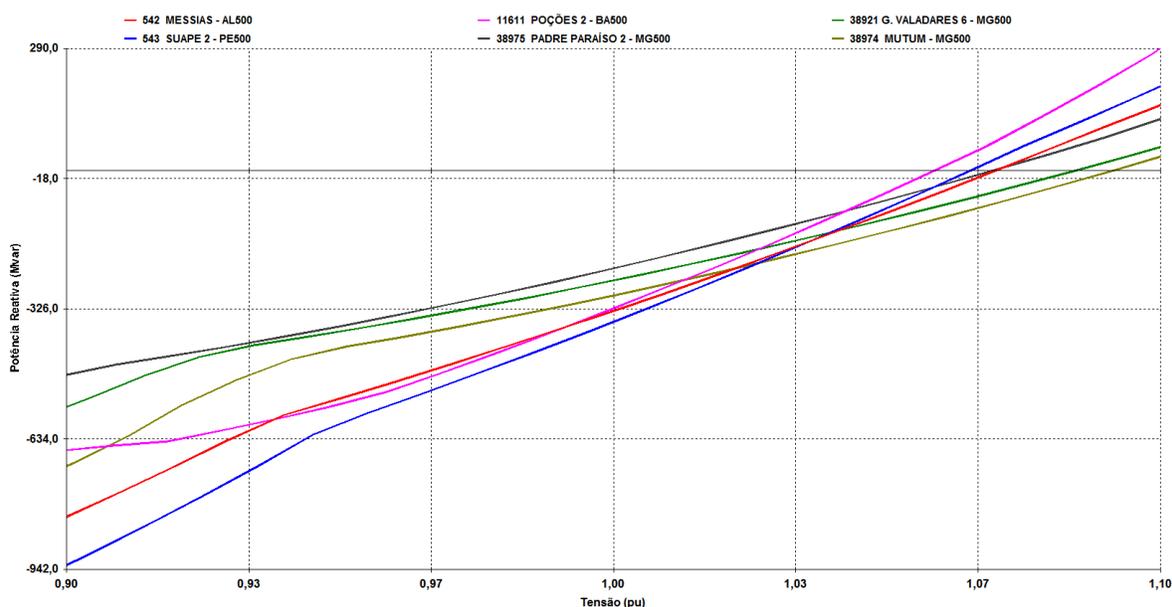


Figura 6-1 – Curva QV de subestações de 500 kV do Nordeste e Minas Gerais. Sem controle de tensão das usinas eólicas.

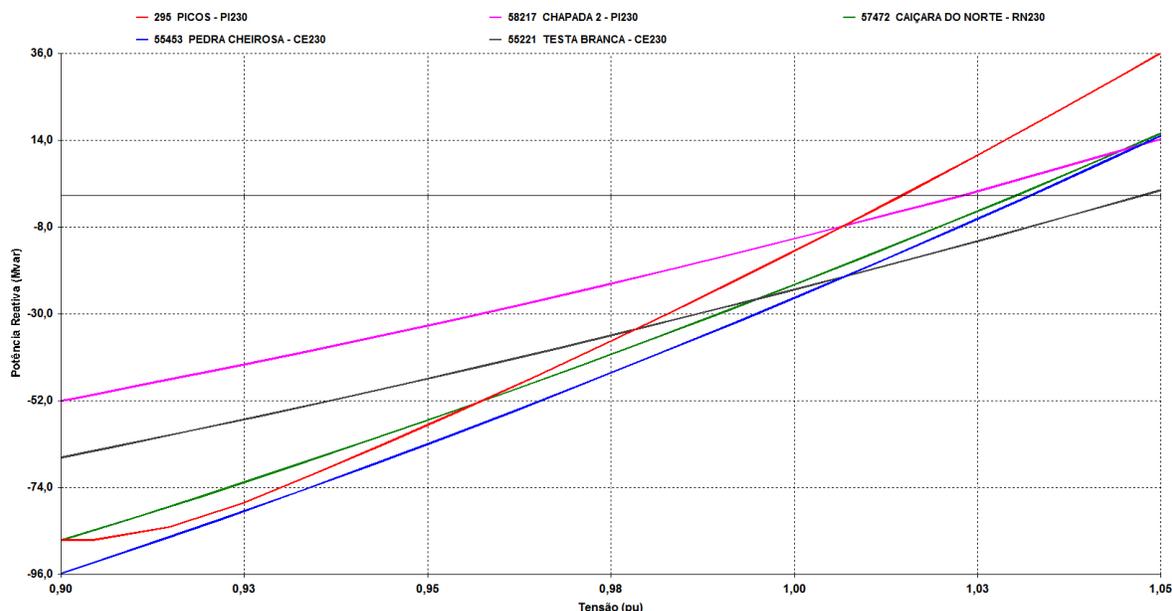


Figura 6-2 – Curva QV de subestações de 230 kV do Nordeste e Minas Gerais. Sem controle de tensão das usinas eólicas.

A seguir, para demonstrar o papel que as usinas eólicas conectadas ao longo da rede de transmissão podem ter no controle de tensão, compara-se a curva QV de algumas subestações com e sem o controle de tensão.

A Figura 6-3 apresenta o diagrama unifilar da região da rede que envolve a SE 230 kV Ibiapina e a SE 230 kV Testa Branca. Observa-se na Figura 6-4 que as curvas QV de duas barras próximas podem ter comportamentos muito diferentes. Esta diferença, no caso em questão, ocorre devido ao controle exercido pelos tapes dos transformadores 500/230 kV de Ibiapina sobre a barra de 230 kV de Ibiapina. A barra que tem controle de tensão por tape de transformador tem uma margem de estabilidade de tensão 727 Mvar maior que a vizinha.

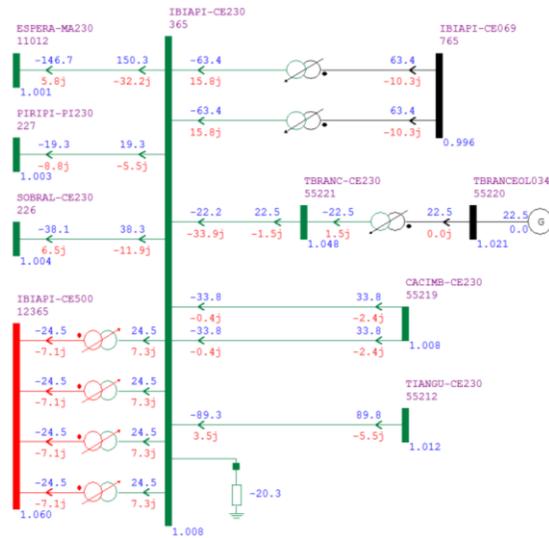


Figura 6-3 – Diagrama unifilar com a subestação de TBRANC 230 kV no Ceará.

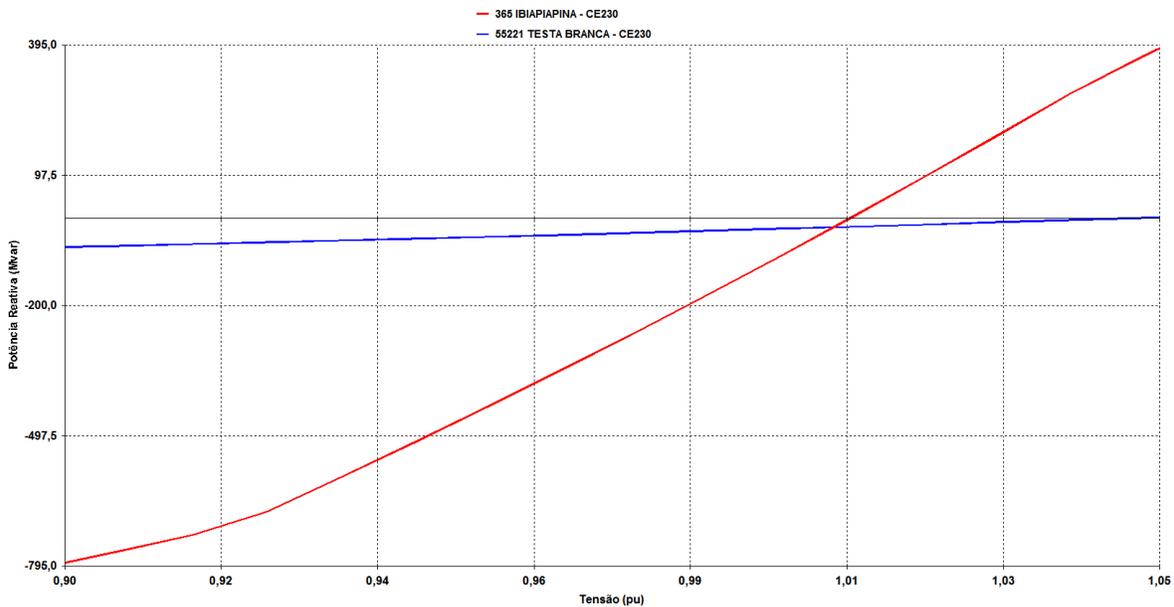


Figura 6-4 – Curva QV da SE 230 kV Testa Branca, coletora, e SE 230 kV Ibiapina, rede básica.

Adicionando-se o controle de tensão em todas as usinas eólicas, pode-se demonstrar o acréscimo na margem de estabilidade de tensão. A Figura 6-5 mostra que a margem de estabilidade de tensão SE 230 kV Testa Branca com controle de tensão pelas usinas eólicas é 7,3 Mvar maior do que sem controle de tensão pelas usinas eólicas. Nessas simulações, foi respeitado o fator de potência de 0,95 para os aerogeradores.

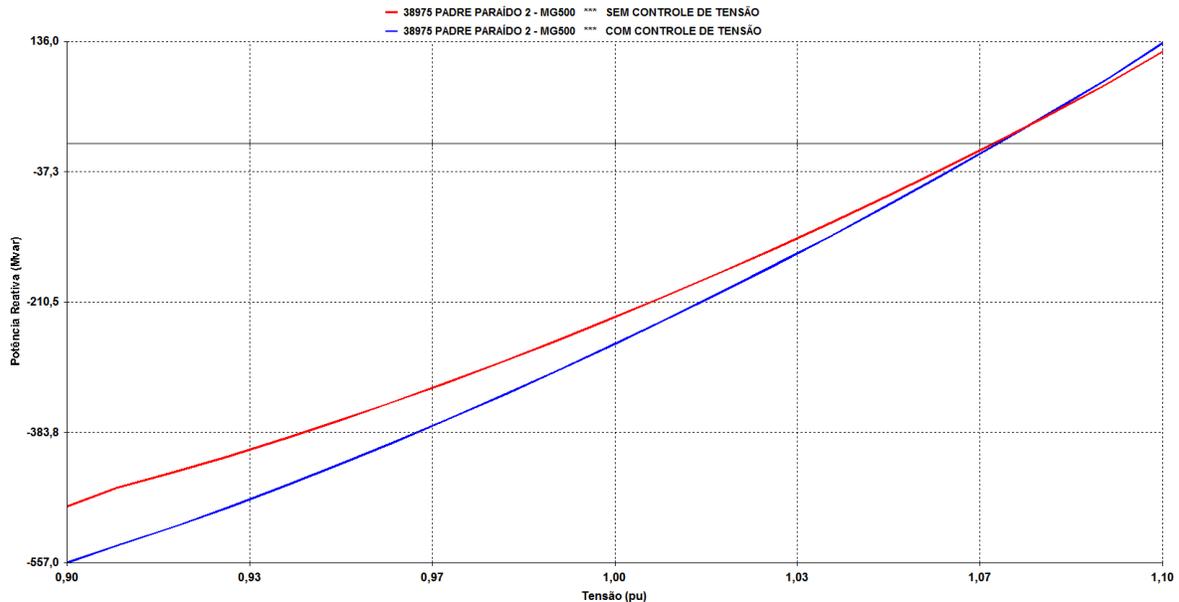


Figura 6-7 – Curva QV de subestação de 500 kV de Minas Gerais. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.

6.1.2. Curva PV

A curva PV mostra-se uma ferramenta muito útil para estudar a estabilidade de tensão em redes elétricas com usinas eólicas. Pela natureza intermitente dessa fonte, a variação do fluxo de potência pode levar a pontos de instabilidade de tensão.

Foram simuladas duas situações, haja vista que o comportamento do vento no Litoral e na Bahia pode ser diferente. Na primeira simulação, aumentou-se o despacho de geração eólica na Bahia e reduziu-se o despacho das UHE's do Norte e Nordeste. Na segunda, aumentou-se a geração eólica no Litoral com redução de despacho das UHE's do Nordeste.

Nas duas situações reduziu-se a geração hidráulica no Norte ou Nordeste por serem concorrentes com a geração eólica na interligação Norte-Sudeste e Nordeste-Sudeste. As linhas de transmissão no caso base, que corresponde ao ponto inicial de construção da curva PV, já estavam com carregamento elevado. Logo, o aumento da geração eólica do

Nordeste sem redução de outras fontes do Norte ou Nordeste, acarretaria em superação da capacidade dessa interligação.

Sabendo que a ausência de uma linha de transmissão interfere fortemente na estabilidade de tensão da região estudada, foram efetuadas 126 contingências na primeira situação e 97 contingências para a segunda. Estas contingências contemplam a perda de todas as linhas de transmissão em 500 kV na região de interesse.

Analisando os dados das tensões nas barras após cada emergência, foram selecionadas as contingências em que houve maior variação relativa de tensão. Desta seleção resultou uma lista de contingências para a montagem das curvas PV.

6.1.3. Elevação do Despacho das Usinas Eólicas da Bahia

No caso base, o Estado da Bahia teve um montante de geração eólica inicial de aproximadamente 7.140 MW, tendo sido incrementada para cerca de 10.400 MW, com a utilização da curva PV. Este aumento corresponde 45% nesta geração.

Na Figura 6-8, observam-se fluxos da ordem de 1.300 MW na linha de transmissão de 500 kV Morro do Chapéu-Sapeaçú com sentido da Bahia para o Sudeste. Tal carregamento associado ao aumento da geração eólica na Bahia reduz a margem de transferência em 1.100 MW. Na Figura 6-9 apresenta-se a curva PV da SE 500 kV Morro do Chapéu em condição normal e em contingência da LT 500 kV G.Ouro-Ourolândia.

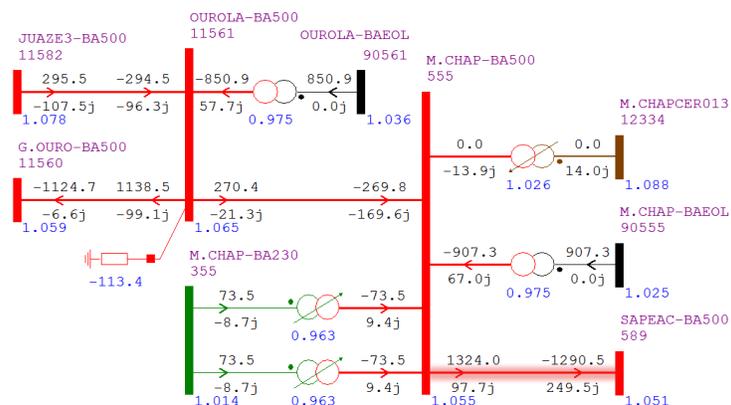


Figura 6-8 – Diagrama unifilar da rede de transmissão que envolve a SE 500 kV Morro do Chapéu - Bahia.

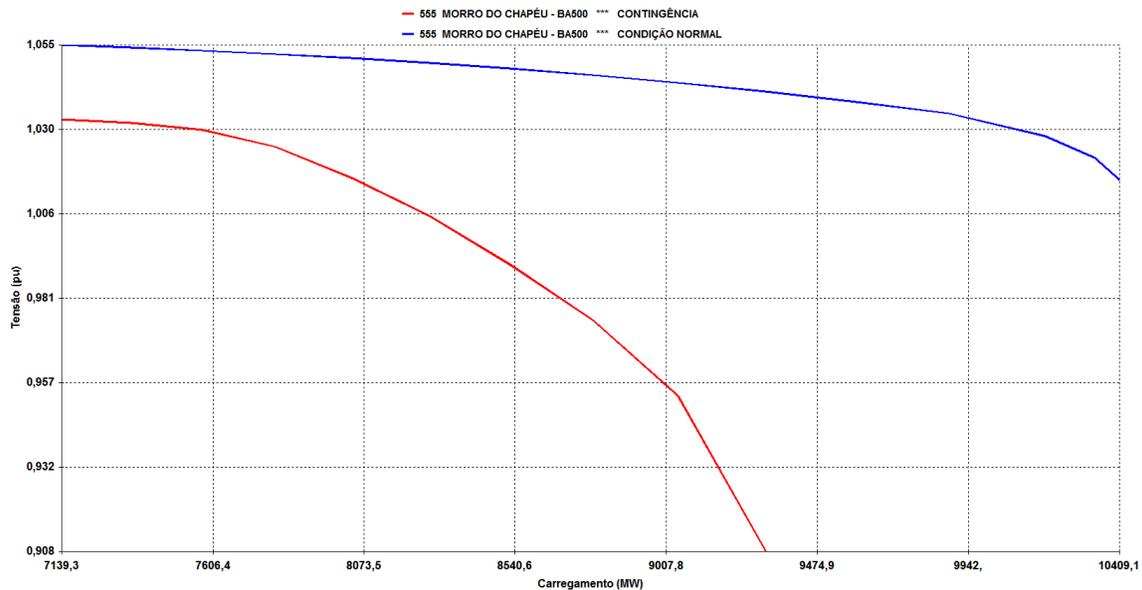


Figura 6-9 – Curva PV de Morro do Chapéu 500 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV G.Ouro-Ourolândia.

Ressalta-se que, nas análises comparativas de curva PV, em condição normal e em emergência, os pontos de partida de cada curva são diferentes, pois ao aplicar a contingência, não foi realizado um novo ajuste nas variáveis de controle do fluxo de potência. Assim, ao desligar uma linha de transmissão, reduz-se, conseqüentemente, a tensão do ponto de partida da curva PV em emergência.

Em outra contingência, com a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu-Sapeaçu, observa-se uma redução de 1.885 MW da margem de transferência na SE 230 kV Brotas, Figura 6-11. O diagrama esquemático da rede afetada por essa contingência está ilustrado na Figura 6-8.

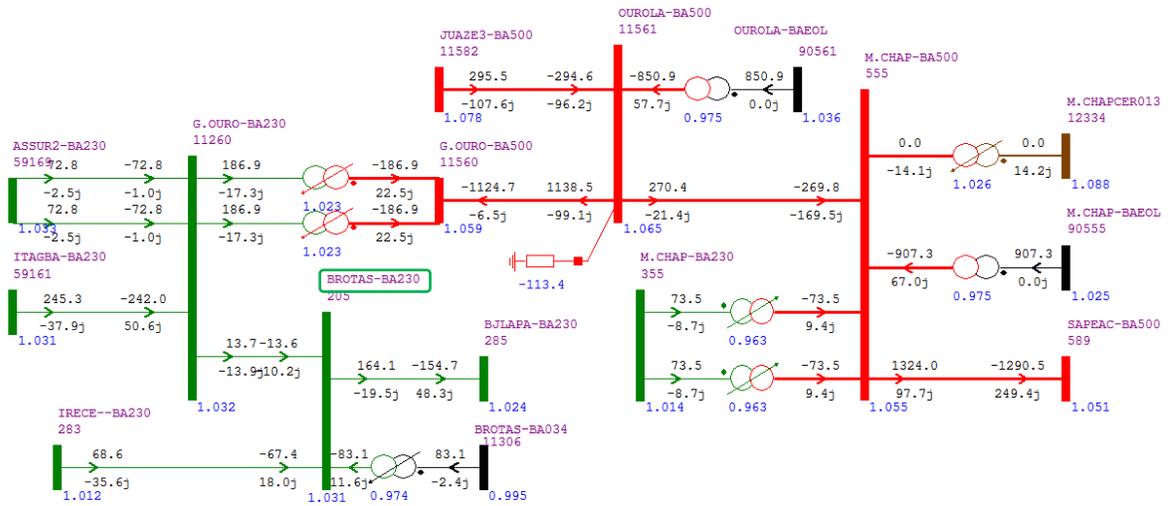


Figura 6-10 – Diagrama unifilar da rede de transmissão que envolve a SE 230 Brotas.

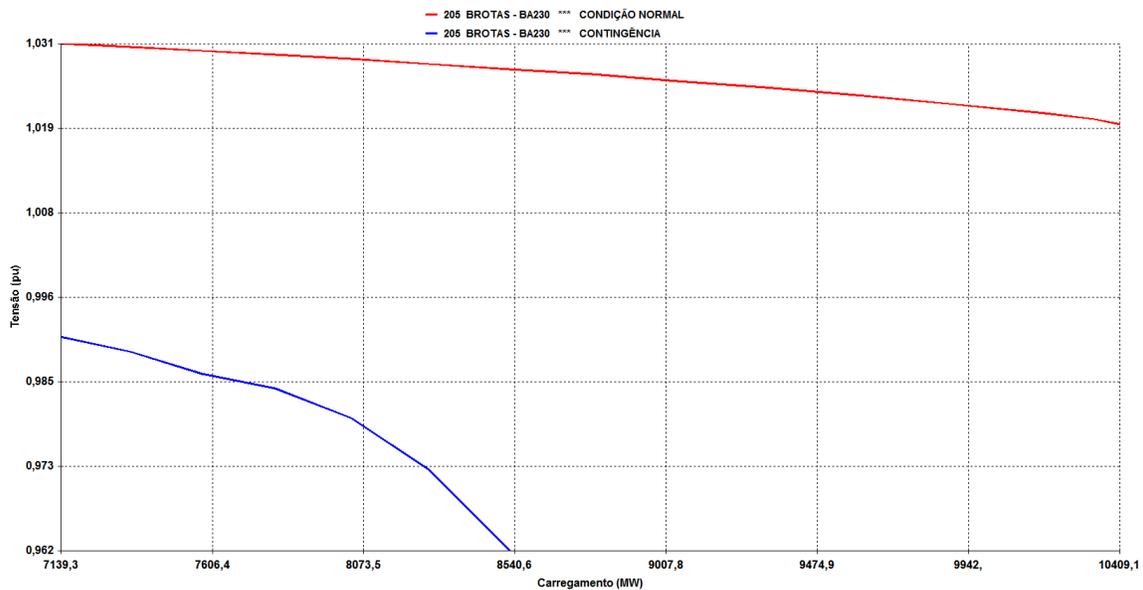


Figura 6-11 – Curva PV de Brotas 230 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu–Sapeaçu.

A Figura 6-12 compara duas curvas PV, em condição normal, com e sem controle de tensão pelas usinas eólicas. Na curva sem controle de tensão, as usinas eólicas são despachadas sem alterar sua potência reativa, enquanto que, no outro caso, a usinas eólicas controlam a tensão da sua própria barra (barra PV) limitada ao fator de potência 0,95. O

suporte de potência reativa oferecido pelas usinas eólicas estabelece uma margem de estabilidade de tensão 1.141MW maior, como pode ser constatado na Figura 6-12.

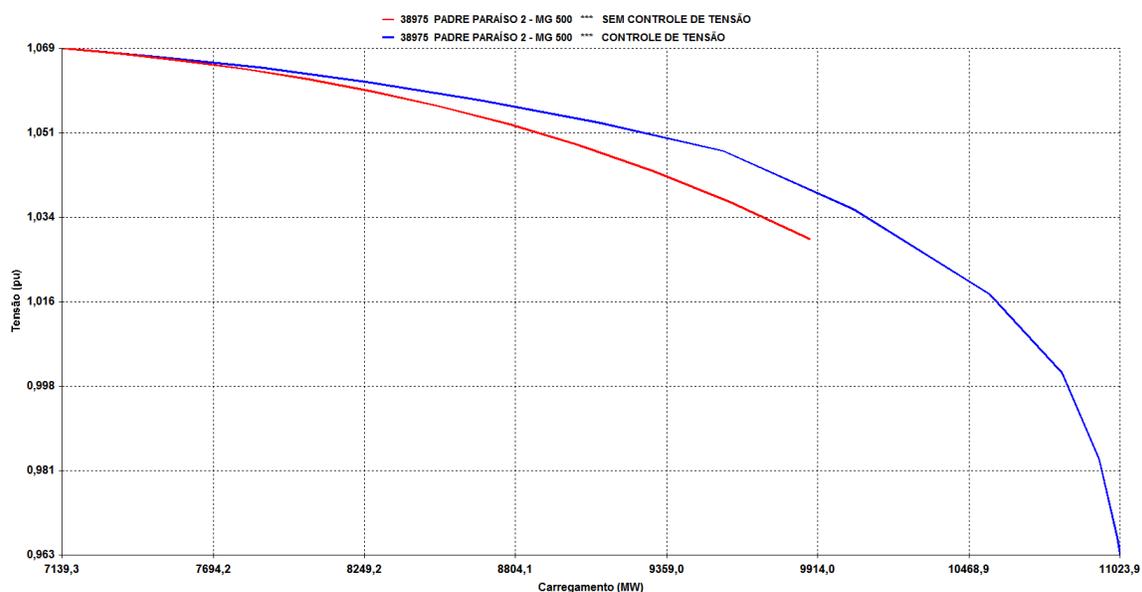


Figura 6-12 – Comparação da curva PV de Padre Paraíso2 500 kV em condição normal. Com e sem controle de tensão.

A comparação entre um caso com e sem controle de tensão nas condições - normal (rede completa) e em emergência (rede alterada) - fez notar que o maior benefício ocorre na situação de emergência, condição em que os maiores consumos de potência reativa ocorrem. Em condição normal, o controle de tensão das usinas eólicas aumenta em 614 MW a margem de estabilidade de tensão, enquanto que em emergência o controle de tensão acrescentou 2.287 MW na margem de estabilidade de tensão.

A Figura 6-13 ilustra os pares de condições: com e sem controle de tensão, normal e emergência.

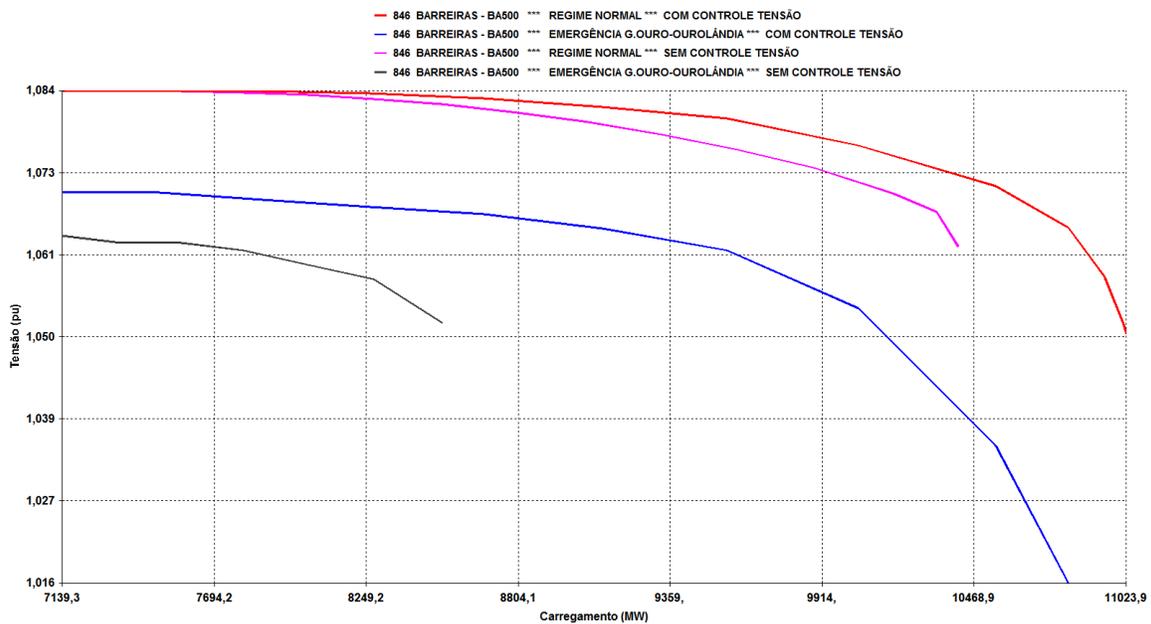


Figura 6-13 – Comparação da curva PV da SE 500 kV Barreiras. Com e sem controle de tensão. Em condição normal e em contingência da LT 500 kV G.Ouro-Ourolândia.

6.1.4. Elevação do Despacho das Usinas Eólicas do Litoral

Neste caso de trabalho, as usinas eólicas do Litoral contaram com o despacho inicial de 11.600 MW, tendo sido incrementado para cerca de 14.670 MW, com a utilização da curva PV. Este aumento corresponde a 26% nesta geração.

O Rio Grande do Norte, por ser um dos Estados com maior geração eólica, apresentou duas subestações com acentuada redução na margem de transferência após contingência na rede local.

Para melhor contextualização, o diagrama unifilar apresentado na Figura 6-14, mostra a rede de transmissão na vizinhança da SE 500 kV João Câmara 3 e da SE 230 kV Natal, ambas no Estado do Rio Grande do Norte, um dos maiores produtores de energia eólica. A região de João Câmara, nesse estudo, está exportando 2.490 MW e parte dessa energia chega até a capital do Estado, Natal, por meio de sua rede de 230 kV.

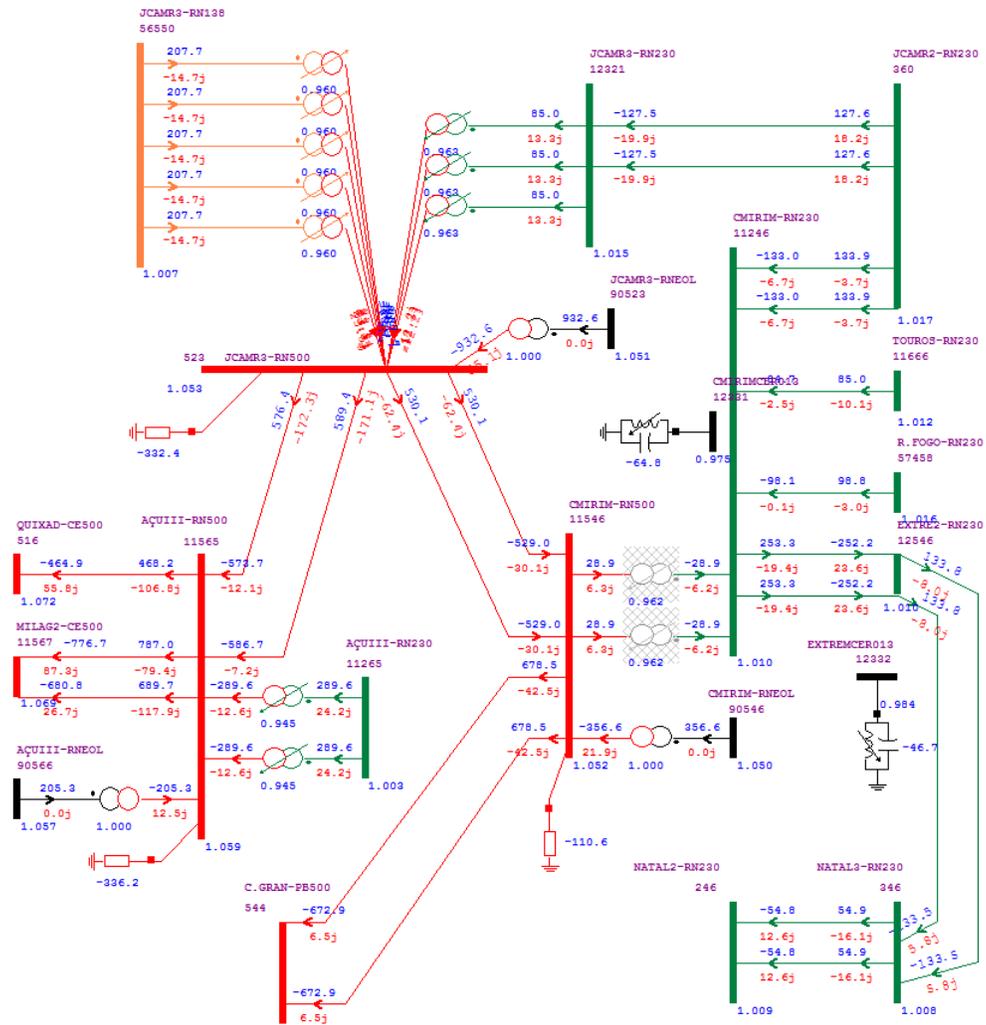


Figura 6-14 – Diagrama unifilar da rede de transmissão na vizinhança da SE 500 kV João Câmara 3 e a SE 230 kV Natal.

A Figura 6-15 apresenta a curva PV da SE 500 kV João Câmara 3 em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim. A margem de estabilidade de tensão que era de 3.071 MW foi reduzida em 820 MW pela contingência.

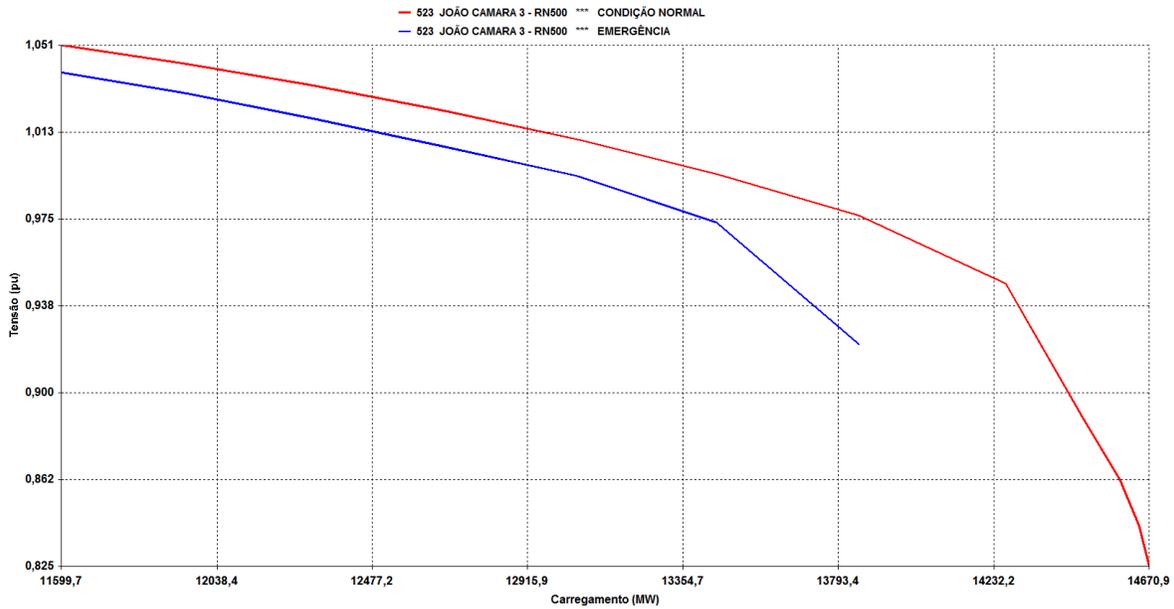


Figura 6-15 – Curva PV de João Câmara III 500 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim.

A Figura 6-16 apresenta a curva PV da SE 230 kV Natal 2 em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim. Observa-se que em condição normal a tensão na barra de Natal fica acima de 0,988 até a geração 14.266 MW, mas após o incremento de 404 MW atinge-se limite de estabilidade de tensão.

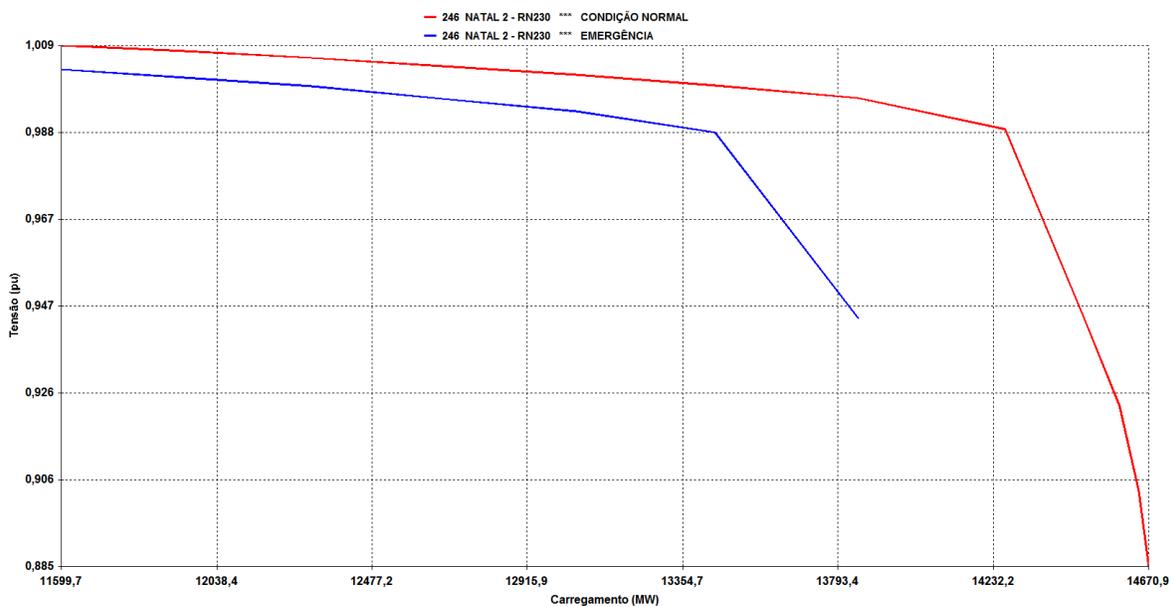


Figura 6-16 – Curva PV de Natal2 230 kV em condição normal e em contingência da LT 500 kV Campina Grande-Ceará Mirim.

6.1.5. Conclusões

Pela análise das curvas QV foi possível identificar as subestações da área de interesse que possuem menor margem de potência reativa. Detectou-se nesse caso de estudo que as subestações com menor suporte de potência reativa estão localizadas no Sul da Bahia e no norte Minas Gerais. Esse diagnóstico alerta para riscos de instabilidade de tensão, haja vista que a perda de uma linha de transmissão estratégica ou em caso de grandes carregamentos, de uma forma geral, ocorreria redução do perfil de tensão a patamares que poderiam levar à instabilidade do sistema.

A diferença na margem de estabilidade, Figura 6-4, encontrada entre duas subestações de mesmo nível de tensão e separadas por uma linha de transmissão, mostrou a limitação do controle de tensão por tape de transformador. A barra que tem controle de tensão por tape de transformador 230/500 kV tem uma margem de estabilidade de tensão 727 Mvar maior do que a margem da barra vizinha.

Na contingência mais crítica analisada, isto é, a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu-Sapeaçu, Figura 6-11, observou-se que a redução da margem de estabilidade de tensão pós-contingência foi de 1.885 MW. E, uma análise combinada da estabilidade de tensão de longo prazo com o comportamento do vento pode fornecer uma margem de transferência líquida associada a estas variações. Se a margem de transferência em condição normal era de 3.270 MW e, com a contingência caiu para 1.385 MW, caso haja um aumento de 18% da geração eólica na Bahia (1.385 MW), então a margem líquida será de apenas 100 MW.

Logo, conclui-se que, as coincidências desses eventos mostram-se importantes do ponto de vista operativo e o suporte de tensão local mostra-se objeto de interesse do planejamento.

Ao final, constatou-se que tanto na curva QV, quanto na curva PV, podem-se notar a melhoria da estabilidade de tensão ao representar a contribuição dos aerogeradores no controle de tensão.

6.2. Margem de Transferência com Redução de Geração Eólica

Uma das avaliações importantes sobre estabilidade de tensão refere-se às sobretensões advindas de grandes modificações no despacho. No estudo em questão, há 23.590 MW de capacidade instalada de fonte eólica, e sabe-se que há, em função da característica intermitente do vento, tanto acréscimos como decréscimos na produção dessa fonte. Situações em que a geração eólica do Nordeste é reduzida em 20%, por exemplo de 70% para 50%, pode haver significativa mudança no sentido e na intensidade dos fluxos de potência que acarretam sobretensões em algumas barras, por insuficiência do suporte de tensão, gerando uma condição de instabilidade.

Com o objetivo de demonstrar o efeito da redução de geração eólica do Nordeste, utilizou-se o caso do PDE 2023, no patamar de carga leve, período seco e com elevada produção de energia eólica no Nordeste. Tal condição operativa proporciona tensões próximas ao limite, 1,10 pu, para barramentos de 500 kV.

No caso base, o sistema de interligação entre Norte/Nordeste e Sudeste está na condição inicial com 10.650 MW, que demonstra haver uma margem de transferência, visto que o limite de recebimento do Sudeste é de 14.200 MW [1].

O caso base que inicia a construção das curvas PV tem o despacho 19.000 MW nas usinas eólicas do Nordeste, o que representa a geração de 80% de sua capacidade.

6.2.1. Curva QV

Nesta seção, faz-se um uso diferente da curva QV, pois a margem de estabilidade de tensão é calculada na parte inferior da curva, isto é, entre o ponto de operação e o ponto de menor tensão. Mas, quando se avalia o decréscimo de geração de uma região, é importante observar as barras com menor suporte de potência reativa para evitar sobretensões. Neste caso, a parte superior do lado direito, Figura 4-2, indica a tensão da barra e a quantidade de carga reativa injetada. Esta informação foi usada para investigar as barras mais vulneráveis a sobretensões durante a redução da geração eólica.

Na Figura 6-17, assinalado no lado direito, apresentam-se os resultados para as barras em que as menores cargas reativas foram suficientes para elevar as tensões ao limite de tensão, em regime permanente, 1,10 pu. Foram identificadas subestações de 500 kV das regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Nesta simulação, as usinas eólicas não contribuem para o controle de tensão.

Entre as barras de 500 kV com menor margem de tensão, foram encontradas apenas quatro barras no Nordeste, região que sofrerá redução de geração eólica nas curvas PV, analisadas na Seção 6.2.2.

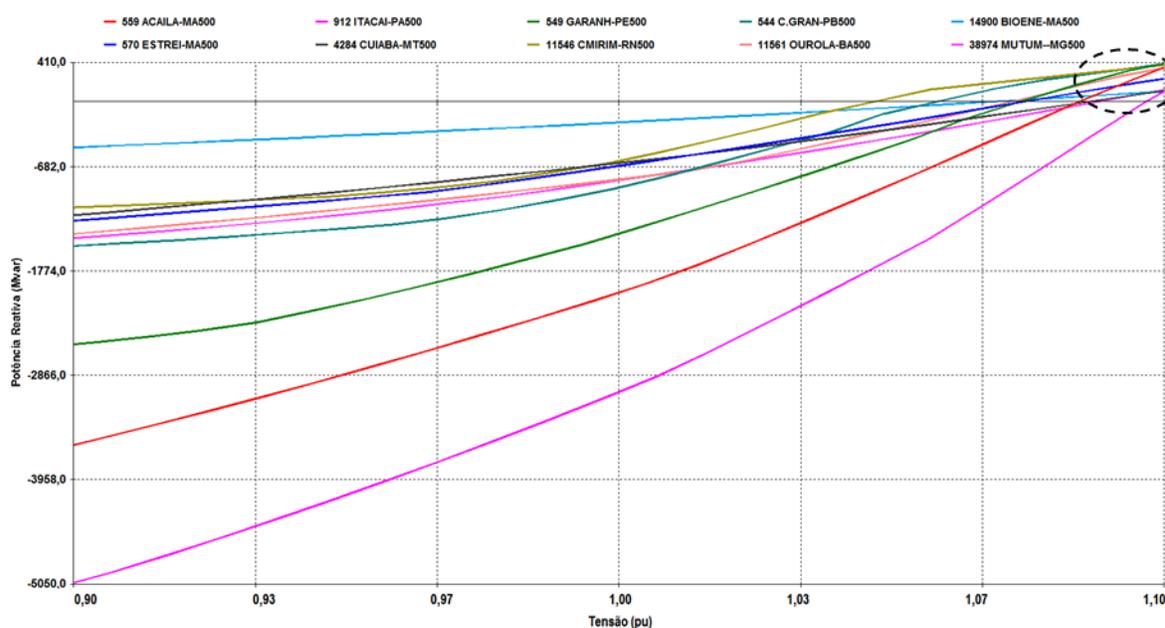


Figura 6-17 – Curva QV de subestações de 500 kV do Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Sem controle de tensão das usinas eólicas.

A seguir, para demonstrar a função que as usinas eólicas conectadas ao longo da rede de transmissão podem exercer em relação ao controle de tensão, compara-se a curva QV de algumas barras com e sem o controle de tensão.

Devido à natureza do controle de tensão ser local, observa-se na Figura 6-18, que ao modelar as usinas eólicas com controle de tensão, a barra de Ceará Mirim (RN) aumenta sua margem de estabilidade de tensão em 1.350 Mvar. Enquanto a barra de Itacaiúnas (PA), Figura 6-19, que se encontra distante das usinas eólicas da região Nordeste, mesmo com o controle de tensão das usinas eólicas continua com a mesma margem de estabilidade.

No lado direito, parte superior da curva, observa-se que durante a redução da geração eólica do Nordeste, a capacidade de controle de tensão poderá aumentar a segurança do sistema quanto à ocorrência de sobretensões.

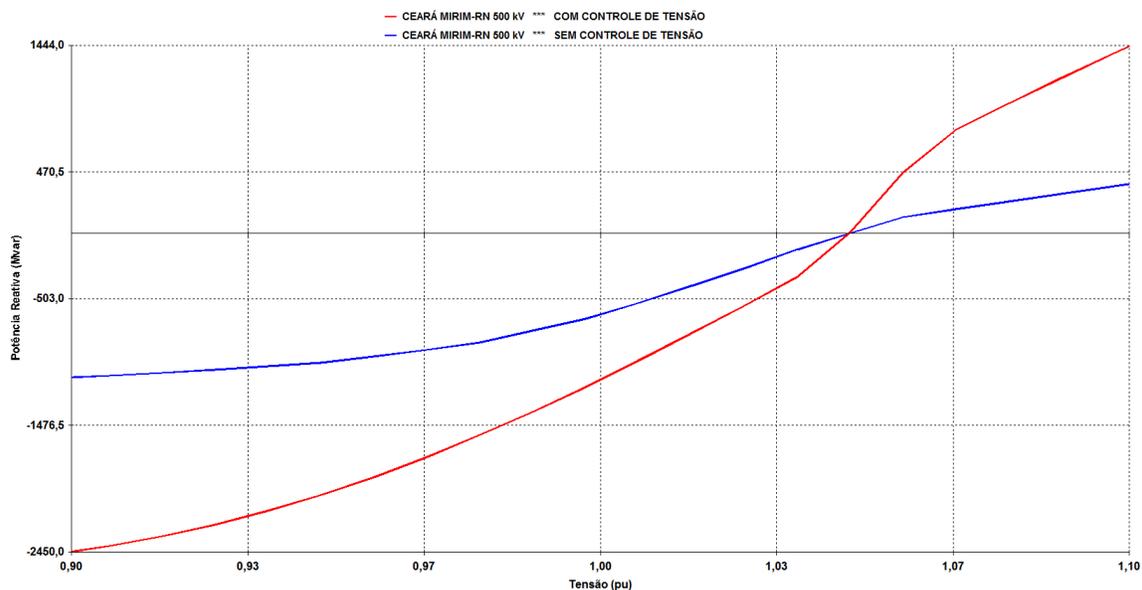


Figura 6-18 – Curva QV da SE 500 kV Ceará Mirim, próxima às usinas eólicas. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.

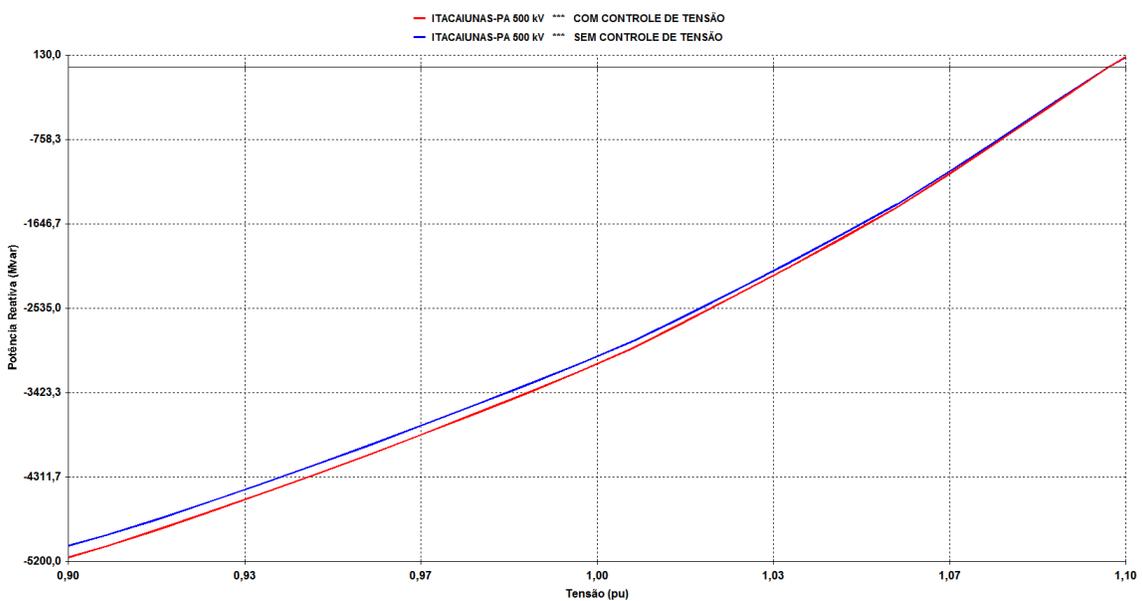


Figura 6-19 – Curva QV da SE 500 kV Itacaiunas, distante das usinas eólicas. Com e sem controle de tensão das usinas eólicas.

6.2.2. Curva PV Invertida

A redução de potência das usinas eólicas de uma grande região pode causar dificuldade de controle de tensão. Assim, a curva PV pode ser usada como ferramenta para encontrar estes pontos da rede de transmissão que estão mais vulneráveis a sobretensões.

Optou-se por uma leitura diferente nas curvas PV mostradas nesta seção, ora chamadas de “curvas PV invertidas”. Na análise de curva PV usual, é apresentada a potência incrementada e a correspondente tensão em uma determinada barra. Na curva PV invertida, mostra-se a potência reduzida nas usinas eólicas e a correspondente tensão nas barras de interesse.

Foram simuladas duas estratégias de redespacho das fontes de energia convencionais. A primeira opção é a substituição por uma fonte local, no caso, pelas usinas hidrelétricas do rio São Francisco. A outra estratégia é o redespacho de usinas hidráulicas do Sudeste, região de maior capacidade de armazenamento hidráulico no Brasil.

A utilização dessas duas estratégias de redespacho pode ser definida por razões de otimização energética, sendo que a operação elétrica pode impor restrições nas suas implementações.

As análises nesta seção consideram a rede íntegra, isto é, sem o desligamento de elementos de geração e transmissão, mostrando os efeitos da contribuição do controle de tensão pelas usinas eólicas. Analisando os dados das tensões em cada barra, selecionou-se as que apresentaram maior variação relativa de tensão.

6.2.3. Elevação do Despacho das Usinas do Rio São Francisco

A estratégia de elevar o despacho das fontes convencionais do Nordeste quando suas usinas eólicas diminuïrem a produção é, do ponto de vista da estabilidade de tensão, a solução mais evidente, pois impactaria menos nos fluxos das linhas de transmissão dessa região. Consequentemente, o Nordeste contaria com mais máquinas convencionais despachadas localmente, que, por sua vez, têm recurso de controle de tensão.

No caso base, as usinas da bacia do rio São Francisco estavam com um despacho de aproximadamente 4.180 MW. A capacidade instalada dessas usinas hidráulicas é de aproximadamente 10.000 MW, o que proporciona uma margem de folga para efetuar o redespacho, caso necessário.

Na Figura 6-20 apresenta-se a curva PV invertida da SE 500 kV Angelim, que tem perfil de tensão crescente e a curva PV invertida da SE 500 kV Camaçari, que tem perfil de tensão decrescente. Observa-se que, em condição normal, há uma margem de estabilidade de tensão de 5.700 MW para redução da geração eólica. Esta variação representa 24% da capacidade instalada que foi considerada e, caso ocorresse a variação horária de 19%, estimada na Seção 5.1, o sistema estaria perto do seu limite de estabilidade.

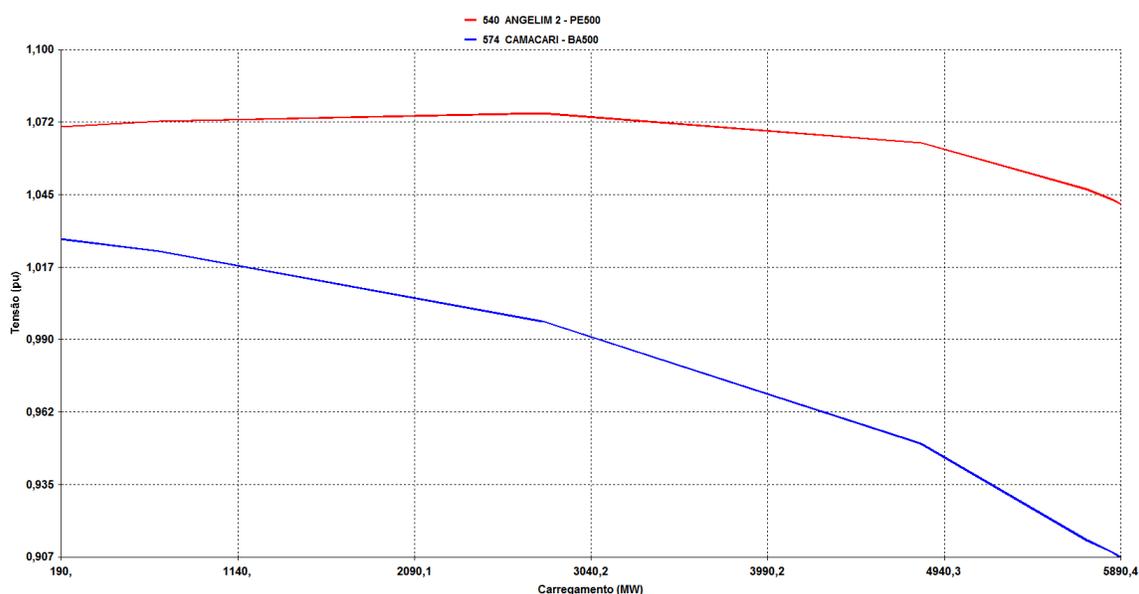


Figura 6-20 – Curva PV invertida das subestações em 500 kV Angelim e Camaçari. Redução de geração eólica e aumento da geração nas UHE's do Nordeste. Condição normal, sem controle de tensão das CGE.

Ao adicionar-se a capacidade de controle de tensão pelas usinas eólicas, observa-se que há uma melhora do perfil de tensão, aumentando a margem de transferência durante a redução da geração de energia eólica de 5.700 MW para 8.200 MW. Os resultados comparativos entre as curvas PV invertidas com e sem controle de tensão estão na Figura 6-21.

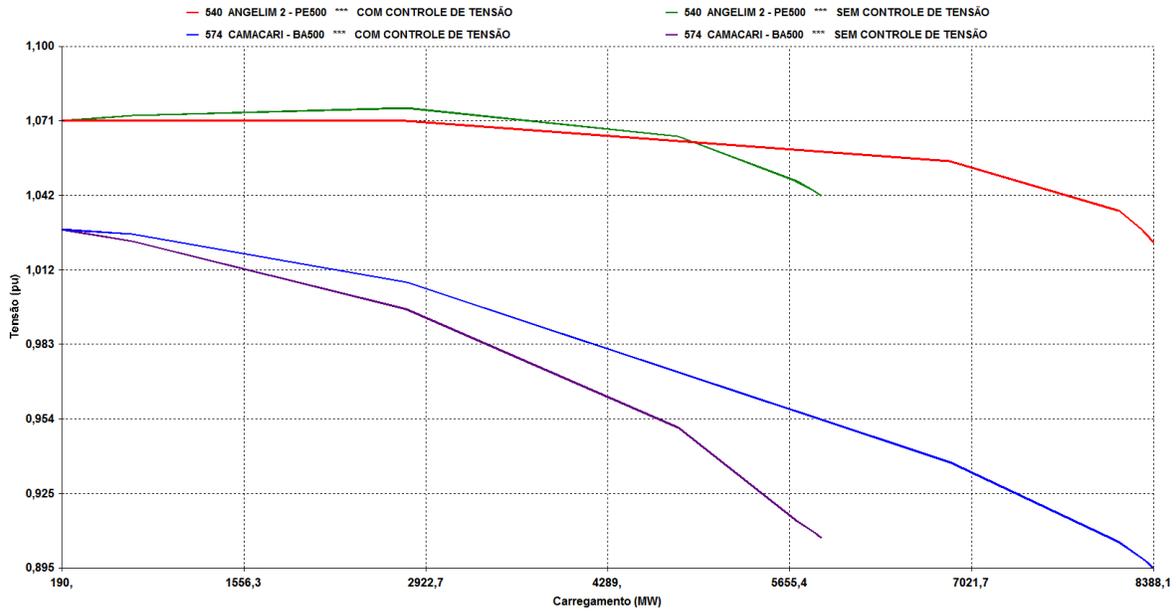


Figura 6-21 – Curva PV invertida das subestações em 500 kV Angelim e Camaçari. Redução de energia eólica e aumento da geração nas UHE’s no Nordeste. Condição normal. Com e sem controle de Tensão.

Considerando o controle de tensão pelas usinas eólicas, a barra que tinha tendência de elevação da tensão, Angelim, e a barra que tinha tendência de redução da tensão, Camaçari, apresentaram um perfil de tensão mais estável.

6.2.4. Elevação do Despacho das Usinas do Sudeste

Os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste representam 70% da capacidade de armazenamento do Brasil [1] e no período seco há a tendência de preservar os pequenos volumes de água armazenados do Nordeste. Assim, durante a redução de geração eólica a estratégia de redespacho das usinas do Sudeste pode ser interessante do ponto de vista de segurança energética e preservação da água para usos consuntivos no Nordeste.

Entretanto, essa estratégia de elevar o despacho das usinas hidráulicas do Sudeste, quando as usinas eólicas do Nordeste diminuem sua produção, representa grande alteração no ponto de operação, pois as mesmas estão localizadas em áreas eletricamente distantes. Esse impacto pode ser verificado na reduzida margem de transferência nas curvas PV, apresentadas a seguir.

Observa-se na Figura 6-22 que a SE 500 kV Angelim, situada em Pernambuco, próxima eletricamente das usinas de geração eólica, atingiria a tensão limite, 1,10 pu, com a redução de apenas 2.575 MW, isto é, 13,5%. Levando-se em consideração a estimativa de que em uma hora pode haver redução de até 19% da geração eólica, esta estratégia não é suficiente para garantir segurança ao sistema.

Mesmo considerando o controle de tensão das usinas eólicas, a estratégia de redespacho do Nordeste apresentou maior segurança para o sistema.

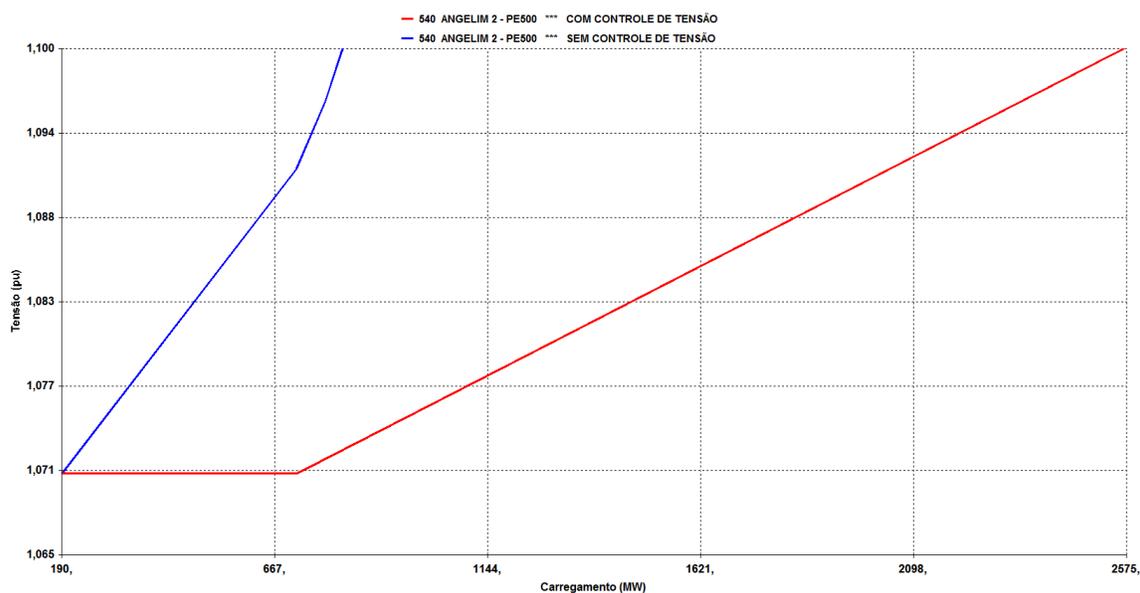


Figura 6-22 – Curva PV invertida da SE 500 kV Angelim. Redução de geração eólica e aumento da geração nas UHE's no Sudeste. Condição normal.

Já as subestações do sul da Bahia e norte de Minas Gerais, ponto intermediário da interligação entre Nordeste e Sudeste, podem ser identificadas como os pontos de maior necessidade de suporte de potência reativa, pois apresentaram as maiores restrições de sobretensão quando ocorre redução de geração eólica no Nordeste. Na Figura 6-23 apresenta-se a curva PV invertida da SE 500 kV Poções, localizada no Sul da Bahia, indicando que, com controle de tensão, a redução da geração eólica de 1.000 MW, 5%, foi suficiente para elevar a tensão dessa subestação para o limite de 1,10 pu. Observa-se que sem o controle de tensão foi necessária a redução de apenas 716 MW para atingir o limite de tensão.

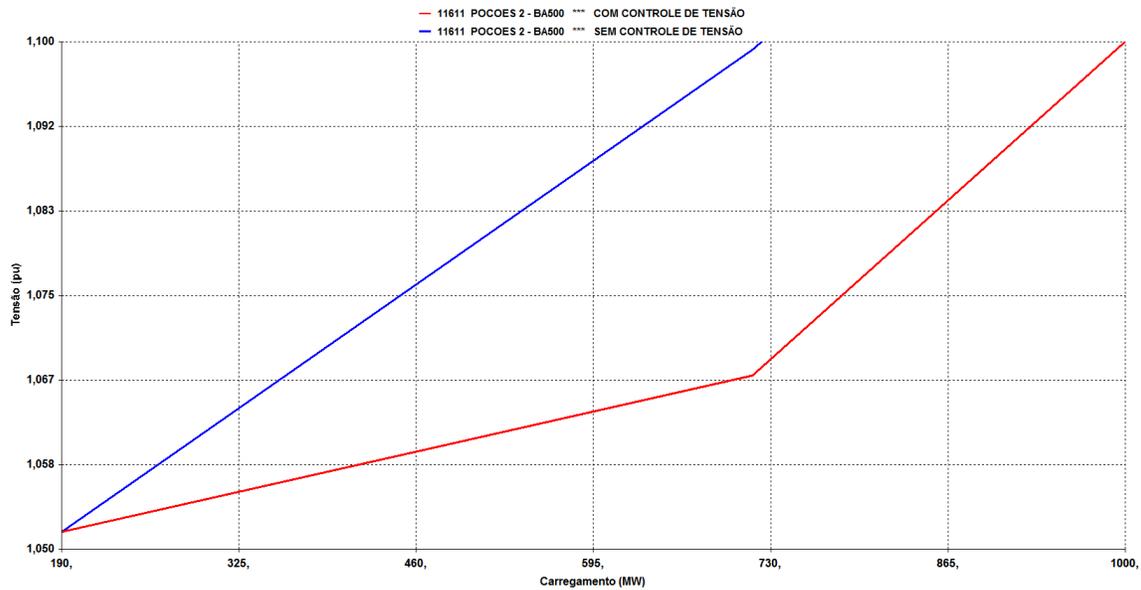


Figura 6-23 – Curva PV invertida da SE 500 kV Poções kV. Redução de energia eólica e aumento da geração nas UHE's no Sudeste. Condição normal.

6.2.5. Conclusões

Assim como nas situações de elevada produção de energia eólica no Nordeste quanto no caso de redução da mesma, demonstrou-se a possibilidade de contribuição das usinas eólicas no suporte de potência reativa para aumentar a margem de transferência de potência.

Foram apresentadas duas estratégias com o objetivo de compensar eventual redução de geração eólica: despacho de UHE do Nordeste e despacho de UHE no Sudeste. A estratégia que substituiu a fonte eólica por outra fonte local foi a que resultou em maior margem de transferência de potência.

A estratégia de compensar a redução de geração eólica com o aumento do despacho de fontes convencionais, UHE ou UTE, do Nordeste apresenta uma desafio relacionado ao uso da água, pois esse cenário é de baixo armazenamento nos reservatórios do Norte e Nordeste.

Observou-se que a variação da geração eólica gera dificuldade de controle de tensão nas inversões de intercâmbio. Nessas situações, alguns pontos da rede de transmissão podem requisitar maior suporte de potência reativa. No caso analisado, um dos pontos mais

sensíveis está na interligação NE-SE, entre as regiões do Sul da Bahia e no Norte de Minas Gerais.

Capítulo 7

Análise Elétrica em Regime Dinâmico

Neste capítulo, com base nos dados do Capítulo 5, é estudada a influência de diferentes tecnologias de aerogeradores na estabilidade de tensão do Sistema Elétrico Brasileiro e identificar oportunidades de melhorar seu desempenho dinâmico. Antes, porém, são apresentados estudos do desempenho de diferentes tipos de aerogeradores, em um sistema máquina-barras infinita e em um sistema 9 barras. Esta análise tem como objetivo permitir a melhor compreensão do caso brasileiro.

Busca-se, também, demonstrar as vantagens do aumento da geração eólica no Nordeste com suporte de potência reativa para a estabilidade de tensão. Um ponto importante, da investigação, foi verificar o desempenho das interligações Norte/Nordeste com Sudeste, com o aumento da instalação de usinas eólicas no Nordeste e intercâmbios acima dos indicados no âmbito do planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro [1].

Todas as simulações mostradas, neste capítulo, foram realizadas no programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – Anatem 10.5.4, desenvolvido pelo CEPTEL.

7.1. Modelos de Aerogeradores Adotados

Foram escolhidos três modelos de aerogeradores que constam na base de dados do ONS e, portanto, são modelos reais de operação. Foram escolhidos os modelos:

- Gerador de Indução Conectado Diretamente - GICD, da empresa Vestas, potência nominal de 1,65 MW [45];
- Gerador de Indução Duplamente Alimentado - GIDA, da empresa GE, potência nominal de 1,6 MW [46];
- Gerador Síncrono Conectado por Conversor - GSCC, da empresa ENERCON, potência nominal de 2,3 MW [47].

O modelo de GIDA da empresa GE [46] é bem detalhado e por isso foi escolhido. Já o modelo GSCC da empresa ENERCON apresenta a possibilidade de ser modelado como STATCOM, o que permitiu avaliar as melhorias e aplicações desse modo de operação.

A demonstração do desempenho dos modelos e seus modos de operação num esquema elétrico mais simples permite uma melhor percepção do seu comportamento. Assim, foi utilizado um sistema onde uma barra infinita é conectada radialmente a um parque eólico com despacho de aproximadamente 100 MW. Este sistema teste foi tirado de [48].

7.1.1. Tipo I – Gerador de Indução Conectado Diretamente - GICD

O modelo de Gerador de Indução Diretamente Conectado à rede tem como principal característica a necessidade de compensação reativa local, pois o gerador de indução consome potência reativa para magnetizar seu núcleo e não apresenta recursos internos para controle de tensão. Essa limitação vem a ser uma barreira para o seu emprego em sistemas de potência com requisitos de desempenho.

Este tipo de aerogerador tem a frequência constante no campo do estator; sendo assim, quando a frequência do rotor cai abaixo da frequência síncrona, a máquina se comporta como motor e passa a consumir potência ativa da rede. De outra forma, quando a frequência do rotor é maior que a frequência síncrona da rede, a máquina gera potência ativa. Desse modo, quando esse aerogerador tiver quantidade de potência mecânica disponível, mas a frequência do rotor for menor que a da rede, ele consumirá energia ao invés de gerar. Esta característica exemplifica um dos pontos de ineficiência energética e, por consequência, econômica.

A modelagem utilizada, para esse tipo de aerogerador, associa o modelo de máquina assíncrona do Anatem, apresentado na Figura 7-1, com o modelo externo do fabricante, em que constam a aerodinâmica, as curvas C_p e as três massas: eixo da turbina, caixa de redução e eixo do gerador. Dentro deste modelo externo, o torque mecânico é calculado e exportado para o modelo do gerador.

A representação da dinâmica elétrica rotórica está representada com o auxílio das variáveis: velocidade síncrona - ω_s , constante de tempo do rotor a circuito aberto - T'_o ,

reatância própria do enrolamento do estator - X_s e reatância transitória do enrolamento do estator - X' .

A saída do modelo do gerador assíncrono é a variável E' , que representa a tensão através da reatância X' . Deste modo, a tensão terminal - E é determinada pela equação 7.1.

$$E = E' - jX' \cdot I \quad (7.1)$$

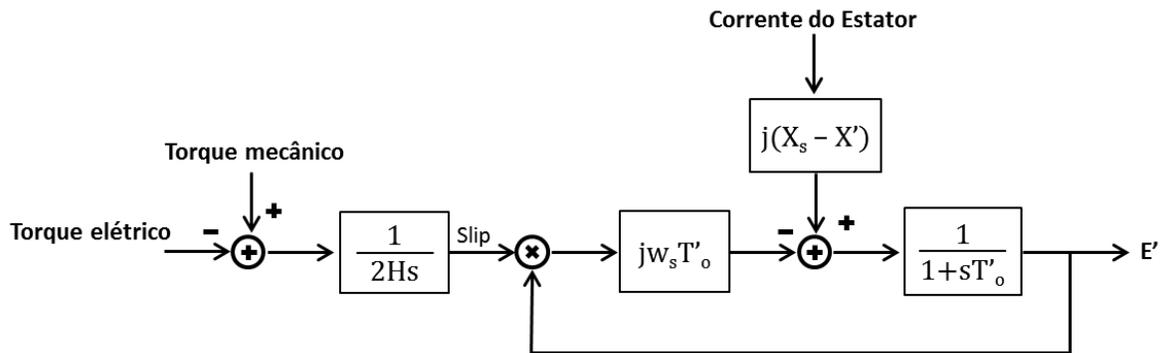


Figura 7-1 – Modelo do gerador de indução.

- Desempenho dinâmico

O fluxo de potência do sistema teste é apresentado na Figura 7-2. Foram usadas 62 unidades de 1,65 MW de capacidade nominal e um fator de capacidade 98%. Para a compensação de potência reativa, adicionaram-se 13 unidades capacitivas de 45,4 kvar para cada gerador de indução, totalizando um banco de capacitores trifásico de 36,6 Mvar. Essas máquinas de indução possuem uma inércia de 0,85 MJ/MVA.

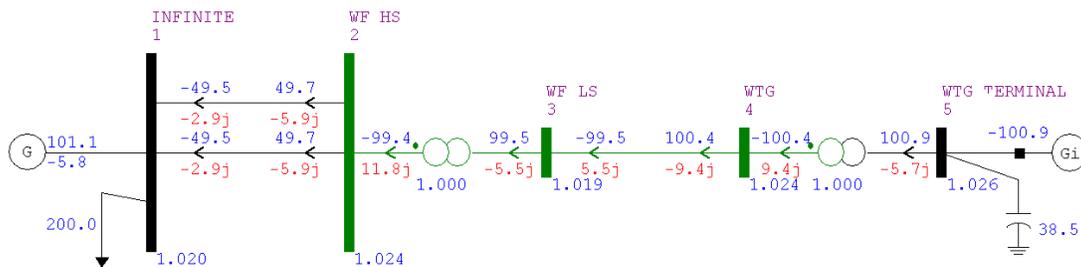


Figura 7-2 – Sistema teste do modelo – Gerador de Indução Conectado Diretamente.

Na aplicação de um curto-circuito monofásico na Barra 2, de 100 a 250 ms, observa-se na Figura 7-3 a lenta recuperação da tensão terminal dos aerogeradores após a eliminação da falta.

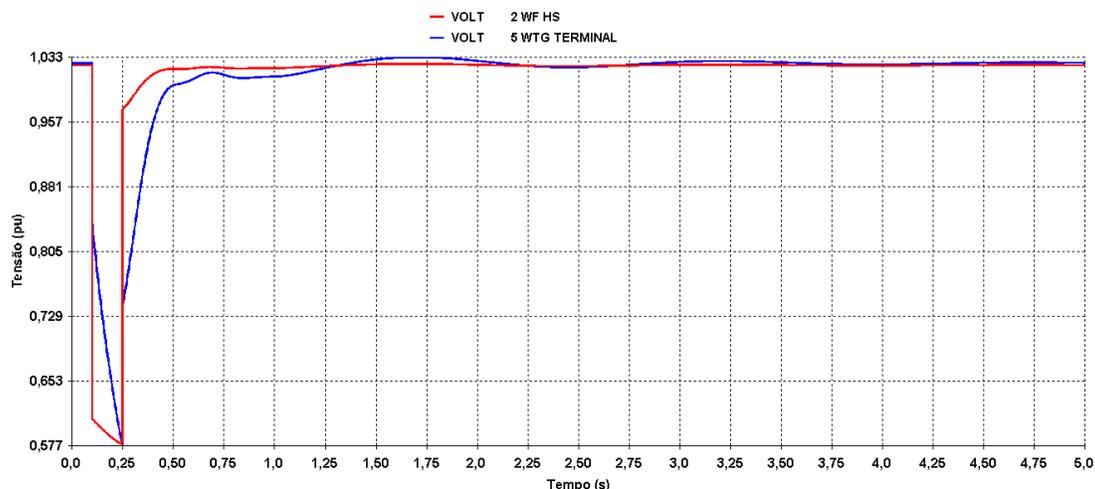


Figura 7-3 – Perfil de tensão da Barra 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na Barra 2.

Durante o curto-circuito na Barra 2, os geradores de indução perdem parte da carga ativa que alimentavam e seus rotores aceleram. E, apesar de não possuírem controle de tensão, os geradores de indução injetam potência reativa durante o curto-circuito, pois sua tensão interna é maior que a tensão terminal e a energia dos enrolamentos da máquina de indução é descarregada no sistema. Após a eliminação da falta, o gerador de indução tem um pico de geração de potência ativa e a sua tensão terminal assume instantaneamente um valor maior que a sua tensão interna. Essa nova relação entre tensão terminal e tensão interna do gerador de indução explica o pico de consumo de potência reativa, pois são os instantes de magnetização do gerador de indução.

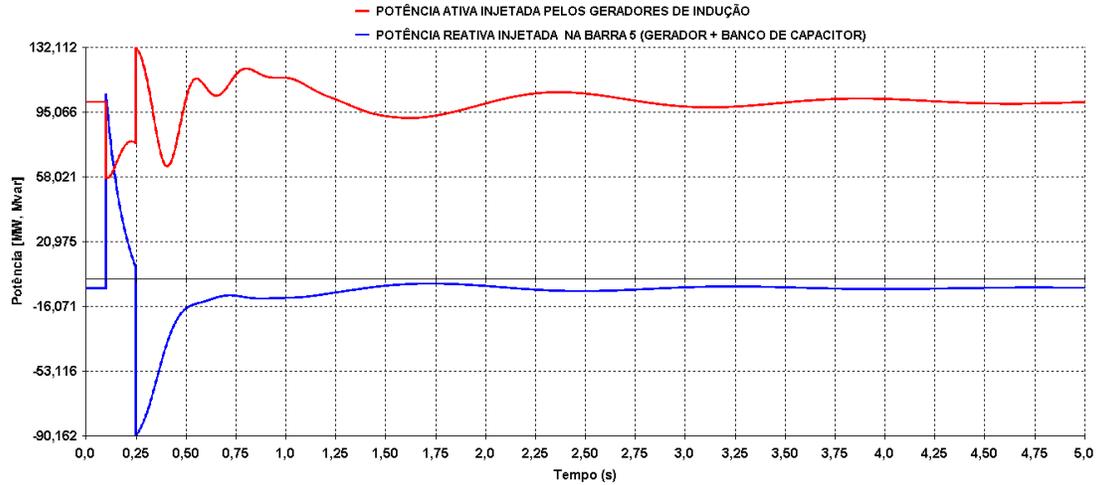


Figura 7-4 – Potência ativa e reativa na barra dos aerogeradores - GICD - Curto-circuito monofásico na Barra 2.

7.1.2. Tipo II – Gerador de Indução Duplamente Alimentado – GIDA

O modelo de GIDA da empresa GE é complexo e completo, pois considera as características elétricas e mecânicas do aerogerador. Com esse modelo é possível controlar a potência mecânica pelo ângulo das pás e a potência elétrica ativa e reativa, com o auxílio do conversor que conecta o rotor à rede. A característica desse aerogerador, que é mais importante para essa dissertação, refere-se ao suporte de potência reativa, que pode ocorrer pelo controle da tensão terminal ou de alguma barra remota, através do controle do fator de potência ou da potência reativa. Ressalta-se que, já está inserida neste modelo a proteção por subtensão.

Na Figura 7-5 visualiza-se a conectividade do modelo dinâmico do aerogerador de 1,6 MW da GE [46].

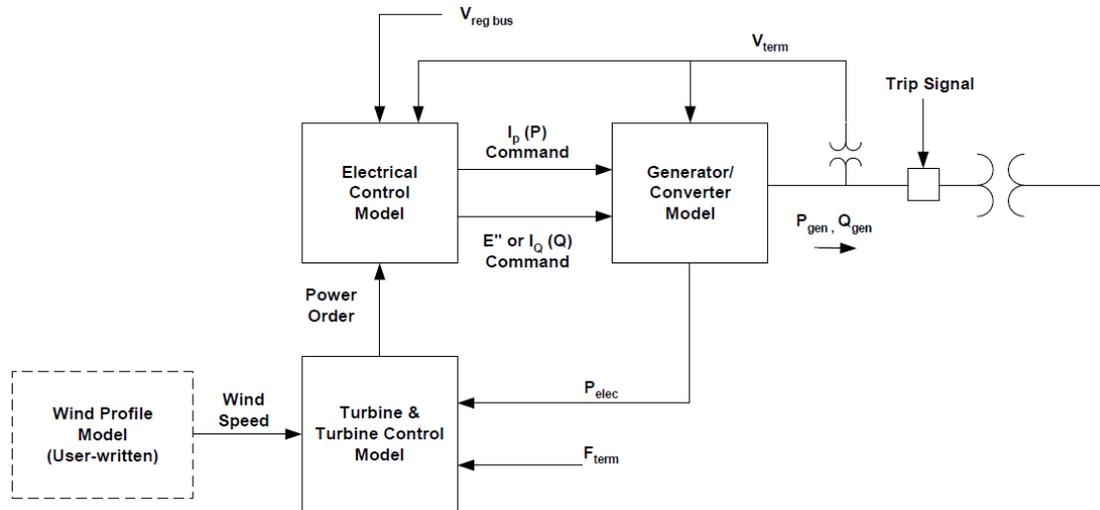


Figura 7-5 – Conectividade do modelo dinâmico GE WTG [46].

O detalhamento do modelo do gerador/conversor (*Generator/Converter Model*) é apresentado na Figura 7-6. Este modelo é responsável por injetar corrente ativa e reativa na rede, sendo influenciado pelos comandos de tensão e corrente, $E_q''_{cmd}$ e I_{Pcmd} , respectivamente, recebidos do modelo de controle elétrico (*Electrical Control Model*).

O modelo gerador/conversor é composto por uma fonte de corrente controlada, sendo as variáveis mecânicas de estado do gerador inseridas no modelo da turbina eólica. Tal modelagem permite representar a velocidade de resposta do aerogerador aos comandos de controle elétrico. A influência da parte física do gerador está modelada na variável X'' , que representa a reatância equivalente do gerador.

Durante afundamentos de tensão, a função *Low Voltage Power Logic* tem o objetivo de calcular o limite do comando de corrente ativa - I_{Pcmd} , definindo o limite superior (*LVPL*) e a inclinação da rampa (*rrpwr*). Depois de passar por este limitador, o comando de corrente ativa - I_{PIV} é recebido pelo regulador de corrente ativa (*Low Voltage Active Management*), que, em decorrência de severos afundamentos de tensão e aumento da impedância do sistema, pode limitar ainda mais a corrente ativa.

Por outro lado, sobretensões no terminal do aerogerador são evitadas pelo regulador de corrente reativa (*High Voltage Reactive Management*). Neste regulador, a corrente reativa é reduzida quando a tensão terminal tende a ultrapassar o limite de 120%.

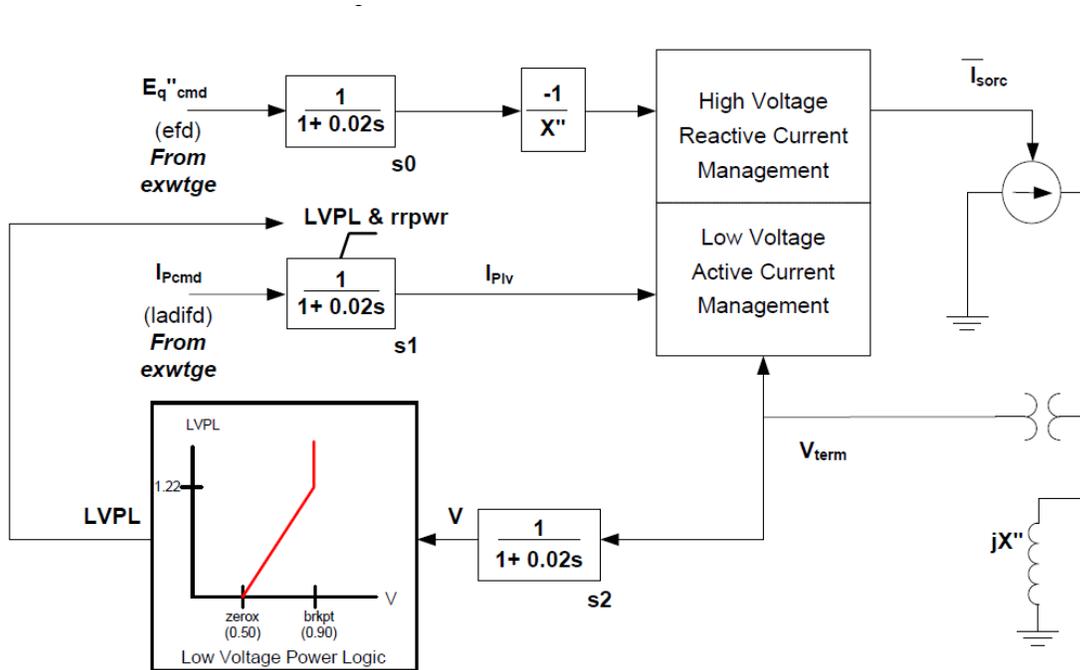


Figura 7-6 – Modelo do Gerador e Conversor GE WTG [46].

O modelo WindCONTROL Emulator, apresentado na Figura 7-7, representa parte do supervisor do parque eólico que é responsável pelo controle de potência reativa. Se a variável varflg tem valor 1, então o parque controlará a tensão terminal ou um ponto remoto. Utiliza-se neste caso, conforme citado no item 3.4, um controlador proporcional integral – PI, associado ao estatismo (*droop*).

Outro modo de operação disponível é o controle do fator de potência. Esta opção é definida ajustando a variável pfaflg com o valor 1.

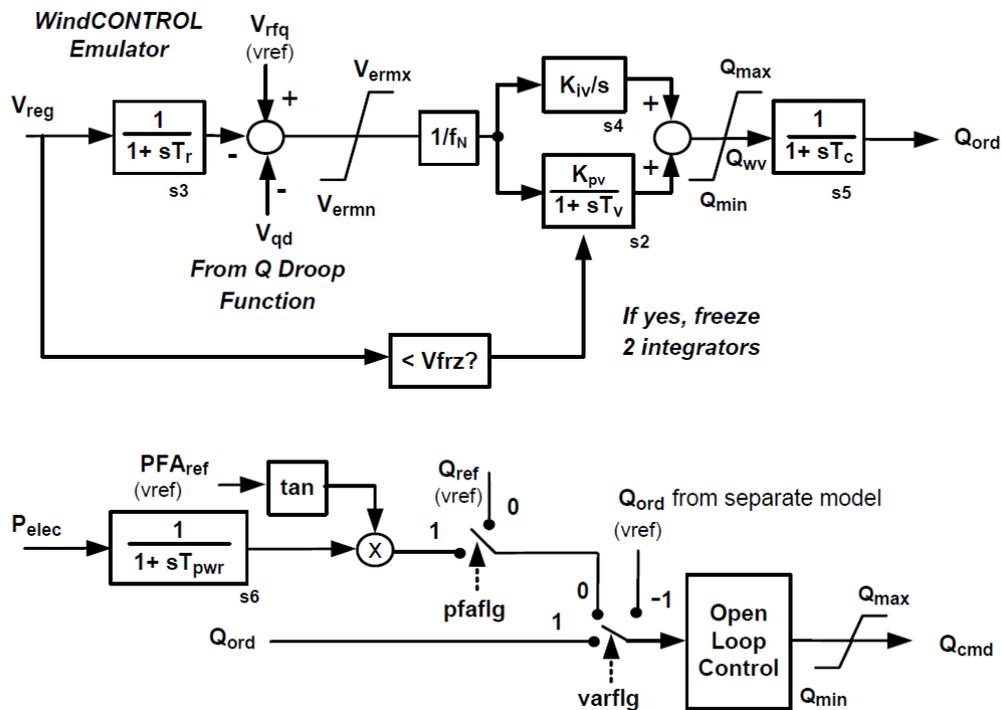


Figura 7-7 – Modelo do Controle de Potência Reativa – modelo GIDA GE 1,6 MW [46].

Na estratégia de controle de tensão, o modelo do controle elétrico do aerogerador, apresentado na Figura 7-8, recebe o comando de potência reativa - Q_{cmd} , oriundo do supervisor do parque. A partir da integração do erro entre Q_{cmd} e a potência reativa gerada - Q_{gen} , obtém-se a tensão de referência - V_{ref} . Por fim, compara-se a tensão terminal - V_{term} e V_{ref} . O erro desta comparação é multiplicado por um ganho e integrado para a obtenção do comando de tensão $E_q''_{cmd}$, que é enviado ao modelo do gerador.

Diferentemente do comando de tensão, que provém do supervisor do parque, o comando de corrente ativa - I_{pcmd} é calculado a partir do sinal de potência ativa do modelo da turbina eólica (*Wind Turbine Model*) e da tensão terminal.

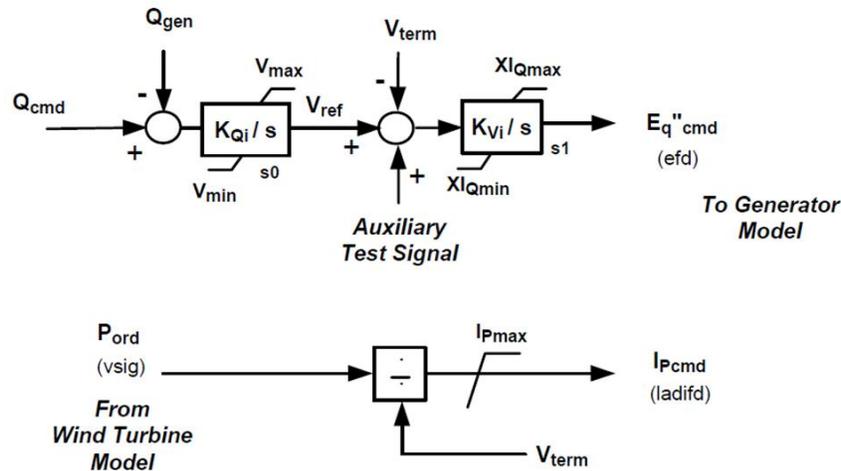


Figura 7-8 – Controle Elétrico – modelo GIDA GE 1,6 MW [46].

- Desempenho dinâmico

O sistema teste para estudar o comportamento dinâmico do aerogerador GE 1,6 MW, apresentado na Figura 7-9, é muito similar ao do documento de validação publicado pelo próprio fabricante [48]. Nesta simulação são utilizados 67 unidades de 1,6 MW com fator de capacidade de 94%.

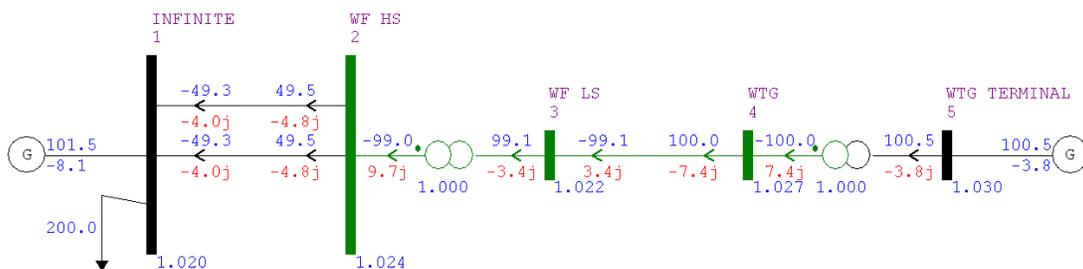


Figura 7-9 – Sistema teste do modelo – Gerador de Indução Duplamente Alimentado.

O perfil de tensão nas Barras 2 e 5, quando é aplicado um curto-circuito monofásico na Barra 2, pode ser observado na Figura 7-10. A tensão terminal do gerador, Barra 5, mostra a rápida e eficiente atuação dos conversores que ligam o rotor à rede elétrica. O *overshoot* da tensão terminal é de 9,1% e seu amortecimento se dá em menos de 500 ms.

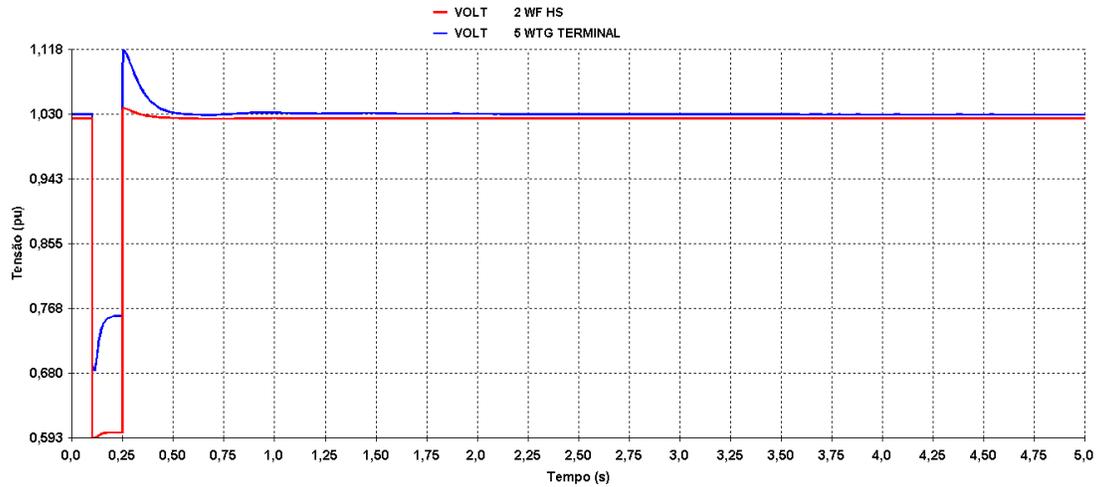


Figura 7-10 – Perfil de tensão da Barras 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na barra 2. Controle de tensão na Barra 2.

Durante o curto-circuito há atuação tanto no controle das pás quanto nos conversores que ligam o rotor à rede. Assim que o rotor acelera, o ângulo das pás também aumenta, de forma que a potência mecânica disponível diminui durante o curto-circuito. Na Figura 7-11, observa-se o rápido decréscimo de geração de potência ativa e uma reversão de potência reativa, pois, de consumidora, a máquina passou a injetar potência reativa durante e após o curto-circuito, mostrando grande contribuição para a estabilidade de tensão.

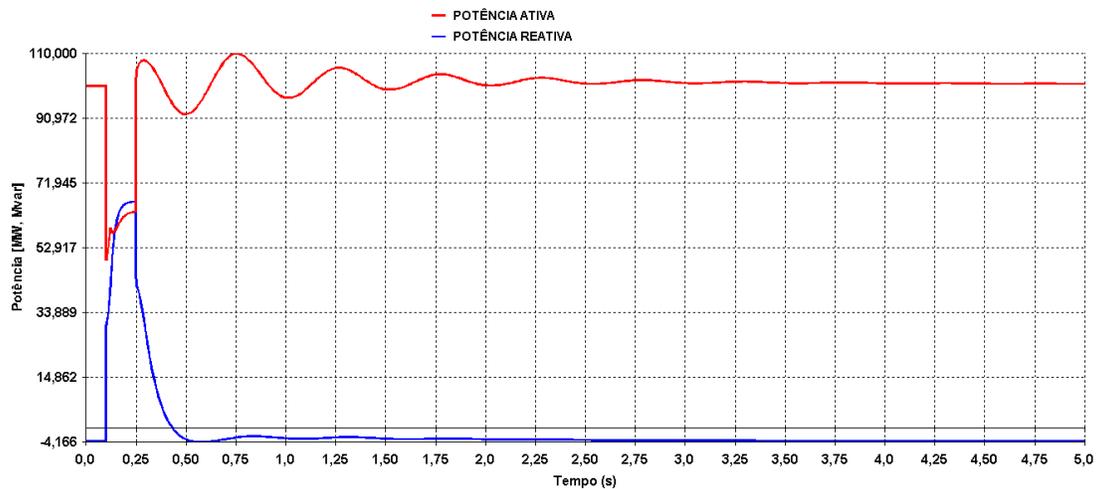


Figura 7-11 – Potência ativa e reativa na barra dos aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2.

Este modelo GIDA tem três estratégias de controle de potência reativa: tensão, fator de potência e o controle da própria potência reativa com monitoração da tensão. O controle de tensão permite o controle na barra terminal ou em uma barra remota.

Observa-se na Figura 7-12 o perfil de tensão da Barra 2, após a aplicação de um curto-circuito monofásico nesta barra. O controle de tensão foi o que apresentou amortecimento mais rápido e os controles de fator de potência e de potência reativa tiveram desempenhos similares.

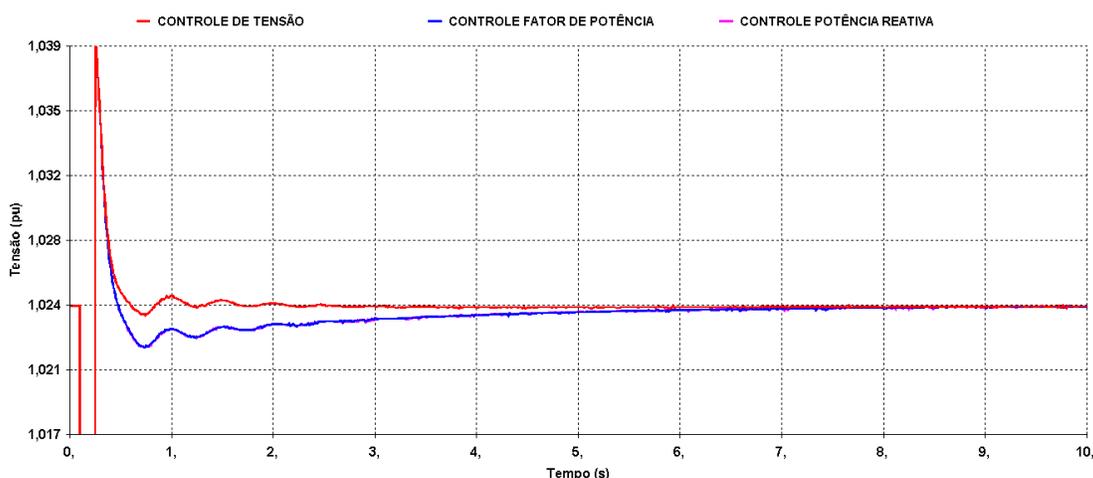


Figura 7-12 – Perfil de tensão da barra 2 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Modos de controle de potência reativa apresentados: controle de tensão, controle de fator de potência, controle de potência reativa.

7.1.3. Tipo III – Gerador Síncrono Conectado por Conversor - GSCC

Para a simulação do Gerador Síncrono Conectado por Conversor (GSCC) foi escolhido o modelo E70F1 2.3 MW da ENERCON [47], estruturado com uma fonte de corrente chaveada. Neste modelo, para avaliações de comportamento dinâmico de curto prazo, os parâmetros mecânicos da máquina não são modelados por dois motivos: primeiro, a velocidade do vento é considerada constante no período estudado e, por consequência, sua potência mecânica também é considerada constante; segundo, durante a ocorrência de curto-circuito, a resistência de dissipação contribui para a manutenção do torque mecânico constante.

Uma das grandes vantagens construtivas de aerogeradores, com velocidade variável, é a possibilidade de eliminar a caixa de engrenagem, reduzindo peso e perdas mecânicas. Esta vantagem advém da filosofia de funcionamento dos aerogeradores *full converter*, que permitem a variação da frequência mecânica e elétrica do lado do gerador, para atingirem maior rendimento energético. Por outro lado, os conversores controlam as grandezas elétricas (frequência, tensão e corrente) para se ajustarem ao sistema elétrico.

Na Figura 7-13, apresenta-se um esquema do GSCC e seus diferentes modos de controle. Como indicado nesta figura, o modelo de GSCC utilizado, nesta dissertação, possui três modos de controle para a condição de afundamento de tensão: Zero Power Mode – ZPM, PQ Mode – PQM e Phase Angle Mode – PAM. O controle em ZPM faz com que as correntes do aerogerador sejam anuladas durante perturbações em que a tensão controlada caia abaixo de um valor pré-definido. Outra opção de controle, PQM, tem por objetivo maximizar a potência ativa injetada durante perturbações na rede. O terceiro modo de controle, PAM, permite o ajuste do ângulo da corrente a ser injetada durante perturbações. Neste modo de controle, é possível definir se a corrente será mais ou menos capacitiva, isto é, se injetará mais ou menos potência reativa durante curto-circuito.

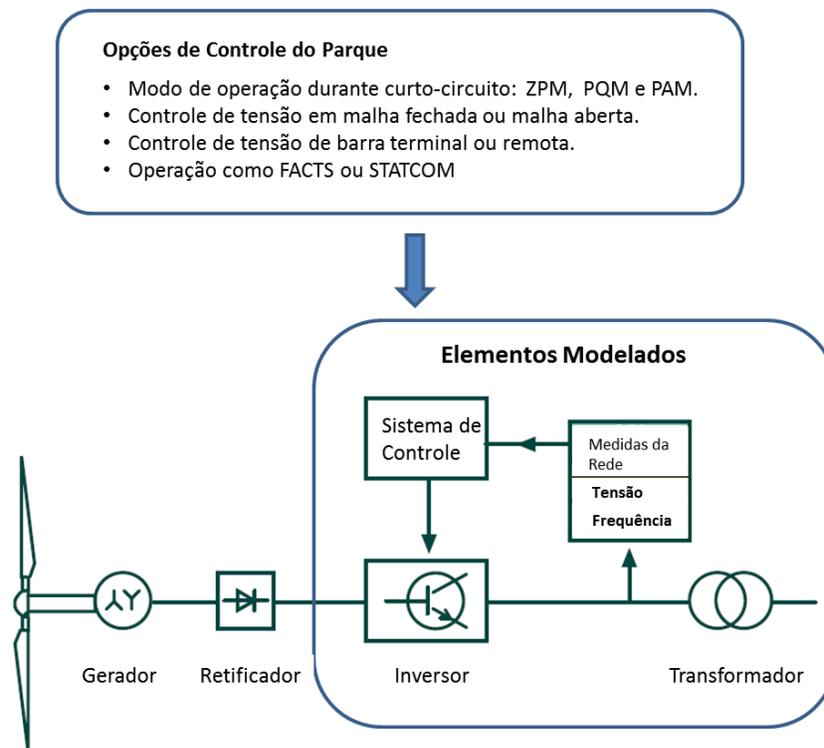


Figura 7-13 – Esquema do GSCC e suas opções de modelagem.

Uma característica impactante na estabilidade de tensão, de um sistema com usinas eólicas, refere-se ao suporte de potência reativa, que pode ser feito de forma centralizada pelo parque eólico ou individualmente, por cada aerogerador. No modelo E70F1, a função *Farm Control Unit* permite habilitar o controle de tensão em malha fechada de um parque eólico. A Figura 7-14 apresenta sua estrutura com um controlador proporcional integral e a função de amostragem *Sample & Hold*.

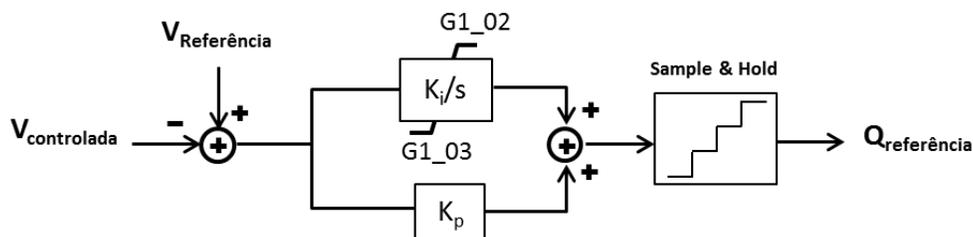


Figura 7-14 – Estrutura do controle de tensão do parque eólico em malha fechada.

Se o parque eólico não conta com o controle de tensão em malha fechada, isto é, a função *Farm Control Unit* não está ativada, há ainda ao suporte de potência reativa dos aerogeradores durante curto-circuitos. A Figura 7-15 apresenta a lógica de detecção de faltas (controle em malha aberta) que determina a mudança do modo de operação do aerogerador. Quando a tensão terminal do aerogerador cai abaixo de 0,79 pu, por exemplo, a operação se altera do “modo normal” para o “modo de controle durante curto-circuitos” (*Under Voltage Ride Through – UVRT*). Após a eliminação da falta, o aerogerador detecta que a tensão terminal é superior ao valor de referência, 0,81 pu, por exemplo, e volta ao modo de operação normal.

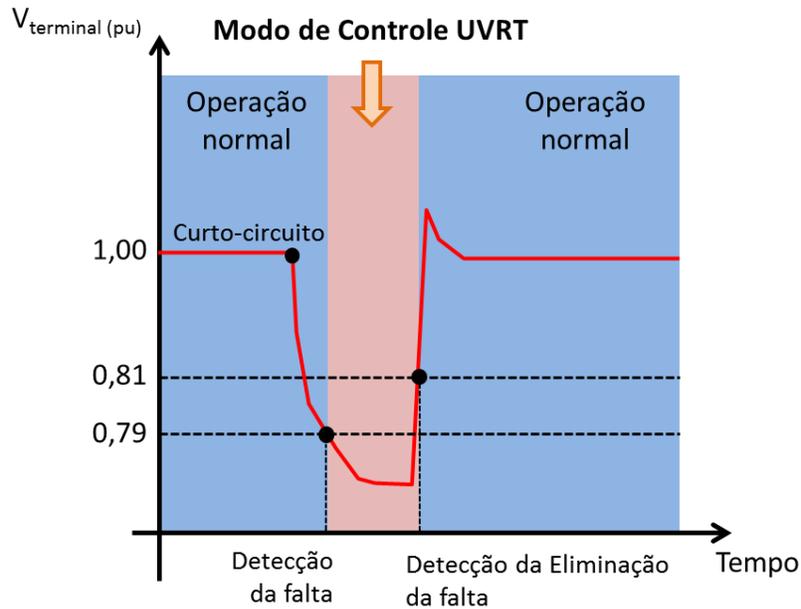


Figura 7-15 – Lógica do controle de tensão do aerogerador em malha aberta.

Quanto à capacidade de potência reativa, usualmente descrita pelo diagrama P-Q, pode-se ressaltar que esse modelo possui uma importante flexibilidade, que será testada no Sistema Elétrico Brasileiro. Na Figura 7-16 observam-se as duas possibilidades em que os aerogeradores podem operar com desempenho equivalente a: FACTS ou STATCOM [49]. Cabe ressaltar que, a operação com desempenho similar a STATCOM é alcançada por meio do acréscimo de conversores. Além dos dois tipos de formato da curva P-Q, há a possibilidade de se aumentar a capacidade dos aerogeradores, de tal modo que a faixa de potência reativa seja mais larga.

No modelo utilizado, a opção de desempenho como FACTS ou STATCOM é feita por uma variável binária. Caso seja selecionado o modo FACTS, a capacidade de potência reativa nominal - Q_n é mantida constante para a potência ativa entre 100 e 20%. Abaixo dessa faixa de potência ativa, a nova capacidade de potência reativa é obtida pelo produto entre o percentual de geração ativa e Q_n . Por outro lado, se for selecionado, no modelo, a operação como STATCOM, a capacidade de potência reativa - Q_n permanece constante por toda a faixa de geração ativa.

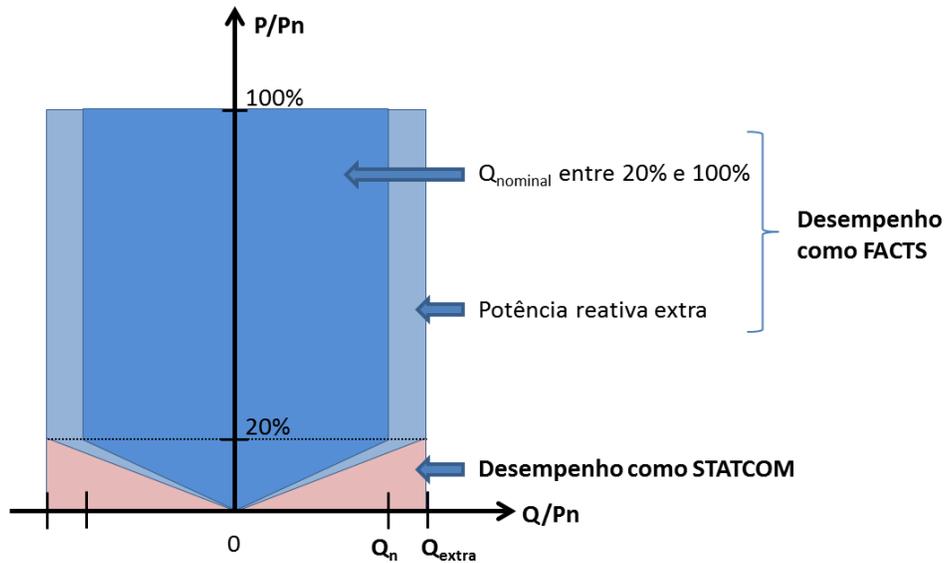


Figura 7-16 – Diagrama da capacidade de potência reativa de aerogerador como FACTS e STATCOM.

- Desempenho dinâmico

A Figura 7-17 apresenta o sistema máquina-barra infinita, utilizado para estudar o comportamento dinâmico do modelo GSCC, na qual se observa o fluxo de potência injetado pelos 44 aerogeradores de 2,3 MW a plena carga.

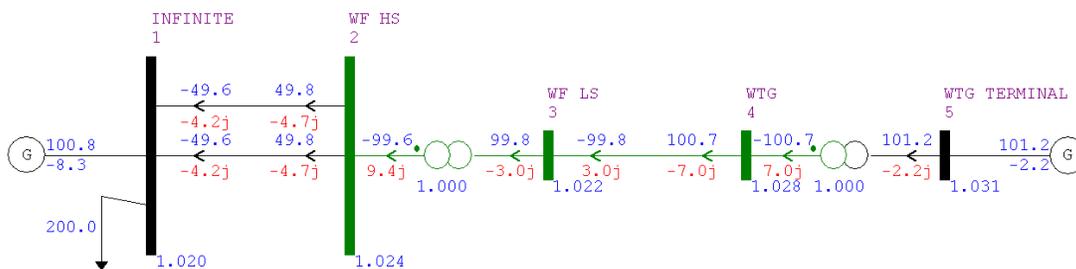


Figura 7-17 – Sistema teste do modelo – Gerador eólico GSCC.

Nas Figura 7-18 e Figura 7-19, apresentam-se o desempenho do sistema teste utilizando o controle PAM com 5 graus. Este tipo de aerogerador também consegue rápida recuperação da tensão na barra em curto-circuito.

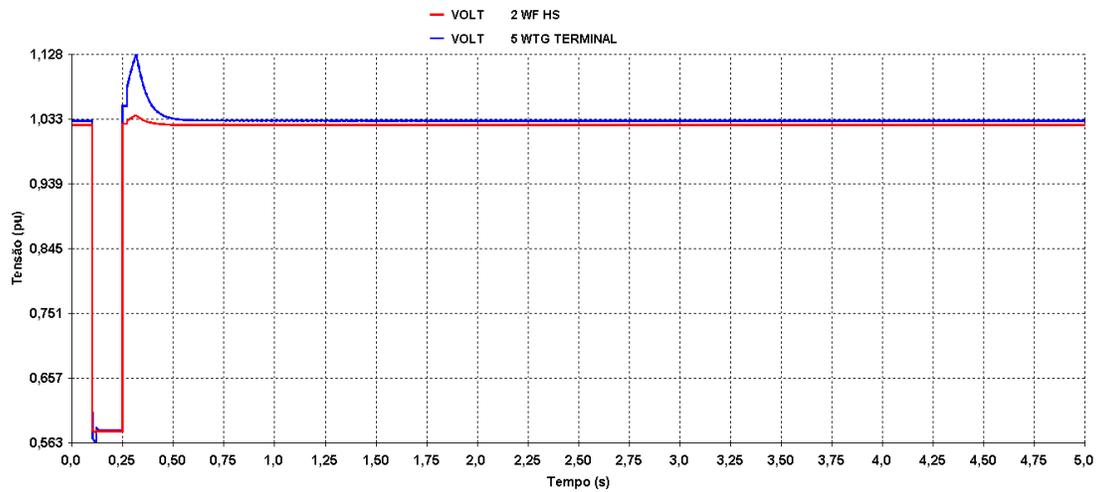


Figura 7-18 – Perfil de tensão da Barra 2 e 5 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2. Modo de controle PAM.

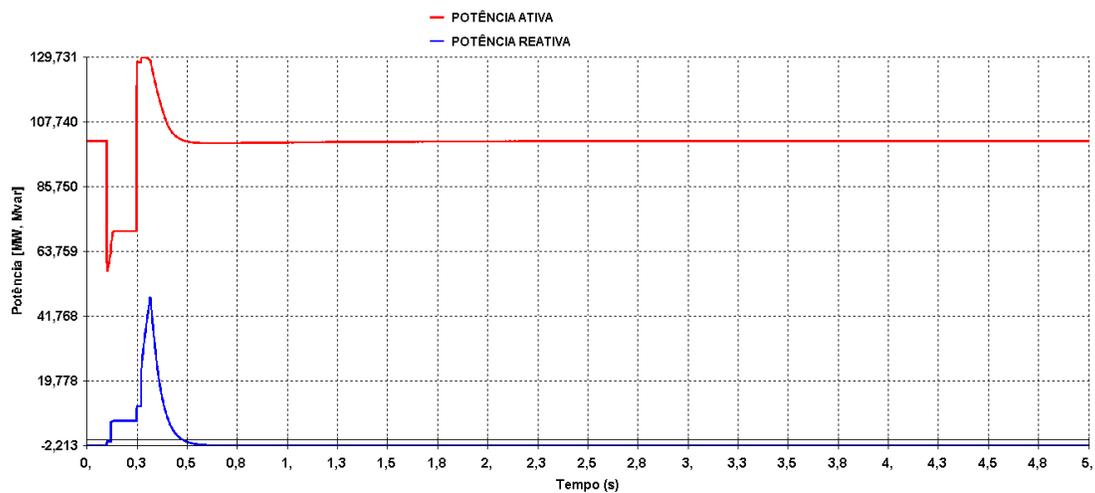


Figura 7-19 – Potência ativa e reativa dos aerogeradores GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Controle de tensão na Barra 2. Modo de controle PAM.

A seguir, são feitas comparações do comportamento, a partir de um curto-circuito monofásico na Barra 2, dos três modos de controle para este aerogerador: PAM, PQM e ZPM. As comparações estão na Figura 7-20 e Figura 7-21.

O modo PAM pode ser ajustado conforme a necessidade do sistema, isto é, durante o curto-circuito será injetada uma corrente com o ângulo pré-ajustado. Portanto, esse modo

de controle, com o ângulo da corrente em 5 graus, foi o que gerou melhor desempenho, considerando afundamento de tensão durante o curto-circuito e tempo de recuperação.

Como a filosofia do modo ZPM é anular a geração e absorção de potência elétrica durante o curto-circuito, observa-se que a potência ativa é nula somente durante a falta e que a potência reativa só volta a ser consumida após o restabelecimento da tensão de referência.

Dependendo das condições do ponto de conexão da usina eólica, pode ser mais robusto e estável não injetar potência ativa e reativa durante perturbações [49]. O modo ZPM tem grande aplicação em redes radiais de distribuição, em que se busca evitar a operação do aerogerador durante a condição de ilhamento. A estratégia desse controle prevê que abaixo de um valor de subtensão, não há injeção de corrente ativa nem reativa. Caso ocorra um ilhamento, a tensão dessa ilha elétrica não tende a ser superior ao valor de proteção de subtensão 0,80 pu, por 5 segundos. Assim, o aerogerador não restabelece sua potência pré-falta e é desconectado, conforme desejado [50]. Este é um caso de conflito entre os requisitos técnicos em que os aerogeradores devem manter-se conectados e o risco de operação em ilhamento.

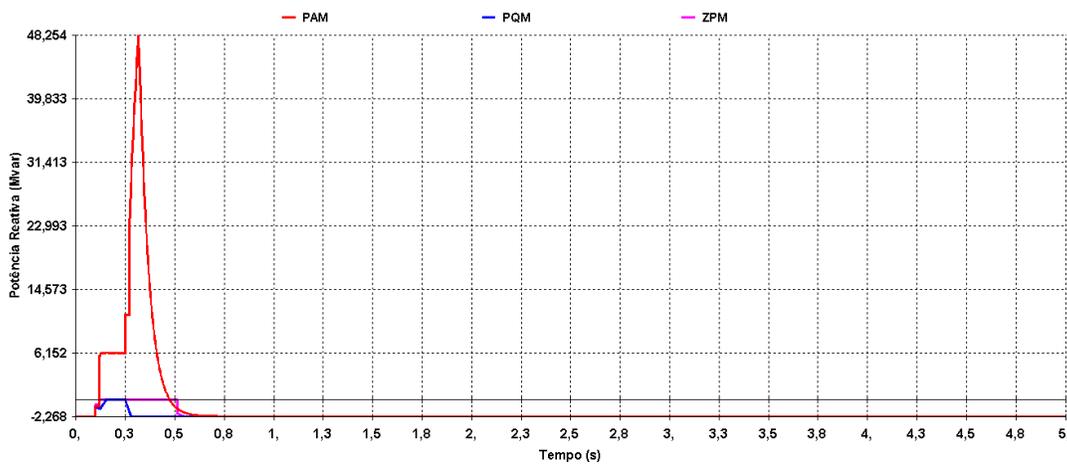


Figura 7-20 – Potência reativa dos aerogeradores GSCC. Modos de controle PAM, PQM e ZPM.

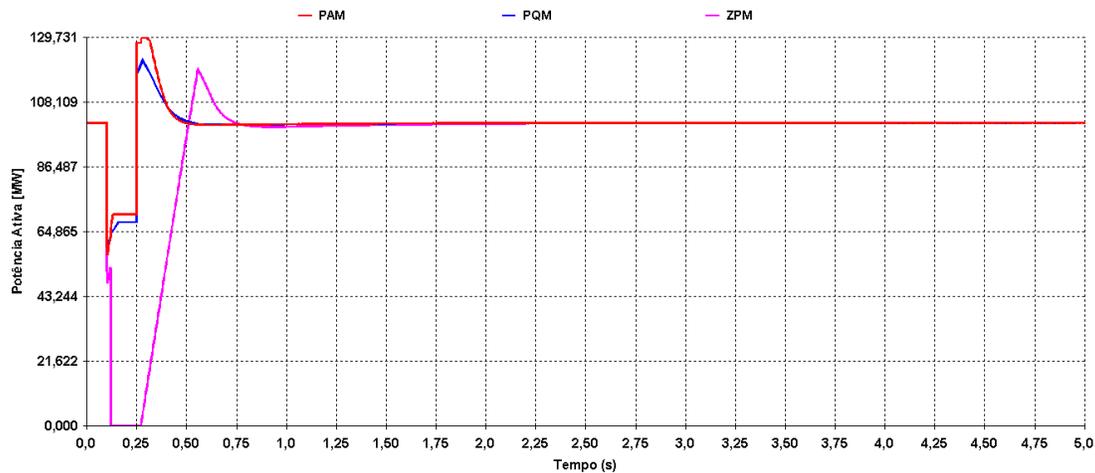


Figura 7-21 – Potência ativa dos aerogeradores GSCC. Modos de controle PAM, PQM e ZPM.

7.1.4. Comparação dos Diferentes Tipos de Aerogeradores

Visto o comportamento de três tipos de aerogeradores, um por um, propõe-se a seguir uma comparação do desempenho para melhor ilustrar suas diferenças e semelhanças. Como já foi possível observar anteriormente, os aerogeradores GIDA e GSCC possuem a capacidade de controlar a tensão e por isso apresentam desempenhos semelhantes do ponto de vista da estabilidade de tensão.

Na Figura 7-22, observa-se que a Barra 2 do sistema teste tem melhor desempenho com aerogeradores do tipo GIDA e GSCC. Em sistemas em que há grande quantidade de aerogeradores é possível notar desempenhos mais discrepantes que o apresentado em um sistema teste com barra infinita.

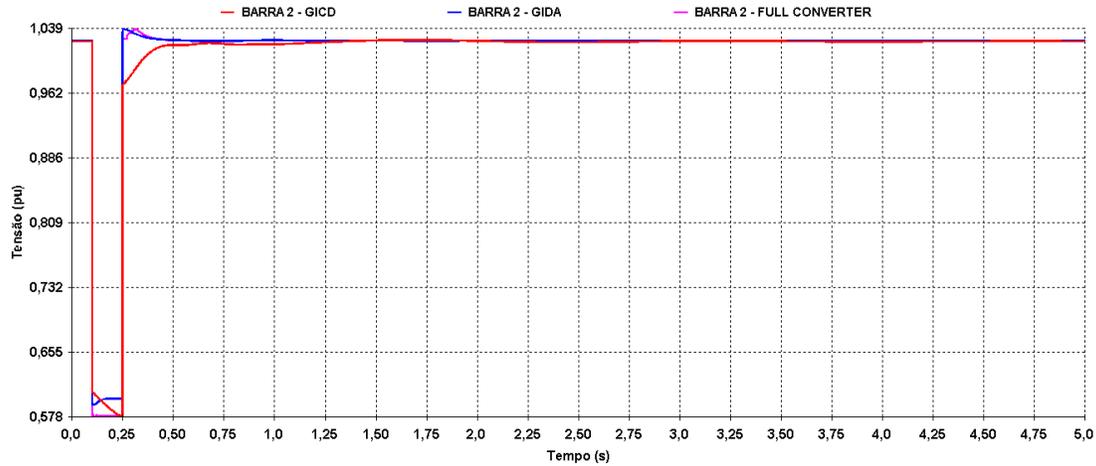


Figura 7-22 – Perfil de tensão na Barra 2 - Curto-circuito monofásico na Barra 2. Caso com GICD, GIDA e GSCC.

A rápida resposta do controle de tensão oferecido pelos aerogeradores do tipo GIDA e GSCC pode ser observada após a eliminação do curto-circuito em $t = 250$ ms, na Figura 7-23. Observa-se um pequeno *overshoot* e rápido amortecimento, enquanto o GICD demora alguns segundos para estabilizar sua tensão terminal.

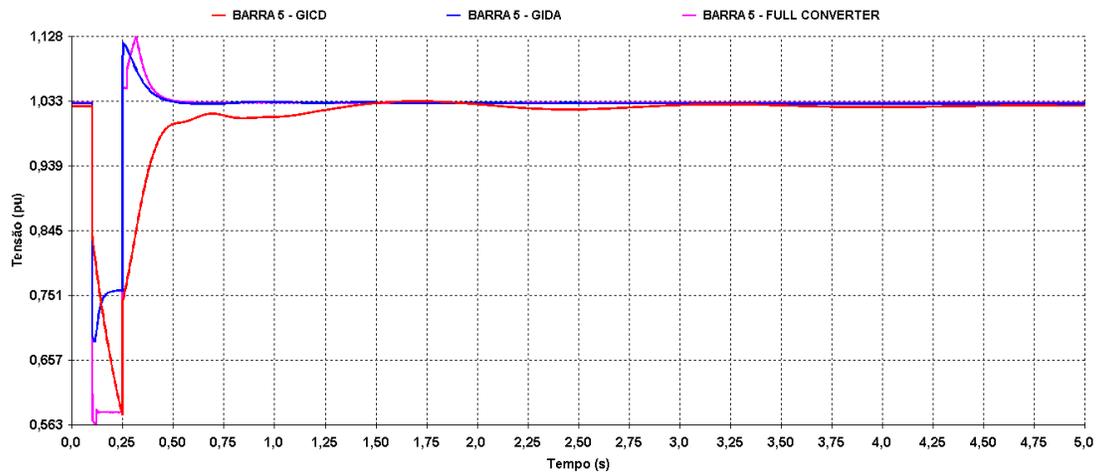


Figura 7-23 – Perfil de tensão na barra 5 - Curto-circuito monofásico na barra 2. Caso com GICD, GIDA e Full Converter.

A Figura 7-24 é interessante para ressaltar o caráter de transição das tecnologias quanto ao comportamento eletromecânico, pois no aerogerador do tipo GICD não há controles para mitigar oscilações eletromecânicas, enquanto o GIDA é parcialmente

controlado. Ele tem seu estator conectado à rede elétrica e o rotor sendo influenciado por conversores *back-to-back*. O aerogerador GSCC está totalmente desacoplado eletricamente da rede e, portanto, emergências na rede podem ser enfrentadas sem acoplamento eletromecânico, visto que os conversores *back-to-back* blindam o gerador.

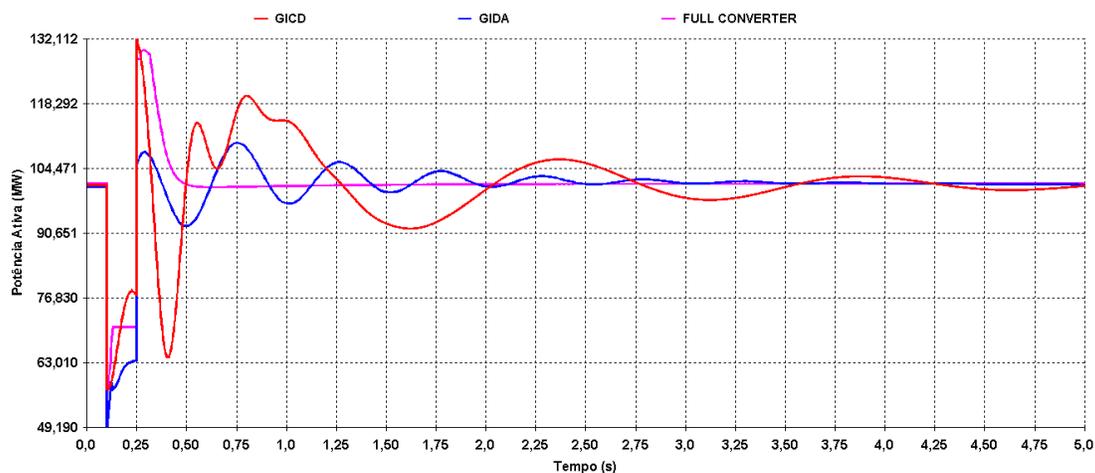


Figura 7-24 – Potência ativa dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.

Outro aspecto comparativo importante, na estabilidade de tensão de curto prazo, é a capacidade de suporte de potência reativa durante e após o curto-circuito. Na Figura 7-25 observa-se que a usina com GICD consegue entregar instantaneamente, após a aplicação do curto-circuito 105 Mvar; entretanto, esse suporte não permanece durante todo o evento e, assim que a falta é eliminada, a usina com GICD consome 90 Mvar, o que evidencia na Figura 7-23 a recuperação mais lenta da tensão terminal. Os aerogeradores que possuem controle de tensão injetam potência reativa durante o curto-circuito e a reduzem suavemente após a eliminação da falta.

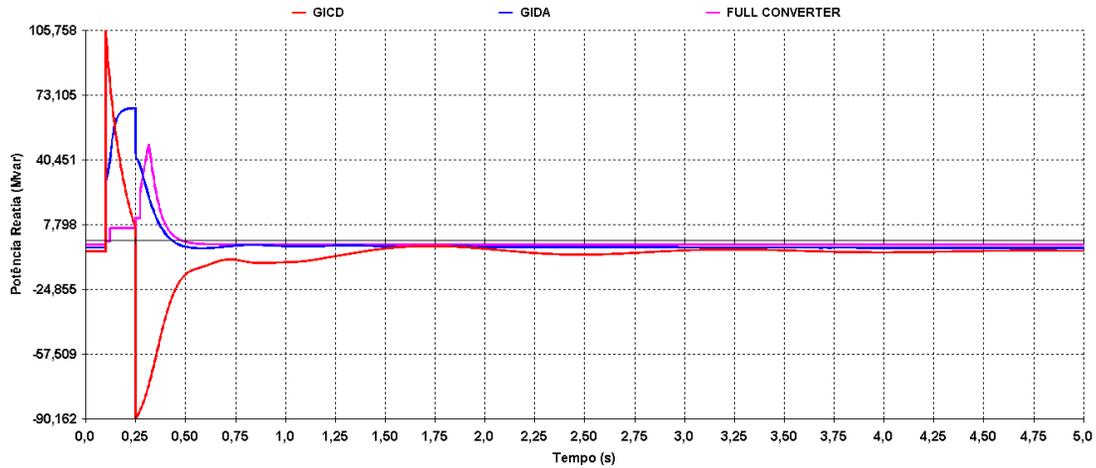


Figura 7-25 – Potência reativa dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.

O comportamento da corrente elétrica que é injetada na rede, mostrado na Figura 7-26, permite constatar que, além de melhorar o desempenho dinâmico da tensão, os conversores associados ao gerador eólico também reduzem variações bruscas de corrente.

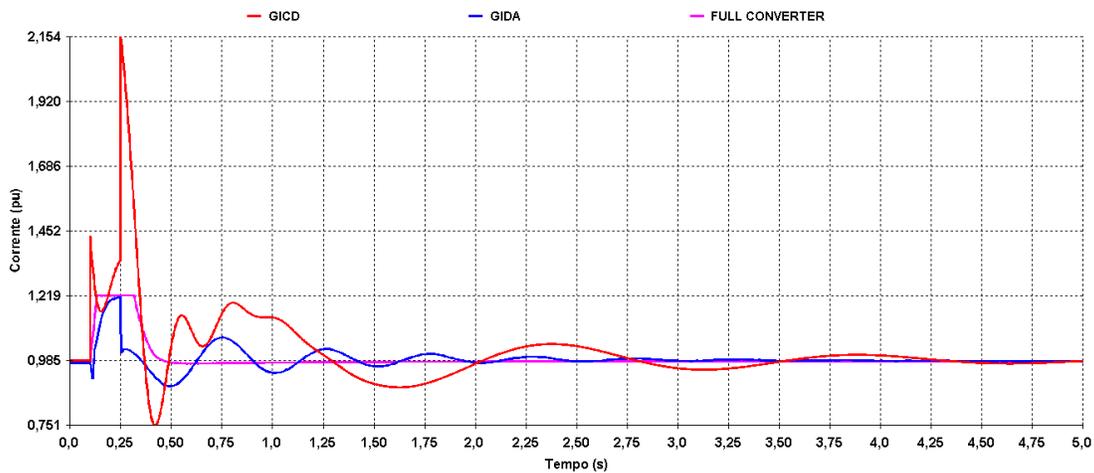


Figura 7-26 – Corrente dos aerogeradores GICD, GIDA e GSCC - Curto-circuito monofásico na Barra 2.

7.2. Desempenho Dinâmico no Sistema 9 barras

Após apresentar o comportamento de três tipos de aerogeradores no sistema máquina-barras infinita, faz-se a inserção de usinas eólicas no sistema de 9 barras descrito em [51], com o intuito de mostrar os diferentes impactos da inserção de usinas eólicas na estabilidade de tensão. Após a realização das simulações, foram comparados os desempenhos do sistema original, sem usinas eólicas, com o sistema modificado pela inserção de diferentes tipos de aerogerador.

Foram criados quatro casos, além do sistema teste 9 barras, com as seguintes características:

Caso 1 – Inserção de três usinas eólicas em pontos distintos da rede de transmissão;

Caso 2 – Afastamento das três usinas eólicas da rede de transmissão;

Caso 3 – Variação do ponto de controle de tensão;

Caso 4 – Baixa geração de energia eólica.

7.2.1. Caso Base – Sistema 9 barras (WSCC)

O caso base desse estudo refere-se ao sistema de 9 barras, que é apresentado na Figura 7-27. Ele conta com três barras contendo carga e três barras contendo geração convencional, isto é, turbina hidráulica e térmica. Esse sistema elétrico apresenta seis linhas de transmissão formando um anel em 230 kV.

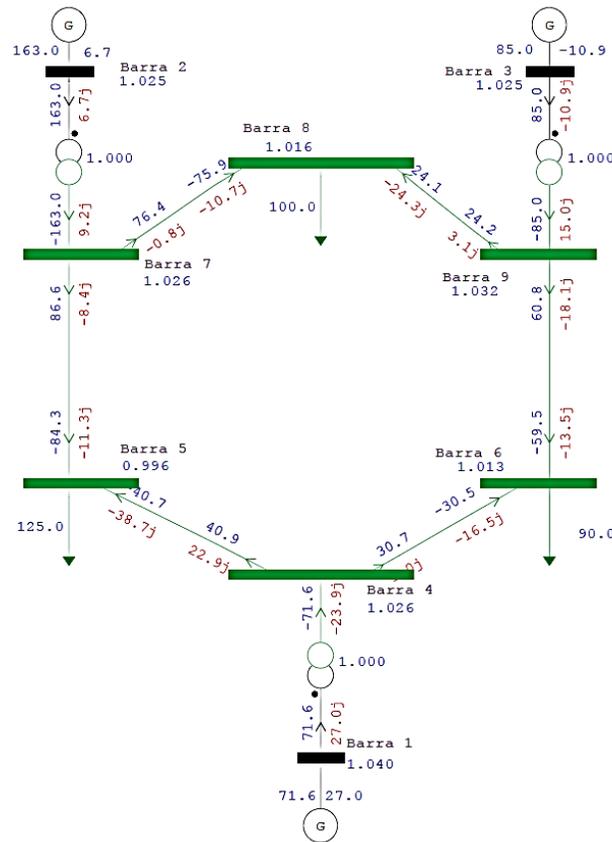


Figura 7-27 – Diagrama do caso base - sistema 9 barras.

Uma característica interessante desse pequeno sistema elétrico é que ele possibilita uma interpretação análoga ao Sistema Elétrico Brasileiro. As Barras 1, 4 e 5 poderiam representar o Sudeste/Centro-Oeste e Sul e as Barras 2, 7 e 8 representariam a região Norte. A região Nordeste poderia ser representada convenientemente pelas Barras 3, 6 e 9. Assume-se também que há duas grandes regiões de geração eólica do Nordeste: a Barra 6 representando a Bahia e a Barra 9 a região litoral do Nordeste.

A Figura 7-28 apresenta uma proposta de interpretação do sistema 9 barras como um sistema similar ao Sistema Interligado Nacional. Não se trata de equivalente de sistemas elétricos, mas apenas de semelhança da rede para entender os cenários peculiares do sistema brasileiro, que serão estudados na Seção 7.3.

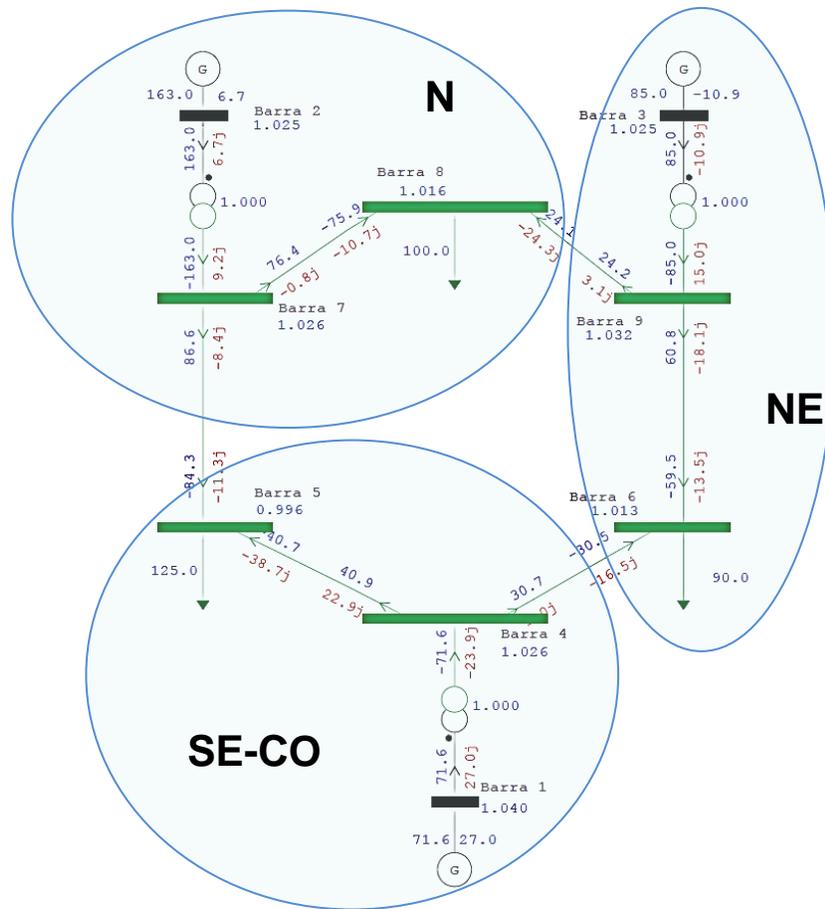


Figura 7-28 – Proposta de analogia do sistema 9 barras com sistema brasileiro.

Nos casos criados com modificação da rede e do parque gerador, foi mantida a mesma carga do caso base. Esta decisão foi tomada para a simplificação da análise, visto que, normalmente, se expande a capacidade de geração quando há crescimento de carga.

7.2.2. Caso 1 – Inserção de Usinas Eólicas Próximas à Rede de Transmissão

No Caso 1, foram inseridos três parques eólicos de 30 MW nas Barras 10, 11 e 12. Estas usinas eólicas estão com despacho de 80% da capacidade instalada, correspondendo a 24 MW. A ligação dessas usinas à rede de transmissão se dá por transformadores, cuja impedância adotada foi de 10% na base dos mesmos.

Como já mencionado, a carga não foi alterada; portanto, optou-se por reduzir a geração das usinas convencionais, de forma que os fluxos entre áreas ficassem próximos aos do caso base. Na Figura 7-29, assinalam-se as duas ligações entre a região de maior

produção de energia à região de maior carga. Este ponto de operação poderia ser entendido como a exportação de energia do Norte e Nordeste para o Sudeste.

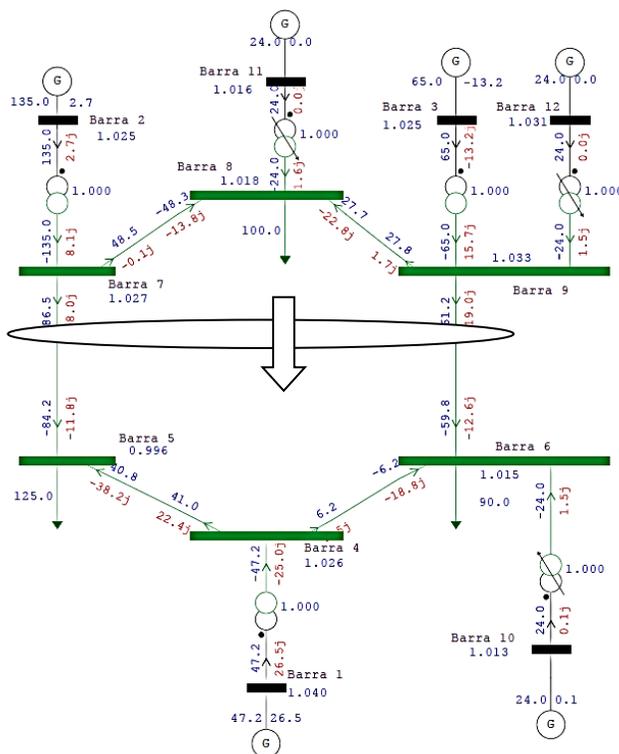


Figura 7-29 – Diagrama do Caso 1 – Sistema 9 barras com parques eólicos próximos à rede de transmissão.

O objetivo dessa primeira variação do caso base é avaliar o impacto na estabilidade de tensão de curto prazo que os diferentes tipos de aerogeradores distribuídos pela rede podem provocar.

Para facilitar a comparação do desempenho do sistema com aerogeradores, serão mostrados os resultados do caso base (sem aerogeradores), do caso com geradores de indução conectados diretamente – GICD e o resultado com aerogeradores capazes de controlar a tensão. Para este tipo, foi escolhido o gerador de indução duplamente alimentado – GIDA. O gerador síncrono conectado por conversor GSCC também apresenta condição de suporte de potência reativa com possibilidades diversas de modo de operação. Estas diferenças serão demonstradas na Seção 7.1.3.

Um curto-circuito monofásico na Barra 9 com abertura da LT 9-6 mostrou-se uma das mais severas perturbações para este caso. Por se tratar de uma linha de transmissão de

230 kV adotou-se o tempo de eliminação da falta de 150 ms. A Figura 7-30 apresenta a tensão na Barra 6, que é beneficiada pelo suporte de tensão oferecido, principalmente, pela usina eólica da Barra 10.

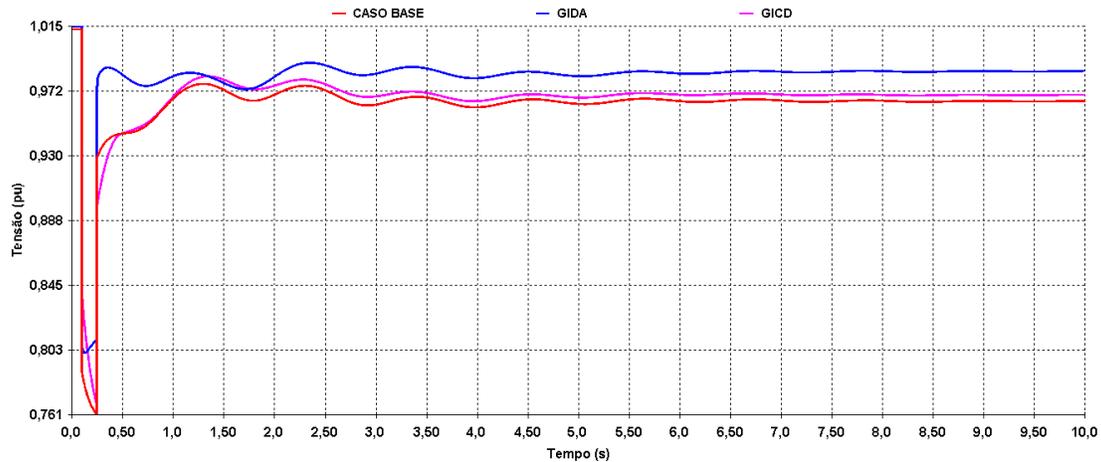


Figura 7-30 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.

Todos aerogeradores distribuídos nesse sistema de 9 barras são perturbados durante o curto-circuito. Os que possuem controle de tensão influenciam positivamente para aumentar a tensão durante a falta e, após a eliminação da mesma, oferecem suporte para que a tensão se recupere mais rápido. Na Figura 7-30, por sua vez, observa-se que o aerogerador do tipo GICD pouco influenciou no perfil de tensão, quando comparado com o caso base. Já na Figura 7-31, observa-se que a potência reativa líquida (aerogerador e banco de capacitores) dos três parques com GICD não é coerente com a necessidade do sistema, pois essas máquinas não ofereceram suporte de tensão durante todo o período da falta e, ainda, apresentaram um pico de consumo de potência reativa, após a eliminação da falta.

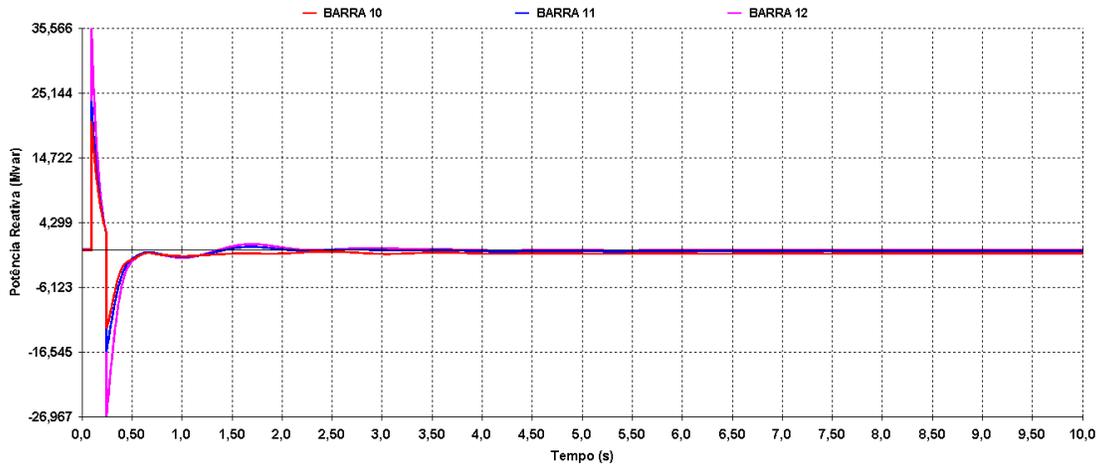


Figura 7-31 – Potência reativa das usinas eólicas com modelo GICD. Curto-circuito na barra 9 e abertura da LT 9-6.

A Figura 7-32 demonstra a potência reativa injetada durante e após a falta pelos aerogeradores tipo GIDA. Estes aerogeradores, assim como os do tipo GSCC, têm estratégias de controle de potência reativa, dando suporte durante e após a falta. Como esses geradores estão distribuídos e conectados eletricamente próximos do anel principal da rede de transmissão, os mesmos conseguem, de forma eficiente, reequilibrar o sistema em níveis semelhantes aos do ponto de operação pré-distúrbio.

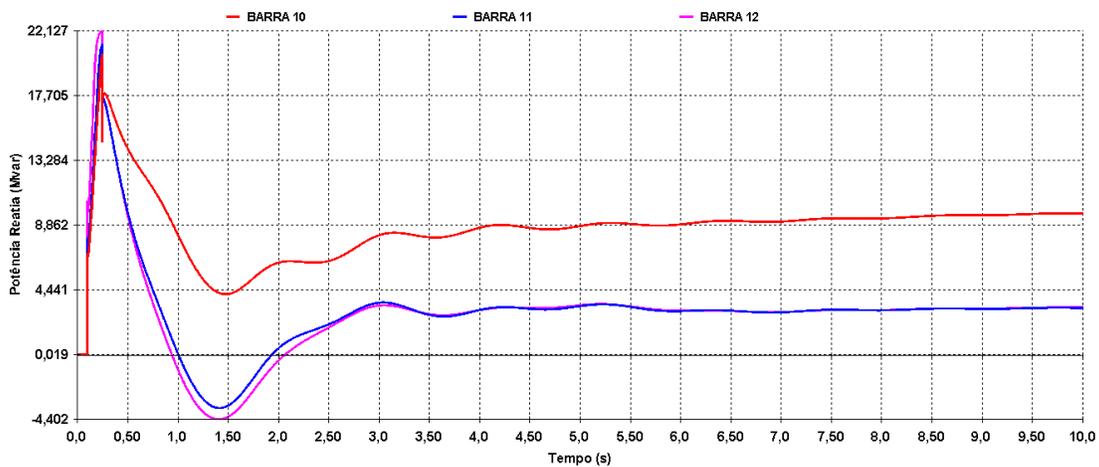


Figura 7-32 – Potência reativa das usinas eólica com modelo GIDA. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.

Conclui-se dessa primeira variação que aerogeradores distribuídos na rede de transmissão tendem a aumentar a estabilidade de tensão de curto prazo, desde que possua a capacidade de controle de tensão, como observado nos tipos GIDA e GSCC.

7.2.3. Caso 2 – Inserção de Usinas Eólicas Afastadas da Rede de Transmissão

A impedância de conexão dos aerogeradores ao sistema de transmissão é um parâmetro importante no estudo de estabilidade de tensão, pois esta impedância pode reduzir significativamente a capacidade de suporte de potência reativa oferecido pelos aerogeradores. Para contornar esta deficiência e atender aos requisitos que o operador do sistema impõe, pode-se comprar aerogeradores mais robustos, instalar compensação reativa fixa ou variável (CER, CS, STATCOM) ou aprimorar a estratégia de controle de tensão, conforme será mostrado no Caso 3.

A partir do Caso 1 foi gerado o Caso 2, em que se inseriu uma linha de transmissão entre o ponto de conexão à rede e o transformador do aerogerador da Barra 10. Com isso, aumentou-se a distância elétrica entre a usina eólica e o anel principal da rede de transmissão. Cabe ressaltar que, todas as usinas eólicas controlam a tensão da sua barra terminal.

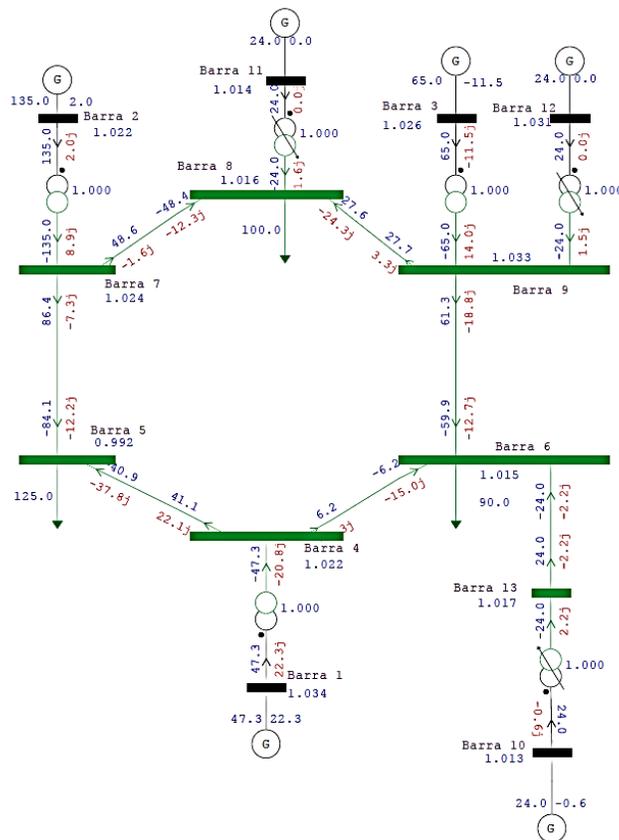


Figura 7-33 – Diagrama do Caso 2 - sistema 9 barras com parques eólicos afastado da rede de transmissão.

Para a comparação entre o Caso 1 e Caso 2, utilizam-se os resultados da simulação de um curto-circuito monofásico na Barra 9 com abertura da LT 9-6. Os pontos iniciais de operação são ligeiramente diferentes, devido à impedância da linha de transmissão inserida e, em ambos os casos, utilizou-se o controle de tensão da própria barra do aerogerador.

Observa-se na Figura 7-34 e Figura 7-36 que, ao aumentar a impedância entre o aerogerador e o anel principal de transmissão, mais potência reativa precisa ser gerada pelos aerogeradores, para que se mantenha o mesmo perfil de tensão no ponto de acoplamento com a rede de transmissão, Barra 6.

Nota-se na Figura 7-34 que, a diferença no perfil de tensão não é relevante para esse sistema de 9 barras; entretanto, quando se considera uma subestação que recebe 2.000 MW de geração eólica, como a SE 500 kV João Câmara 3, essa diferença pode ser mais perceptível.

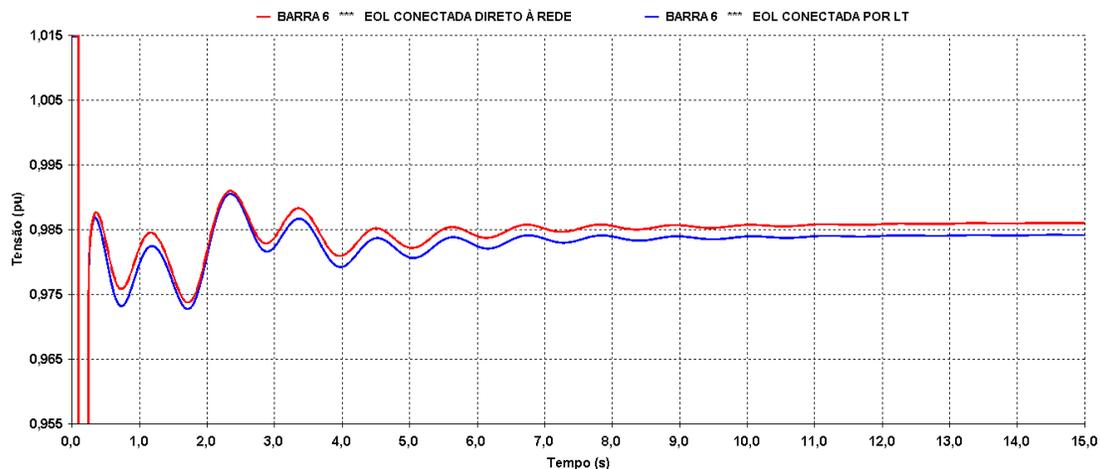


Figura 7-34 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.

O perfil de tensão terminal dos aerogeradores da Barra 10, Figura 7-35, demonstra que, segundo a estratégia de controle de tensão local, não há necessidade de se injetar mais potência reativa no sistema, visto que sua barra controlada atingiu o valor de referência pré-falta.

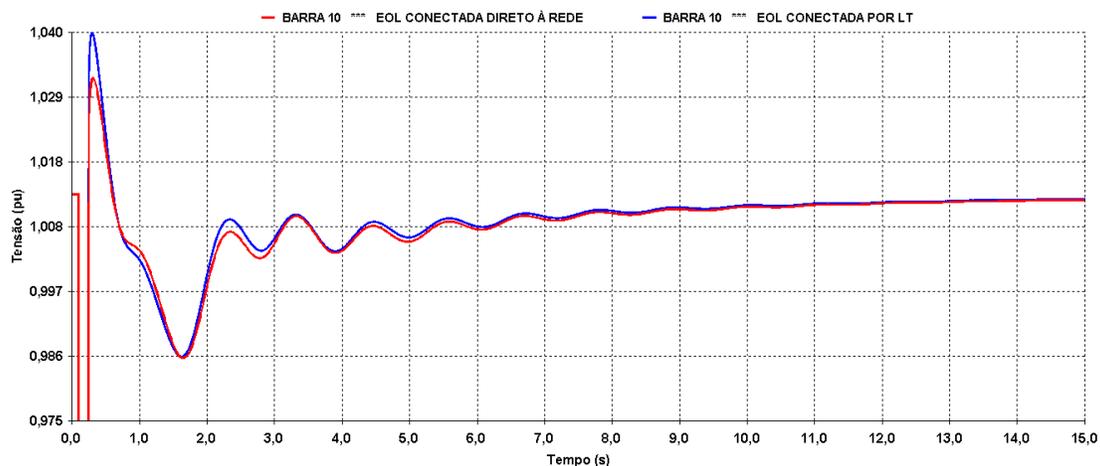


Figura 7-35 – Perfil de tensão da Barra 10 (barra controlada). Curto-circuito na barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.

Conclui-se, portanto, que usinas afastadas eletricamente da rede de transmissão e que, possuem controle de tensão da própria barra, oferecem menos suporte de tensão que usinas conectadas mais próximas ao sistema de transmissão.

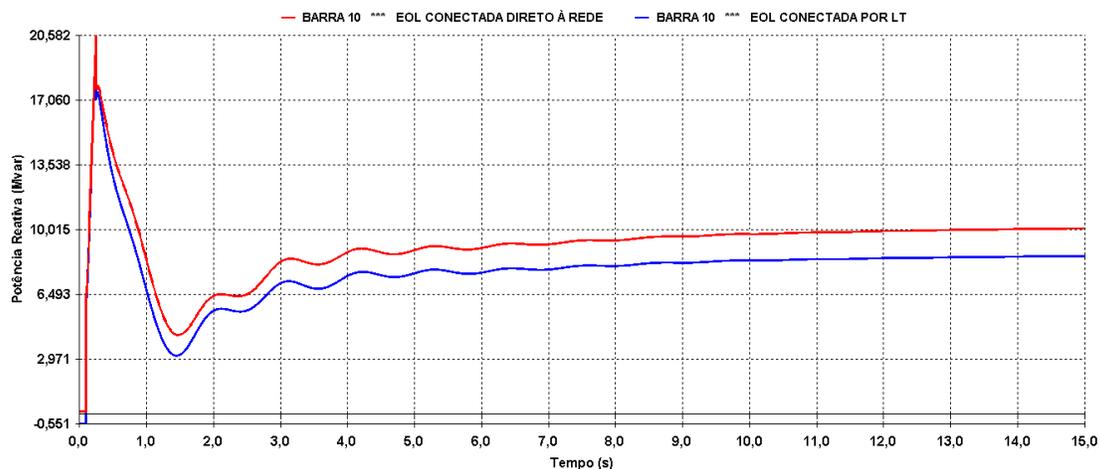


Figura 7-36 – Potência reativa da usina eólica da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Conexão próxima e afastada do sistema.

7.2.4. Caso 3 – Ponto de Controle de Tensão

No Caso 2 mostrou-se que, em função da distância elétrica entre o aerogerador e o sistema, há a diminuição do suporte de tensão ao sistema por parte dos aerogeradores.

No Caso 3, busca-se mostrar a influência da escolha da barra cuja tensão será controlada pelos aerogeradores tipo GIDA (adotado neste caso) e GSCC. Duas situações são simuladas no mesmo caso para demonstrar a importância deste requisito: o controle da tensão terminal dos aerogeradores e o controle de uma barra remota, isto é, de um ponto mais próximo da rede de transmissão.

O sistema proposto para o Caso 3 é apresentado na Figura 7-37. Foram acrescentados dois parques eólicos de 30 MW nas Barras 13 e 14 que, assim como os parques das Barras 10 e 12, foram conectados à rede por linhas de transmissão.

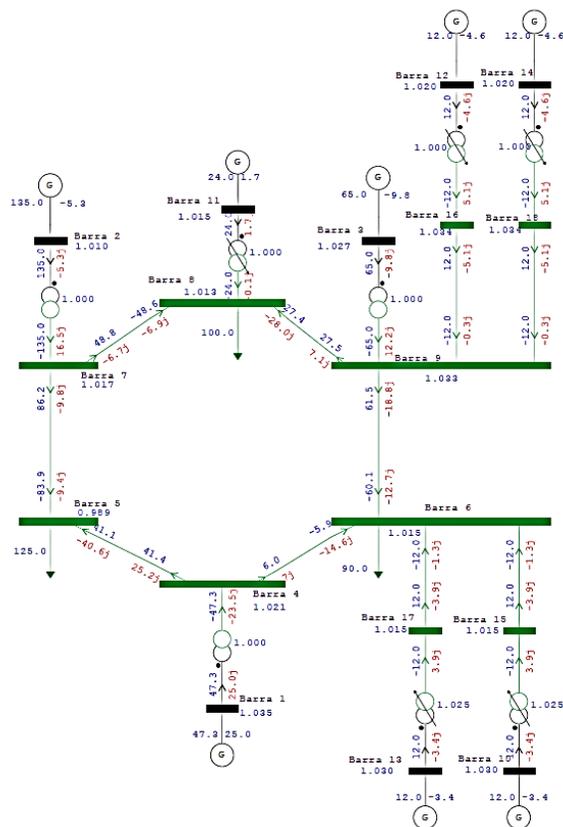


Figura 7-37 – Diagrama do Caso 3 - sistema 9 barras com parques eólicos afastados da rede de transmissão.

A comparação de desempenho foi feita pela simulação de um curto-circuito monofásico na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Observa-se, então, a tensão na Barra 6, que pode ser controlada pelas usinas da Barras 10 e 13, e também a tensão terminal dessas usinas.

Utilizando o controle de tensão da própria barra do aerogerador, observa-se na Figura 7-38 que, apesar de restabelecer a tensão na barra controlada após a falta (ver Figura 7-39), a tensão na Barra 6 fica em nível inferior ao da condição pré-falta. Já a estratégia de controlar a tensão na Barra 6, remota às usinas 10 e 13, permitiu que a tensão da Barra 6 retornasse ao valor pré-falta.

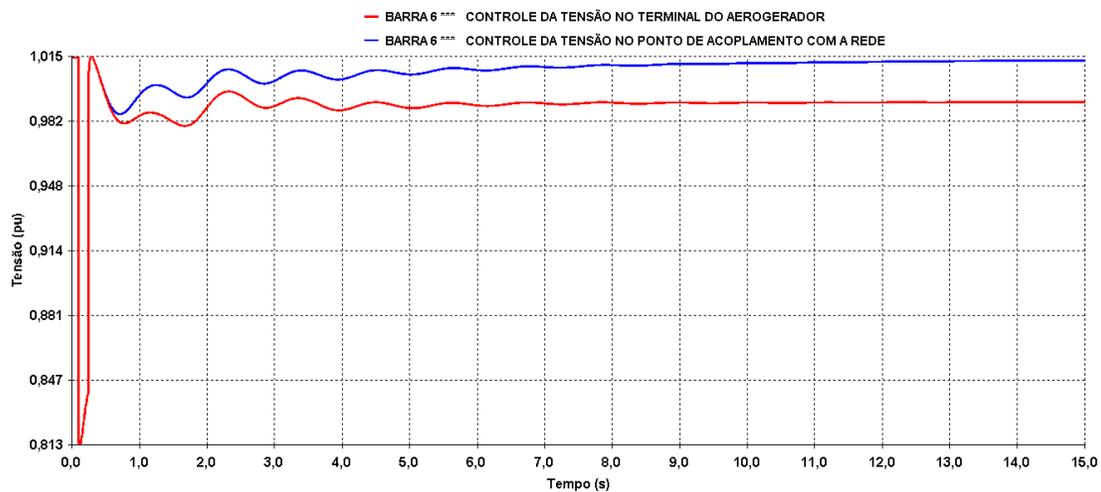


Figura 7-38 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.

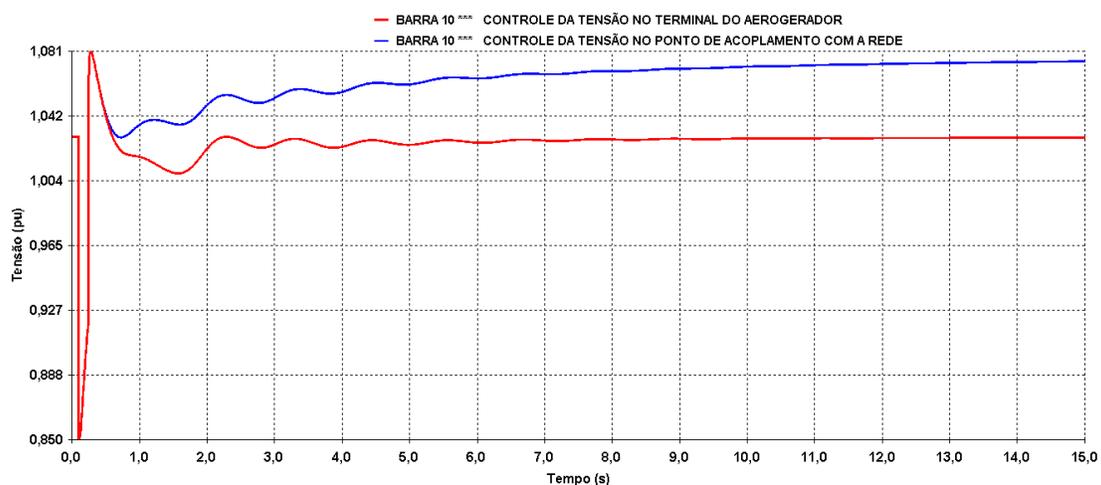


Figura 7-39 – Perfil de tensão da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.

A Figura 7-40 apresenta a potência reativa da usina da Barra 10 com controle de tensão local e remoto. Observa-se que, durante o curto-circuito, não há diferença de injeção de potência reativa entre os dois modos de controle, mas após a eliminação do curto-circuito, nota-se que o controle de tensão remoto, Barra 6, injeta mais potência reativa.

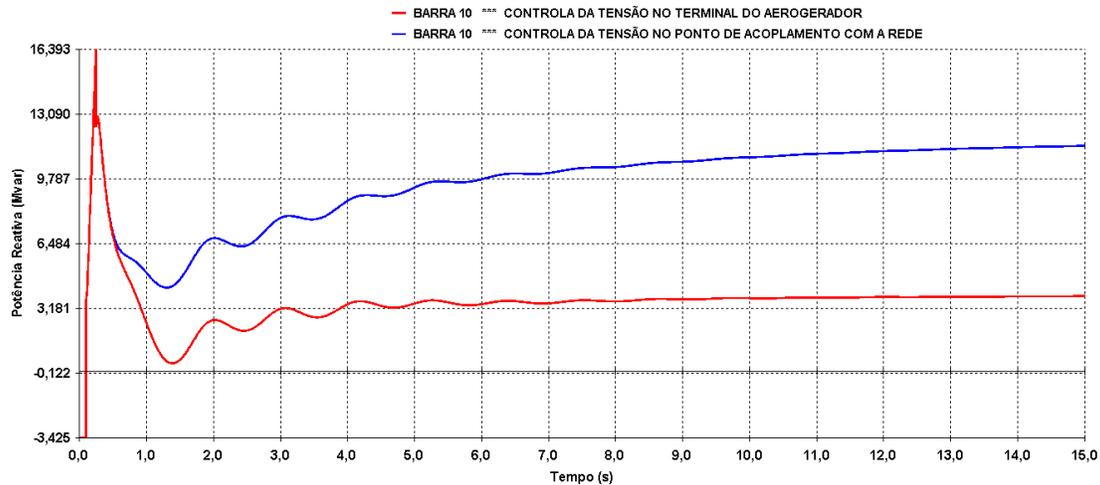


Figura 7-40 – Potência reativa da usina eólica da Barra 10. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Controle de tensão local e remoto - GIDA.

7.2.5. Caso 4 – Cenário de Baixa Geração Eólica

Usinas eólicas apresentam uma dificuldade operativa, tanto elétrica como energética, que é a escassez de sua energia primária em alguns momentos. A fonte de energia eólica, por sua característica intermitente, interrompe sua capacidade de gerar potência ativa com ventos abaixo de sua velocidade mínima de projeto, normalmente em torno de 3,5 m/s [41].

Uma vez não tendo potência ativa disponível na turbina eólica, tem-se ainda uma solução técnica para os aerogeradores, do tipo GIDA e GSCC, para manter ou aumentar a estabilidade de tensão do sistema. Abaixo da velocidade mínima do vento, o aerogerador perde a capacidade de gerar potência ativa; entretanto, os conversores podem continuar a controlar a tensão, mas esse não é um requisito técnico no Brasil.

Os conversores utilizados no aerogerador do tipo GIDA têm menor potência nominal quando comparados com o GSCC, aproximadamente 30% da capacidade nominal. Assim, na ocorrência de baixa velocidade de vento, a corrente reativa máxima é menor do que a nominal.

Já para o aerogerador GSCC, os conversores têm sua capacidade de suporte de potência reativa mantida mesmo na ausência de vento, já que o conversor é dimensionado

para a potência nominal do gerador (*full converter*). Existe ainda a possibilidade de que estes conversores tenham capacidade extra de potência reativa ou ainda que a faixa de operação seja como a de um STATCOM, conforme ilustrado na Figura 7-16. Equipamentos com capacidade de regular a tensão tendem a aumentar a estabilidade de tensão do sistema. Assim, foi analisado um caso com a intenção de demonstrar essa situação.

O Caso 4, Figura 7-41, utilizado para demonstrar o ganho de estabilidade de tensão em baixa velocidade de vento, tem três parques eólicos de 32,2 MW nas Barras de 10, 11 e 12. Estas usinas eólicas estão com despacho de 0% de potência ativa. Os fluxos de potência são os mesmo do caso base, pois nenhuma potência ativa ou reativa foi inserida.

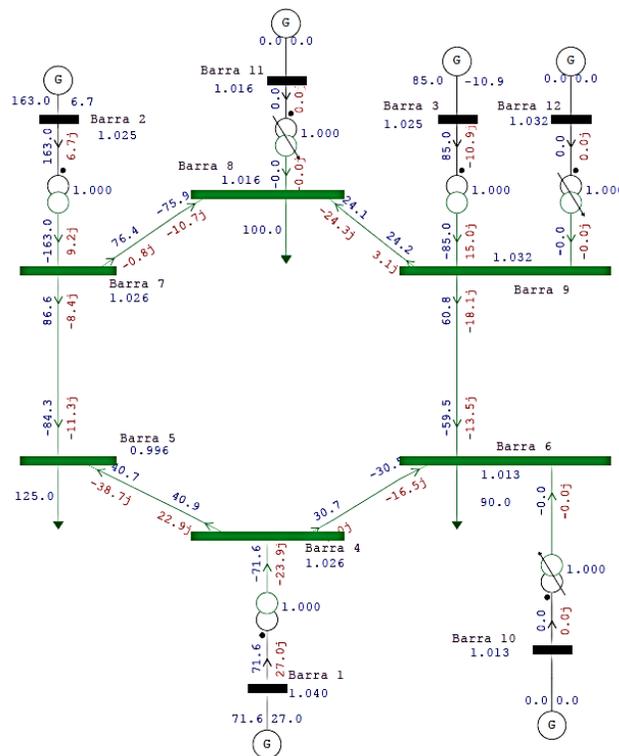


Figura 7-41 – Diagrama do Caso 4 - sistema 9 barras com parques eólicos próximos à rede de transmissão. Despacho nulo das usinas eólicas.

O curto-circuito monofásico na Barra 9 com abertura da LT 9-6 foi usado novamente para análise comparativa do desempenho do sistema em regime dinâmico. A Figura 7-42 apresenta o perfil de tensão na Barra 6, para o caso base e para o Caso 4. Esta barra é beneficiada pelo suporte de tensão oferecido principalmente pela usina eólica da Barra 10.

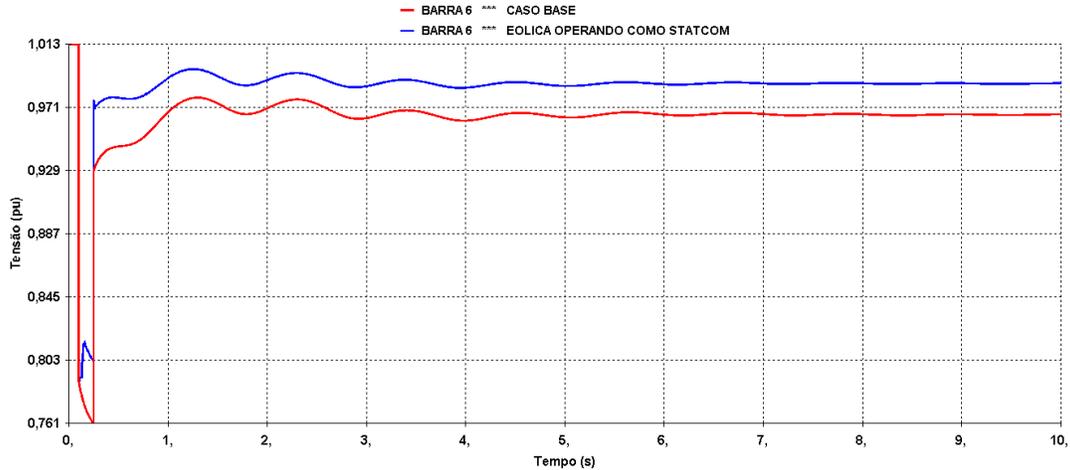


Figura 7-42 – Perfil de tensão da Barra 6. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6. Caso base e Caso 4.

Todos aerogeradores distribuídos nesse sistema influenciam positivamente para aumentar a tensão durante a falta e para a recuperação, mais rápida, após a eliminação da mesma.

A Figura 7-43 demonstra a potência reativa injetada, durante e após a falta, pelos aerogeradores do tipo GSCC. A usina da Barra 10 contribui durante o curto-circuito e após a eliminação da falta permanece injetando o máximo de sua capacidade de potência reativa, 13,71 Mvar. Esta capacidade das usinas eólicas de controlar a tensão ofereceu à Barra 6 uma tensão sustentada 2,1% maior que no caso base e até 4% maior durante o curto-circuito.

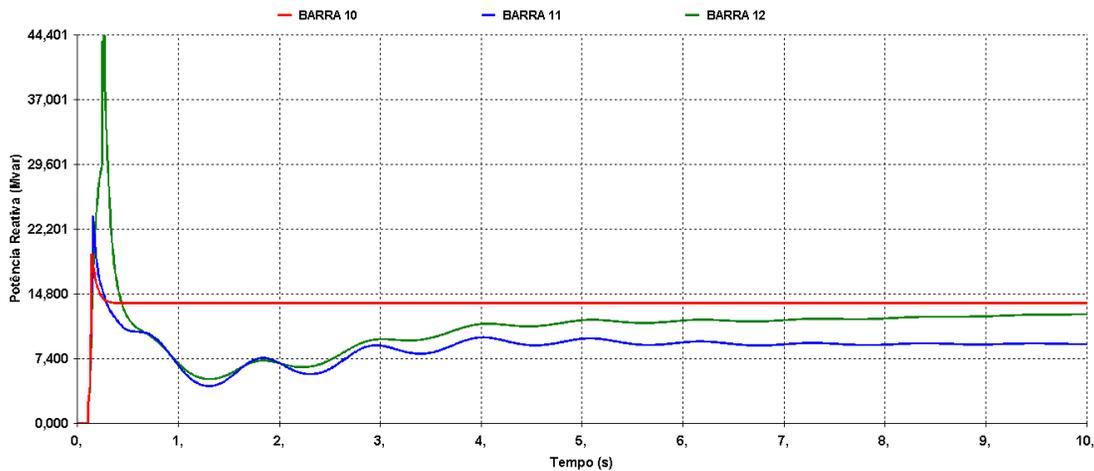


Figura 7-43 – Potência reativa das usinas eólica com modelo GSCC. Curto-circuito na Barra 9 e abertura da LT 9-6.

Portanto, aerogeradores podem ter capacidade de controle de tensão mesmo na ausência de energia eólica e esta capacidade aumenta a estabilidade de tensão de curto prazo do sistema elétrico.

7.2.6. Conclusões

A partir dos três tipos de aerogeradores apresentados: gerador de indução conectado diretamente à rede, gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono conectado por conversores, pode-se constatar o melhor desempenho dos dois últimos modelos quanto à contribuição para a estabilidade de tensão.

Os códigos de rede, dos países com grande número de usinas eólicas, apresentam requisitos de desempenho visando, claramente, aumentar a estabilidade de tensão, que só são atendidas por estes dois últimos tipos. Assim, por questões elétrica e econômica, o gerador de indução conectado diretamente à rede não é mais uma opção viável em mercados competitivos de energia elétrica, visto que, além das deficiências técnicas, tem menor rendimento energético.

7.3. Sistema Elétrico Brasileiro

Tendo estudado o comportamento dinâmico de diferentes tipos de aerogeradores em sistemas de pequeno porte, pode-se, mais facilmente, compreender sua interação com um sistema de grande porte como o Sistema Elétrico Brasileiro, que tem uma malha de transmissão interligando quase todo o país.

Uma questão importante para a estabilidade de tensão nas interligações é a extensão da rede de transmissão em 500 kV, que liga o Norte ao Sudeste, maior centro consumidor de energia elétrica do país. Até 2015, essa interligação Norte-Sudeste, com três circuitos em 500 kV, era a principal rede para troca de energia entre essas regiões. Nesta configuração, a perda de um circuito ou elevados fluxos de potência provocavam esgotamento no suporte de tensão nessas linhas de transmissão [52]. Com o crescimento do parque gerador nas regiões Norte e Nordeste foram estudadas novas soluções para escoar essa energia.

Para o período entre 2016 e 2020, foi planejada para a região Nordeste uma grande expansão nas suas interligações [1]. E, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 [1], há a tendência de que as regiões Norte e Nordeste continuem sendo grandes exportadoras de energia, haja vista que neste documento constam indicações de expansão das interligações entre Norte e Sudeste e entre Nordeste e Sudeste até 2024, fim do horizonte estudado.

Essa rede planejada permitirá que a capacidade de recebimento da região Nordeste salte de 5.900 MW para 10.900 MW e a capacidade de fornecimento da região Nordeste aumente de 7.700 MW para 13.400 MW. Estas obras são os primeiros passos para possibilitar a exportação da energia eólica produzida na região Nordeste e permitir o recebimento da nova UHE Belo Monte, que está na região Norte.

A conexão da grande usina hidrelétrica Belo Monte (11.000 MW) requereu obras de reforço com linhas de transmissão CA em 500 kV, no Norte, que possibilitam escoar as primeiras unidades geradoras. Na outra ponta do elo CCAT, região Sudeste, o reforço da rede CA teve a função de receber a injeção dos dois bipolos, com potência nominal de 4.000 MW cada [53] [54].

Após a definição da rede de transmissão capaz de escoar essa grande usina da região Norte, foram estudadas soluções para escoar energia eólica da região Nordeste, considerando a capacidade instalada de 20.000 MW das usinas eólicas dessa região [55] [44], incluindo a expansão da rede de transmissão em 500 kV ligando o Nordeste ao Sudeste.

O incremento da capacidade das interligações prova a existência de grandes fluxos de potências entre essas áreas e, tal condição de operação, pode gerar instabilidade de tensão ou mesmo colapso. As usinas eólicas da região Nordeste, como principal fonte dessa região, passam a ter um papel importante para a segurança elétrica, inclusive a estabilidade de tensão nas interligações.

Cabe ressaltar que toda essa expansão da capacidade de transmissão, considerada nesta dissertação, será possível com dois elos CCAT de 4.000 MW e a adição de mais de 7.000 km de linhas de transmissão em 500 kV, que perpassam o Nordeste, Minas Gerais e o Espírito Santo.

Sobre estabilidade de tensão, uma característica interessante a ser mencionada, que será ilustrada com algumas simulações, refere-se à malha de 500 kV da região Nordeste. Essa rede coleta a energia das usinas eólicas e, ao mesmo tempo, auxilia dinamicamente quando ocorrem faltas envolvendo os elos CCAT que partem do Norte.

A partir das características eletro-energéticas expostas acima, foram estudadas perturbações na rede de transmissão que pudessem afetar sua estabilidade de tensão. Nessas simulações buscou-se evidenciar, mais uma vez, os benefícios para a segurança elétrica do SEB quando as usinas eólicas são dotadas de capacidade de controlar a tensão.

Nessas análises foram usados os três tipos de aerogeradores apresentados na Seção 7.1: Gerador de Indução Conectado Diretamente - GICD, Gerador de Indução Duplamente Alimentado – GIDA e o Gerador Síncrono Conectado por Conversor - GSCC.

A possibilidade de que todos aerogeradores da Bahia sejam GICD é nula; entretanto, os aerogeradores da região Nordeste foram modelados com este tipo de tecnologia, a fim de demonstrar a melhoria na margem de segurança e ganho nos montantes de energia que podem ser transferidos de uma área para outra.

Sabendo-se que a região sul da Bahia foi diagnosticada nas análises estáticas (Seção 6.1.5) como uma região carente de suporte de tensão, essa região foi escolhida para investigar as possíveis contribuições para melhorar a estabilidade de tensão do SIN.

7.3.1. Modelagem das Usinas Eólicas

A modelagem das usinas eólicas começou pela criação de equivalentes das usinas que se conectam a um mesmo ponto. Na literatura científica constam demonstrações de que é possível manter a equivalência de comportamento dinâmico ao se agrupar aerogeradores de um mesmo parque ou de parques próximos [14].

Critérios muito rigorosos para este tipo de consideração devem ser tomados, tanto do ponto de vista da característica das máquinas a serem agrupadas, como no cálculo da nova impedância do equivalente. Nesta dissertação, por simplificação na modelagem, adotou-se o mesmo tipo de aerogerador para todas as usinas a cada simulação efetuada.

Foram agrupados, em um único modelo, parques eólicos que estão em paralelo e têm a mesma impedância de sua barra ao ponto de conexão, conforme exemplo da Figura 7-44.

No exemplo da Barra 57457 de 34,5 kV Rio do Fogo, foram agrupados sete usinas totalizando 99 MW em um único modelo para estudos em regime dinâmico. O equivalente da rede coletora consiste na conexão das barras dos seus parques. Dado que suas linhas de transmissão de 34,5 kV estão em paralelo, têm a mesma impedância entre o ponto de conexão e as usinas, e possuem os mesmos modelos de aerogeradores, o comportamento dinâmico do sistema com as usinas individualizadas ou agrupadas pode ser admitido como equivalente.

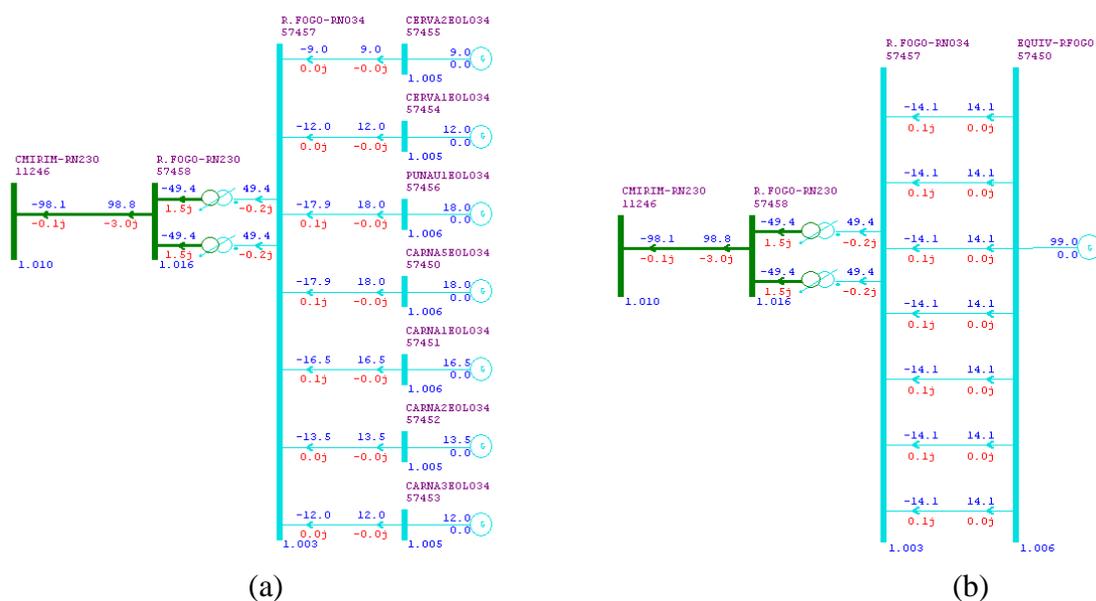


Figura 7-44 – Diagrama unifilar da rede coletora de Rio do Fogo - RN. (a) rede de referência (b) rede equivalente.

Na Figura 7-45 demonstra-se que o comportamento dinâmico dos parques agrupados ou individualizados é equivalente. Para um curto-circuito monofásico na barra de 230 kV da subestação Ceará Mirim (11246) a potência ativa e reativa apresentaram valores próximos durante toda a simulação, sendo que a maior diferença foi de 3,4% da potência reativa injetada na barra de 230 kV Rio do Fogo (57458), durante o curto-circuito.

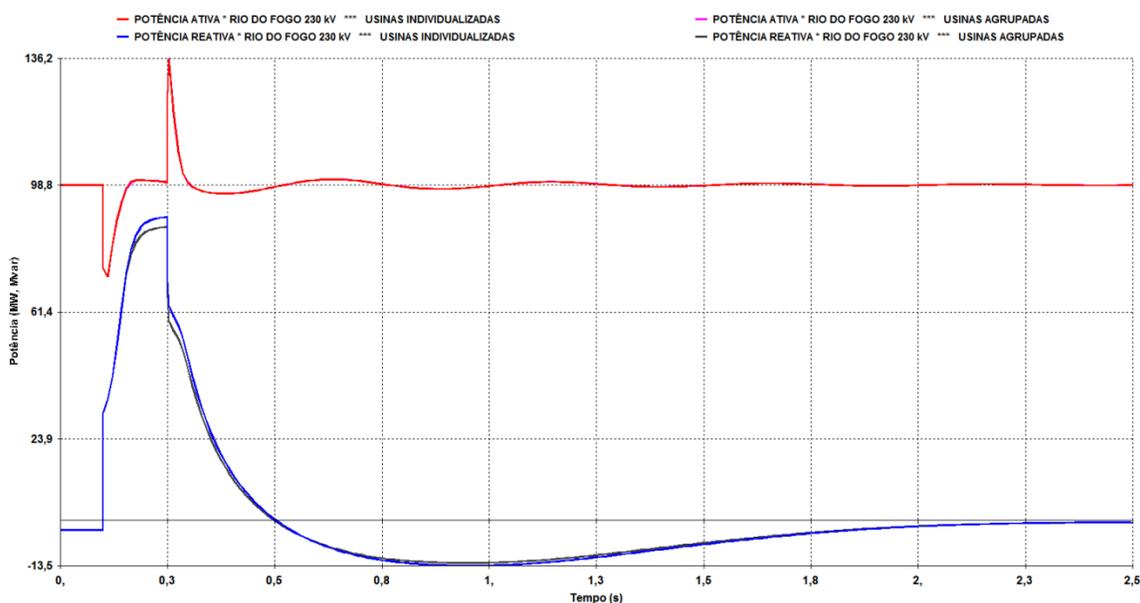


Figura 7-45 – Potência ativa e reativa injetada na barra de 230 kV Rio do Fogo - RN. Usinas individualizadas e agrupadas.

A lista de equivalentes construídos para as usinas eólicas do Nordeste está na Tabela 7-1.

Tabela 7-1– Equivalentes de usinas eólicas.

NOME DA BARRA	Potência [MW]	NOME DA BARRA	Potência [MW]
Col. BRW I	89	Macaubas	95
Col. BRW II	81	V.NOR1EOL034	307
Col. Caetité ABC	75	VSROSAEOL034	120
Col. Sequoia	216	ITARE1EOL034	98
SE A13.1	168	ARARASEOL034	147
SE A13.2	118	I.GRANEOL034	152
SE A16.1	71	EMBUACEOL034	153
SE A5.1	57	FLEXE1EOL034	115
SE A5.3	42	JANDAIEOL034	101
SE Assuruá 1	68	GOIABEEOL034	90
SE Assuruá 2	166	VAMAZ5EOL011	120
SE Caetité 123	60	CAICA1EOL013	112
SE Campo Formoso	180	REIVE1EOL034	119
SE Casa Nova	180	MVENT1EOL034	144
SE Casa Nova	52	EURUS6EOL034	188
SE Cristal	90	ASBRA2EOL034	188
SE Itaguaçu da Bahia	280	BFEIJ1EOL034	120

SE LER 2013	46	ARAAZUEOL034	125
SE PE A1.2	63	RNASC1EOL034	120
SE PE A6	70	VTSMGLEOL034	120
SE PE A8	49	CARNA5EOL034	132
SE Pedra Branca	90	RIACH1EOL034	150
SE Sento Sé	140	CARNBSEOL034	114
SE Serra Azul	120	VSTBR1EOL034	192
SE Umburanas	368	S.VAC1EOL034	120
SE Ventos da Bahia	60	SE Sobral III - 500 kV	829
VSEST1EOL034	120	SE Acaraú II - 230 kV	200
VSJOA2EOL034	210	SE Pecém II - 500 kV	200
VSJOA1EOL034	240	SE Aracati III - 230 kV	75
VSAUG1EOL034	108	SE Mossoró II - 230 kV	535
SE Miranda - 500 kV	526	SE Açu III - 500 kV	274
SE Piripiri - 230 kV	264	SE João Câmara III 500 kV	1243
SE Ibiapina II - 500 kV	1233	SE Ceará Mirim 500 kV	475
SE C. Grande III - 500 kV	340	SE Lagoa Nova II - 230 kV	325
SE Angelim II	171	SE Caldeirão Grande - 500 kV	416
SE Olindina - 500 kV	169	SE S. João do Piauí - 500 kV	314
TOTAL = 14.708 MW			

Levando em consideração as restrições dos critérios para agrupamento de parques eólicos, a potência total das usinas eólicas do Nordeste modeladas com os controles para estudo em regime dinâmico foi de 14.708 MW. Esse montante representa apenas 62% da capacidade total considerada nesta dissertação.

7.3.1. Critérios de Segurança

Os valores observados nesta dissertação, tais como os limites de tensão em regime permanente, estão apresentados na Tabela 7-2. Estes valores são os mesmo considerados nos estudos de planejamento [54]. Os valores de tensão máxima e mínima são monitorados após a estabilização do sistema.

Tabela 7-2 – Limite de tensão [54].

Tensão (kV)	Mínima (p.u.)	Máxima (p.u.)
765	0,95	1,046
500	0,95	1,100
440	0,95	1,046
345	0,95	1,050
230	0,95	1,050

Outro critério importante considerado, nesta dissertação, para medir a diferença no desempenho dinâmico com os diferentes tipos de aerogerador, refere-se ao critério de segurança no primeiro afundamento de tensão após a eliminação da perturbação. Subtensões podem ativar a proteção de subtensão de diversos equipamentos e provocar a instabilidade do sistema. Portanto, adotou-se o valor de 0,80 pu da tensão nominal como o limite de afundamento de tensão [54], para balizar o desempenho dinâmico do sistema. Durante a perturbação, quanto mais próximo deste valor as tensões do sistema chegarem, mais inseguro e quanto mais próximo da tensão pré-falta, mais seguro está o sistema.

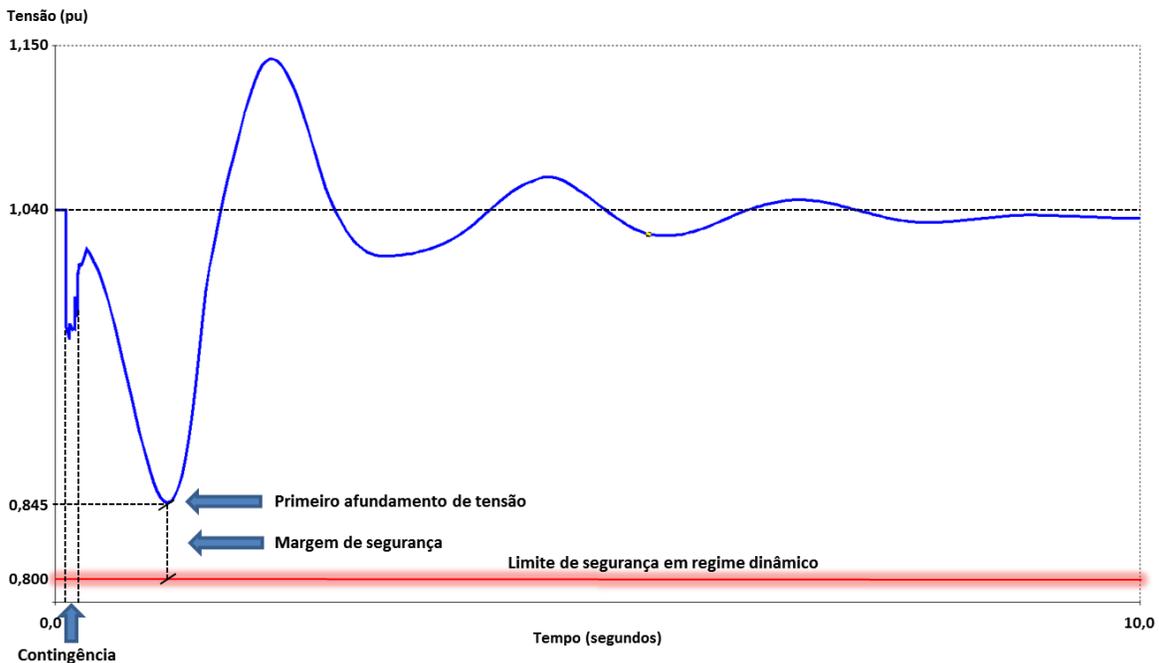


Figura 7-46 – Primeiro afundamento de tensão após contingência.

7.3.2. Desempenho Dinâmico

Utilizando o *software* Anatem, foram realizadas contingências severas para demonstrar o papel das usinas eólicas. Na região da rede elétrica do Norte, Nordeste e Sudeste, a perda de um bipolo de Xingu ou do bipolo proposto para o Nordeste é a falta com maior impacto em sua estabilidade de tensão. Assim, esta será a emergência mais abordada.

As investigações quanto ao desempenho dinâmico têm por objetivo:

- Identificar as usinas eólicas de maior importância para a estabilidade de tensão nas interligações regionais;
- Estudar estratégias em que as usinas eólicas possam aumentar a estabilidade de tensão de curto prazo;
- Analisar o comportamento das usinas eólicas sem a interligação NE-SE.

7.3.3. Análise das Principais Perturbações

Para o estudo da estabilidade de tensão local, isto é, das faltas que têm impacto preponderante em uma região, observa-se que o suporte de tensão de usinas eólicas muito distantes eletricamente tem impacto bem inferior ao daquelas que estão próximas à falta.

Por exemplo, um curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igarorã com abertura da LT 500 kV Igarorã-Janaúba, tem baixo impacto nas usinas eólicas do Ceará ou Rio Grande do Norte, durante e após o curto-circuito. Assim, como não há necessidade de se modelar as usinas eólicas do Sul do Brasil, quando se estuda a rede do Ceará, pode também não haver necessidade de se modelar algumas usinas eólicas do Nordeste, que estejam eletricamente distantes da área de interesse.

A ausência da modelagem significa desprezar os modelos dinâmicos do aerogerador e assumir que a usina de uma determinada barra tem a característica de impedância constante, comportando-se como um elemento passivo frente às perturbações na rede. Quando se trata de sistemas de grande porte, como o Sistema Elétrico Brasileiro, a

quantidade de elementos modelados interfere significativamente na quantidade de trabalho e tempo envolvidos para o estudo.

Na Figura 7-47 é apresentado o perfil de tensão da SE 500 kV Igaporã 3, que sofre uma falta monofásica e, mesmo modelando 7.350 MW a mais de usinas eólicas no Litoral, não foi observada diferença que alterasse a avaliação desse evento na Bahia. Nesta simulação foram utilizados modelos GIDA para todos os aerogeradores.

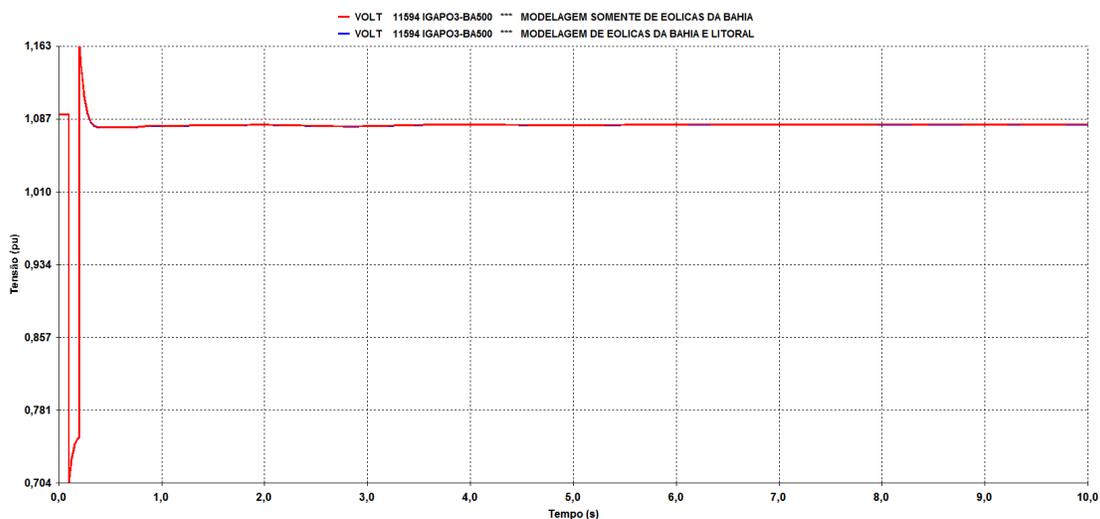


Figura 7-47 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.

Tomando a SE 500 kV João Câmara 3 como referência, percebe-se que a tensão varia pouco nas barras acima da Bahia, Figura 7-48. A maior variação de tensão ocorre durante o curto-circuito, e o comportamento de uma usina eólica que se conecta nesta subestação pode ser observado na Figura 7-49 e Figura 7-50.

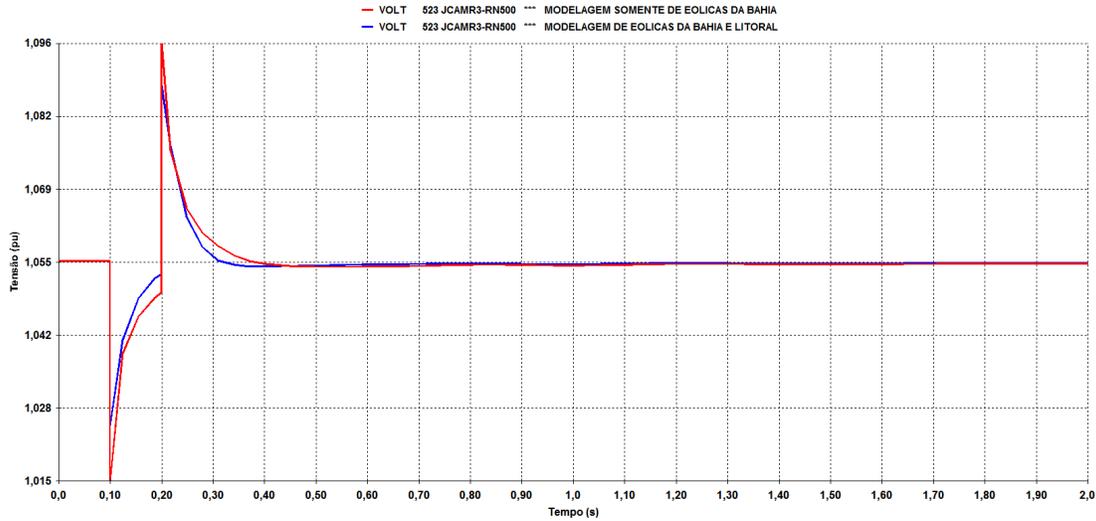


Figura 7-48 – Tensão na SE 500 kV João Câmara3 — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.

Percebe-se na Figura 7-49 e na Figura 7-50 que, enquanto o modelo GIDA, adotado para esta simulação, mantém a potência ativa mais próxima do valor inicial, a usina não modelada apresenta maiores oscilações. Por outro lado, essa usina remota ao curto-circuito apresentou maior redução no consumo de potência reativa. Isto é explicado pelo controle de potência reativa, que detectou variação da tensão controlada.

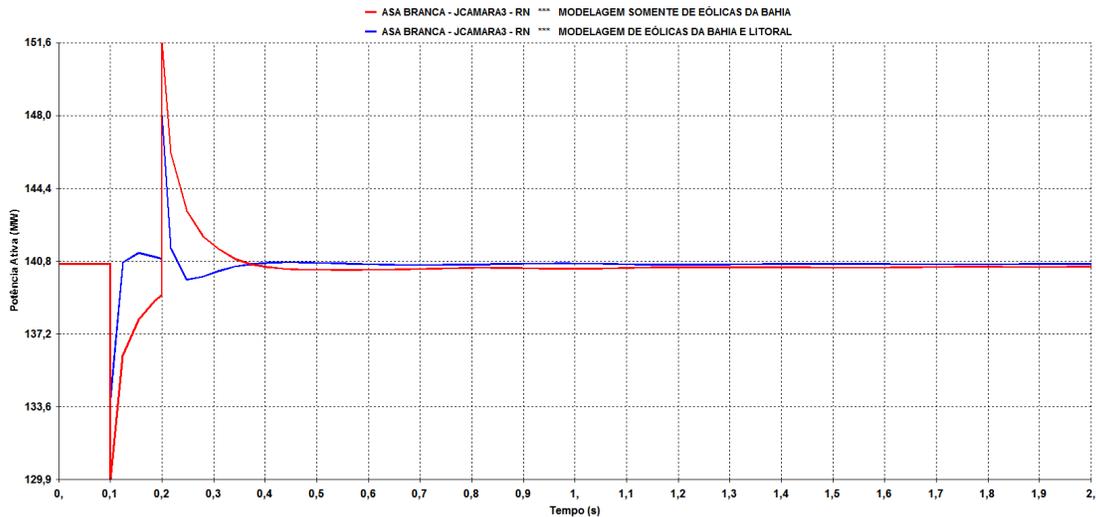


Figura 7-49 – Potência ativa na SE 138 kV Asa Branca — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.

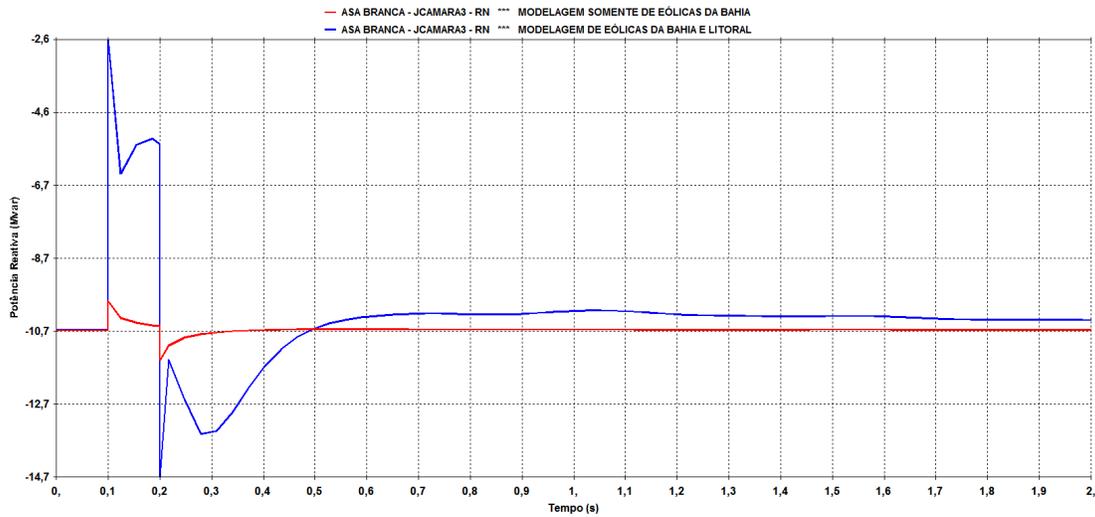


Figura 7-50 – Potência reativa na SE 138 kV Asa Branca — curto-circuito monofásico na SE 500 kV Igaporã 3 com abertura da LT 500 kV Igaporã3-Janaúba2. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.

Assim como observado em um curto-circuito monofásico, o curto-circuito trifásico na SE 500 kV Igaporã 3, com e sem modelagem das usinas eólicas do Litoral, não apresentou diferenças relevantes no perfil de tensão desta subestação, Figura 7-51. Outra observação, para este evento, é que nenhum aerogerador foi desconectado por subtensão, atendendo o requisito de suportabilidade durante perturbações.

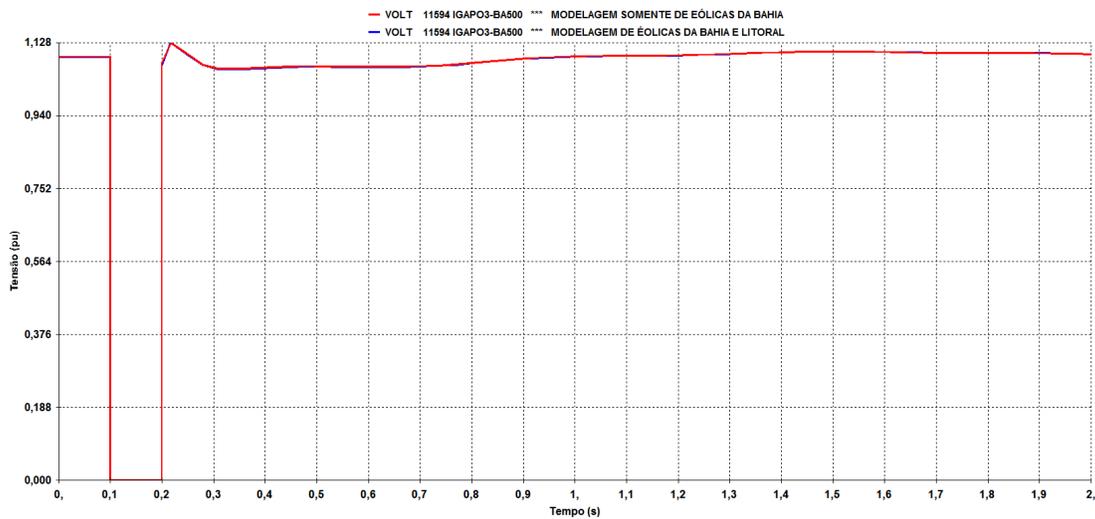


Figura 7-51 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 — curto-circuito trifásico na SE 500 kV Igaporã 3. Com e sem modelagem de usinas eólicas do Litoral.

Mesmo com as diferenças observadas no desempenho de usinas eólicas remotas, modeladas e não modeladas, conclui-se que, para estudos de estabilidade de tensão na Bahia, não é essencial a modelagem das usinas eólicas no Litoral.

Outros tipos de perturbações no sistema de transmissão que requer atenção na modelagem das usinas eólicas são aquelas que envolvem os elos CCAT de Xingu ou os possíveis elos futuros que possuam estações conversoras no Norte ou Nordeste.

No cenário estudado, em que o Norte e Nordeste exportam 19.800 MW, faltas nas proximidades das inversoras, que provocam a interrupção momentânea do fluxo de potência nos elos CCAT, e perdas de um polo, mostraram-se menos severas do que a perda de um bipolo.

A perda de um polo não é tão impactante porque há o recurso de sobrecarga no polo remanescente. Já a perda de um bipolo pode exigir esquemas especiais de controle de emergência de atuação rápida, como o desligamento de unidades geradoras, tomada de carga por outro bipolo, etc. Em função do montante de energia e do ponto de operação, as dezenas de milissegundos até que máquinas do Norte ou outro bipolo tomem carga, podem não ser suficientes para aliviar os fluxos na interligação CA e estabilizar as máquinas. Assim, o operador pode optar por intercâmbios menores. Mas, essa decisão pode representar elevados custos políticos e desperdício de energia hidráulica e eólica do Norte e Nordeste. Portanto, o suporte de tensão oferecido pelas usinas eólicas, envolvidas diretamente com as interligações, tem um benefício econômico quando eliminam restrições de transporte de energia.

Inicialmente, apresenta-se o desempenho dinâmico do sistema durante a perda do bipolo Xingu-Terminal Rio, sem desligar máquinas no Norte e sem aplicar a sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito. Observa-se na Figura 7-52 que as tensões das barras de 500 kV da interligação CA sofrem rápido colapso. Ao mesmo tempo em que há um colapso de tensão, ocorre a perda de estabilidade angular. Após a perda do bipolo, os geradores do Norte e Nordeste aceleram continuamente, enquanto os geradores das outras áreas reduzem sua velocidade até a perda de sincronismo, Figura 7-53.

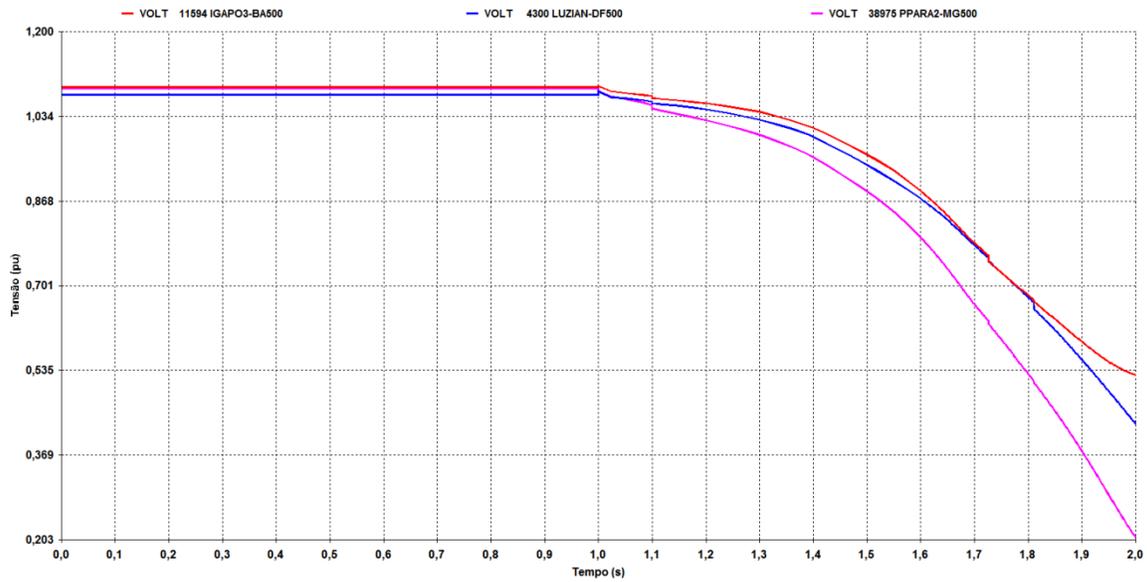


Figura 7-52 – Tensão nas barras de 500 kV da interligação CA Norte/Nordeste com Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito e sem alívio de geração.

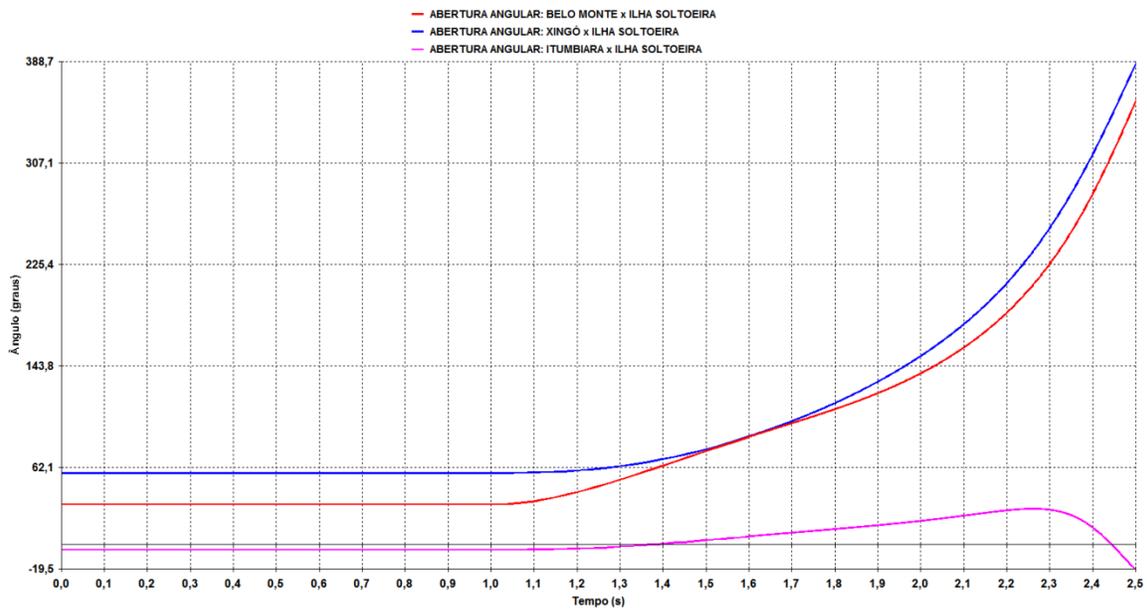


Figura 7-53 – Abertura angular entre máquinas do Norte, Nordeste e Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito e sem alívio de geração.

A tentativa de utilizar somente o recurso de sobrecarga no bipolo Xingu-Estreito, paralelo à interligação CA, não foi eficaz, pois esse bipolo não conseguiu assumir a sobrecarga para o transporte de energia do Norte ao Sudeste, Figura 7-54, visto que a tensão CA de sua estação inversora decrescia continuamente após o bloqueio do bipolo. A tensão CA da estação inversora cai porque, como não houve alívio de geração no Norte, o Sudeste recebeu subitamente uma elevação de fluxos de potência pela rede CA de transmissão, que não tinha suporte de potência reativa suficiente. O comportamento das tensões e ângulos nessa simulação são similares ao apresentado na Figura 7-52 e Figura 7-53.

O bipolo de Xingu-Terminal Rio é bloqueado no instante $t = 1,0$ s e, 100 ms após esse bloqueio, o bipolo de Xingu-Estreito recebe uma ordem de potência para que assumir sobrecarga de 50%, por 5 segundos. A corrente contínua do bipolo Xingu-Estreito atinge 50% de sobrecarga; entretanto, a potência ativa não atinge o valor desejado, pois a tensão contínua das pontes conversoras decresce continuamente após o bloqueio do bipolo vizinho.

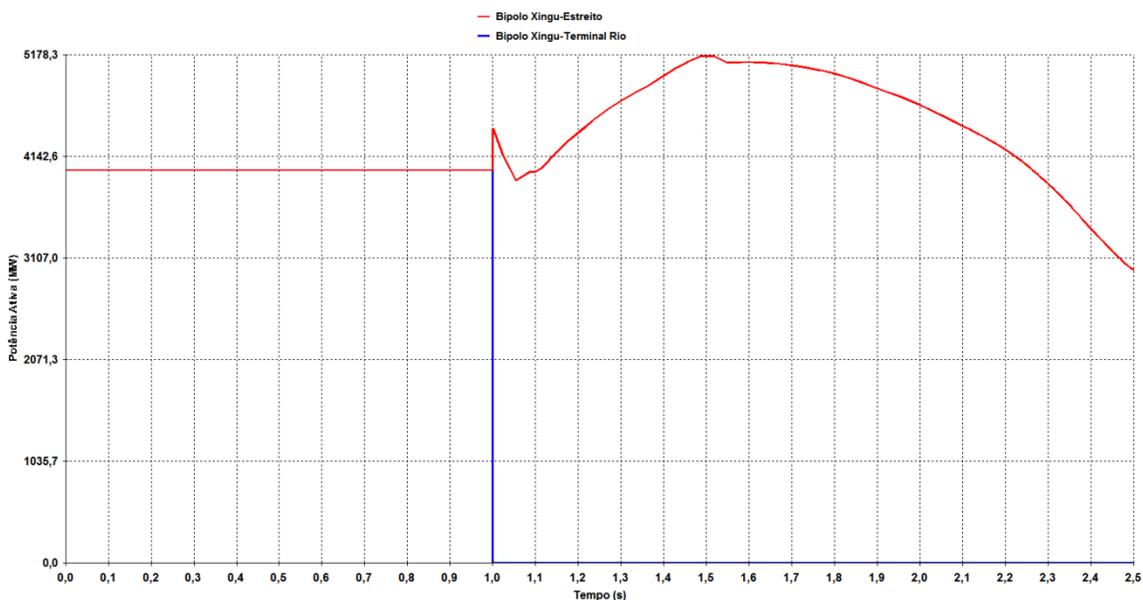


Figura 7-54 – Potência ativa dos bipolos de Xingu — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio sem alívio de geração.

Utilizando os dois recursos para contornar a severa contingência de perder o bipolo Xingu-Terminal Rio, observa-se que o sistema reencontra o equilíbrio. Na Figura 7-55, apresenta-se a potência ativa transmitida pelos elos CCAT de Xingu para o Sudeste. O bipolo de Xingu-Terminal Rio é bloqueado e, 100 ms após esse bloqueio, o bipolo de Xingu-Estreito assume sobrecarga de 50% por 5 segundos e lentamente cai para 33%. Somente este recurso de sobrecarga do bipolo não seria suficiente para evitar o colapso de tensão na interligação. Assim, 220 ms após o bloqueio, 4 máquinas da UHE Belo Monte (4x611 MW) são desligadas. Os tempos considerados para esse evento são os mesmos adotados nos estudos de planejamento dos bipolos de Xingu [54].

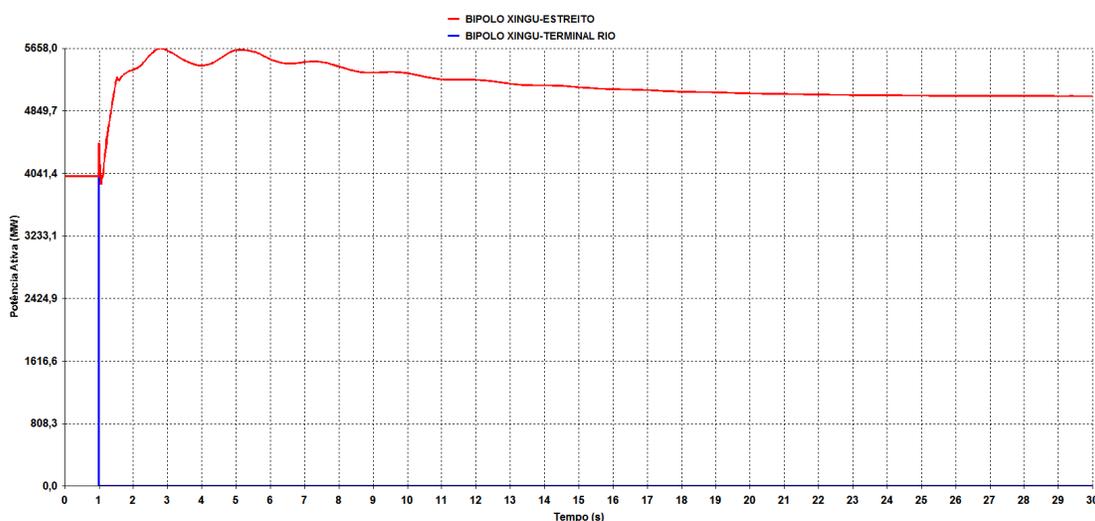


Figura 7-55 – Potência dos elos CCAT de Xingu — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Mesmo com o alívio de geração no Norte e a sobrecarga no bipolo remanescente de Xingu, observa-se ainda uma variação momentânea de 1.500 MW na interligação CA. Esse acréscimo repentino de um grande bloco de energia na rede CA que está em paralelo com os elos CCAT, confirma a necessidade de compensação variável de potência reativa. Na Figura 7-56, apresenta-se o fluxo de potência ativa de algumas linhas de transmissão CA de 500 kV, que ligam o Norte e Nordeste ao Sudeste.

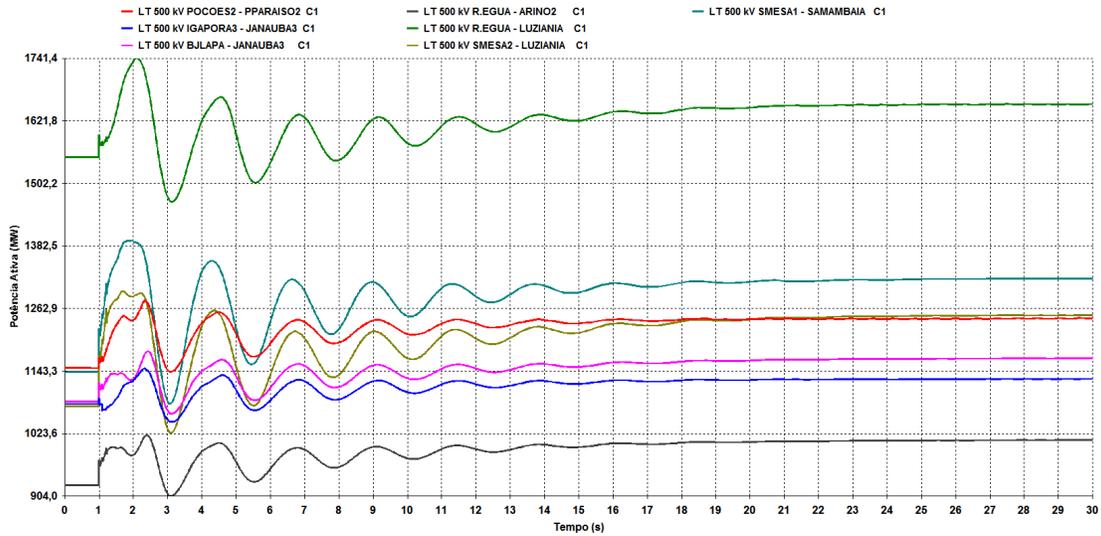


Figura 7-56 – Fluxos na interligação em 500 kV Norte/Nordeste e Sudeste — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Apesar da grande mudança de despacho no Norte e a alteração dos fluxos, o sistema não perde a estabilidade angular, como se observa na Figura 7-57. Caso não fossem adotadas as medidas especiais: de sobrecarga no elo CCAT vizinho e alívio de geração; configurar-se-ia, então, a perda de estabilidade angular com a aceleração descontrolada das máquinas do Norte e Nordeste, mostradas na Figura 7-53, e, observar-se-ia, simultaneamente, o esgotamento do suporte de potência reativa na rede de interligação CA, mostrado na Figura 7-52.

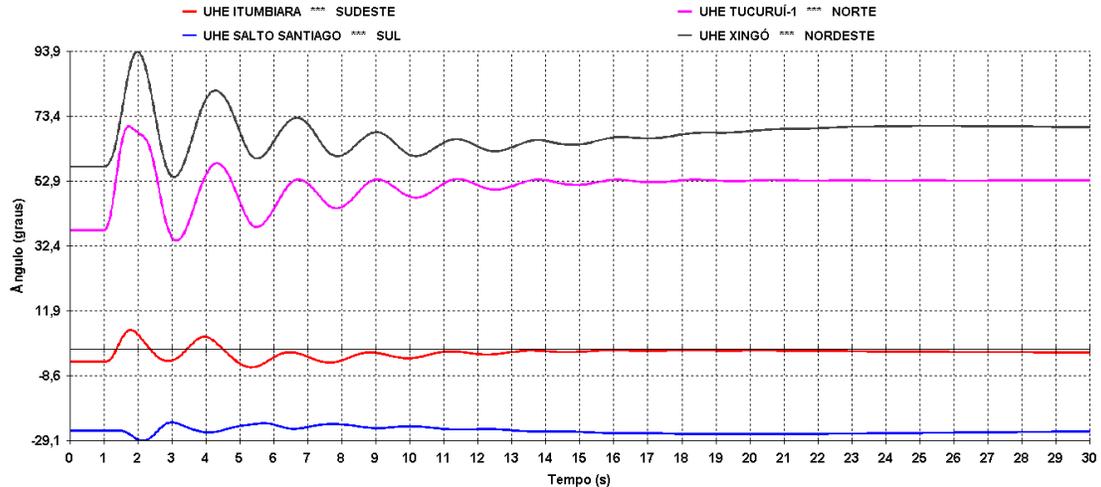


Figura 7-57 – Abertura angular das usinas em relação à UHE Ilha Solteira — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Outra observação relevante da simulação do bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio é o suporte de tensão que as usinas da Bahia oferecem à interligação, ao passo que as usinas do Litoral sofrem menor perturbação e oferecem menor suporte. Na Figura 7-58, apresenta-se a potência reativa de uma usina eólica da Bahia e outra do Rio Grande do Norte, de forma que possam representar a tendência de comportamento das usinas de cada região. Nota-se que, nos instantes seguintes ao bloqueio, as usinas eólicas da Bahia injetam substancial quantidade de potência reativa e as usinas do Litoral reagem à pequena oscilação de tensão.

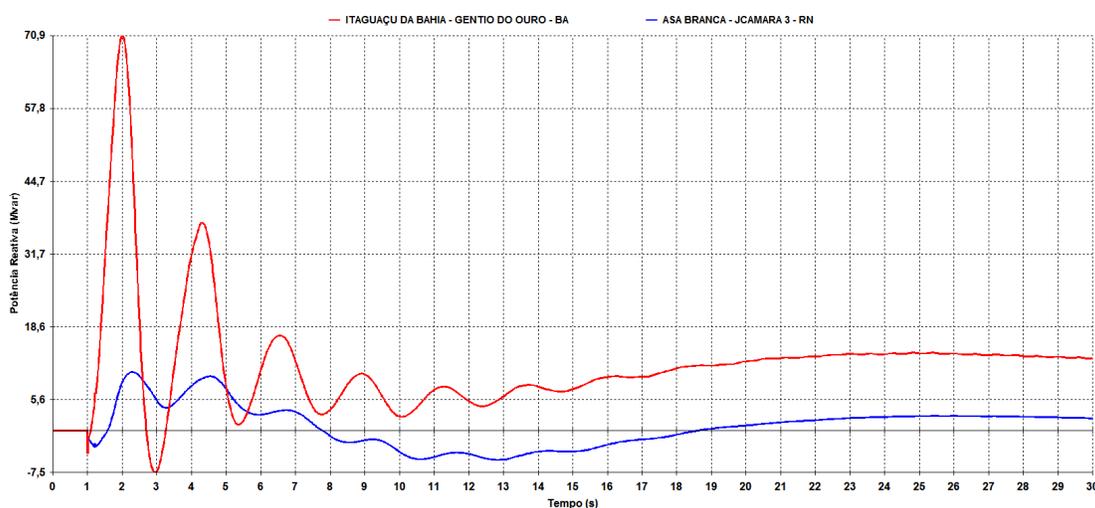


Figura 7-58 – Potência reativa de usinas eólicas da Bahia e Rio Grande do Norte — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Mesmo com o suporte de tensão das usinas eólicas da Bahia, como ilustrado na Figura 7-58, a oscilação de tensão, nesta região, tende a ser mais acentuada que no Litoral. João Câmara 3, no Rio Grande do Norte, e Igarorã 3, na Bahia, são subestações de 500 kV com grande concentração de usinas eólicas; por isso, foram escolhidas para ilustrar na Figura 7-59 a diferença de perfil de tensão entre as regiões.

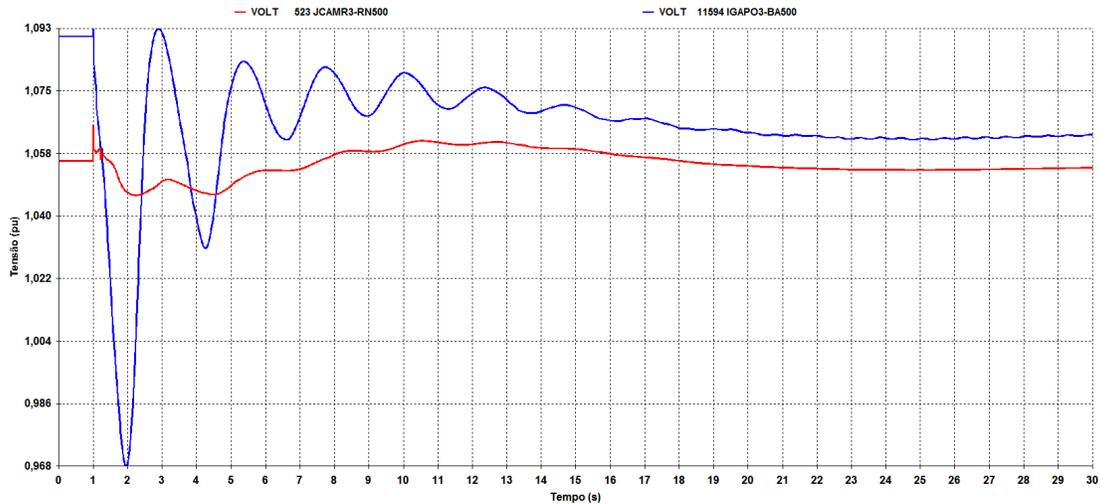


Figura 7-59 – Tensão de subestações de 500 kV no Rio Grande do Norte e na Bahia — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Há duas conclusões sobre a perda do elo CCAT de 4.000 MW que liga Xingu ao Terminal Rio: as usinas eólicas da Bahia podem desempenhar papel estratégico na estabilidade de tensão do SIN, pois estão conectadas em pontos que sofrem repentinos aumentos de fluxo de potência; e as usinas eólicas do Litoral são menos requisitadas para esse evento. Essa questão suscita a possibilidade de dotar os aerogeradores (ou as usinas) da Bahia com maior capacidade de potência reativa dinâmica.

7.3.4. Restrição de Intercâmbio

A maior ou menor capacidade de potência reativa e a estratégia de controle de tensão das usinas eólicas da Bahia interferem diretamente na quantidade de energia exportada das regiões Norte e Nordeste. Para demonstrar tal efeito, algumas variações nos modelos dessas usinas foram feitas, atestando a importância que essa região tem para a estabilidade de tensão do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A primeira comparação é entre usinas com (GSCC) e sem (GICD) controle de tensão. A possibilidade de que todos aerogeradores da Bahia sejam GICD é nula; entretanto, busca-se demonstrar o salto na margem de estabilidade de tensão, quando se exige a instalação de equipamentos com controle de tensão. Na Figura 7-60, apresenta-se a

tensão na SE 500 kV Igaporã 3, na ocorrência do bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio e o corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte.

Observa-se que, segundo o critério de segurança, notadamente o primeiro afundamento de tensão, a interligação CA Bahia-Minas Gerais apresenta maior segurança operativa, quando são utilizados aerogeradores com capacidade de controle de tensão.

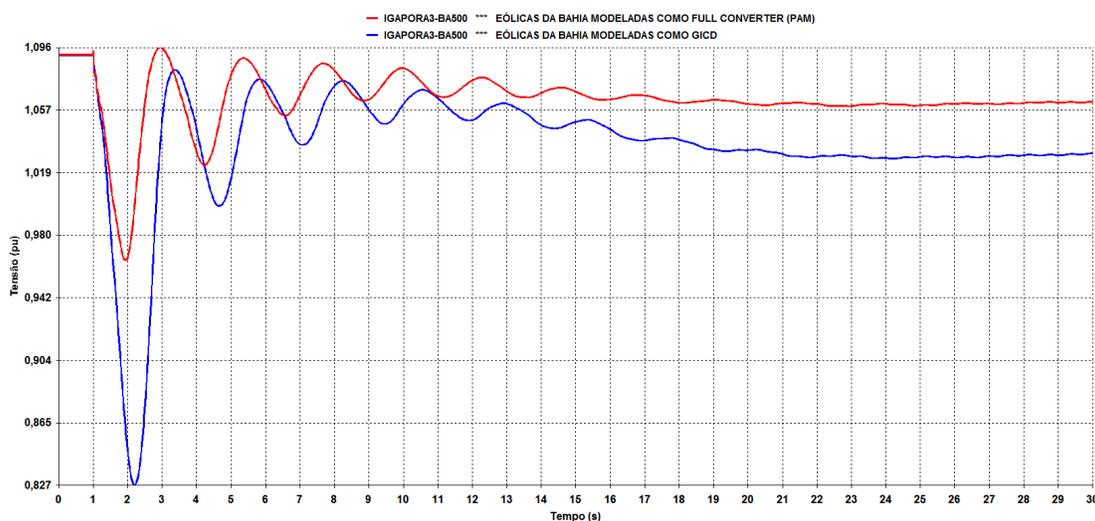


Figura 7-60 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio, corte de 4 máquinas da UHE Belo Monte. Comparação entre aerogeradores da Bahia com e sem controle de tensão.

Ainda fazendo uso dos dois tipos de aerogerador, buscou-se condições favoráveis para o caso com aerogeradores sem controle de tensão (GICD), de modo que a segurança do sistema, medida pelo primeiro afundamento de tensão, na barra de Igaporã 3, fosse similar ao caso em que se tem controle de tensão (GSCC).

Para melhorar a estabilidade de tensão com GICD, demonstrados na Figura 7-61, duas medidas foram simuladas: desligar mais máquinas da UHE Belo Monte ou redução prévia do intercâmbio. Considerando que o sistema consiga preservar a estabilidade angular, desligar mais máquinas seria o mais interessante do ponto de vista energético e econômico; entretanto, desligar mais de 4 máquinas nesse caso de estudo, aumenta a oscilação de tensão. E, mesmo desligando-se 6 máquinas, o primeiro afundamento de tensão foi maior que no caso em que as usinas eólicas controlam a tensão.

Quanto à outra possibilidade de melhorar a estabilidade de tensão, observou-se que o redespacho para reduzir o intercâmbio da ordem de 1.280 MW, mantendo o corte das

mesmas 4 máquinas, após o bloqueio do bipolo, foi suficiente para se obter uma condição de segurança similar ao caso com aerogeradores GSCC.

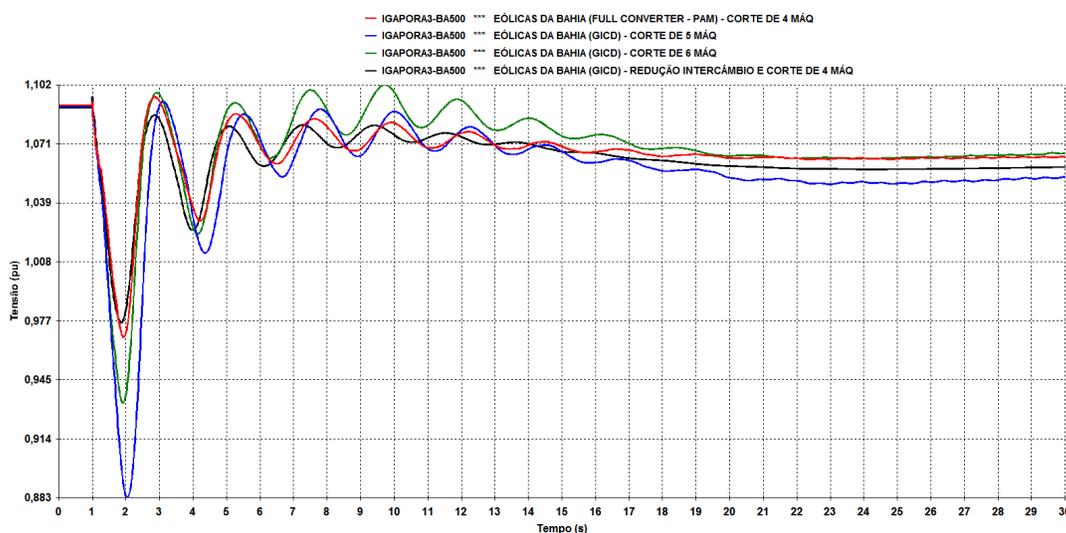


Figura 7-61 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Margem de estabilidade de tensão similar entre aerogeradores da Bahia com e sem controle de tensão.

Das tentativas de melhorar a estabilidade de tensão com aerogeradores sem controle de tensão, observou-se que esquemas especiais de controle têm limites na sua eficiência, pois desligar mais máquinas pode aumentar a oscilação de tensão. Por outro lado, a redução de intercâmbio melhorou a estabilidade de tensão, mas diminuiu a capacidade de transportar energia das regiões produtoras, Norte e Nordeste, para as regiões de maior carga, Sudeste e Sul.

A instalação de usinas eólicas com capacidade de controle de tensão na Bahia, mostrou-se uma boa opção para melhorar a estabilidade de tensão com intercâmbios elevados. Nesses tipos de aerogerador, pode-se encontrar diferença na sua capacidade de injeção ou absorção de potência reativa e diferentes estratégias de controle. Na Figura 7-62, demonstra-se o desempenho do sistema com duas variações nos aerogeradores a partir do modelo GSCC adotado (curva em vermelho). A primeira variação no modelo refere-se à redução da capacidade máxima de corrente, que mostrou ser capaz de influenciar o desempenho dinâmico durante o primeiro afundamento de tensão. A mudança no modelo foi no sentido de reduzir a capacidade máxima de corrente de 1,205 para 1,00 pu, por isso o desempenho foi pior. A segunda variação do modelo consistiu em passar o controle de tensão da barra terminal de malha fechada para malha aberta, isto é, o sinal de tensão da

barra controlada deixou de realimentar continuamente o controle do aerogerador, que injetava ou absorvia potência reativa, para atingir uma tensão de referência. No controle em malha aberta, o aerogerador passou a atuar de forma discreta, para controlar a tensão de acordo com faixas de monitoração (histerese) pré-estabelecidas, sem a necessidade de manter a tensão controlada no valor de referência.

O resultado demonstra que, as usinas da Bahia tendem a ser solicitadas intensamente na primeira oscilação, de modo que a capacidade de corrente máxima influencia a margem de estabilidade de tensão. Da mesma forma, a estratégia de controle também altera sobremaneira o comportamento do aerogerador e nesta variação, com controle em malha aberta, a tensão da SE 500 kV Igaporã chegou ao limite de segurança.

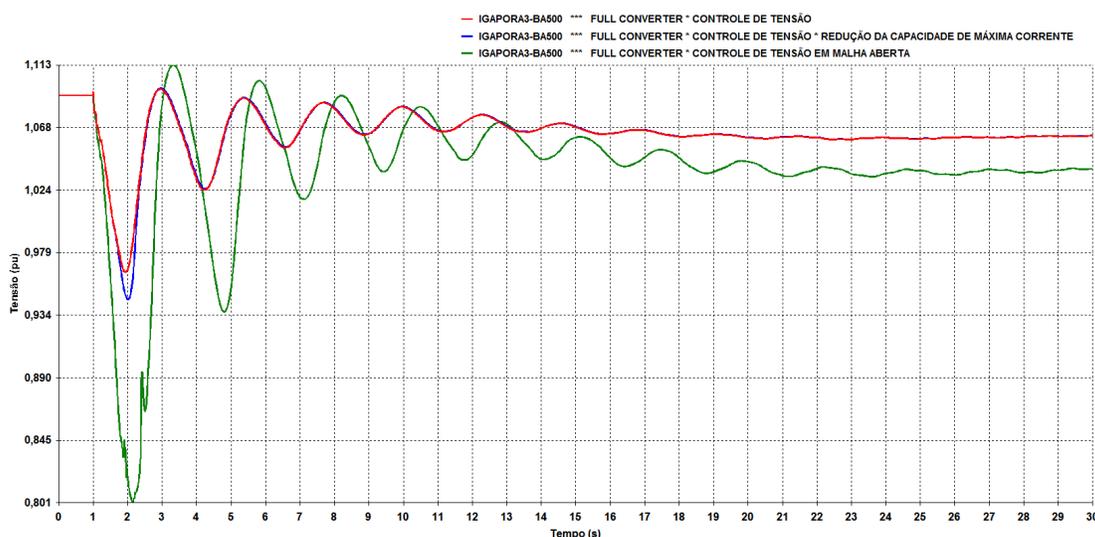


Figura 7-62 – Tensão SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Margem de estabilidade de tensão com a redução da capacidade de controle de tensão pelos aerogeradores.

7.3.5. Aumento do Suporte de Potência Reativa

Diferentemente do cenário até agora estudado, em que todos aerogeradores do Nordeste estavam com elevado despacho, o cenário desta análise considera baixa a velocidade de vento na Bahia, enquanto o Litoral tem velocidade alta de vento. Esta condição está ilustrada na Seção 5.1. Enquanto o despacho das usinas eólicas do Litoral foi de 75%, as usinas da Bahia foram despachadas com 8% da sua capacidade nominal.

Apesar da redução do despacho na Bahia, o recebimento do Sudeste continuou alto, com 18.200 MW, sendo que o limite nominal do planejamento é de 14.200 MW. Mais detalhes desse cenário podem ser encontrados na Seção 5.4.

Observa-se na Figura 7-63 que, para a perda do bipolo Xingu-Terminal Rio, esse cenário pode requisitar elevado suporte de potência reativa das usinas eólicas da Bahia. Nessa figura, todas as usinas eólicas atingiram sua capacidade máxima, realçando que sua localização na rede de transmissão é estratégica para o controle de tensão.

Por ser um cenário com intercâmbio menor, foi necessário o corte de apenas 3 máquinas da UHE Belo Monte para que se mantivesse a estabilidade de tensão do SIN.

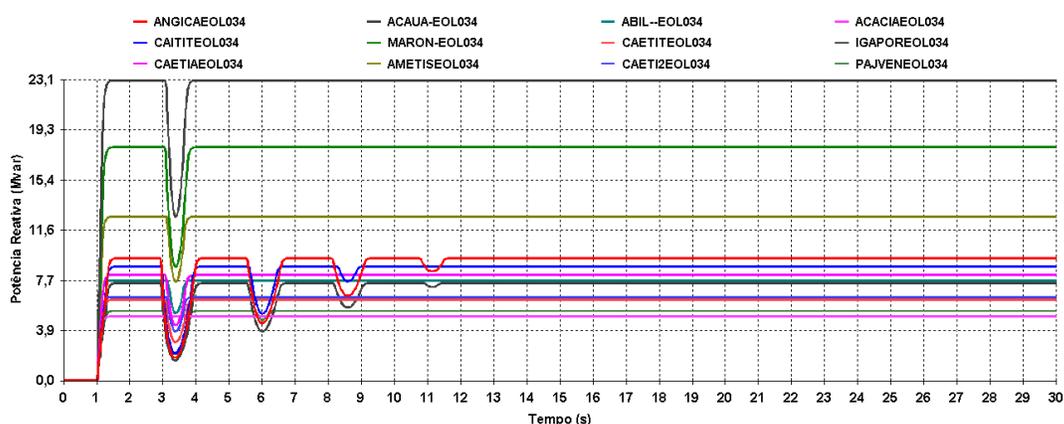


Figura 7-63 – Potência reativa de usinas eólicas da Bahia — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Situação em que aerogeradores estão no limite de potência reativa.

Para demonstrar que essa interligação CA tende a solicitar suporte de potência reativa em situações adversas, foram simulados dois casos: o primeiro, com todos aerogeradores GSCC na Bahia na configuração padrão do fabricante; o segundo caso, com todos aerogeradores da Bahia com a capacidade de operar como STATCOM. Pela curva de capacidade de potência reativa de aerogeradores operando como STATCOM, demonstrada na Figura 7-16, percebe-se sua possível aplicação nesse caso, pois os aerogeradores da Bahia, com despacho de 8%, estão em um ponto de operação que reduz sua capacidade de geração ou absorção de potência reativa.

Das curvas de permanência de vento da Bahia em 2014 [40], pode-se inferir que em aproximadamente 30% do tempo houve geração eólica entre 0 e 20%, justamente a faixa em que os aerogeradores têm sua capacidade de potência reativa reduzida.

A Figura 7-64 apresenta a potência reativa de uma usina eólica da região de Igaporã, sul da Bahia, com aerogeradores na configuração padrão e como STATCOM. Neste caso, o aerogerador modelado como GSCC padrão tem um limitador dinâmico que, em função da geração ativa, diminui a geração reativa.

Com geração ativa acima de 20% da potência nominal, este modelo pode gerar ou absorver potência reativa em até 42,6%, em relação à potência ativa nominal. Abaixo de 20% da potência ativa nominal, o limitador começa a reduzir a geração reativa, de forma que, com 8% de geração ativa, a maior geração reativa exigida é de 13,2% da potência ativa nominal.

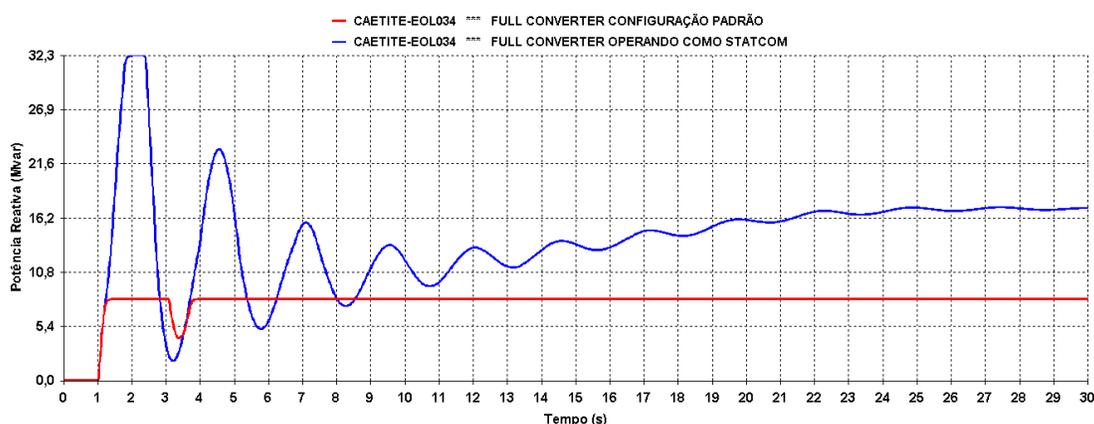


Figura 7-64 – Potência reativa da usina eólica Caetité ABC - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo *Full Converter* padrão e como STATCOM .

Como resultado do maior suporte oferecido pelo aerogeradores operando como STATCOM, apresenta-se na Figura 7-65 o perfil de tensão da SE 500 kV Igaporã para a mesma comparação. As vantagens de se ter equipamentos com maior capacidade e amplitude de pontos de operação, podem ser observadas nessa simulação, sendo elas: menor afundamento e oscilação de tensão, bem como tensões sustentadas em nível mais próximo à condição pré-falta.

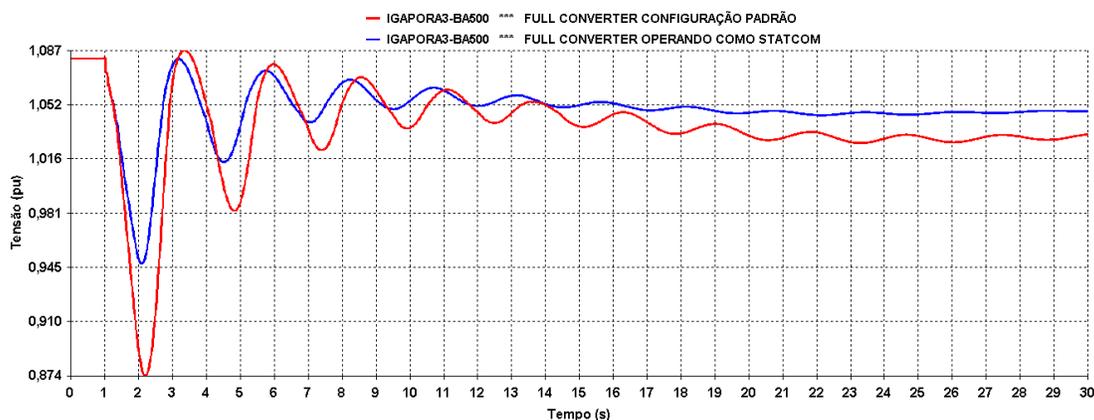


Figura 7-65 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo *Full Converter* padrão e como STATCOM.

Se nas simulações anteriores todos os aerogeradores foram modelados como STATCOM, apresenta-se agora uma comparação em que todos aerogeradores da Bahia estão na configuração padrão do GSCC com duas alternativas em que se acrescenta capacidade de potência reativa: na primeira alternativa, 44 usinas de 30 MW operam como STATCOM; na segunda alternativa, 2 Compensadores Estáticos de Potência Reativa são inseridos no SIN. O montante de acréscimo de capacidade de potência reativa às alternativas não teve um parâmetro específico, mas somente diferencia o comportamento do caso base.

Na alternativa que apresenta aerogeradores operando como STATCOM, o critério de escolha dos aerogeradores a serem modelados como STATCOM seguiu o diagnóstico da Seção 6.1.5, que aponta a região sul da Bahia como a que tem menor margem de transferência deste Estado.

Quanto à localização dos CER's, seguiu-se o mesmo critério da Seção 6.1.5; entretanto, não se limitou ao Estado da Bahia. Foi adicionado um CER de -75/+150 Mvar na SE 500 Janaúba e outro equipamento similar na SE 500 Padre Paraíso 2, ambas as subestação em Minas Gerais.

Assim, pelo desempenho de equipamentos concentrados e já conhecidos, CER, a compreensão dos benefícios de aerogeradores na Bahia, com maior capacidade de potência reativa, fica facilitada. Outro fator importante dessa comparação é que, por ela, em mais de um cenário, pode-se planejar e escolher qual a alternativa é a de menor custo e que atende tecnicamente aos critérios adotados.

A SE 500 kV Ibicoara, adotada na comparação, é uma das que apresentou menor margem de estabilidade de tensão. Embora não seja uma das barras escolhida para ter aerogeradores operando como STATCOM, nem um CER, ela situa-se em um ponto intermediário entre ambas as alternativas.

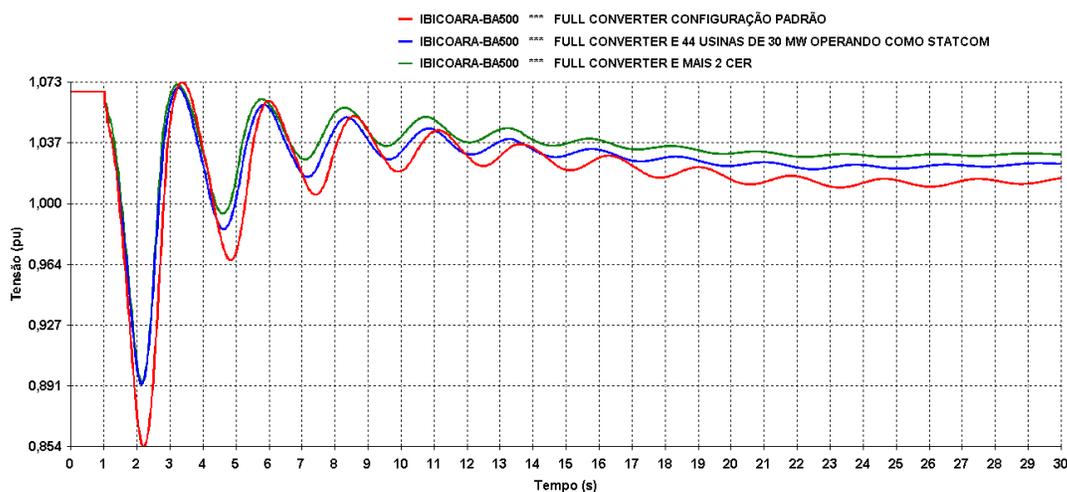


Figura 7-66 – Tensão na SE 500 kV Ibicoara - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Operação com modelo *Full Converter* padrão; 44 usinas como STATCOM e outra alternativa com 2 CER's.

7.3.6. Operação Abaixo da Velocidade Mínima

Tendo demonstrado o benefício que as usinas eólicas podem oferecer quando estão com elevado despacho e quando têm despacho reduzido, pretende-se, neste caso, demonstrar mais uma possibilidade de prestação de serviço pelas usinas eólicas. Trata-se do suporte de potência reativa, quando o vento está abaixo da velocidade mínima (aproximadamente 3,5 m/s), o que não permite o despacho de potência ativa.

Foi considerado que, as 44 usinas selecionadas na Seção 7.3.5 operam com a velocidade de vento abaixo da velocidade mínima. Assim, caso esses aerogeradores não sejam preparados para usar seus conversores, quando estiverem com velocidade inferior à velocidade mínima, não será possível injetar potência ativa nem absorver ou gerar potência reativa.

Na Figura 7-67 apresenta-se a comparação do perfil de tensão da SE 500 kV Igaporã 3 com duas modelagens: na primeira, assume-se que as 44 usinas sem geração ativa estão desligadas; na segunda, essas usinas foram modeladas como STATCOM, isto é, mesmo sem potência ativa oferecem suporte de potência reativa.

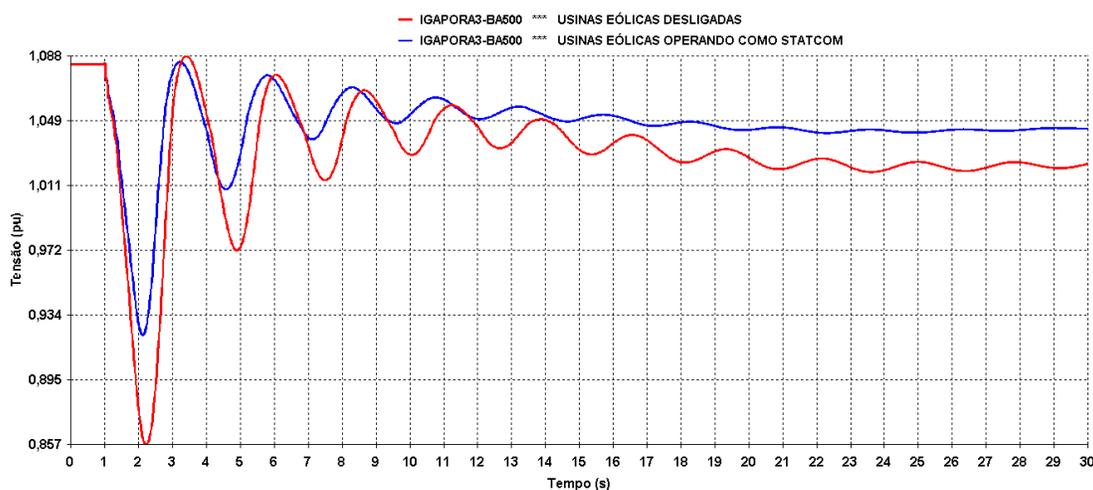


Figura 7-67 – Tensão na SE 500 kV Igaporã 3 - BA — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio. Usinas sem despacho: desligadas ou operando como STATCOM.

Observa-se que na região de Igaporã, que conta com o maior número de usinas das 44 selecionadas, a margem de tensão é superior tanto no primeiro afundamento de tensão quanto em condição normal, quando essas usinas estão modeladas como STATCOM.

Pelas informações das características do vento no Nordeste, Seção 5.1, pode-se inferir que a permanência desse cenário é baixa; entretanto, reforça o potencial de serviços das usinas da Bahia que usam conversores eletrônicos, eólicas e futuramente fotovoltaicas.

7.3.7. Desempenho Dinâmico sem a Interligação Bahia-Minas

Com o objetivo de verificar o comportamento das usinas eólicas da Bahia, sem a ampliação que fortalecerá a ligação entre o Nordeste e Sudeste, adotou-se um sistema fictício que pode ser observado na Figura 7-68.

Este sistema fictício apresenta um terceiro elo CCAT de 4.000 MW que tem uma função similar à da rede de 500 kV NE-SE. Pode-se observar, na Figura 7-68, a ausência de inúmeras linhas de transmissão de 500 kV, que fazem parte do sistema planejado, Figura

5-6. As principais ausências para a interligação são as linhas de transmissão que conectam as subestações de: Bom Jesus da Lapa, Igaporã, Ibicoara e Sapeaçu. Estas linhas de transmissão, no sul da Bahia, desempenham papel importante na inserção de fonte eólica e solar nesse Estado, e também oferecem um aumento de transmissão de aproximadamente 6.000 MW [44] [55].

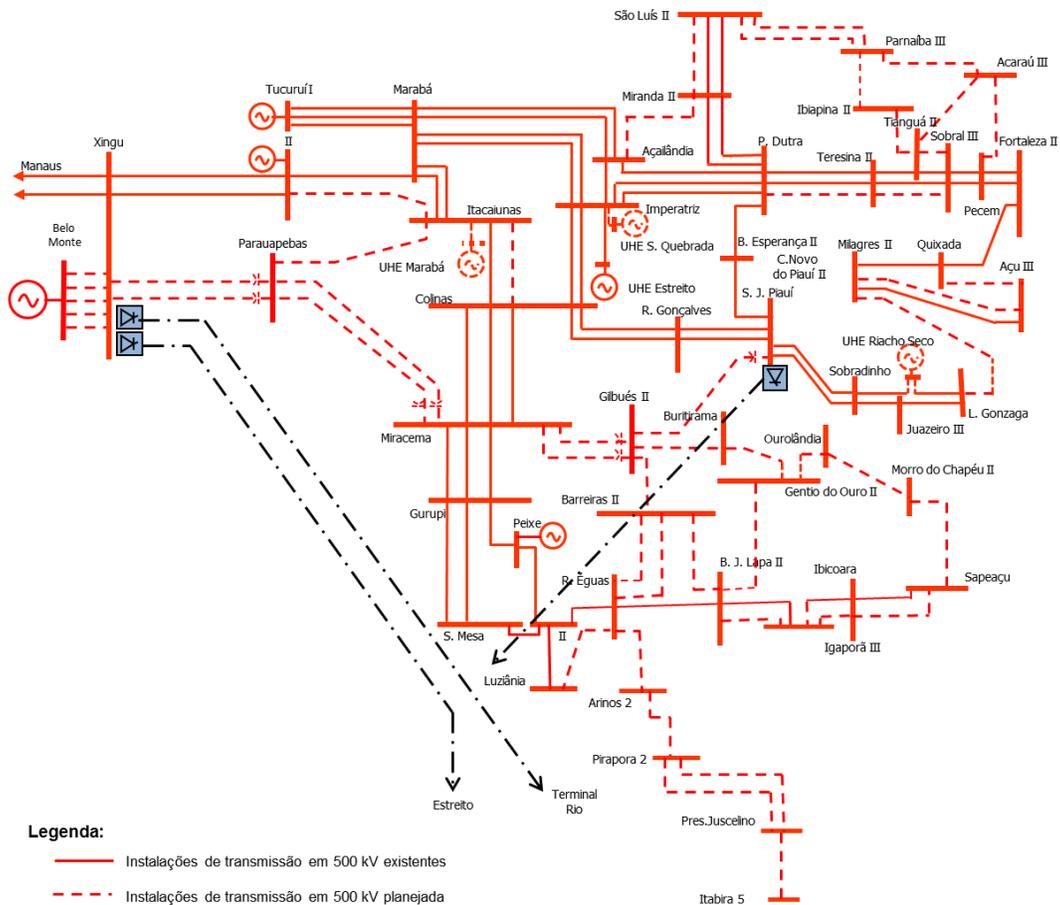


Figura 7-68 – Diagrama esquemático do sistema fictício sem a interligação NE-SE em 500 kV.

O cenário estudado, nesse caso, é o Norte e Nordeste exportadores no patamar de carga pesada. As usinas eólicas do Litoral estão com despacho de 75% e as usinas eólicas da Bahia, 8%.

Desse modo, o fluxo de potência tende para o tronco central de 500 kV, conhecido como Norte-Sul, que liga o Norte e Nordeste ao Sudeste. A parte central e leste do Nordeste envia sua energia à interligação Norte-Sul, que está a oeste. Essa canalização de fluxos, que é desfeita quando há as linhas de transmissão que ligam Bahia a Minas Gerais, explica o esgotamento do suporte de potência reativa na interligação Norte-Sul e a pequena

influência que as usinas eólicas do Nordeste têm nas piores contingências (bloqueio de bipolo).

A simulação em regime dinâmico do bloqueio do bipolo do Nordeste, Figura 7-69, poderia representar a condição em que o acréscimo de suporte de potência reativa das usinas eólicas do Nordeste melhorasse a margem de estabilidade de tensão. Entretanto, a barra de 500 kV com maior afundamento foi pouco influenciada pelas usinas eólicas da Bahia, que foram modeladas como STATCOM. Cabe ressaltar que, para manter a estabilidade eletromecânica foi necessário o desligamento de 4 máquinas da UHE Xingó.

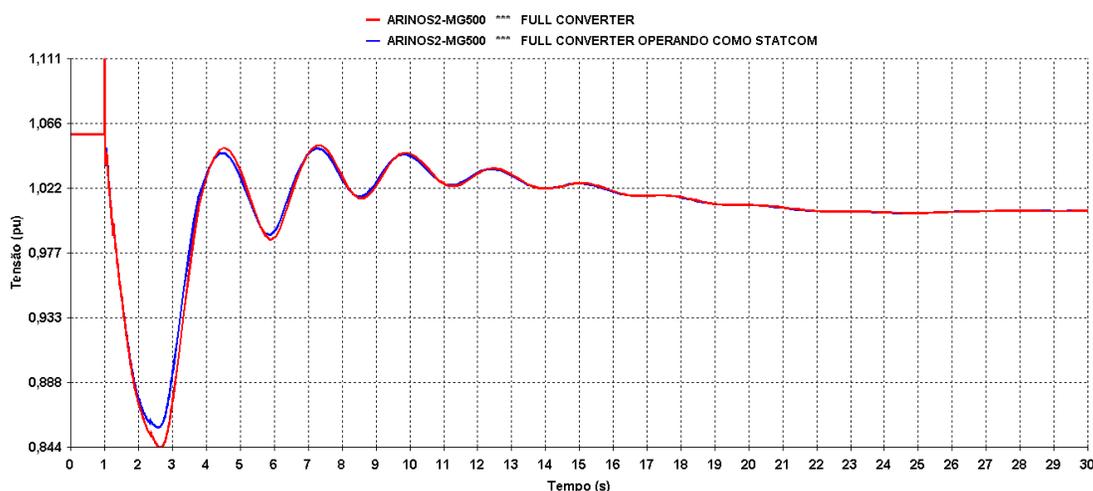


Figura 7-69 – Tensão na SE 500 kV Arinos 2 - MG — Bloqueio do bipolo do Nordeste, corte de 4 máquinas da UHE Xingó. Full Converter padrão ou operando como STATCOM.

O bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio mostrou-se uma contingência com tempo de amortecimento maior que os critérios do ONS, 10 segundos, mas permitiu observar a influência das usinas eólicas do Nordeste no suporte de tensão da interligação CA. Em função da característica dessa rede de transmissão, as usinas eólicas que foram modeladas como STATCOM não acrescentaram suporte de potência reativa significativo à interligação CA, conforme se pode observar na Figura 7-70.

Nessa contingência foi necessário o desligamento de 6 máquinas da UHE Belo Monte. Essa medida não foi suficiente para que o sistema amortecesse suas oscilações entre áreas, que ficaram na faixa de 0,36 Hz. Esse sistema proposto demonstrou que, seria necessário o ajuste dos estabilizadores das usinas (PSS – Power System Stabilizer) e a possibilidade do uso dos elos CCAT para amortecer tais oscilações.

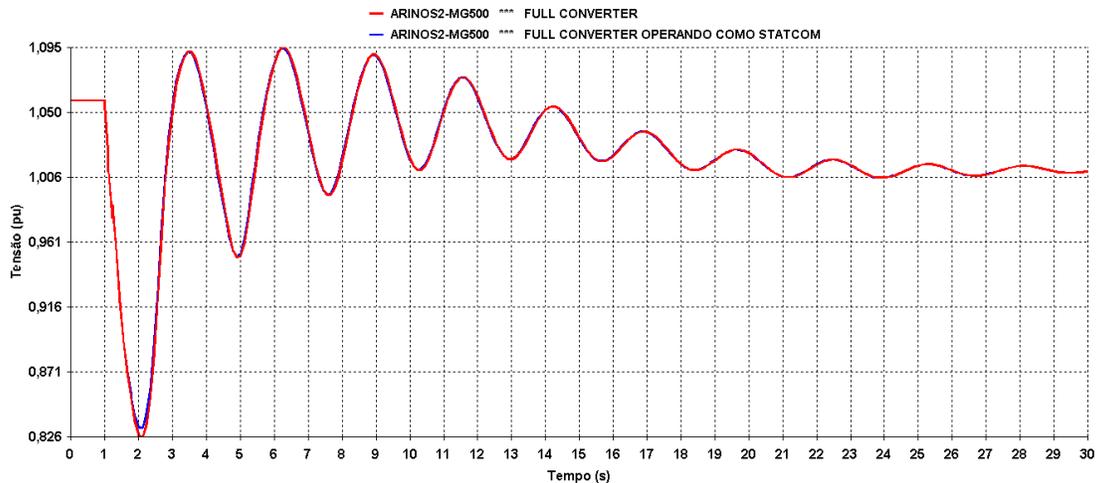


Figura 7-70 – Tensão na SE 500 kV Arinos 2 - MG — Bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio, corte de 6 máquinas da UHE Belo Monte. Full Converter padrão ou operando como STATCOM.

Novas simulações foram feitas, mas em um cenário com elevada geração das usinas eólicas da Bahia e do Litoral, e verificou-se novamente, pequena influência do suporte de tensão oferecido pelas usinas eólicas da Bahia.

Conclui-se, portanto, que, também no sistema proposto, o bloqueio do bipolo Xingu-Terminal Rio continuaria a ser uma das piores emergências relacionadas à estabilidade de tensão. E, a mais importante constatação é que enquanto não houver a ampliação da rede planejada entre Bahia e Minas Gerais, as usinas eólicas da Bahia terão menor influência em contingências que envolvam os elos CCAT de Xingu. Assim, o sistema de referência, quando completo, permite maior participação, ou até mesmo, ampliação do suporte de potência reativa oferecido pelas usinas eólicas da Bahia.

7.3.8. Conclusões

A partir de 2015, os requisitos técnicos para centrais geradoras eólicas com conexão nas instalações, sob responsabilidade de empresas transmissoras, estabeleceram novas exigências e proporcionaram um salto de qualidade para as próximas usinas eólicas e conseqüentemente, para o Sistema Elétrico Brasileiro. Ficou demonstrado que usinas eólicas, do tipo GIDA ou GSCC, têm capacidade de controle de tensão e permitem maiores intercâmbios com exportação do Norte e Nordeste. No caso de estudo desta dissertação,

observou-se que os 23.590 MW de fonte eólica, distribuídos pelo Nordeste, proporcionaram um aumento de aproximadamente 5.600 MW na capacidade de recebimento do Sudeste.

Em função do elevado número de parques eólicos no Nordeste brasileiro, estudou-se a influência da modelagem ou não dos aerogeradores. Como a dissertação teve foco no Estado da Bahia, observou-se que para a ocorrência de faltas monofásicas ou trifásicas nesse Estado ou na perda de bipolo, a modelagem ou não das usinas eólicas do Litoral foi indiferente para o perfil de tensão na Bahia.

A perda do elo CCAT de 4.000 MW, que liga Xingu ao Terminal Rio, mostrou que as usinas eólicas da Bahia têm papel estratégico na estabilidade de tensão do SIN, pois estão conectadas em pontos que sofrem repentinos aumentos de fluxo de potência. Esta questão suscita a possibilidade de dotar os aerogeradores (ou as usinas) da Bahia com maior capacidade de potência reativa.

O modelo utilizado de aerogerador GSCC possui a capacidade máxima de corrente de 1,205 pu. Ao se reduzir essa capacidade para 1,00 pu, nas usinas eólicas da Bahia, observou-se um afundamento de tensão mais pronunciado, demonstrando que essa região tende a ser fortemente solicitada em regime dinâmico durante as faltas envolvendo bipolos. Cabe ressaltar que, a redução da corrente máxima para 1,00 pu não infringe os requisitos técnicos dos últimos leilões, pois não se exige que os aerogeradores tenham corrente reativa maior que a corrente nominal.

No cenário em que as usinas eólicas da Bahia geram abaixo de 20%, demonstrou-se que a extensão da capacidade de potência reativa pode aumentar o intercâmbio entre Norte/Nordeste e Sudeste. Atualmente, os requisitos técnicos de leilão de energia, no Brasil, permitem que abaixo de 20% da potência ativa nominal a usina eólica reduza linearmente sua capacidade de potência reativa. A operação das usinas eólicas da Bahia como FACTS, em que sua capacidade de potência reativa é a mesma para qualquer velocidade de vento, inclusive zero, mostrou ser um bom recurso a ser explorado na Bahia, pois aumenta a estabilidade com menor afundamento e oscilação de tensão, bem como tensões sustentadas em nível mais próximo à condição pré-falta.

O benefício de dotar as usinas eólicas com maior flexibilidade operativa em condição normal (STATCOM) ou o aumento da capacidade dinâmica de potência reativa deve ser comparado, técnica e economicamente, com a instalação de novos equipamentos

de compensação reativa variável, por exemplo: compensador estático de potência reativa e compensador síncrono.

Em uma comparação técnica em que 44 usinas eólicas de 30 MW foram escolhidas para operar como STATCOM, observou-se que 2 CER de -75/+150 Mvar proporcionaram desempenho dinâmico equivalente.

Demonstrou-se ainda que, mesmo com pouca ocorrência, nos cenários em que o vento na Bahia estiver abaixo da velocidade mínima, os aerogeradores preparados para operação como STATCOM podem oferecer suporte de tensão adicional e permitir uma operação mais segura com aumento de intercâmbio de energia entre regiões.

Por fim, através de um sistema proposto que não tem toda a interligação em 500 kV entre Bahia-Minas Gerais, conclui-se que enquanto não houver essa ampliação da rede planejada, as usinas eólicas da Bahia terão menor influência em contingências que envolvam os elos CCAT de Xingu. Assim, a ampliação da capacidade dos aerogeradores da Bahia para aumento de intercâmbio só é interessante quando o sistema planejado estiver completo.

Capítulo 8

CONCLUSÕES

De todo o exposto, nesta dissertação, pode-se fazer as inferências que se seguem.

O Brasil está entre os países com maior capacidade de geração eólica do mundo, com tendência de crescimento. O potencial fotovoltaico pode contribuir ainda mais para que, em alguns anos, a capacidade instalada de fontes intermitentes, no Nordeste brasileiro, seja significativamente grande frente à sua carga.

Nas avaliações, a característica de intermitência da fonte eólica foi o principal dado para a construção de cenários de intercâmbio e geração. Esta característica motivou, ainda, avaliações de desempenho com a variação da produção de energia eólica.

As simulações com o Sistema Elétrico Brasileiro, para o ano 2020, não contaram com usinas fotovoltaicas. Contudo, é importante destacar que as conclusões sobre o suporte de tensão oferecido pelas usinas eólicas podem ser estendidas para futuras usinas fotovoltaicas. Dessa forma, amplia-se a possibilidade de alternativas para incrementar a estabilidade de tensão e os intercâmbios entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste do país.

Dentre os resultados apresentados, constata-se que, nos cenários desenvolvidos, o incremento de geração eólica, no Nordeste, permite ampliar o carregamento nas interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste. O limite de recebimento da região Sudeste é de 14.200 MW, conforme PDE 2024, e, nesta dissertação, foram simulados intercâmbios em que a região Sudeste recebe até 19.800 MW.

Em relação ao estudo de estabilidade de tensão, utilizando o Sistema Elétrico Brasileiro, suas análises foram divididas em duas partes.

Na primeira parte, foram feitas análises em regime estático, utilizando como ferramentas as curvas QV e PV. Duas abordagens foram apresentadas: aumento e redução da geração eólica da região Nordeste.

No início das análises, utilizando as curvas QV, identificou-se que o Sul da Bahia e o Norte de Minas Gerais têm os pontos da rede com o menor suporte de potência reativa.

Nas avaliações com aumento de geração eólica, constatou-se que a ocorrência simultânea da redução da margem de transferência, durante contingências, e a elevação da geração eólica, calculada com a curva PV, pode proporcionar pequenas margens líquidas de segurança. Uma das piores contingências, desse cenário, foi a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu-Sapeaçu, em que a margem líquida calculada foi de 100 MW.

Também foi possível constatar, nessas simulações, tanto pelas curvas QV, quanto pelas curvas PV, que se pode melhorar a estabilidade de tensão ao considerar a contribuição dos aerogeradores no controle de tensão.

Ainda nas análises estáticas, no cenário com elevada produção eólica e subsequente redução, demonstrou-se novamente a contribuição do suporte de potência reativa das usinas eólicas para aumento da estabilidade de tensão.

Em situações de redução da produção eólica no Nordeste, foram testadas duas estratégias de despacho. A primeira e melhor estratégia, do ponto de vista de estabilidade de tensão, é compensar com outra fonte local. A segunda, por sua vez, foi a elevação do despacho das usinas da região Sudeste. Contudo, nesta última estratégia, foram observadas mudanças no intercâmbio entre Nordeste e Sudeste que, por consequência, levaram a sobretensões. Nessas simulações, os pontos mais sensíveis à sobretensão estão no Sul da Bahia e no Norte de Minas Gerais.

A segunda parte do estudo de estabilidade de tensão contemplou análises em regime dinâmico. O objetivo foi avaliar o Sistema Elétrico Brasileiro; entretanto, para uma melhor compreensão dos impactos da geração eólica no SEB, as avaliações em regime dinâmico iniciaram-se com a demonstração de três tipos de aerogeradores, em um sistema máquina-barras infinita. Também foi apresentado o desempenho do sistema 9 barras (WSCC) com a inserção de parques eólicos, de modo que a configuração desse pequeno sistema fosse análogo ao Sistema Elétrico Brasileiro.

A preparação da base de dados para as simulações em regime dinâmico, com o Sistema Interligado Nacional, contou com a modelagem de 14.708 MW de geração eólica, no Nordeste.

Os cenários utilizados, nessa parte da dissertação, foram de elevado recebimento de energia do Sudeste pelo Norte e Nordeste. Em um cenário, o Sudeste recebe 19.800 MW e em outro, quando a geração eólica da Bahia é de apenas 8%, o Sudeste recebe 18.200 MW.

Os resultados obtidos no cenário com recebimento da região Sudeste em 19.800 MW, mostraram, como mais severa, dentre as diversas contingências simuladas, a perda do elo CCAT de 4.000 MW que liga a subestação Xingu, região Norte, ao Terminal Rio, região Sudeste. Nesta contingência, constatou-se que as usinas eólicas da Bahia podem ter um papel estratégico na estabilidade de tensão do SIN, haja vista estarem conectadas em pontos que sofrem repentinos aumentos de fluxo de potência. Dessa forma, essa região ficou em evidência para maiores detalhamentos quanto à possibilidade de aumentar sua flexibilidade no suporte potência reativa.

Em vista de uma análise mais detalhada sobre as consequências da redução da capacidade dinâmica de potência reativa, uma importante avaliação realizada consistiu na redução da capacidade máxima de corrente dos aerogeradores da Bahia. Nesse cenário de 19.800 MW de recebimento da região Sudeste, comparou-se o desempenho do sistema com o GSCC, em duas situações. Na primeira, a capacidade máxima de corrente foi de 1,205 pu, conforme valores originais do fabricante. Na segunda, reduziu-se esta capacidade para 1,00 pu. Como consequência, observaram-se afundamentos de tensão mais pronunciados no Sul da Bahia e no Norte de Minas Gerais. Esses resultados permitiram concluir que essa região tende a ser fortemente solicitada em regime dinâmico durante grandes perturbações. Cabe ressaltar, ainda, que a redução da corrente máxima para 1,00 pu continua atendendo os requisitos técnicos dos últimos leilões, pois não se exige dos aerogeradores corrente reativa maior que a corrente nominal.

Outra questão estudada, em regime dinâmico, foi a capacidade dos aerogeradores oferecerem suporte de potência reativa durante operação em baixa produção de energia, isto é, abaixo de 20% da potência ativa nominal. Atualmente, os requisitos técnicos de leilão de energia, no Brasil, permitem que abaixo de 20% da potência ativa nominal a usina eólica reduza linearmente sua capacidade de potência reativa. Contudo, os resultados apontaram que a operação das usinas eólicas do Estado da Bahia como STATCOM é um bom recurso a ser explorado, neste Estado, pois aumenta a segurança elétrica e permite maiores intercâmbios de energia.

Cumprе ressaltar, ainda, a permanência dos cenários em que a produção eólica é inferior a 20%. No Estado da Bahia, por exemplo, estima-se que, em 2014, houve, durante aproximadamente 30% do tempo, geração eólica entre 0 e 20%. Tal exemplo incentiva o

estudo de soluções para aumentar a flexibilidade do suporte de potência reativa oferecido pelas usinas eólicas.

Apesar dos benefícios de dotar as usinas eólicas com maior flexibilidade operativa em condição normal (STATCOM) ou de aumentar a capacidade dinâmica de fornecimento de potência reativa, estas opções devem ser comparadas, técnica e economicamente, com a instalação de novos equipamentos de compensação reativa variável, por exemplo: compensador estático de potência reativa e compensador síncrono.

Para ilustrar a questão acima, foi realizada uma comparação técnica de duas alternativas em que o desempenho dinâmico foi equivalente. Uma alternativa, com 44 usinas eólicas de 30 MW operando como STATCOM e outra alternativa com 2 CER de -75/+150 Mvar.

Com efeito, mesmo com pequena probabilidade de ocorrência, há cenários de geração eólica nula. Ainda sem injetar potência ativa na rede, os aerogeradores preparados como STATCOM podem oferecer suporte de tensão adicional e permitir uma operação mais segura com aumento de intercâmbio de energia entre regiões. Para corroborar com esta afirmação, analisou-se o desempenho do SIN, em regime dinâmico, com as usinas eólicas, do Estado da Bahia, com geração nula e modeladas como STATCOM. Observou-se considerável melhoria em relação ao caso sem a mesma modelagem.

Não obstante os benefícios que os aerogeradores podem trazer aos sistemas elétricos de potência, forçoso se faz concluir que seus efeitos estão intrinsecamente ligados à topologia da rede. Assim sendo, no caso do Sistema Elétrico Brasileiro, constatou-se, por simulações em um sistema modificado, que a participação ou expansão da capacidade de suporte de potência reativa das usinas eólicas, do Estado da Bahia, depende da presença da interligação em 500 kV entre Bahia-Minas Gerais.

8.1. Sugestões de Trabalhos Futuros

As análises realizadas no presente trabalho mostraram as influências e contribuições dos aerogeradores para a melhoria do desempenho, em regime estático e dinâmico, do Sistema Interligado Nacional no ano 2020. Além dessas análises, outras questões relativas

ao desempenho dos aerogeradores em sistemas elétricos podem ser investigadas. Os itens a seguir apresentam sugestões de trabalhos futuros.

1. **Análise da Contribuição de Aerogeradores com Maior Capacidade Dinâmica de Potência Reativa:** os requisitos técnicos para conexão de aerogeradores não exige que durante perturbações a corrente reativa seja maior que a corrente nominal. Entretanto, é de interesse do planejamento e da operação de sistemas elétricos a investigação sobre a necessidade e soluções para aumentar a capacidade dinâmica de potência reativa dos aerogeradores.
2. **Análise das Contribuições dos Aerogeradores na Rede Local:** em avaliações envolvendo regiões menores, como, por exemplo, o Estado do Rio Grande do Norte, é importante estudar as melhores soluções para que a rede local mantenha a estabilidade de tensão frente às variações horárias da geração eólica. Dentre as possibilidades para melhorar o desempenho da rede local, uma alternativa a ser estudada é a instalação de aerogeradores com maior faixa de capacidade de potência reativa.
3. **Serviços Ancilares:** uma vez encontrado casos em que se aplica a extensão da flexibilidade ou capacidade dinâmica dos aerogeradores, é preciso estudar metodologias que buscam a justa remuneração desses serviços ancilares.

Diante de todo o exposto, conclui-se que a estabilidade de sistemas elétricos, com usinas eólicas, apresenta melhor desempenho quando os aerogeradores são dotados de capacidade de controle de tensão, sobretudo se for independente da geração ativa.

Contudo, pode não ser necessário que todos aerogeradores tenham a mesma capacidade de suporte de potência reativa. Assim, a topologia da rede e os cenários de geração e intercâmbio mostraram ser fatores preponderantes na identificação de quais parques eólicos são eficientes no suporte de potência reativa.

Capítulo 9

BIBLIOGRAFIA

- [1] EPE., 2015, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Rio de Janeiro, RJ.
- [2] EPE/ONS., 2015, *Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2016 (2016-2020)*. Relatório, Rio de Janeiro.
- [3] ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. 2a. ed. Chichester, United Kingdom: Wiley, 2012.
- [4] CHI, Y. et al., abril, 2011, *Application research and development of low voltage ride through measurement system for wind turbine*. China Electric Power Research Institute, Beijing, China. (Tech. Rep. 2009AA05Z411).
- [5] EPE., 2014, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Rio de Janeiro, RJ.
- [6] ABEEÓLICA., Janeiro/2016, *Boletim de Dados*. São Paulo, SP.
- [7] ONS., 2015, *Geração Eólica Verificada no Subsistema Nordeste Em 2014*. Rio de Janeiro, RJ.
- [8] ONS., 2013, *Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013*. Rio de Janeiro, RJ.
- [9] MOTA, L. N., 2014, *Integração de Geração Eólica no Sistema Elétrico: Impactos e Desafios no Planejamento da Operação*. Dissertação de M.Sc., UFRJ , Rio de Janeiro, MG, Brasil.
- [10] POLINDER, H. et al., 2007, *Concept Report on Generator Topologies, Mechanical & Electromagnetic Optimization*. Project UpWind, Brussels, Belgium.
- [11] CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 2a. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- [12] RAIAMBAL, K.; CHELLAMUTH, C. "Modeling and Simulation of Grid Connected Wind Electric Generating System". *Proceedings of IEE TENCON'02*, pp. 1847-1952, 2002.
- [13] ABDI., 2014, *Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil*.

Brasília, DF.

- [14] PERDANA, A., 2008, *Dynamic Models of Wind Turbines A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*. Tese de D.Sc., Chalmers University of Technology, Sweden.
- [15] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [16] ONS., 2010, *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Rio de Janeiro, RJ, p. Submódulo 3.6.
- [17] ANEEL., 2015, *Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas*. Brasília, DF, p. ANEXO IX – Leilão de Energia de Reserva – 2º LER/2015.
- [18] CHEN, H.; QIAO, Y.; LU, Z. "Study on Coordinated Voltage Control Strategy of DFIG Wind". *IEEE*, 2012.
- [19] MILLER, N.; MACDOWELL, J.; CHMIEL, G.; KONOPINSKI, R.; GAUTAM, D.; LAUGHTER, G.; HAGEN, D. "Coordinated Voltage Control for Multiple Wind Plants in Eastern Wyoming: Analysis and Field Experience". *IEEE PEMWA*, Julho 2012.
- [20] IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities. **IEEE Power Engineering Society**, p. IEEE Std 1204-1997, Junho 1997.
- [21] VDEW., 2007, *Transmission Code - Networks and System Rules of the German Transmission System Operators*. Berlin, Germany.
- [22] ENERGINET.DK., 2010, *Technical Regulation 3.2.5 for Wind Power Plants with a Power Output Greater than 11 kW*. Fredericia, Denmark.
- [23] GEVORGIAN, V.; BOOTH, S., 2013, *Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation*. NREL (National Renewable Energy Laboratory), Golden, EUA.
- [24] GÖKSU, Ö., 2012, *Control of Wind Turbines during Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults*. Tese de D.Sc., Aalborg University Department of Energy Technology Aalborg, Denmark.
- [25] ZHANG, Y.; HUANG, S.; SCHMALL, J.; CONTO, J.; BILLO, J.; REHMAN, E. "Evaluating System Strength for Large-Scale Wind Plant". *IEEE Power and Energy*

Society General Meeting, Washington, 2014.

- [26] REIS, J. M. V. D. S., 2013, *Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores Diante de Curto-Circuitos no Sistema*. Dissertação de M.Sc., UFRJ , Rio de Janeiro, MG, Brasil.
- [27] KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVI, A.; TAYLOR, C.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V. "Definition and Classification". *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1387-1401, Maio 2004.
- [28] VASCONCELOS, M. H. O. P., 2007, *Avaliação e Controlo de Segurança de Redes*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto ,Porto, Portugal.
- [29] ONS., 2004, *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. [S.l.], p. Submódulo 3.6, versão 0.3.
- [30] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY., 2009, *Desing and Operation of Power System with large amounts of wind power: final report, Wind Task 25, Phase one 2006-08*. VTT Technical Research Centre of Finland.
- [31] SOUZA, L.; ASSIS, T.; VISCONTI, I. "Avaliação dos Requisitos de Low Voltage Ride-Through das Redes de Transmissão de Energia Elétrica". *XXI SNPTEE*, Florianópolis, SC, outubro 2011.
- [32] LIDSTRÖM, E., 2012, *Voltage Stability as Hydropower Stations Influenced by close-located Wind Farms*. [S.l.], p. Master thesis, Uppsala Universitet ,Uppsala, Sweden.
- [33] AMORIM, E. D. S., 2011, *Apliação da Análise Modal Estática no Estudo de Estabilidade de Tensão*. Dissertação de M.Sc., UNESP, Ilha Solteira, SP , Brasil.
- [34] AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. "The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analisys". *IEEE Transaction on Power System*, 1992.
- [35] CASTRO JUNIOR, A. C. L. D., 2009, *Estudo de Controle Preventivo para Análise do Colapso de Tensão*. Dissertação de M.Sc., ESSC/USP, São Carlos, SP, Brasil.
- [36] PAIVA, I. D. F. B., 2007, *Comportamento da Curva QV nas Barras da Região Crítica de um Sistema Elétrico*. Dissertação de M.Sc., UNIFEI , Itajubá, MG, Brasil.
- [37] PEREIRA, L. C. D. S., 2007, *Política de Controle de Tensão com a Utilização da*

- Curva QV*. Dissertação de M.Sc., UNIFEI , Itajubá, MG, Brasil.
- [38] TARANTO, G. N.; MARTINS, N.; FALCÃO, D. M.; MARTINS, A. C. B. "Controle Secundário de Tensão, suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipotéticos de sua utilização na Área Rio.". *XV SNPTEE*, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, outubro 1999.
- [39] MOURSI, M. E.; JOOS, G.; ABBEY, CHAD. "A secondary Voltage Control Strategy for Transmission Level Interconnection of Wind Generation". *IEEE Transactions on Power Electronics*, VOL. 3, NO 3 , may 2008.
- [40] SITE da EPE. **Acompanhamento de Medições Anemométricas – AMA**. Disponível em: <<https://sistemas.epe.gov.br/AMADVP/>>. Acesso em: Outubro 2015.
- [41] EPE., 2013, *Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico*. Rio de Janeiro, RJ.
- [42] EPE., 2014, *Usinas Reversíveis - Opção para Viabilizar as Renováveis Não Despacháveis*. Brasília, DF.
- [43] SITE da EPE. **Dados para Estudos de Planejamento - PDE 2023**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Transmissao/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: junho 2015.
- [44] EPE., 2015, *Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste*. Rio de Janeiro, RJ.
- [45] VESTAS., 2015, *Instruções para utilização do Modelo da Vestas V82 nos programas Anarede e Anatem (UEE Alegria I e II)*. Rio de Janeiro.
- [46] GE ENERGY., 2010, *Modeling of GE wind turbine - generators for grid studies*. Schenectady, NY.
- [47] MARQUES, J. "Wind Energy Converter Models Validation". *1st Wind Integration Symposium* , Frankfurt, 16-17 June 2011.
- [48] ACHILLES, S.; MILER, N. W., 2010, *Modeling of GE 1.5 and GE 1.6 Wind Turbine - Generators for Grid Studies in Anatem*. GE Energy, NY, USA.
- [49] HARTGE, S. . W. S. "Technical and Economic Benefits of Wind Energy Converters with FACTS Capabilities for Power Systems and the Grid Integration of Wind Power", Milan, 2007.
- [50] QUITMANN, E.; FISCHER, M.; SCHELLSCHMIDT, M. "Actual Developments in

the Facts Capabilities of Wind Energy Converters According to Latest Fault Ride Through Requirements for Distribution Systems in Germany". *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, June 2011.

- [51] ANDERSON, P. M. . A. F. A. A. **Power System Control and Stability**. New York: Wiley Interscience, 2002.
- [52] EPE., 2010, *Compensação de Potência Reativa na Rede Básica da Região Sudeste no Período Pré-Belo Monte*. Rio de Janeiro, RJ.
- [53] EPE., 2012, *Ampliação das Interligações Norte/Nordeste/Sudeste para escoamento da geração excedente nas regiões Norte/Nordeste*. Rio de Janeiro, RJ.
- [54] EPE., 2013, *Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II*. Rio de Janeiro, RJ.
- [55] EPE., 2015, *Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste*. Rio de Janeiro, RJ.