

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

Estratégias de controle no suporte de potência reativa da geração eólica e seu impacto na estabilidade de tensão da Rede Básica utilizando regiões de segurança: uma aplicação na Região Nordeste do Brasil

PAULO ANDRADE NOVAES

Itajubá, outubro de 2020

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

PAULO ANDRADE NOVAES

Estratégias de controle no suporte de potência reativa da geração eólica e seu impacto na estabilidade de tensão da Rede Básica utilizando regiões de segurança: uma aplicação na Região Nordeste do Brasil

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Outubro de 2020
Itajubá

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

PAULO ANDRADE NOVAES

Estratégias de controle no suporte de potência reativa da geração eólica e seu impacto na estabilidade de tensão utilizando regiões de segurança: uma aplicação na Região Nordeste do Brasil

Dissertação aprovada por banca examinadora em 12 de outubro de 2020, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

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

Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro

Itajubá
2020

À Patricia, minha querida esposa, pelo seu amor e
companheirismo e incentivo contínuo.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus, sem Ele nada seria possível realizar. Agradeço também por tudo que conquistei até agora, mas peço sabedoria para poder conquistar ainda muito mais.

A minha esposa, Patricia, que sempre me incentivou a seguir em frente e nunca desistir, compartilhando alegrias e dificuldades, pelo apoio e amor incondicional.

A minha mãe, Maria do Carmo, e meus irmãos, Pedro e Lucas, por sempre acreditarem em mim e nos meus sonhos e pelas orações. Obrigado por tudo.

Ao meu orientador, professor Antonio Carlos Zambroni de Souza, pela confiança e empolgação em mim depositada. Por ter provido de diversas situações e oportunidades nas quais pude desenvolver meu potencial, mas acima de tudo por ter a oportunidade de conhecer esse excepcional ser humano que me compreendeu ao longo desse período nas minhas dificuldades acreditando em mim e me incentivando cada vez mais nos meus progressos. Ao professor Zambroni e o seu jargão “VAI DAR CERTO”, a minha eterna gratidão.

Ao meu grande amigo e colega de trabalho o engº Fábio Medeiros, por ter topado me tutoriar nessa jornada, pelos conselhos, ponderações e pelo pensamento crítico construtivo que tanto ajudou a me desenvolver como pessoa e como profissional.

Aos colegas do ONS – Recife, pelos momentos de descontração e por proporcionarem um ambiente de trabalho agradável e de compartilhamento de conhecimento.

Aos demais amigos, familiares e àqueles que de uma forma ou de outra contribuíram no decorrer desta etapa da minha vida.

Resumo

Esta dissertação apresenta uma discussão sobre algumas características técnicas dos aerogeradores, suas implicações elétricas e energéticas e como estes equipamentos podem contribuir em regime estático e dinâmico do ponto de vista de estabilidade de tensão para o desempenho dos sistemas elétricos de potência com foco na Região Nordeste do Brasil. Ao longo desta dissertação, distintos cenários energéticos e configurações de sistemas são apresentados com base no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) no ano de 2020.

A inserção maciça de fontes renováveis intermitentes, principalmente na Região Nordeste, vem modificando as condições operativas deste sistema face os perfis comportamentais intrínsecos a estas fontes, com altas quotas sendo agregada todos os anos face as grandes “jazidas de vento” disponíveis nesta região.

Apesar de contribuírem com o aumento da capacidade de geração do ponto de vista energético, esta fonte agrega pouca ou nenhuma inércia ao SEB o que reflete na estabilidade do sistema diante de perturbações, resultando em condições de risco para a regulação e controle da estabilidade de tensão e conseqüentemente na segurança operacional da rede. Diante disso, a estabilidade de tensão tornou-se um ponto de preocupação, despertando o interesse de engenheiros e pesquisadores no mundo todo. Os recursos de controle, no suporte de potência reativa presentes na rede nem sempre são suficientes para acomodar toda essa geração. Por isso é estudado aqui a atuação das estratégias de controle do suporte de potência reativa dos aerogeradores de modo a auxiliar na mitigação dos efeitos causados pela instabilidade de tensão na tentativa de aumentar a margem de segurança do sistema. Para proporcionar uma avaliação das condições de operação segura, em diferentes cenários eletroenergéticos onde a geração eólica está presente, se faz uso do recurso de Regiões de Segurança possibilitando um mapeamento representativo e seguro do sistema analisado e subsidiando na tomada de decisões da operação.

Em regime estático, os níveis de tensão e carregamento são avaliados em situações de aumento e redução de geração eólica do Nordeste por meio das Regiões de Segurança. Em regime dinâmico, onde inicia-se o estudo com a apresentação de aerogeradores em três estratégias de controle distintas que auxiliam na regulação de tensão da máquina e por sua vez do sistema em que está inserida. Esta análise conta com três casos distintos no Nordeste onde o comportamento eólico se diferem entre si para ilustrar o impacto que eles podem causar no desempenho dinâmico de um sistema.

Os resultados obtidos das simulações mostram ganhos significativos na melhoria do desempenho do sistema elétrico da Região Nordeste com o aumento da margem de escoamento de geração, em que os aerogeradores operam.

Palavras-Chave: geração eólica, estabilidade de tensão, método da continuação, método do vetor tangente, regiões de segurança, estratégias de suporte de potência reativa.

Abstract

This dissertation presents a discussion about some technical characteristics of the wind turbines, their electrical and energetic implications and how these equipments can contribute in a static and dynamic regime from the point of view of voltage stability for the performance of electrical power systems focusing on the Northeast Region of Brazil. Throughout this dissertation, different energy scenarios and configurations of systems are presented based on the Brazilian Electric System in 2020.

The massive insertion of intermittent renewable sources, mainly in the Northeast Region, has been changing the operating conditions of this system in view of the behavioral profiles intrinsic to these sources, with high quotas being added every year in view of the large "wind fields" available in this region.

Despite contributing to the increase in generation capacity from an energy point of view, this source adds little or no inertia to the system, which reflects stability in the face of disturbances, resulting in risk conditions for the regulation and control of voltage stability and consequently operational security of the network. In view of this, voltage stability has become a point of concern, arousing the interest of engineers and researchers worldwide.

The control resources in the reactive power support present in the network are not always sufficient to accommodate this entire generation. That is why it is studied here the performance of the control strategies of the reactive power support of the wind turbines in order to assist in mitigating the effects caused by voltage instability in an attempt to increase the safety margin of the system. In order to provide an assessment of the conditions of safe operation, in different electroenergetic scenarios where wind power is present, the use of the Safety Regions feature is used, enabling a representative and safe mapping of the analyzed system and subsidizing the decision making of the operation.

In a static regime, the voltage and load levels are evaluated in situations of increase and reduction of wind generation in the Northeast through the Security Regions. In a dynamic regime, where the study begins with the presentation of wind turbines in three different control strategies that assist in regulating the voltage of the machine and in turn of the system in which it is inserted. This analysis has three distinct cases in the Northeast where wind behavior differs from each other to illustrate the impact they can cause on the dynamic performance of a system.

The results obtained from the simulations show significant gains in improving the performance of the electrical system in the Northeast Region with the increase in the generation runoff margin, in which the wind turbines operate.

Key-words: wind generation, voltage stability, continuation method, tangent vector method, safety regions, reactive power support strategies.

Lista de Figuras

Figura 2.1: Geração e Fator de Capacidade Médio no Nordeste.	5
Figura 2.2: Período seco x período úmido - litoral do Ceará.	6
Figura 2.3: Período seco x período úmido – interior da Bahia.....	6
Figura 2.4: Curva de permanência – regiões litorâneas.....	8
Figura 2.5: Curva de permanência – regiões de chapadas.....	8
Figura 2.6: Evolução do Balanço energético do subsistema Nordeste.....	9
Figura 2.7: Balanço energético do subsistema Nordeste (2017 a 2020).	9
Figura 2.8: Aerogerador tipo 3.	12
Figura 2.9: Modos de operação do aerogerador.	13
Figura 2.10: Sistemas de coordenadas abc e dq: eixo d em velocidade síncrona alinhado ao campo magnético total do estator.	18
Figura 2.11: Aerogerador tipo 4.	20
Figura 2.12: Faixa de injeção/absorção de potência reativa no ponto de conexão.....	24
Figura 2.13: Perfil do controle de tensão da central geradora.	25
Figura 2.14: Tensão nos terminais dos aerogeradores da central geradora.	26
Figura 2.15: Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.	27
Figura 3.1: Sistema de 2 barras.	40
Figura 3.2: Três carregamentos para o sistema de duas barras.	40
Figura 3.3: Diagrama de bifurcação sela-nó.....	44
Figura 3.4: Ilustração do Método da Continuação.	47
Figura 3.5: Fluxograma esquemático do método da continuação.	50
Figura 3.6: Curva QV com as principais informações destacadas.	53
Figura 3.7: Relação entre os pontos da Curva PV e os pontos da Curva QV.	54
Figura 4.1: Exemplo de 2 ciclos de previsão-correção com diferentes parâmetros de continuação.....	64
Figura 4.2: Projeções da Região de Segurança.....	66
Figura 4.3: Processo de busca binária.	67
Figura 4.4: Processo de Cálculo da Região de Segurança.....	67
Figura 4.5: Representação da Região de Segurança no ORGANON.....	69
Figura 4.6: Modelo dinâmico completo de um aerogerador.	77
Figura 4.7: Modelo dinâmico simplificado de um aerogerador.	77
Figura 5.1: Equivalentes em série dos parques eólicos.	81

Figura 5.2: Equivalentes em paralelo dos parques eólicos.....	81
Figura 5.4: TIPO 2 – Conexão de parques eólicos que compartilham mesma linha de transmissão.	83
Figura 5.5: Área de monitoramento – ÁREA 1.....	87
Figura 5.6: Área de monitoramento – ÁREA 2.....	88
Figura 5.7: Área de monitoramento – ÁREA 3.....	89
Figura 5.8: Determinação dos grupos de redespacho para a região de segurança.....	92
Figura 5.9: Orientação das direções da região de segurança.	96
Figura 6.1: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 1.	98
Figura 6.3: RSE da Área 1-NE_Exp_carga leve.	99
Figura 6.2: RSE da Área 1-NE_Exp_carga média.	99
Figura 6.4: RSE da Área 1-NE_Imp_carga média.	100
Figura 6.5: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – sistema íntegro.	101
Figura 6.6: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – sistema íntegro.....	102
Figura 6.7: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.....	103
Figura 6.8: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.....	104
Figura 6.9: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.....	105
Figura 6.10: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.....	106
Figura 6.11: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.	107
Figura 6.12: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.	107
Figura 6.13: PV da Área 1-sistema íntegro - com e sem controle de tensão.....	109
Figura 6.14: PV da Área 1- contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro / Ourolândia II - com e sem controle de tensão.....	110
Figura 6.15: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 2.	111
Figura 6.16: RSE da Área 2-carga leve.	112
Figura 6.17: RSE da Área 2-carga média.....	113
Figura 6.18: RSE da Área 2-carga leve - MET.	114

Figura 6.19: RSE da Área 2-carga média - MET.	115
Figura 6.20: PV da Área 2-carga leve com controle de tensão.....	116
Figura 6.21: QV da Área 2-carga leve com controle de tensão.....	117
Figura 6.22: PV da Área 2-carga média com controle de tensão.	118
Figura 6.23: QV da Área 2-carga média com controle de tensão.....	119
Figura 6.24: PV da Área 2-carga leve com e sem controle de tensão.	120
Figura 6.25: PV da Área 2-carga média com e sem controle de tensão.....	120
Figura 6.26: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 3.	121
Figura 6.27: RSE da Área 3-carga média.	122
Figura 6.28: RSE da Área 3-carga leve.	123
Figura 6.29: PV da Área 3-carga média com controle de tensão.	124
Figura 6.30: QV da Área 3-carga média com controle de tensão.....	125
Figura 6.31: PV da Área 3-carga leve com controle de tensão.	126
Figura 6.32: QV da Área 3-carga leve com controle de tensão.....	126
Figura 6.33: PV da Área 3-carga média com e sem controle de tensão.....	127
Figura 6.34: PV da Área 3-carga leve com e sem controle de tensão.	128
Figura 7.1: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo fator de potência.....	131
Figura 7.2: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo tensão terminal.	131
Figura 7.3: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo potência reativa.	132
Figura 7.4: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – Direções analisadas.	132
Figura 7.5: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – EOL_BA x FSENE.	133
Figura 7.6: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.	134
Figura 7.7: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.	134
Figura 7.8: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu.	135
Figura 7.9: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: fator de potência.	136
Figura 7.10: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: tensão terminal ou remota (1.936MW).	137
Figura 7.11: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa (1.936 MW).	137

Figura 7.12: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: tensão terminal ou remota (MET).	138
Figura 7.13: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa (MET).	138
Figura 7.14: Potência ativa e reativa – Área 1 - Direção #1 – modo: tensão terminal.....	140
Figura 7.15: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção#1 – modo: fator de potência.....	140
Figura 7.16: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa.	141
Figura 7.17: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.	142
Figura 7.18: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.....	142
Figura 7.19: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu.....	143
Figura 7.20: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: fator de potência.	144
Figura 7.21: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal ou remota (2.125 MW).	144
Figura 7.22: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa (2.125 MW).	145
Figura 7.23: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal ou remota (MET).	145
Figura 7.24: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa (MET).	146
Figura 7.25: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal.	147
Figura 7.26: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: fator de potência.....	147
Figura 7.27: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa.	148
Figura 7.28: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.....	149
Figura 7.29: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: fator de potência.	150
Figura 7.30: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: tensão terminal ou remota.	150
Figura 7.31: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: potência reativa.....	151
Figura 7.32: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: fator de potência.....	152
Figura 7.33: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: tensão terminal.	152
Figura 7.34: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: potência reativa.	153
Figura 7.35: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo fator de potência.....	154
Figura 7.36: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo fator de potência.....	155

Figura 7.37: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo tensão terminal.	155
Figura 7.38: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo tensão terminal.	156
Figura 7.39: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo potência reativa.	156
Figura 7.40: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo potência reativa.	157
Figura 7.41: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II na carga leve.	158
Figura 7.42: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II na carga média.	158
Figura 7.43: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: fator de potência.	159
Figura 7.44: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (225 MW).	160
Figura 7.45: Perfil das tensões - Área 2 - Direção#5 - modo: potência reativa (225 MW)....	160
Figura 7.46: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (MET).	161
Figura 7.47: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: potência reativa (MET).	161
Figura 7.48: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal.	162
Figura 7.49: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: fator de potência.	163
Figura 7.50: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: potência reativa.	164
Figura 7.51: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo fator de potência.....	165
Figura 7.52: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo fator de potência.....	166
Figura 7.53: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo tensão terminal.	166
Figura 7.54: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo tensão terminal.	167
Figura 7.55: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo potência reativa.	168
Figura 7.56: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo potência reativa.	168
Figura 7.57: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II na carga média.	169
Figura 7.58: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II na carga média.....	170
Figura 7.59: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II na carga leve.....	170
Figura 7.60: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II na carga leve.	171

Figura 7.61: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: fator de potência na carga média.	172
Figura 7.62: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (3.130 MW).	172
Figura 7.63: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa (3.130 MW).	173
Figura 7.64: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: controle de tensão na carga média (MET).	173
Figura 7.66: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve (MET).	174
Figura 7.65: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: controle de tensão na carga leve (MET).	174
Figura 7.68: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve.	175
Figura 7.67: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga média.	175
Figura 7.69: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: fator de potência na carga média.	176
Figura 7.70: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve.	176

Lista de Quadros

Quadro 5.1: Modo de operação nos modelos das usinas eólicas presentes na Base de Dados.	86
Quadro 5.2: Grupos de redespacho para a Área 1.	93
Quadro 5.3: Grupos de redespacho para a Área 2.	94
Quadro 5.4: Grupos de redespacho para a Área 3.	95
Quadro 6.1: Margem de reativo do sistema íntegro.	103
Quadro 6.2: Margem de reativo – contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.	106
Quadro 6.3: Margem de reativo – contingência da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.	108
Quadro 6.4: Margem de reativo – contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II – carga leve.	117
Quadro 6.5: Margem de reativo – contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II – carga média.	119
Quadro 6.6: Margem de reativo – contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II – carga média.	125

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Indicativo de escalas de tempo.	36
---	----

Lista de abreviaturas e siglas

ABM: *Adams-Bashforth-Moulton*

AVR: *Automatic Voltage Regulator*

BDF: *Backward Differentiation Formulae*

CAG: Controle Automático de Geração

CGE: Central Geradora Eólica

DFIG: *Doubly-Fed Induction Generator*

DIT: Demais Instalações de Transmissão

DSA: *Dynamic Security Assessment*

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga

FC: fator de capacidade

FSENE: Fluxo Sudeste-Nordeste

GW: Gigawatt

HVDC: *High Voltage Direct Current*

HVRT: *High Voltage Ride Through*

IEC: *International Electrotechnical Commission*

ICG: Instalação de Transmissão de uso exclusivo de Centrais de Geração Compartilhada

IGBT: *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LM: *Linear Multistep*

LTC: *Load Tap Changer*

LVRT: *Low Voltage Ride Through*

MC: margem de carregamento

MET: margem de estabilidade de tensão

MST: margem de segurança de tensão

MW: Megawatt

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR: Plano de Ampliações e Reforços

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RSD: Região de Segurança Dinâmica

RSE: Região de Segurança Estática

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SEP: Sistemas Especiais de Proteção

SIL: *Surge Impedance Loading*

SIN: Sistema Interligado Nacional

SSC: Sistema de Supervisão e Controle

UHE: Usina Hidrelétrica de Energia

UTE: Usina Termelétrica de Energia

VSA: *Voltage Stability Assessment*

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract	viii
Lista de Figuras	x
Lista de Quadros.....	xvi
Lista de Tabelas	xvi
Lista de abreviaturas e siglas.....	xvii
1. Introdução.....	1
1.1 Considerações iniciais	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Justificativa.....	2
1.4 Organização da Dissertação.....	2
2. Geração Eólica - fundamentação teórica	4
2.1 Características comportamentais	4
2.2 Tecnologia dos aerogeradores	10
2.2.1 Aerogerador tipo 3: Gerador de indução duplamente alimentado.....	12
2.2.2 Equações referentes ao controle vetorial	14
2.2.3 Aerogerador tipo 4: Gerador com conversão plena de potência	19
2.3 Impactos no sistema elétrico de potência	21
2.4 Requisitos técnicos para integração de geração eólica ao sistema de potência.....	23
2.4.1 Geração / absorção de potência reativa	24
2.4.2 Modos de controle	24
2.4.3 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas	26
2.4.4 Injeção de corrente reativa sob defeito	27
3. Estabilidade de tensão em sistemas elétricos	29

3.1	Classificação de estabilidade	29
3.1.1	Estabilidade angular	30
3.1.2	Estabilidade de frequência.....	30
3.1.3	Estabilidade de tensão	31
3.2	Controle de tensão e a estabilidade em sistemas elétricos de potência	32
3.3	Qual o objetivo de um estudo de estabilidade de tensão?	35
3.4	Tipos de análise de estabilidade de tensão	35
3.4.1	Análise estática.....	36
3.4.2	Análise dinâmica	37
3.5	O fenômeno do colapso de tensão em sistemas elétricos	38
3.6	Teoria da bifurcação	42
3.6.1	Bifurcação Sela-nó	43
3.7	Método da Continuação.....	45
3.7.1	Passo Previsor utilizando o Vetor Tangente.....	47
3.7.2	Parametrização pelo vetor tangente.....	49
3.7.3	Corretor.....	49
3.8	Método do Vetor Tangente.....	50
3.9	Curva QV.....	51
4.	Avaliação de Segurança.....	56
4.1	Avaliação de segurança em sistemas elétricos de potência.....	56
4.2	Avaliação de segurança em sistemas com eólicas.....	59
4.3	Análise de segurança estática e dinâmica.....	60
4.3.1	Análise de Segurança estática.....	60
4.3.2	Análise de Segurança dinâmica.....	61
4.4	ORGANON	62
4.4.1	Método da Continuação.....	63
4.4.2	Regiões de Segurança.....	64
4.4.3	Modelagem	72
5.	Preparação dos Cenários.....	79
5.1	Casos Base - cenários	79
5.2	Modelagem dos equivalentes dos parques eólicos	80
5.3	Modelo dos aerogeradores adotados.....	84

5.4	Determinação das áreas de monitoramento	87
5.5	Determinação da relação de eventos	89
5.6	Determinação dos Grupos de Redespachos de Geração.....	91
5.7	Número de direções utilizadas.....	96
6.	Análise Elétrica estática.....	97
6.1	Análise Estática – ÁREA 1	98
6.1.1	Região de Segurança Estática.....	98
6.1.2	Curvas PV e QV	101
6.2	Análise Estática – ÁREA 2	111
6.2.1	Região de Segurança Estática.....	111
6.2.2	Curvas PV e QV	115
6.3	Análise Estática – ÁREA 3	121
6.3.1	Região de Segurança Estática.....	121
6.3.2	Curvas PV e QV	123
6.4	Conclusões da Análise Estática	128
7.	Análise Elétrica dinâmica.....	129
7.1	Análise Dinâmica – ÁREA 1.....	130
7.1.1	Região de Segurança Dinâmica	130
7.1.2	Direção # 1.....	133
7.1.3	Direção # 8.....	141
7.1.4	Direção # 16.....	149
7.2	Análise Dinâmica – ÁREA 2.....	154
7.2.1	Região de Segurança Dinâmica	154
7.2.2	Direção # 5.....	157
7.3	Análise Dinâmica – ÁREA 3.....	165
7.3.1	Região de Segurança Dinâmica	165
7.3.2	Direção # 5.....	168
7.4	Conclusões da Análise Dinâmica	177
8.	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	178
8.1	Considerações finais	178
8.2	Recomendações para trabalhos futuros	181

Anexos.....189

**A. Representação dos Modelos Completo e Reduzido dos Aerogeradores Análises
189**

CAPÍTULO 1

1. Introdução

1.1 Considerações iniciais

A inserção maciça de fontes renováveis, principalmente na Região Nordeste do Brasil vem modificando as condições operativas deste sistema face os perfis comportamentais intrínsecos a estas fontes. Atualmente, conforme [1] o Nordeste brasileiro possui uma capacidade instalada de geração eólica de aproximadamente 14 GW o que representa cerca de 83% da capacidade total desta fonte em operação no Brasil com um fator de capacidade (FC) máximo atingindo a marca instantânea de 86% em base horária.

Apesar de contribuírem com o aumento da capacidade de geração do ponto de vista energético, esta fonte agrega pouca ou nenhuma inércia ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Esta situação é agravada por uma crise hídrica na Região Nordeste, que já perdura pelos últimos sete anos limitando a disponibilidade de geração por meio dos geradores hidrelétricos e adicionalmente o fato que a rede ainda é pouco malhada com longas linhas de transmissão. O efeito disto é refletido na estabilidade do sistema diante de perturbações, resultando em condições de risco para a regulação e controle da estabilidade de tensão que refletem na segurança operacional da rede. Diante disso, a estabilidade de tensão tornou-se um ponto de preocupação, despertando o interesse de engenheiros e pesquisadores.

Os recursos de controle no suporte de potência reativa destas fontes auxiliam na minimização dos efeitos causados pela instabilidade de tensão na tentativa de aumentar a margem de segurança do sistema. De modo a avaliar as condições de operação segura, para os diferentes cenários eletroenergéticos onde a geração eólica está presente, se faz uso do recurso de regiões de segurança obtendo-se a sensibilidade dos impactos causados pelos diferentes níveis de geração diante de contingências, proporcionando um mapeamento representativo e seguro do sistema analisado e subsidiando na tomada de decisões da operação.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo estudar as características técnicas dos aerogeradores, a fim de investigar como estas fontes geradoras podem contribuir, em regime estático e dinâmico, para a estabilidade de tensão do Sistema Elétrico Brasileiro, com ênfase na Região Nordeste. O

estudo é feito no horizonte do ano 2020, com a base de dados do Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Em regime estático, os níveis de tensão e carregamento são avaliados em situações de aumento e redução de geração eólica do Nordeste brasileiro por meio do cálculo de regiões de segurança. Outra avaliação realizada é em regime dinâmico, onde inicia-se o estudo com a apresentação de aerogeradores em três estratégias de controle distintas que auxiliam na regulação de tensão da máquina e por sua vez do sistema em que está inserida. Esta análise conta com três casos distintos no Nordeste onde o comportamento eólico se diferem entre si para ilustrar o impacto que eles podem causar no desempenho dinâmico de um sistema.

1.3 Justificativa

Em condições normais de operação, é necessário que a tensão se mantenha dentro de uma variação em torno do valor nominal. Em certos casos, pode ocorrer uma queda no nível de tensão, por diversos fatores como mudança de carga, variação da geração e de desligamentos intempestivos nos equipamentos de transmissão e geração. A geração eólica por sua vez, conforme os Procedimentos de Rede devem auxiliar o sistema a regular a tensão fornecendo uma certa compensação reativa. Podem ocorrer, entretanto, casos em que a ação desses controles auxilia na manutenção da estabilidade do sistema. A motivação deste trabalho partiu do intuito de avaliar a efetividade da ação dos controles da geração eólica no sistema e o nível de segurança conferido ao mesmo para o melhor gerenciamento dos recursos nos diversos cenários eletroenergéticos.

1.4 Organização da Dissertação

Esta dissertação foi dividida em oito capítulos onde após este capítulo introdutório, o Capítulo 2 aborda o estado da arte das fontes renováveis eólicas, perfil comportamental da geração, tecnologia e estratégias de controle dos aerogeradores e requisitos técnicos mínimos exigidos para sua conexão à rede.

O Capítulo 3 traz consigo o referencial teórico dos conceitos de estabilidade de tensão necessários para realização deste trabalho. São apresentadas as ferramentas, definições e termos utilizados para avaliação do mesmo. Com este objetivo, primeiramente, mostra-se como são divididas as análises de acordo com os cenários envolvidos. Em seguida, são abordadas as metodologias para obtenção das curvas PV e QV, além do Método do Vetor Tangente que é aplicado no cálculo das regiões de segurança que será abordada em capítulos posteriores.

O Capítulo 4 aborda o conceito da avaliação de segurança em sistemas elétricos de potência e os critérios avaliados nesta análise além de apresentar o uso da ferramenta computacional ORGANON para o cálculo dessas regiões, metodologia utilizada e modelagem dinâmica aplicada aos aerogeradores mostrando o grande potencial desta ferramenta na análise e mapeamento das condições operativas do sistema de forma preventiva na análise de estabilidade de tensão.

Com o objetivo de demonstrar as vantagens do uso de Regiões de Segurança na avaliação de estabilidade de tensão na presença de geradores eólicos, o Capítulo 5 apresenta a preparação, em detalhes, dos cenários para os casos de estudo abordados bem como suas características particulares.

Nos Capítulos 6 e 7 são mostrados os resultados quali-quantitativos das análises estática e dinâmica respectivamente, obtidos através dos programas computacionais ANAREDE e ORGANON. Estes programas são utilizados para validar o uso dos recursos de avaliação de segurança, estabilidade de tensão, e efetividades das diferentes estratégias de controle dos aerogeradores, utilizando para isto três sistemas testes porém todos de casos reais do sistema elétrico de potência: um sistema do oeste do Estado da Bahia, outro correspondente ao norte do Estado do Ceará e por último um sistema na fronteira dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, todos estes com elevadas concentrações de geração eólica.

Por fim, o Capítulo 8 apresenta as considerações finais do trabalho, resumindo as principais contribuições e conclusões provenientes da realização deste trabalho, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

2. Geração Eólica - fundamentação teórica

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis primárias intermitentes vem assumindo um papel de destaque nos sistemas elétricos de potência em escala mundial. A geração eólica por ser renovável, tem utilização prioritária num contexto em que se almeja reduzir o uso de combustíveis fósseis e minimizar os elevados custos com o despacho térmico. No Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a geração eólica, que inicialmente constituía apenas acréscimos marginais à capacidade de geração do país, agora são expressivas e suas características exigiram importantes ajustes nos critérios de planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela complexa coordenação desta operação.

Diante disto, o planejamento e a operação do sistema se depararam com alguns desafios, dentre os quais se destacam a mudança na topologia do sistema, a dispersão da geração na rede, o comportamento estocástico intrínseco da fonte eólica e a questão da baixa inércia associada quando comparadas a fontes convencionais de geração (hidrelétricas e termelétricas).

As grandes ações no campo da energia renovável representam um desafio significativo para a operação do sistema elétrico. O aumento da inserção eólica no sistema está diretamente relacionado ao aprimoramento da sua respectiva tecnologia, aperfeiçoamento dos requisitos técnicos e regulatórios, expansão da rede e o maior conhecimento dos perfis comportamentais dessa fonte a fim de viabilizar a integração de altas quotas de energia renovável, mantendo os padrões de qualidade e confiabilidade exigidos para a segurança da operação.

2.1 Características comportamentais

Associadas a esta fonte estão as características de variabilidade e intermitência. Intermitência pode ser definida como uma medida, neste caso potência ativa injetada no sistema, que cessa e recomeça por intervalos de tempo não periódicos, ou seja, não é contínua. Variabilidade neste contexto está associada à intensidade ou magnitude dessa medida, em MW, no intervalo monitorado.

De acordo com [2], sistemas de potência são planejados, projetados e operados de forma que a demanda de energia elétrica possa ser atendida a qualquer momento e sob uma variedade de condições operativas, gerindo tanto a variabilidade quanto as incertezas associadas a esta

fonte. Ainda em [2], grandes penetrações de geração intermitente conduzem a aumentos das amplitudes e incertezas nas previsões da potência elétrica injetada no sistema. A intermitência da geração eólica, segundo [3], depende do regime dos ventos: velocidade, altitude, direção, temperatura atmosférica e rugosidade do terreno. As condições geográficas do terreno e condições climáticas onde esses parques geradores estão instalados podem proporcionar a complementariedade entre fontes de energia, característica esta, bem marcante no nordeste brasileiro, como por exemplo, eólica e hidráulica. Isto significa que no período do ano em que as condições hidrológicas são desfavoráveis as velocidades de ventos tendem a aumentar e vice-versa. Essa característica é bastante importante pelo fato de quando reservatórios de usinas hidrelétricas estão em períodos secos e estas usinas necessitam armazenar o máximo possível de água, a geração eólica contribui para suprir parte da demanda do sistema. Vale ressaltar que este complemento se dá em maior grau em regime de hidraulicidade média. Outra observação é o efeito da sazonalidade, pois, a fonte eólica produz mais intensamente no segundo semestre do ano tornando mais evidente o efeito da complementariedade entre eólicas e hidráulicas. Além da combinação existente entre a geração eólica e a geração hidrelétrica tem-se complementariedades entre a geração eólica localizada nas regiões litorâneas e a localizada mais ao interior, nas regiões de chapadas. No nordeste brasileiro existem dois períodos bem definidos: um período seco e um período úmido. No período seco ocorre a maior produção eólica com o auge nos meses de agosto a outubro e no período úmido observa-se a menor produção eólica devido às chuvas e nebulosidades compreendendo como meses mais críticos fevereiro a abril como pode ser observado na Figura 2.1, baseada na referência [4].

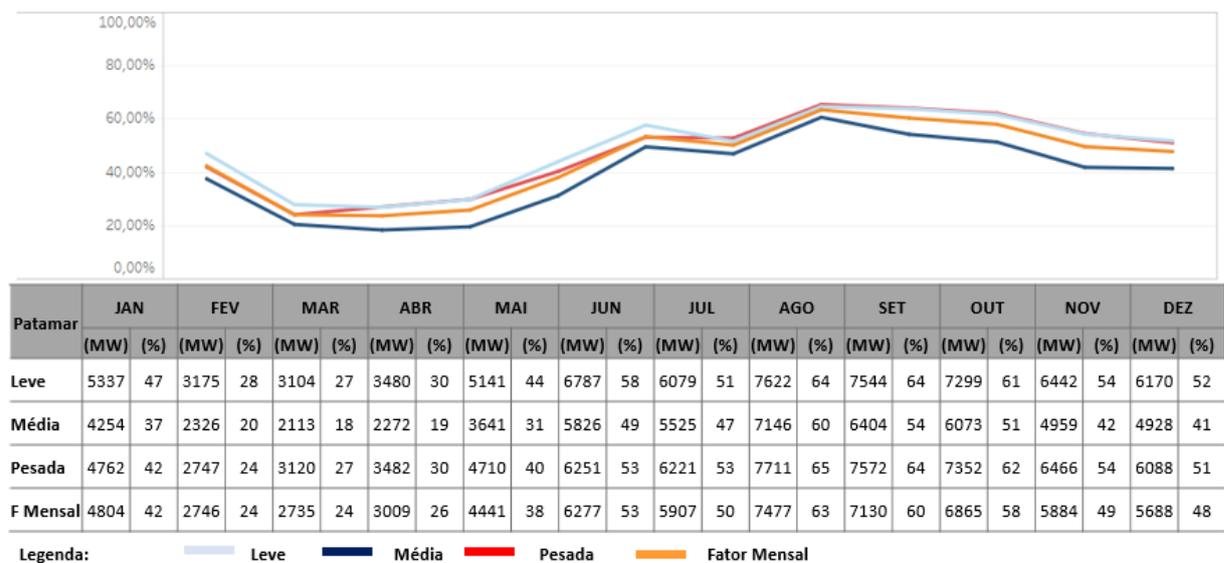


Figura 2.1: Geração e Fator de Capacidade Médio no Nordeste.

Fonte: [4].

Para contextualizar o que foi dito, as Figuras 2.2 e 2.3, com base na referência [5], apresentam um comparativo entre os perfis eólicos para os períodos seco e úmido de geradores localizados no litoral e nas regiões de chapada do Nordeste.

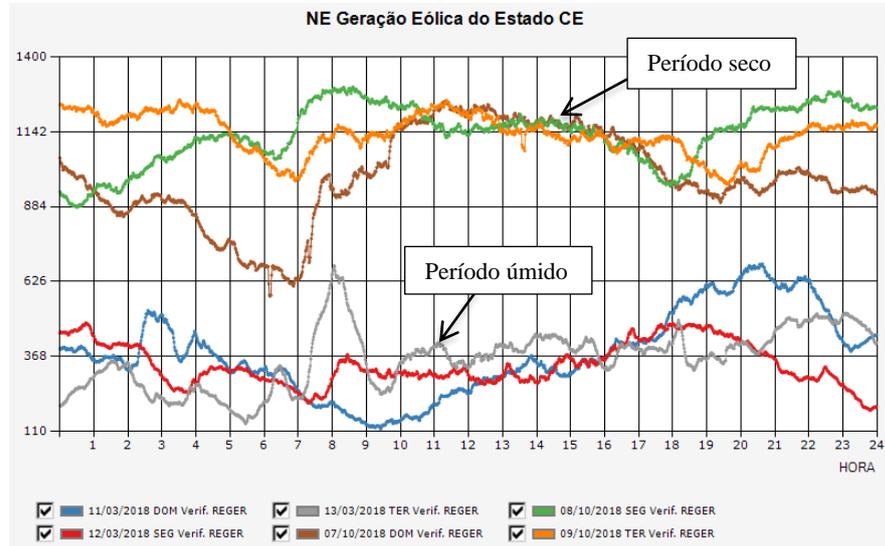


Figura 2.2: Período seco x período úmido - litoral do Ceará.

Fonte: [5].

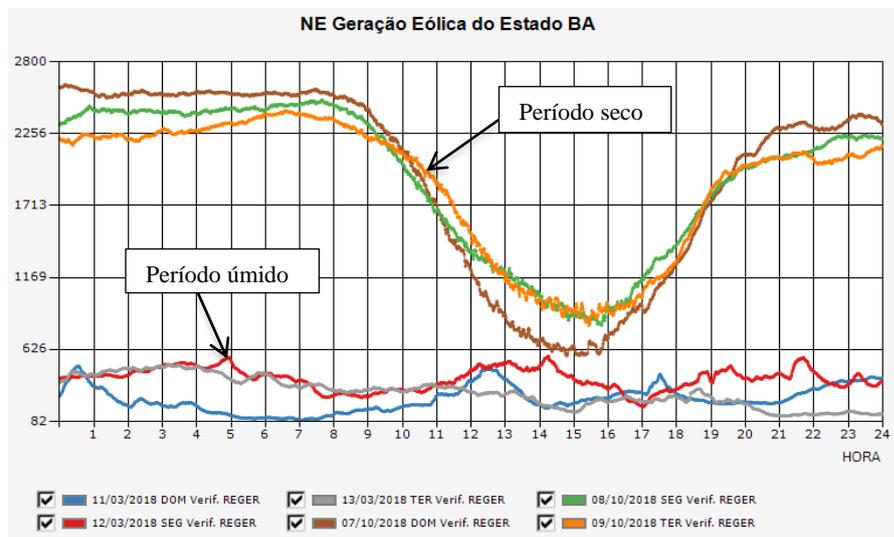


Figura 2.3: Período seco x período úmido – interior da Bahia.

Fonte: [5].

Na Figura 2.2, cabe destacar o Estado do Ceará com predominância de parques eólicos localizados no litoral, onde se observa uma elevada geração entre os dias 7 e 9 de outubro de 2018 (período seco), em torno de 1.150 MW. Também se verifica que na região litorânea a produção mais intensa e aderente se dá na condição de carga média (entre 7h00 e 17h00) e mesmo com uma intermitência visualizada, a variabilidade é menos acentuada. Por sua vez, no

período úmido para o mesmo Estado a intensidade da geração é bem reduzida e mais aleatória ao longo do dia. Apesar de todas as grandes variações observadas, os picos de geração mantêm-se na condição de carga média. A intermitência e variabilidade observadas se dão pelo fato de o período úmido compreender épocas de precipitação pluviométricas mais intensas na região e conseqüentemente a constância vista no período seco não é aplicável neste período.

Têm-se também as regiões de chapadas, no interior do Nordeste, como o caso do Estado da Bahia, representado pela Figura 2.3. Nesta se verifica que ao longo dos dias os momentos em que há uma produção de energia se intensifica é na madrugada, ou seja, na condição de carga leve e a noite para o período seco. No período úmido, a intermitência fica em segundo plano diante da variabilidade da geração, como apresentado na Figura 2.3. Neste período há momentos que a geração se eleva e momentos em que essa geração sofre uma redução mantendo este comportamento durante todo o dia. Observa-se nesta figura que a intensidade da geração é de aproximadamente um quarto quando comparado ao mesmo horário no período seco.

Quanto ao quesito sazonalidade, constata-se que esta questão influencia diretamente no fator de capacidade (FC), ou seja, no rendimento deste tipo de geração. De modo a se avaliar o fator de capacidade destas fontes, segundo [6], existem as chamadas curvas de permanência que caracterizam a frequência com que as eólicas alcançam determinados níveis de geração ao longo do ano. Baseado nisto, as Figuras 2.4 e 2.5 apresentam estas curvas tanto da região litorânea quanto da região do interior do Nordeste para o período seco. Observa-se na Figura 2.4 que no litoral, o fator de capacidade nos patamares de carga média e pesada são semelhantes. É mostrado também que em até 80% deste período, esta geração pode atingir um FC máximo de até 60% para os patamares de carga média e pesada e de até 55% para o patamar de carga leve. Por sua vez, para as regiões de chapadas, como mostra a Figura 2.5, apresenta que, para até 80% do período um FC máximo de até 70% nos patamares de carga média e pesada e de até 77% no patamar de carga leve.

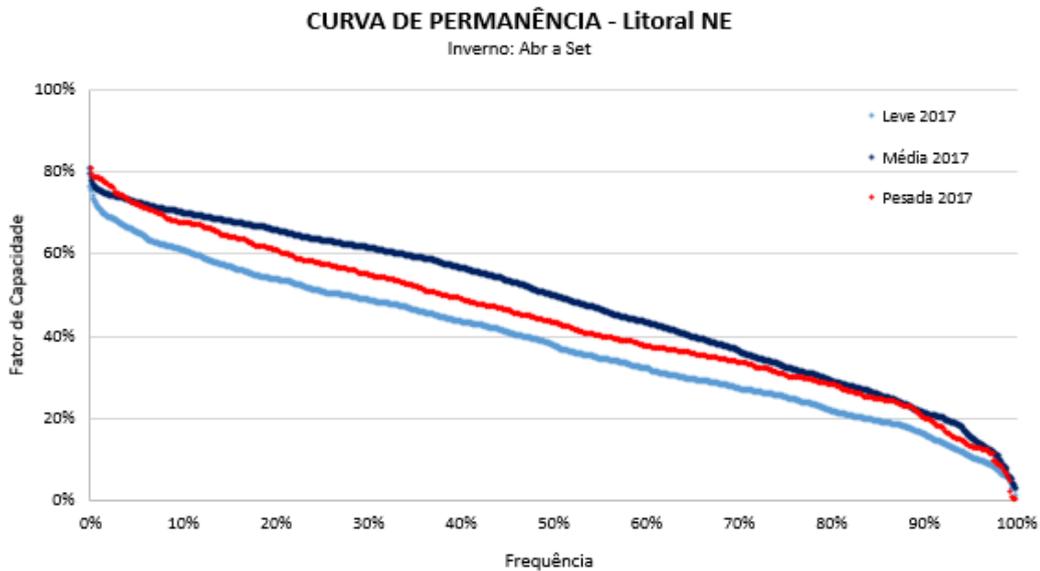


Figura 2.4: Curva de permanência – regiões litorâneas.

Fonte: [6].

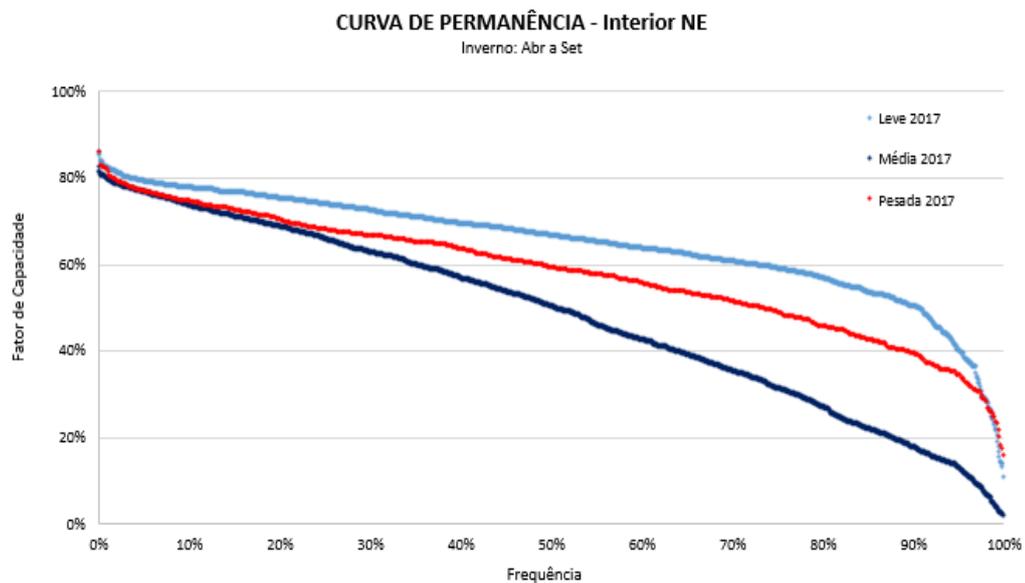


Figura 2.5: Curva de permanência – regiões de chapadas.

Fonte: [6].

As altas quotas de geração por fontes eólicas que a cada ano agregam na rede tem ocasionado mudanças significativas no balanço energético da Região Nordeste. Tudo isto é refletido em um sistema que até pouco tempo era tipicamente importador e vem apresentando sinais consideráveis de exportação para os demais subsistemas do SIN, conforme apresentado pela Figura 2.6.

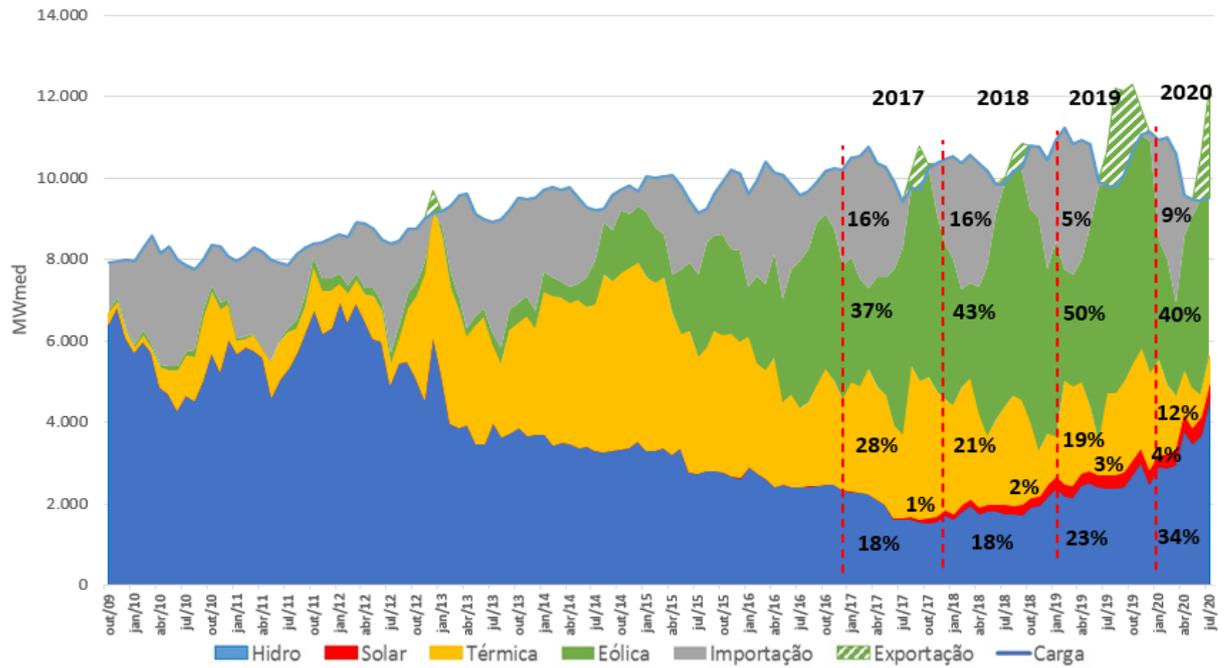


Figura 2.6: Evolução do Balanço energético do subsistema Nordeste.

Fonte: [5].

Nos últimos 6 anos houve um crescimento significativo de inserção de geração eólica no SIN, com uma previsão de potência instalada para o final de 2020 de aproximadamente 16 GW. A partir do ano de 2017 o subsistema Nordeste se verifica a exportação mencionada. A Figura 2.7 apresenta de forma mais clara o período entre 2017 até final de julho de 2020.

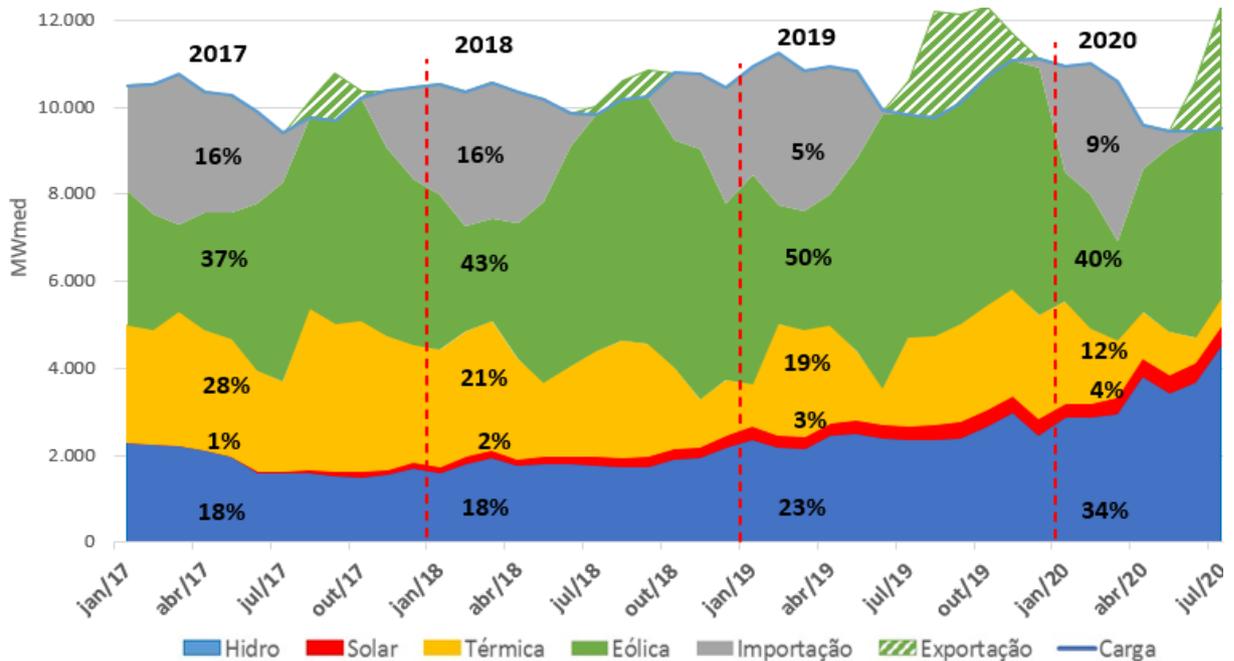


Figura 2.7: Balanço energético do subsistema Nordeste (2017 a 2020).

Fonte: [5].

Observa-se que no primeiro semestre de 2019 a necessidade de importação de energia de outros subsistemas foi de apenas 5% para complementar o atendimento a demanda de carga do subsistema Nordeste. Para o segundo semestre, boa parte dele, foi marcado por um cenário Nordeste Exportador e com essa tendência repetindo-se em 2020.

Com o objetivo de ampliar o entendimento sobre o comportamento desta fonte geradora e de que forma ela se encontra no SIN serão apresentados na próxima seção os tipos de tecnologias, bem como suas particularidades, de modo a atender os requisitos mínimos que norteiam a operação do sistema elétrico de potência brasileiro.

2.2 Tecnologia dos aerogeradores

De acordo com [7, 8], as turbinas eólicas apresentam dois tipos de operação, com velocidade fixa ou variável. A turbina de velocidade fixa tem a vantagem de possuir uma construção simples e robusta. O custo das partes elétricas desse tipo de aerogerador é baixo. Como desvantagens têm um incontrolável consumo de potência reativa, estresses mecânicos e baixo controle da qualidade de energia, além da limitação quanto à extração de potência do vento. Devido à fixação da velocidade de operação, todas as variações na velocidade do vento são refletidas como flutuações ao torque mecânico e por sua vez refletidas como flutuações na energia da rede. Para sistemas fracos, a flutuação de energia pode também ocasionar grandes flutuações nos níveis de tensão, resultando em significativas perdas elétricas nas linhas. A designação de velocidade fixa é oriunda da característica da rotação do eixo do rotor que interliga a turbina ao gerador ser mantida pela rede elétrica. As pequenas variações na velocidade no rotor do gerador são devidas somente às alterações no valor do escorregamento e conseqüentemente da potência ativa fornecida.

Já as turbinas eólicas com velocidade variável são dimensionadas para conseguirem a máxima eficiência aerodinâmica sobre uma larga faixa de velocidades de vento. Dessa forma torna-se viável acomodar continuamente (acelerar ou desacelerar) a velocidade rotacional da turbina com a velocidade do vento. Contrariamente ao sistema de velocidade fixa, o sistema com velocidade variável mantém permanentemente o torque do gerador elétrico constante e as variações produzidas pelo vento são absorvidas pelas mudanças na velocidade do gerador elétrico [7, 8].

O sistema da turbina com velocidade variável é mais complexo. É geralmente equipado com um gerador síncrono ou de indução e conectado à rede através de um conversor eletrônico de potência. Nesses sistemas, a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência

mecânica do rotor a partir da utilização dos conversores eletrônicos de potência conectados ao estator e/ou ao rotor das máquinas, possibilitando a velocidade variável do eixo do rotor da turbina. Em função deste desacoplamento, surge a definição de aerogeradores ou geradores eólicos de velocidade variável. O conversor eletrônico de potência controla a velocidade do gerador, então, as flutuações de energia causadas por variações no vento são absorvidas principalmente pelas mudanças na velocidade do rotor do gerador e conseqüentemente na velocidade do rotor da turbina [7, 8]. Os esquemas eólicos de velocidade variável possuem vantagens em relação aos esquemas fixos, tanto nas baixas quanto nas altas velocidades. Na área de velocidade reduzida, o sistema de controle propicia o aumento no acoplamento dos sistemas variáveis, acarretando na variação da velocidade do rotor associado com as variações de vento, rebatendo em uma significativa redução na variação do torque. Na área de velocidade elevada, as oscilações de baixas frequências, verificadas no esquema a velocidade fixa, são significativamente minimizadas [7, 8].

As vantagens das turbinas com velocidade variável são o aumento de energia extraída, melhor eficiência na qualidade da energia (redução das flutuações) e redução no estresse mecânico da turbina eólica. A desvantagem são os custos elevados e as perdas nos componentes eletrônicos do conversor eletrônico de potência [7, 8].

De acordo com o que já fora dito, uma grande variedade de tecnologias de turbinas eólicas está em uso atualmente. Estas tecnologias variam em custo, complexidade, eficiência de extração de energia eólica e equipamentos utilizados. Em [7, 8, 9], os aerogeradores têm sido classificados em quatro tipos básicos:

Tipo 1: Gerador de indução, rotor a gaiola;

Tipo 2: Gerador de indução com controle de resistência externa de rotor;

Tipo 3: Gerador de indução duplamente alimentado (*DFIG*);

Tipo 4: Gerador síncrono com conversor pleno (*Full Converter*) com controle de campo ou ímãs permanentes.

O foco deste trabalho está nos recursos de controle para suporte de potência reativa presentes nos conversores que compreendem os tipos 3 e 4 apresentados. Logo o presente trabalho se limitará aos mesmos.

2.2.1 Aerogerador tipo 3: Gerador de indução duplamente alimentado

Segundo [10, 11], o aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado, também chamado na literatura estrangeira de *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG), como ilustrado na Figura 2.8, com base na referência [10], o estator encontra-se diretamente conectado à rede elétrica e o rotor está conectado à rede por meio de um conversor eletrônico de potência CA/CC/CA e de um transformador elevador. Este aerogerador é duplamente alimentado por ter sua alimentação fornecida simultaneamente pelo estator e pelo rotor. O DFIG funciona com velocidade variável recorrendo a estes conversores eletrônicos que possuem capacidades aproximadamente de 30% da capacidade nominal do conjunto total turbina/gerador. Assim sendo, estes conversores de potência têm um custo reduzido quando comparado com o aerogerador com gerador síncrono, em que os conversores eletrônicos de potência são projetados para uma capacidade plena do aerogerador.

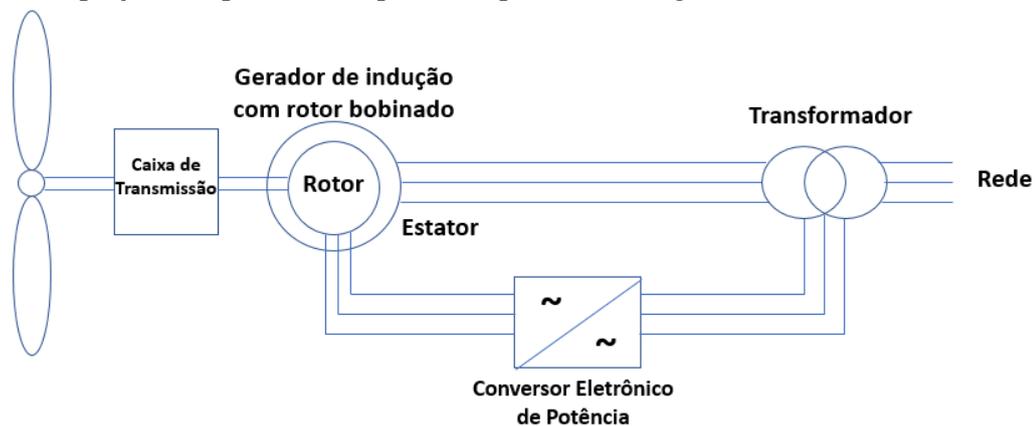


Figura 2.8: Aerogerador tipo 3.

Fonte: [10].

Segundo [10], diversos elementos constituem os conversores eletrônicos de potência como por exemplo, diodos, capacitores, resistores e chaves eletrônicas, como transistores e tiristores. Chaves eletrônicas permitem a seleção do momento exato para a condução da elétrica pelo diodo onde o tipo mais comum e popular é o transistor IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Em estudos de estabilidade é aceitável desprezar os efeitos dinâmicos dos chaveamentos desses dispositivos.

O conversor mais comum refere-se à topologia *back-to-back* que permite a troca bidirecional do fluxo de potência entre o rotor e a rede elétrica e o controle vetorial [10].

Em relação a sua operação em velocidade variável, como é observado pela Figura 2.9, baseada na referência [11], tem-se a operação supersíncrona, Figura 2.9a, onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade angular síncrona, acarretando no fornecimento de potência ativa para a rede elétrica. O oposto verifica-se durante a operação subsíncrona, Figura 2.9b. No entanto, devido ao aerogerador ser controlado para operar com velocidade variável e, dependendo da filosofia de controle seguida, as potências ativas do estator e rotor equilibram-se, de tal forma que a potência ativa total resultante e entregue à rede corresponda à potência máxima capturada pela turbina eólica [11].

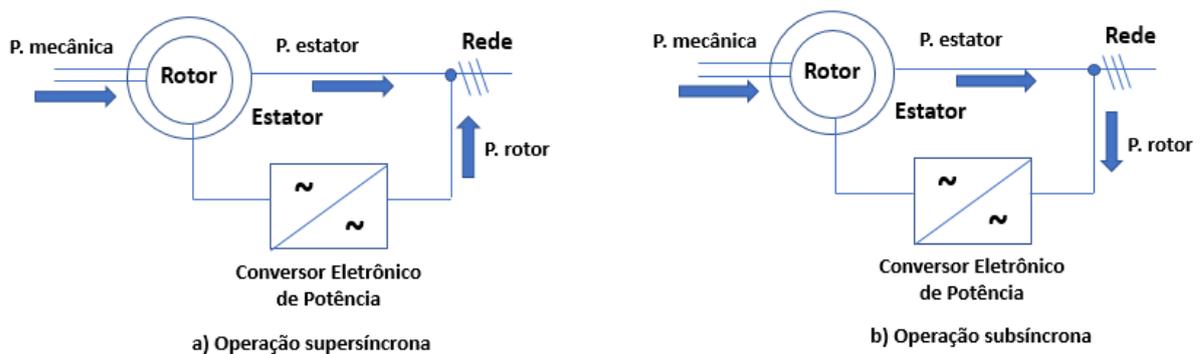


Figura 2.9: Modos de operação do aerogerador.

Fonte: [11].

As principais vantagens do aerogerador com DFIG, em relação aos aerogeradores de velocidade fixa segundo [7, 10, 11, 12, 13], são:

- Controle independente das potências ativa e reativa e a regulação de tensão terminal;
- A faixa de velocidades de operação superior aos aerogeradores de velocidade fixa;
- Maximização da extração da energia do vento;
- Suporte de potência reativa superior aos aerogeradores de velocidade fixa;
- Maior suportabilidade a afundamentos de tensão;
- Desacoplamento parcial via conversor das frequências oriundas da turbina e da rede elétrica;
- Redução do estresse mecânico e a conexão com o sistema é mais suave.

As principais desvantagens do aerogerador com DFIG, em relação aos aerogeradores de velocidade fixa segundo [7, 10], são:

- Custos adicionais devido ao emprego do conversor de potência e sistemas de controle associados;
- Necessidade de um sistema de proteção para o conversor eletrônico de potência;
- Modelagem é mais complexa.

Nos aerogeradores DFIG, o conversor do lado da rede controla a tensão contínua dos terminais do compensador do subsistema de corrente contínua e o fator de potência no ponto de acoplamento comum aos circuitos do rotor e estator. O conversor do lado do rotor controla o módulo e o ângulo de defasagem da intensidade de corrente injetada/extraída pelo circuito rotórico. Os conversores eletrônicos de potência garantem uma forma de onda alternada senoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis aos terminais de corrente alternada dos conversores.

Segundo [10], como o gerador não é conectado diretamente à rede elétrica, é possível controlar independentemente a frequência angular do gerador, pois a mesma está desacoplada da rede. Além disso o conversor eletrônico de potência propicia o controle das potências ativa e reativas geradas de forma independente e a regulação da tensão. Isto contribui para a regulação do fator de potência e à possibilidade de manter a tensão em níveis adequados, além de um melhor desempenho na suportabilidade de afundamentos de tensão. Verifica-se ainda que os sistemas de controle associados ao conversor do lado do rotor e do lado da rede, possibilitam diferentes modos de controle. O método de controle adotado consiste no controle vetorial pois permite o desacoplamento do controle da potência ativa e da potência reativa, ou seja, a potência ativa pode ser controlada sem afetar a produção de potência reativa e vice-versa. Resumidamente, as equações necessárias para mostrar o controle independente entre as potências ativa e reativa são expostas no item a seguir.

2.2.2 Equações referentes ao controle vetorial

Adota-se a convenção de motor para o desenvolvimento das equações [14, 15]. Em coordenadas abc , as tensões do rotor são representadas pelas Equações (2.1) a (2.3).

$$V'_{ar} = R'_r i'_{ra} + \frac{d\psi'_{ra}}{dt} \quad (2.1)$$

$$V'_{br} = R'_r i'_{rb} + \frac{d\psi'_{rb}}{dt} \quad (2.2)$$

$$V'_{cr} = R'_r i'_{rc} + \frac{d\psi'_{rc}}{dt} \quad (2.3)$$

A resistência de cada enrolamento do rotor é R'_r . As correntes do rotor são, i'_{ra} , i'_{rb} e i'_{rc} e os fluxos do estator são ψ'_{ra} , ψ'_{rb} e ψ'_{rc} .

Na forma matricial, as tensões e os fluxos são dados pelas Equações (2.4) e (2.5):

$$\vec{V}'_r = R'_r \vec{i}'_r + \frac{d\vec{\psi}'_r}{dt} \quad (2.4)$$

$$\vec{V}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} \quad (2.5)$$

Onde \vec{V}'_r é o vetor das tensões do rotor, \vec{V}_s é o vetor das tensões do estator, R'_r e R_s são as matrizes de resistência do rotor e do estator respectivamente, \vec{i}'_r e \vec{i}_s são os vetores das correntes de rotor e estator respectivamente e $\vec{\psi}'_r$ e $\vec{\psi}_s$ são os vetores dos fluxos de rotor e estator nesta ordem.

Os vetores dos fluxos são expressos pelas Equações (2.6) e (2.7):

$$\vec{\psi}'_r = L'_{MRS} \vec{i}_s + L'_r \vec{i}'_r \quad (2.6)$$

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_{MSR} \vec{i}'_r \quad (2.7)$$

A matriz das indutâncias próprias do rotor é dada pela Equação (2.8):

$$L'_R = \begin{bmatrix} L'_r & L'_{mr} & L'_{mr} \\ L'_{mr} & L'_r & L'_{mr} \\ L'_{mr} & L'_{mr} & L'_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L'_{lr} + L'_{mmr} & -\frac{1}{2}L'_{mmr} & -\frac{1}{2}L'_{mmr} \\ -\frac{1}{2}L'_{mmr} & L'_{lr} + L'_{mmr} & -\frac{1}{2}L'_{mmr} \\ -\frac{1}{2}L'_{mmr} & -\frac{1}{2}L'_{mmr} & L'_{lr} + L'_{mmr} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Onde L'_r é a indutância própria de cada enrolamento do rotor, L'_{mr} é a indutância mútua entre os enrolamentos do rotor, L'_{mmr} é a indutância magnetizante do rotor e L'_{lr} é a indutância de dispersão do rotor.

Da mesma forma que a matriz anterior, a matriz das indutâncias próprias do estator é dada pela Equação (2.9) e a interpretação dos parâmetros são os mesmos só que em relação ao estator.

$$L_S = \begin{bmatrix} L_S & L_{ms} & L_{ms} \\ L_{ms} & L_S & L_{ms} \\ L_{ms} & L_{ms} & L_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{mms} & -\frac{1}{2}L_{mms} & -\frac{1}{2}L_{mms} \\ -\frac{1}{2}L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} & -\frac{1}{2}L_{mms} \\ -\frac{1}{2}L_{mms} & -\frac{1}{2}L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

As matrizes L'_{MSR} e L'_{MRS} são as matrizes das indutâncias mútuas entre os enrolamentos do rotor e estator em função do deslocamento angular entre cada enrolamento do rotor e do estator representado por θ , dadas pelas Equações (2.10) e (2.11):

$$L'_{MSR} = L'_{msr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$L'_{MRS} = L'_{msr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

A amplitude das indutâncias mútuas entre enrolamentos de rotor e estator é L'_{msr} .

As tensões podem ser escritas como as Equações (2.12) e (2.13):

$$\vec{V}_s = R_s \vec{i}_s + L_s \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{MSR} \frac{d\vec{i}_r}{dt} + \frac{\partial L_{MSR}}{\partial \theta} \vec{i}_r \frac{d\theta}{dt} \quad (2.12)$$

$$\vec{V}_r = R_r \vec{i}_r + L_r \frac{d\vec{i}_r}{dt} + L_{MRS} \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \frac{\partial L_{MRS}}{\partial \theta} \vec{i}_s \frac{d\theta}{dt} \quad (2.13)$$

Utilizando a transformação de Park, é possível obter as Equações (2.14) a (2.17):

$$V_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (2.14)$$

$$V_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (2.15)$$

$$V'_{rd} = R'_r i'_{rd} - (\omega_s - \omega_g) \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (2.16)$$

$$V'_{rq} = R'_r i'_{rq} - (\omega_s - \omega_g) \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (2.17)$$

E os fluxos são expressos segundo as Equações (2.18) a (2.21) conforme abaixo:

$$\psi_{sq} = (L_{ls} + L_m) i_{sq} + L_m i'_{rq} \quad (2.18)$$

$$\psi_{sd} = (L_{ls} + L_m) i_{sd} + L_m i'_{rd} \quad (2.19)$$

$$\psi'_{rq} = (L'_{lr} + L_m) i'_{rq} + L_m i_{sq} \quad (2.20)$$

$$\psi'_{rd} = (L'_{lr} + L_m) i'_{rd} + L_m i_{sd} \quad (2.21)$$

O torque eletromagnético é dado pela Equação (2.22):

$$T_e = \frac{3p}{2} L_m (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (2.22)$$

Onde p é o número de pólos do gerador.

As correntes de estator são consideradas equilibradas e as mesmas produzem um campo magnético total do estator que possui magnitude constante e rotaciona à velocidade síncrona. O sistema de coordenadas dq (eixo direto e quadratura) também rotaciona também à velocidade síncrona. O vetor campo magnético do estator é fixo em relação aos eixos d e q , sendo o eixo d alinhado ao campo magnético total do estator. A soma vetorial dos vetores de fluxo é igual ao vetor fluxo total do estator, alinhado ao eixo d . A Figura 2.10 apresenta o alinhamento entre o vetor campo magnético total do estator e o eixo direto d do estator.

Os resultados oriundos das considerações adotadas são apresentados na Figura 2.10 e pelas Equações (2.23) e (2.24):

$$\psi_{sq} = 0 \quad (2.23)$$

$$\psi_{sd} = \psi_{total} \quad (2.24)$$

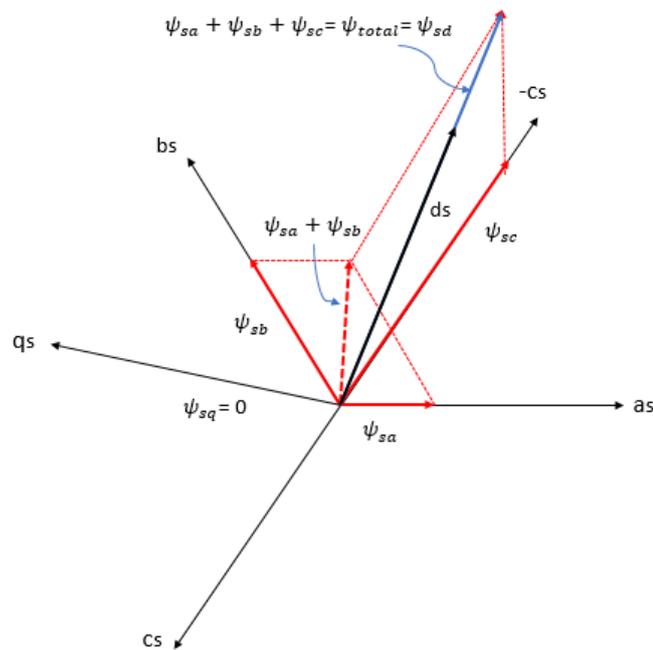


Figura 2.10: Sistemas de coordenadas abc e dq: eixo d em velocidade síncrona alinhado ao campo magnético total do estator.

Fonte: [10].

Substituindo as Equações (2.23) e (2.24) nas Equações (2.14) e (2.15) e tomando $R_S = 0$, obtêm-se as tensões do estator nos eixos direto d e de quadratura q , representadas pelas Equações (2.25) e (2.26):

$$V_{sq} = \omega_s \psi_{sd} = \omega_s \psi_{total} \quad (2.25)$$

$$\psi_{sd} = 0 \quad (2.26)$$

Diante do exposto verifica-se que a tensão do estator no eixo q V_{sq} , é invariante no tempo. As correntes do estator podem ser controladas utilizando as correntes do rotor nos eixos direto e de quadratura, d e q . Recorrendo às equações dos fluxos do rotor e do estator e considerando ψ_{sq} nula, obtêm-se as correntes para cada eixo conforme Equações (2.27) e (2.28):

$$i_{sq} = -\frac{L_m i'_{rq}}{L_{ls} + L_m} \quad (2.27)$$

$$i_{sd} = \frac{\psi_{sd} - L_m i'_{rd}}{L_{ls} + L_m} \quad (2.28)$$

Como as indutâncias não variam, as correntes de estator podem ser controladas pelas correntes do rotor e dado que a tensão do estator no eixo d é zero. As potências ativas e reativas do estator são dadas pelas Equações (2.29) e (2.30):

$$P_s = \frac{3}{2} (V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq}) = \frac{3}{2} V_{sq} i_{sq} \quad (2.29)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2} (V_{sd} i_{sq} - V_{sq} i_{sd}) = -\frac{3}{2} V_{sq} i_{sd} \quad (2.30)$$

E como as correntes do estator podem ser controladas pelas correntes do rotor, as potências ativas e reativas do estator podem ser reescritas conforme as Equações (2.31) e (2.32):

$$P_s = -\frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s \psi_{sd} L_m}{L_{ls} + L_m} \right) i'_{rq} \quad (2.31)$$

$$Q_s = \left(\frac{\omega_s \psi_{sd}}{L_{ls} + L_m} \right) (\psi_{sd} - L_m i'_{rd}) \quad (2.32)$$

Segundo as Equações (2.31) e (2.32), as potências ativas e reativas do estator podem ser controladas a partir do controle das correntes de rotor. Como as correntes do rotor i'_{rq} e i'_{rd} podem ser alteradas separadamente, o método de controle vetorial possibilita o controle independente entre as potências ativa e reativa do estator. Como observado em [16], a potência reativa trocada com a rede depende não somente do controle proveniente do gerador, mas também da estratégia de controle do conversor referente ao lado da rede.

2.2.3 Aerogerador tipo 4: Gerador com conversão plena de potência

Também conhecido como *Full Converter*, esta configuração, segundo a Figura 2.11, corresponde à turbina eólica de velocidade variável completa, com o gerador conectado ao sistema através de um conversor eletrônico de potência. O gerador pode ser eletricamente excitado por meio de um gerador síncrono com rotor bobinado ou através de um gerador de ímã permanente [8]. O estator do gerador está ligado à rede através de um conversor *back-to-back*, o que significa que toda a produção de energia vai para o sistema elétrico de potência através do conversor. A configuração *back-to-back* permite o fluxo de potência nas duas direções do conversor e também o uso do controle vetorial, cujas potência ativa e reativa podem ser

controladas separadamente e a regulação de tensão é viabilizada. O tipo 4 tem características semelhantes ao tipo 3 e, uma vez que é completamente desacoplado da rede, ele pode fornecer uma grande faixa de excursão para a velocidade variar, bem como de potência reativa e de capacidade de controle de tensão. Além disso, a sua corrente de saída pode ser modulada a zero, limitando assim a contribuição de corrente de curto-circuito para a rede [11]. O conversor ligado ao estator do gerador controla o torque da máquina controlando assim a sua velocidade de rotação. O conversor ligado à rede elétrica assegura a transferência de potência ativa entre o gerador e a rede elétrica assim como a troca de potência reativa.

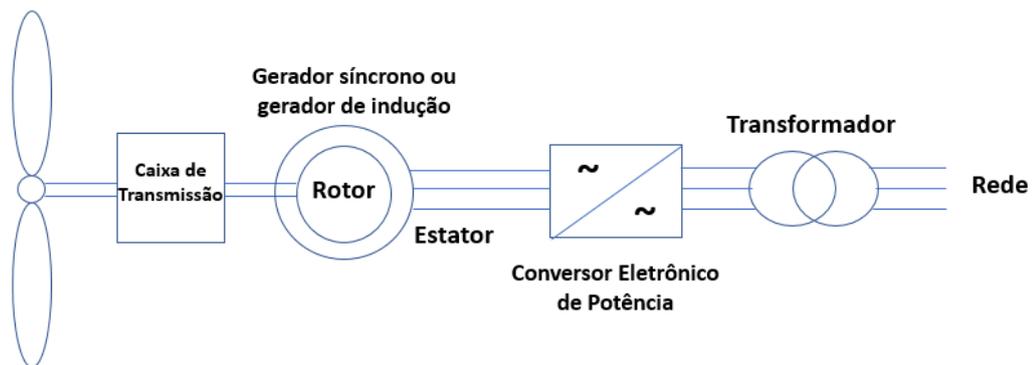


Figura 2.11: Aerogerador tipo 4.

Fonte: [10].

O fato de os conversores estarem presentes na saída do aerogerador obriga a que seja necessário projetá-lo para a capacidade plena do conjunto turbina/gerador o que, eleva os custos de construção para esta tecnologia, tal como, o gerador que é especialmente concebido para este uso [11]. Conforme [12], para os sistemas de velocidade variável as velocidades acima do nominal basicamente não levam à instabilidade de tensão porque a velocidade do gerador e a tensão são controladas independentemente via conversores, como é o caso da DFIG e Full Converter, por outro lado, manter o funcionamento ininterrupto durante o distúrbio pode ser o principal desafio de tal aerogerador. Isto porque os conversores são controlados com o chaveamento de IGBTs os quais são sensíveis ao sobreaquecimento. Estes possuem sistemas de proteção contra sobrecorrente, sobretensão e sobreaquecimento que bloqueiam a operação do conversor quando estas variáveis apresentam alguma anormalidade enviando um sinal de desconexão do aerogerador da rede. O ponto de conexão do sistema também influencia no controle de estabilidade. Quando conectados em redes fortes os conversores de máquinas com tecnologia DFIG restabelecem-se rapidamente durante as faltas mesmo antes da tensão e frequência da rede ser restabelecidos. Isso auxilia no controle de tensão, reduzindo a

compensação de potência reativa local. Já em sistemas fracos o restabelecimento nem sempre é possível devido a degradação da rede perante o distúrbio [12].

Em muitas pesquisas o risco de colapso de tensão tem sido considerado como o principal problema nos sistemas de potência com alta inserção eólica. Os geradores eólicos se desconectam automaticamente quando a tensão cair descontroladamente visando a redução da demanda por potência reativa dos aerogeradores e minimizando o risco de colapso [12].

As principais vantagens do aerogerador tipo *Full Converter*, em relação aos aerogeradores anteriores segundo [10], são:

- O suporte de potência reativa é superior as tecnologias tipo 1, 2 e 3;
- Maior suportabilidade a afundamentos de tensão;
- Permite a operação em faixa total de velocidades, o que aumenta a potência extraída de vento;
- Desacoplamento total entre as frequências oriundas da interação vento/turbina/rotor das frequências oriundas da rede;
- O estresse mecânico é reduzido e a conexão com a rede é mais suave.

As principais desvantagens do aerogerador tipo Full Converter, em relação aos aerogeradores anteriores segundo [10], são:

- Devido o conversor ser dimensionado para 100% da potência elétrica total de saída do gerador, o custo associado torna-se elevado;
- Geradores multipólos possuem grande diâmetro, o que eleva o custo associado e torna-se um elemento de grande peso para a nacelle.

Com base nisto, pode-se observar a complexidade de controles destas fontes geradoras o que remete a necessidade de modelá-las no âmbito dos estudos de planejamento e operação de tal forma que exista a reprodutibilidade das respostas de seus controles diante da dinâmica do sistema, o mais fiel possível ao que se encontra instalado em campo.

2.3 Impactos no sistema elétrico de potência

Fica evidente que, a inserção das gerações renováveis intermitentes é um recurso adicional no atendimento à demanda de energia elétrica, porém as incertezas associadas à sua produção tornam-se problemas complexos para a segurança do sistema. Devido a isto, é posto perante os Operadores de Sistemas, desafios de como lidar com flutuações na frequência e na tensão do sistema de transmissão, que se deixada sem as devidas intervenções, provocaria danos

ao sistema, bem como aos equipamentos. Da ótica como fonte de energia a geração eólica traz grandes benefícios para o SIN como uma produção anual bastante previsível e possui complementariedade de seu comportamento sazonal com o regime hidrológico das bacias hidrográficas. No entanto do ponto de vista de potência tem impactos diferentes, muita das vezes negativos, sobre o sistema elétrico em relação a segurança operacional como, a possibilidade de desconexão de grandes blocos de geração em razão de adversidades meteorológicas ou contingências na rede, redução da inércia global do sistema na medida em que promovem o incremento destas em relação as fontes convencionais sincronamente conectadas e sua monitoração, na medida que parte da geração eólica encontra-se embutida nas redes de distribuição.

A questão central é: como minimizar os impactos negativos causados como fonte de potência e maximizar seus benefícios como fonte de energia? Para melhorar o desempenho das renováveis podem-se citar algumas medidas como normativos para integração de empreendimentos renováveis que exijam a participação destes nos controles da frequência e tensão, aprimorar os métodos e ferramentas para previsão da geração eólica e melhorar o desempenho dos aerogeradores para resistir os impactos dinâmicos da rede.

Estudos e experiência adquirida nos últimos anos em todo o mundo têm demonstrado que novas soluções técnicas são necessárias para mitigar esse conjunto de dificuldades como distúrbios inesperados decorrentes de variação de carga, curtos-circuitos e cortes de grandes blocos de geração [17].

A inserção desses montantes de energia tem conduzido a uma atualização e aperfeiçoamento dos requisitos técnicos exigidos para a conexão dessas centrais de geração por parte dos Operadores de Sistema no mundo. Dentre os requisitos técnicos que a geração eólica deve atender, ressaltam-se aqui, os que impõem a capacidade de suportarem subtensões ou sobretensões perante a ocorrência de curto-circuito na rede (*Low Voltage Ride Through* - LVRT e *High Voltage Ride Through* - HVRT) e a capacidade de injeção de corrente reativa durante a ocorrência do defeito, dando o suporte de tensão ao sistema durante alguma perturbação.

A necessidade de adequar os requisitos de rede à realidade das fontes renováveis no Brasil iniciou-se com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, lançado pelo governo em 2002.

Isto implicou no aperfeiçoamento das tecnologias e/ou disponibilidade de recursos de controle existentes, porém até então não exigidos. A evolução do *Grid Code* brasileiro,

conhecido por Procedimentos de Rede, em relação às exigências de requisitos têm como principais marcos relacionados as fontes eólicas:

Antes de 2004: Não havia qualquer especificação de requisitos técnicos para a conexão de centrais geradoras eólicas (CGEs).

A partir de 26/03/2004: Surgiram nos Procedimentos de Rede do ONS os requisitos técnicos mínimos para a conexão de aerogeradores na Rede Básica.

A partir de 25/09/2007: Inclusão, nos requisitos para os aerogeradores, os conceitos de instabilidade de tensão e o critério de *Fault Ride Through*, além do requisito para tomada de carga dos aerogeradores. Também nesta revisão dos Procedimentos de Rede foi inserida a diretriz de potência ativa de saída de modo a garantir a disponibilidade de potência nas CGEs em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A partir de 01/01/2017: Houve após diversas discussões o aprimoramento dos requisitos técnicos até então utilizados. Estabeleceu-se os requisitos de injeção de corrente reativa sob defeito para a conexão das CGEs. Outras mudanças foram a inserção sobre quais modos de controle das centrais geradoras deveriam estar disponibilizados para controle de tensão, e o requisito de prover inércia sintética. Outra importante atualização foi da curva *Fault Ride Through* para as tensões terminais dos aerogeradores, abrangendo condições de HVRT e LVRT.

2.4 Requisitos técnicos para integração de geração eólica ao sistema de potência

Vistos os desafios associados com a entrada em operação desse tipo de geração e a evolução dos critérios para a integração dessa fonte à operação, faz-se necessários possuir diretrizes que delineiem os requisitos de operação das redes as quais esses geradores devem atender. A seguir são descritos os requisitos técnicos gerais conforme os Procedimentos de Rede do ONS para a geração eólica conectada à Rede Básica, com foco na regulação de tensão.

2.4.1 Geração / absorção de potência reativa

Conforme [18], na conexão da central geradora às instalações sob a concessão do agente transmissor, a central eólica deve providenciar os recursos para que, em regime permanente, opere com uma faixa de fator de potência de 0,95 indutivo (sub-excitado) a 0,95 capacitivo (sobre-excitado) para a potência nominal, mantendo esse requisito até 20% da potência nominal, segundo a região indicada na Figura 2.12, conforme referência [18], de modo a participar efetivamente no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

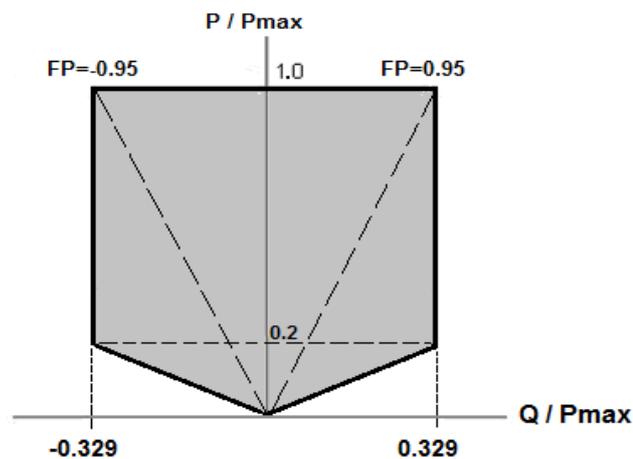


Figura 2.12: Faixa de injeção/absorção de potência reativa no ponto de conexão.

Fonte: [18].

No caso da eólica, estando a mesma em condições de vento abaixo da velocidade mínima de operação ("*cut in*"), deverá possuir recursos de controle internos a sua instalação (como por exemplo compensação shunt) para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito mínimo de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão quando a mesma não estiver gerando potência ativa para o sistema.

2.4.2 Modos de controle

A central geradora, segundo [18], deve ser capaz de operar em 3 estratégias distintas de operação em regime permanente, nomeadas neste trabalho por:

- Modo A - controle de tensão terminal ou remota;
- Modo B - controle de fator de potência;
- Modo C - controle de potência reativa.

O modo de controle padrão que é recomendado pelo ONS é o modo de controle de tensão no barramento coletor da central eólica, com o objetivo de auxiliar na manutenção do perfil de tensão da rede dentro das faixas permitidas em condições de operação normal ou de emergência. A depender das necessidades do sistema, o ONS poderá solicitar que a central eólica que opere nos demais modos de controle.

Quando estiver operando no modo de controle de tensão terminal a central deve ser capaz de prover, no ponto de conexão com a Rede Básica, controle contínuo dos níveis de tensão entre 95% a 105% da tensão nominal da central geradora e com um estatismo ajustável numa faixa entre 2% e 7% (fator de participação da contribuição dos aerogeradores da central) na base da potência reativa nominal da central geradora (com uma resolução de 0,5%), conforme esquematicamente indicado na Figura 2.13, com base na referência [18].

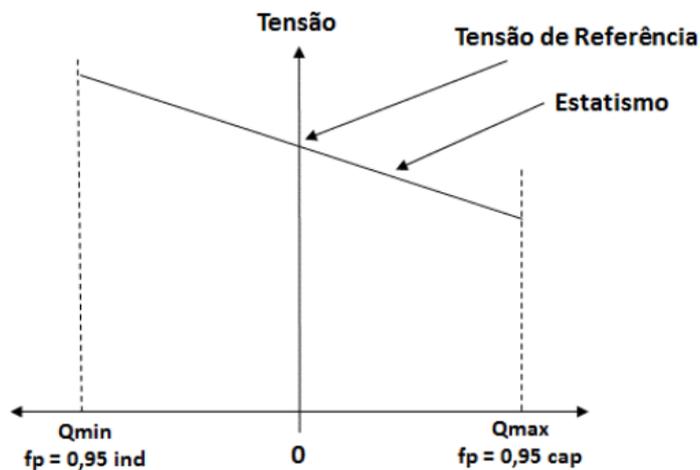


Figura 2.13: Perfil do controle de tensão da central geradora.

Fonte: [18].

Segundo [19, 20, 21], sistemas operados com as gerações eólicas no modo de controle de tensão (Modo A) tem maior margem de estabilidade em comparação com sua operação no modo de fator de potência (Modo B) porque neste último a geração ou consumo de potência reativa é bem mais limitada dada a característica de manter o fator de potência constante. Além disso no modo de controle de tensão pode-se operar o gerador em toda sua faixa de potência reativa para controlar a tensão da rede. Outro ponto observado é o comportamento de longo termo das tensões. O modo A é capaz de mitigar o efeito das variações de tensão no sistema comparado ao Modo B. Esta flutuação de tensão pode causar sérios problemas à rede, o que pode reduzir a vida útil ou danificar os equipamentos conectados a ela. No Modo B as tensões levam mais tempo para recuperar-se devido a dinâmica da carga. Merece destaque também que diante de perturbações as variações de tensão transitórias são mais evidentes no Modo B em

relação ao Modo A. Todavia o modo de fator de potência apresenta menores perdas de potência quando comparado ao modo de controle de tensão.

2.4.3 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

Caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora eólica às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos aerogeradores permanecer dentro da região indicada na Figura 2.14 que contempla tanto a característica da LVRT quanto HVRT. Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação [18]. No ponto de conexão com a Rede Básica a central geradora, de modo a evitar o desligamento da central geradora quando há variação de tensão no sistema, possuindo a capacidade de operar [18]:

- Entre 0,9 e 1,1 p.u. da tensão nominal por período de tempo ilimitado;
- Entre 0,85 e 0,9 p.u. da tensão nominal por um período de tempo máximo de 5 segundos;
- Entre 1,1 e 1,2 p.u. por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

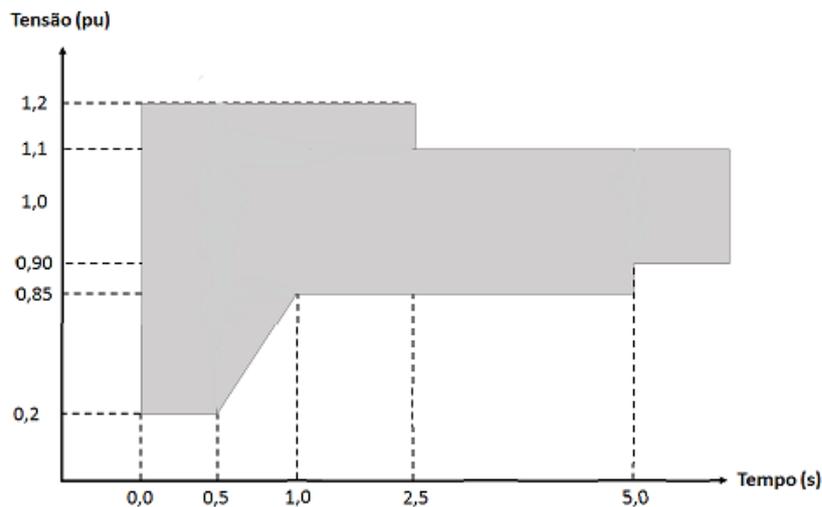


Figura 2.14: Tensão nos terminais dos aerogeradores da central geradora.

Fonte: [18].

2.4.4 Injeção de corrente reativa sob defeito

Quando de variações transitórias de tensão, além de cumprir os requisitos de manter-se conectadas pelo período descrito na Figura 2.15, segundo referência [18], estes geradores devem ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica através da injeção de corrente reativa adicional, para tensões inferiores a 85%, e de absorção de corrente reativa adicional, para tensões acima de 110%. A instalação deve ser capaz de iniciar o suprimento de corrente reativa em não mais de 30 ms após a detecção de falta. Caberá ao ONS a responsabilidade de instruir a ativação deste recurso e de definir o valor de K (inclinação da reta) a ser utilizado, em função das características do sistema onde a central geradora será inserida [18]. Em linhas gerais um baixo valor de K indica uma rede fraca enquanto que um alto valor de K indica que o sistema onde a geração eólica se encontra é robusta.

É importante ressaltar que a corrente reativa injetada para fins de elevação da tensão terminal deve ser tratada como uma corrente reativa adicional a ser injetada pela turbina no caso de uma falta, adicionando essa parcela na referência de corrente reativa pré-falta. Sendo assim, em situações onde o aerogerador possa estar fornecendo potência reativa indutiva, na ocorrência da falta, esse valor será decrescido ou até mesmo zerado para uma necessidade de fornecimento de potência reativa capacitiva. Cada aerogerador tem um controle da quantidade de corrente reativa para suporte de tensão que geralmente é proporcional a variação de tensão de seu valor antes do afundamento [22].

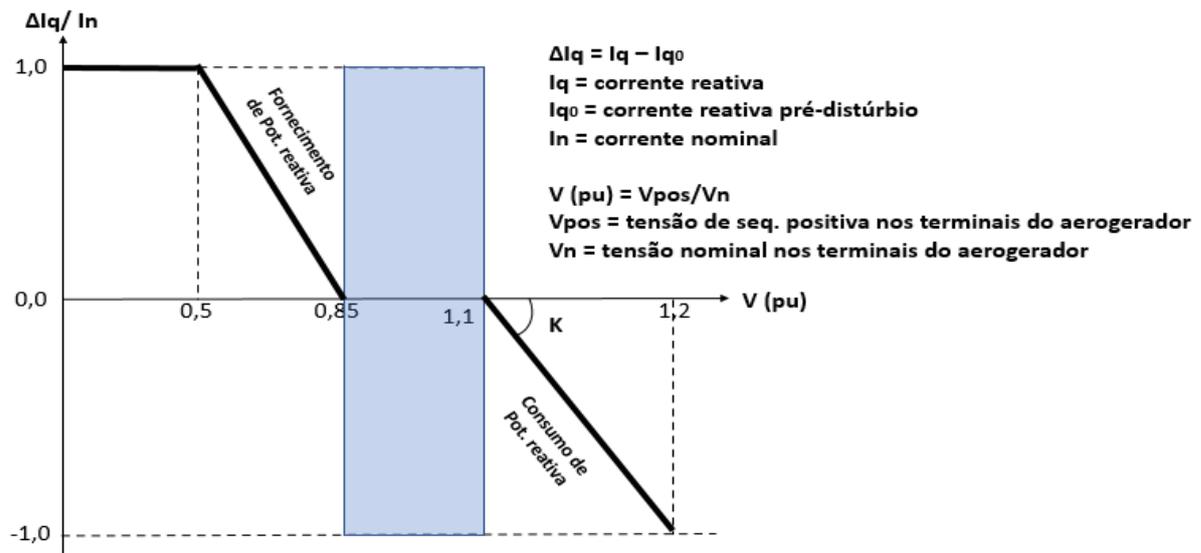


Figura 2.15: Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.

Fonte: [18].

Como observado são requeridas das gerações renováveis características técnicas adequadas de modo a manter a confiabilidade e a segurança do desempenho do sistema em regime normal de operação e em casos de perturbações na rede através de ações de controle dos aerogeradores ou inversores e características intrínsecas das próprias máquinas, sendo norteadas pelos requisitos técnicos de rede.

Diante do exposto, é importante compreender com maior profundidade o efeito dos controles dos aerogeradores na estabilidade do sistema quando da ocorrência de perturbações. Identificar pontos críticos e/ou vulneráveis, do ponto de vista de estabilidade de tensão e de que maneira a entrada dessas fontes auxiliam ou deterioram as condições operativas do sistema e analisar de que modo o sistema de controle dessas fontes devem atuar para contribuir na estabilidade e os ganhos obtidos com essas ações.

CAPÍTULO 3

3. Estabilidade de tensão em sistemas elétricos

Vistos os conceitos gerais, características e o impacto das fontes de geração renovável no sistema, percebe-se que a rede se torna mais complexa de se operar, pois, se por um lado a matriz ganha uma nova forma de geração de energia, por outro pode, do ponto de vista de potência, impactar de modo negativo o sistema, em relação a segurança operacional quando de contingências na rede acarretando em instabilidades de tensão devido à falta de margem reativa, o que pode conduzir o sistema ao colapso.

É importante compreender o efeito destas gerações na estabilidade do sistema na ocorrência de perturbações e identificar os pontos críticos ou sensíveis, sob a ótica de estabilidade de tensão e de que maneira a entrada dessas fontes auxiliam ou deterioram as condições operativas do sistema analisando como estas devem atuar para contribuir na margem de estabilidade e avaliar os ganhos obtidos com essas ações.

Segundo [23], o problema da estabilidade de tensão ocorre atualmente devido à falta de investimentos adequado no sistema de transmissão tanto por restrições ambientais quanto econômicas, o que levam esses sistemas a operarem no limite de sua capacidade nominal. A instabilidade de tensão se caracteriza pela queda progressiva dos níveis de tensões em parte ou em toda a rede elétrica, em períodos que variam desde segundos até dezenas de minutos. O problema ocorre devido ao desequilíbrio entre a potência reativa consumida e a potência reativa fornecida do sistema, porém alguns elementos que compõem o sistema podem influenciar na estabilidade de tensão como por exemplo as peculiaridades da carga, equipamentos relacionados ao controle de tensão e o sistema de proteção.

Este capítulo tem o objetivo de oferecer os conceitos básicos sobre o fenômeno da instabilidade de tensão, classificação, descrição do mecanismo da instabilidade de tensão, a utilização das curvas P_{Ve} Q_V no fornecimento de informações relevantes para o presente estudo e analisar a estabilidade de tensão para as condições estáticas e dinâmicas.

3.1 Classificação de estabilidade

Em [24], a estabilidade de um sistema elétrico está associada à capacidade do sistema em manter-se em um determinado ponto de operação e de atingir um novo ponto de operação sob diversas condições operativas da rede, seja uma variação de carga, normal na dinâmica da

operação, um curto-circuito em algum equipamento, um desligamento pela má atuação da proteção em elementos do sistema, desligamento de unidades geradoras, etc. A instabilidade de um sistema elétrico de potência é uma situação única, onde os equipamentos que compõem o sistema e seus efeitos devem ser levados em conta. Para um estudo abrangente de estabilidade do sistema elétrico é constatado por uma grande complexidade. Porém, na literatura o estudo de estabilidade pode ser classificado de acordo com as características como: o porte do impacto, a instabilidade envolvida, as influências dos elementos sobre a rede e o tempo de análise permitindo uma classificação, ainda que não definitiva. Esta classificação descreve algumas peculiaridades, e dentro da natureza e da análise propostas, são aceitáveis [25].

3.1.1 Estabilidade angular

A estabilidade angular estuda o sincronismo das unidades geradoras em determinadas condições de operação da rede. Nesse estudo as oscilações eletromecânicas representam o comportamento das unidades geradoras diante estas oscilações. A natureza dos impactos neste tipo de estudo também é significativa, permitindo separar a estabilidade angular em duas situações distintas, a saber, pequenos e grandes impactos. Para situações de pequenos impactos são considerados os sincronismos das unidades geradoras para situações de variações naturais da dinâmica das cargas. Devido os impactos não serem tão significativos podem-se fazer o uso de equações linearizadas. Já para estudos de estabilidade angular diante grandes impactos, como curtos-circuitos e perdas de grandes geradores, as equações não podem mais ser linearizadas, e as soluções do sistema são obtidas por métodos de resolução de equações diferenciais não-lineares [24, 25].

3.1.2 Estabilidade de frequência

Estabilidade de frequência é a capacidade do sistema de potência em manter a frequência dentro de uma faixa nominal, após um severo desbalanço de geração / carga provocando uma grande oscilação no sistema, que pode ou não o desconectar em subsistemas. Esta habilidade é dependente da capacidade do sistema em restaurar o balanço geração / carga com o mínimo de perda de carga possível. Os problemas de estabilidade de frequência são acarretados devido a descoordenação de controles e equipamentos de proteção, ou reserva de geração insuficiente. Efeitos da atuação dos controles automáticos de geração (CAG), saturação de transformadores e comportamento da carga fora das condições nominais são relevantes nesta análise. Para esta análise é recomendada a técnica de simulação não-linear no domínio do

tempo, com modelagens dinâmicas detalhadas para severas excursões de parâmetros e intervalos de tempo longos [26].

3.1.3 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a habilidade do sistema de manter níveis adequados de tensão em todas as barras da rede, tanto em condições de regime permanente quanto em condições de perturbação. A instabilidade de tensão, em uma de suas características, surge quando uma perturbação qualquer conduz a rede a uma redução de tensão descontrolada. A indisponibilidade de potência reativa está associada a um decaimento progressivo da tensão nas barras iniciando de forma localizada e podendo se espalhar pelo sistema até causar o colapso de tensão da rede elétrica. A estabilidade de tensão, como os demais tipos de estabilidade, pode ser classificada em estabilidade de tensão para pequenos impactos e estabilidade de tensão para grandes impactos. Na condição de pequeno impacto, neste tipo de estudo, são admitidos como suficientemente pequenos os impactos na rede, de maneira que as equações podem ser linearizadas em um determinado ponto de operação. No estudo de estabilidade de tensão para grandes impactos é determinado a habilidade do sistema em manter as tensões nos barramentos do sistema elétrico em condições adequadas após um grande distúrbio, como um curto-circuito em elementos do sistema elétrico, a perda de unidades geradoras ou de linhas de transmissão em corredores importantes, etc. Este tipo de estudo exige uma análise não-linear do sistema elétrico de potência em um período de tempo suficiente para que os elementos de resposta mais lenta do sistema elétrico sejam considerados. A estabilidade aqui é avaliada de forma que os elementos mais lentos são determinantes da condição de operação do sistema. A fase transitória atingiu uma situação de estabilidade capaz de não mais ser necessário avaliar esta fase do sistema elétrico. Assim, os estudos e avaliações podem ser feitos através de equações linearizadas em torno de um ponto de operação do sistema elétrico. Dentro deste contexto, elementos com constantes de tempo na casa de vários segundos a vários minutos são considerados: cargas termostáticas, transformadores com taps comutados sob carga (*Load Tap Changer* ou simplesmente - LTC), limitadores de corrente de excitação das unidades geradoras, controle e ajustes de geração [24, 25].

3.2 Controle de tensão e a estabilidade em sistemas elétricos de potência

A máxima injeção de potência reativa em barras do sistema e à possibilidade do controle de tensão ter o efeito contrário ao que se espera configura-se em um problema da estabilidade de tensão. Esta afirmação está baseada no critério de estabilidade de tensão a pequenas perturbações que diz: Dada uma condição operativa para cada barra, o sistema é estável caso o módulo da tensão na barra aumente à medida que a injeção de potência reativa na mesma aumente. Para a situação oposta, o sistema é considerado dito instável, para pelo menos uma barra no sistema, em que o módulo de tensão diminui para uma elevação na injeção de potência reativa na mesma [27].

A estabilidade de tensão em outras palavras é uma condição de equilíbrio entre forças que se opõem em um sistema, de tal modo que estas se cancelam instantaneamente quando a estabilidade é atingida. Para a estabilidade de tensão as forças opostas são a potência reativa fornecida e a potência reativa demandada do sistema, isto é, quando estas se igualam, a tensão permanece constante. Caso a potência reativa absorvida seja maior do que a injetada a tensão tende a cair podendo levar o sistema à instabilidade, caso nenhuma medida operativa seja tomada [23].

A instabilidade não representa necessariamente o blecaute do sistema de potência, mas pode conduzi-lo a essa situação. O colapso de tensão é um termo muito usado na literatura e refere-se à sequência de eventos que levam ao blecaute ou tensões muito baixas em uma parte significativa do sistema de potência [28]. Este fenômeno pode ser local, envolvendo um conjunto de barras ou uma área de controle, neste caso sendo chamado de colapso parcial, ou abrangendo a totalidade/maioria das barras do sistema de potência, denominando-se colapso global.

Segundo [25, 27, 29], um sistema também sofre instabilidade de tensão quando uma perturbação, crescimento na demanda de carga ou uma mudança nas condições de operação, causam uma progressiva e incontrolável queda ou elevação na tensão. Geralmente, é um fenômeno localizado, no entanto as suas consequências podem propagar-se causando um grande impacto em todo o sistema. Estes fenômenos estão associados a sistemas elétricos que operam sob condições limítrofes de sua capacidade de transmissão de potência, tais como

regiões de alto escoamento de geração, interligadas a redes extensas através de longas linhas de transmissão/distribuição, como é o caso da geração eólica no Nordeste brasileiro.

A instabilidade de tensão está associada à capacidade de máxima transferência de potência do sistema de transmissão para a carga [25, 28, 29, 30, 31]. Quando a impedância característica (também conhecida por impedância de surto) da linha de transmissão é igual à impedância da carga, ocorre o casamento de impedâncias, e nessa situação, a tensão na carga possui um perfil pleno recebendo potência igual à potência natural da linha SIL (*Surge Impedance Loading*). À medida que a carga aumenta, o sistema de transmissão fornece potência maior do que o SIL, tornando-se mais indutivo e a tensão começa a cair, provocando a instabilidade de tensão por subtensão [25]. Para o caso de instabilidade por sobretensão, o sistema de transmissão fornece potência menor do que o SIL, causando o efeito capacitivo da linha quando a carga é baixa, o sistema se torna mais descarregado levando o barramento a uma situação de sobretensão [25].

A instabilidade de tensão envolve os seguintes aspectos básicos:

- A característica da carga envolvendo a dinâmica de recuperação desta;
- Os equipamentos para o controle de tensão na rede impactada, os quais influenciam na capacidade da rede de transferir potência dos pontos de geração até os pontos de consumo;
- O distúrbio ou perturbação ao qual a rede pode ser eventualmente submetida.

Ainda conforme [32], o principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a desbalanço de potência reativa e falta de suporte de potência reativa adequada através do sistema. Entre as causas que influem na estabilidade de tensão, destacam-se:

- Grandes distâncias entre as centrais geradoras e os centros de consumo, o que obriga a existência de extensas redes de transmissão/distribuição associadas às perdas elevadas;
- O aumento das perdas elétricas devido as sobrecargas no sistema de transmissão, em condições normais ou devido a contingência;
- Influência das características das cargas face às variações de tensão (modelagem);
- Coordenação inadequada entre os sistemas de controle e sistemas de proteção;
- Incapacidade de recomposição dos níveis de tensão terminais dos geradores devido aos seus reguladores de tensão (AVRs) operarem no limite;

-
- Transformadores com LTC, que buscam elevar os níveis de tensão, demandando um aumento de potência fornecida pelos geradores, o que faz com que cresçam as perdas nas linhas e, conseqüentemente, provoquem o aumento da queda de tensão e saturação dos controles dos transformadores;
 - Compensação de potência reativa insuficiente ou em excesso devido a falha de coordenação entre compensadores síncronos, bancos de capacitores e sistemas estáticos.

Todas as causas citadas estão intrinsecamente relacionadas ao fluxo de potência reativa imposta a rede, ao comportamento das cargas face às variações de tensão, a ação de dispositivos automáticos de controle de tensão e a limitação de sobre-excitação de geradores.

Na verificação do controle de tensão deve ser considerado que o atendimento com qualidade a carga exige que os níveis de tensão se mantenham dentro de faixas pré-estabelecidas, seja em regime normal de operação ou após o desligamento de um elemento do sistema (critério N-1).

Os critérios que estabelecem as condições de operação da rede podem ser observados, segundo o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [33]:

- Faixa de tensão admissível em barras de transmissão em regime normal de operação entre 95% e 105% da tensão nominal;
- Tensão mínima admissível em barras de transmissão em situação de contingência: até 95% nas barras de carga e até 90% nas barras de interligação;
- Limites máximos e mínimos aceitáveis pelos equipamentos;
- Variações de tensão provocadas por chaveamento de banco reatores ou banco capacitores ou por manobras em equipamentos não deverão exceder a $\pm 5\%$ da tensão nominal.

A questão de manter as tensões dentro dos limites operativos é complexo pelo fato do sistema ser composto por inúmeras fontes consumidoras alimentadas por diferentes tipos de geradores. As diretrizes de fornecimento de potência reativa variam constantemente com a mudança da carga, o que afeta as características de desempenho das linhas de transmissão, especialmente as longas. Como a potência reativa não pode ser transmitida a longas distâncias o controle de tensão deve ser exercido por outros dispositivos dispersos pelo sistema. A correta seleção e coordenação dos recursos de controle de potência reativa e tensão é uma tarefa que

exige a aplicação de vários métodos e a simulação de diversos cenários para que se possa obter o real mapeamento das condições de segurança do sistema.

Mais especificamente para o SIN, o controle de tensão é uma tarefa complexa em razão das suas características peculiares, destacando-se:

- Extensas Linhas de transmissão com níveis de tensões nominais elevadas;
- Multiplicidade de níveis de tensão no sistema. Este fato faz com que seja necessária coordenação do controle nos diferentes níveis de tensão, considerando os enfoques sistêmico, regional e local;
- Comportamento diferenciado das cargas, em razão das grandes dimensões geográficas do País, frequentemente tornando necessárias diretrizes para o controle de tensão para atender a não simultaneidade de pontas de carga das regiões;
- Transição dos patamares de carga pesada, média, leve e mínima, considerando os recursos de controle de tensão disponíveis no momento

Na tentativa de avaliar o comportamento dos sistemas elétricos de potência frente aos diversos impactos que podem vir a ocorrer, muitos estudos e ferramentas de análises foram e estão sendo desenvolvidos com o intuito de permitir uma avaliação se os recursos disponíveis na rede estão adequados e quais pontos se fazem necessário reforço e melhorias.

3.3 Qual o objetivo de um estudo de estabilidade de tensão?

Com a complexidade dos sistemas elétricos de potência e o desenvolvimento de diversas ferramentas de análises, existe uma necessidade de ferramentas computacionais que possibilitem a previsão de situações de colapso de tensão para as diversas condições operativas do sistema que, ao passar dos anos torna-se mais desafiador o gerenciamento de sua operação. Ferramentas estas que permitam o cálculo da margem de estabilidade de tensão identificando as barras e áreas críticas susceptíveis a instabilidades de tensão além de identificar os fatores de sensibilidade que forneçam índices para mensurar o quão frágil a rede pode estar de modo a viabilizar a adoção de medidas preventivas e/ou corretivas.

3.4 Tipos de análise de estabilidade de tensão

Com o intuito de avaliar com agilidade o comportamento do sistema frente os mais diversos distúrbios que podem acontecer, muitos estudos e ferramentas foram desenvolvidos, cada qual considerando diversos tipos de cenários eletroenergéticos, distintos patamares de

carga bem como o tempo de análise. As simulações são divididas em basicamente dois grandes grupos: simulações estáticas e dinâmicas.

Para escalas de tempo distintas estão associados também problemas de estabilidade de tensão distinto para vários elementos do sistema conforme Tabela 3.1, baseada na referência [34]. Em cada escala de tempo da Tabela 3.1, a rede deve ser modelada de modo particular, considerando o tipo de análise e o tipo de distúrbio sendo representado por um conjunto puramente algébrico ou algébrico-diferencial [34].

Tabela 3.1: Indicativo de escalas de tempo.

Escala de Tempo	Equipamentos do Sistema	Tipo de Carga
Longo Prazo	Despacho de Geração	Cíclicas
Médio Prazo	Transformadores com LTC, Limitadores de Sobrecarga, Bancos indutores /capacitores manobráveis, Controle Secundário de Tensão	Termostáticas
Transitório	Geradores, Reguladores de Tensão e Velocidade, HVDC	Motores de Indução
Instantâneo	Rede	Estáticas

Fonte: [34].

Como cada um dos tipos de simulação mencionados acima possuem características diferentes, porém importantes no estudo de estabilidade de tensão, a seguir é apresentada uma breve descrição sobre cada um dos métodos.

3.4.1 Análise estática

A abordagem estática captura uma “fotografia”, ou seja, condição instantânea do sistema em sequência, ao longo da trajetória do ponto de operação em um período de tempo [25]. O modelo de sistema utilizado é os estudos de fluxo de potência, ou seja, através do estudo de pontos de equilíbrio.

Esta análise permite a identificação do ponto de colapso de tensão como uma bifurcação do tipo sela-nó, caracterizada pela existência de um autovalor nulo da matriz Jacobiana de fluxo de carga [35], entretanto a convergência numérica próxima ao ponto de bifurcação pode ser dificultada.

Como principais vantagens tem-se: informar as condições de estabilidade do ponto de equilíbrio analisado, calcular do limite de máximo carregamento do sistema, além da margem de estabilidade de tensão de uma determinada condição de operação, determinação das áreas e

das barras críticas do sistema, classificação das contingências críticas, identificação da melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para efetuar compensação, além do baixo esforço computacional [36, 37, 38].

Como desvantagem, esse tipo de análise não considera as características dinâmicas do sistema. Entretanto, sob certas condições, a análise estática pode ser suficiente para avaliar a estabilidade dinâmica do sistema, segundo [38]. A análise estática pode ser utilizada juntamente com a análise dinâmica, de forma complementar, uma vez que cada uma oferece informações diferentes, porém importantes, sobre a estabilidade de tensão do sistema.

3.4.2 Análise dinâmica

A abordagem dinâmica considera a característica dinâmica de todos os componentes e controles associados, que fazem parte do sistema. O comportamento da rede nesta avaliação é representado por um conjunto de equações algébrico-diferenciais que representam.

A análise dinâmica usa técnicas não lineares ou linearizadas de simulação no domínio do tempo ou no domínio da frequência [35]. Seu uso é relevante para estudos que envolvem coordenação de controles e proteções, para análises de ocorrências (curto-circuito, rejeição de carga e/ou geração, por exemplo) e como base para algumas análises estáticas.

Como vantagem, a análise dinâmica propicia uma reprodutibilidade da dinâmica envolvida na instabilidade de tensão, através de uma modelagem detalhada dos componentes do sistema que, neste tipo de simulação, podem ser representadas dinamicamente, ou seja, apresenta o desempenho do sistema em uma trajetória temporal.

Todavia como desvantagens tem-se a necessidade de se ter uma grande quantidade de dados de cada componente, o não determinação direta sobre a margem de estabilidade de tensão nem das barras e áreas críticas, além do longo tempo de processamento da simulação [37].

Mesmo com este esforço computacional, este tipo de análise é muito utilizada, uma vez que a resposta transitória é significativamente relevante nos estudos de estabilidade de tensão.

“Além das análises estáticas e dinâmicas existe a análise quase-dinâmica que considera que as dinâmicas rápidas do sistema já tenham atingindo o regime permanente (o período transitório é desconsiderado), podendo ser aproximadas por pontos de equilíbrio [34].” Na abordagem quase-dinâmica a representação do sistema é puramente algébrica pois, considerando o a análise de longo termo, as parcelas diferenciais se anulam podendo o restante do sistema ser solucionado por um método, como Newton-Raphson. Assim obtém-se uma

sucessão de pontos de equilíbrio em função de elementos discretos do sistema. Esta representação justifica a redução do tempo computacional uma vez que não se torna mais necessária a utilização de um método de integração. Já para a escala de tempo em longo prazo, os resultados obtidos são suficientes quando comparados a análise dinâmica [34].

3.5 O fenômeno do colapso de tensão em sistemas elétricos

Problemas associados à instabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência são atualmente um dos principais motivos de preocupação no planejamento e operação de sistemas elétricos em todo o mundo. O aumento de carga sem estar associado a uma melhoria na rede de transmissão para transportar a potência das gerações até os centros de carga, além do descompasso entre a entrada dos empreendimentos de geração, que normalmente antecipam, e os empreendimentos de transmissão que sofrem atrasos em sua grande maioria seja por questões de ordem econômica seja de ordem ambiental, o que reflete em muitos sistemas a operar próximos aos limites de carregamento. Isto é agravado pelo crescimento de geração por fontes de energia renovável intermitentes atreladas a necessidade de escoamento cada vez maiores [39].

Estas fontes de geração encontram-se dispersas na rede, em locais que propiciem sua produção. Com a distribuição destas fontes na rede, faz com que surjam novos "gargalos" antes não verificados, seja por tensão, seja por carregamento, os quais restringem e degradam a rede elétrica. Dependendo do montante a ser escoado, este pode conduzir o sistema a problemas de estabilidade podendo culminar no colapso.

A discussão sobre a natureza do problema de estabilidade de tensão tem mostrado que um sistema pode alcançar o ponto de colapso com pequenas perturbações, o que representa sua fragilidade. Essa característica e outras considerações possibilita a utilização do modelo de fluxo de potência para avaliar o comportamento dinâmico do sistema. O colapso de tensão acontece tipicamente em sistemas de potência que estão bastante carregados e sujeitos a faltas e com deficiência no suporte de potência reativa. O colapso, como visto anteriormente, é um processo de instabilidade que envolve um determinado sistema local e que pode evoluir até atingir o sistema elétrico de potência inteiro [40].

“Embora muitas outras variáveis estejam envolvidas, a natureza física do colapso de tensão pode ser analisada examinando a produção, a transmissão e o consumo de potência reativa do sistema [41].” O colapso de tensão está associado com o desequilíbrio entre a demanda de potência reativa das cargas e o fornecimento de potência reativa pelo sistema.

Limitações na produção de potência reativa englobam a faixa de potência reativa disponibilizada pelos geradores para as ações de controle, e a limitação da potência reativa fornecida pelos compensadores em níveis de tensão reduzidas. As limitações na rede de suporte de potência reativa se devem as altas perdas e o elevado carregamento do sistema, devido ao escoamento de gerações, as contingências em equipamentos como linhas de transmissão e transformadores, aos aumentos de carga e as próprias mudanças na composição destas ao longo de um período de tempo. [41]

Uma vez que o colapso de tensão tem sido reconhecido como um fenômeno que se inicia localmente e se espalha pela vizinhança, [25] a sinalização de áreas ou barras críticas do sistema, tem importância fundamental para a otimização das ações de controle. Entende-se como crítica, a área ou barras no sistema de potência em que suas tensões são mais sensíveis ao incremento de carga ou ao fluxo passante nelas, em outras palavras, são aquelas em que os recursos de suporte potência reativa para manter a estabilidade de tensão da rede encontram-se em seu limite. Pode-se ainda dizer que são regiões em que para um incremento no carregamento não possuem um correspondente recurso de potência reativa para manter os níveis de tensão dentro das faixas operativas aceitáveis. As identificações prévias destas barras são de suma importância, pois fornece importantes informações a respeito de ações de controle e até promover a indicação de novas obras de transmissão para se evitar a ocorrência de colapso de tensão.

Além disso, é importante também conhecer a que distância o ponto de operação do sistema está do ponto de máximo carregamento em que o sistema pode manter as condições aceitáveis de funcionamento. Essa distância será denominada neste trabalho como “margem de carregamento” (MC) ou “margem de estabilidade de tensão” (MET), esta margem é um indicador de confiabilidade para o sistema em relação a instabilidade, para uma determinada condição operativa. A partir dela, a operação pode tomar decisões sobre como e quando realizar manobras no sistema, por exemplo. Segundo [33] é também definida uma Margem de Segurança de Tensão (MST) caracterizada como a distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão. Como critério geral, a MST para estudos de planejamento é de 7% e 4%, nas análises de rede completa e incompleta, respectivamente. Na operação em tempo real a MST é de 4% para todas as situações.

Para demonstrar o fenômeno de colapso de tensão será analisado um sistema genérico de duas barras. Seja um sistema composto por um conjunto de geração com capacidade infinita com

uma linha de transmissão sem limite térmico que permita escoar toda a geração para atendimento a uma carga $P + jQ$, conforme a Figura 3.1, baseada na referência [26].

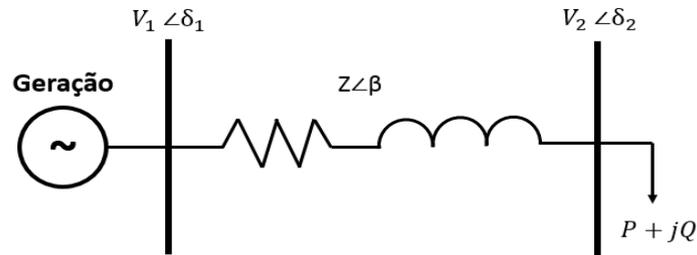


Figura 3.1: Sistema de 2 barras.

Fonte: [26].

As equações de fluxo de carga são representadas em (3.1) e (3.2) [26]:

$$P_2 = -V_2 \cdot \frac{V_1}{Z} \cos(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \cos(\beta) \quad (3.1)$$

$$Q_2 = -V_2 \cdot \frac{V_1}{Z} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \text{sen}(\beta) \quad (3.2)$$

Com estas equações, pode-se obter um gráfico plotando a potência da carga para diferentes valores em função de V e δ . A Figura 3.2 [26] apresenta a situação.

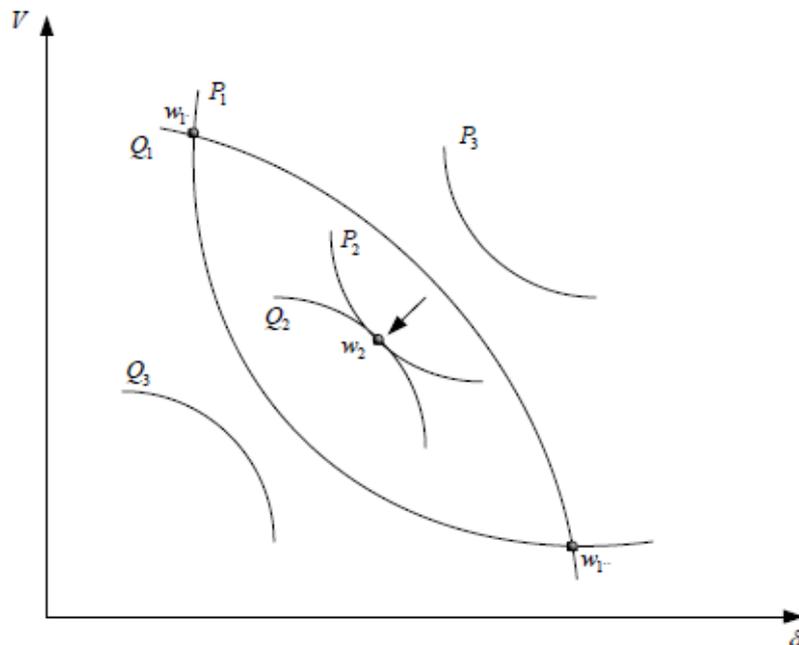


Figura 3.2: Três carregamentos para o sistema de duas barras.

Fonte: [26].

O crescimento do carregamento está de acordo com o crescimento dos índices, ou seja:

$$P_1 < P_2 < P_3 \text{ e } Q_1 < Q_2 < Q_3$$

Cada interseção identifica um ponto de equilíbrio. Dependendo do carregamento, o sistema de equações pode apresentar as seguintes soluções:

- i O sistema tem duas soluções: interseção de P_1 e Q_1 , pontos w_1' e w_1'' .
- ii O sistema tem uma solução: P_2 e Q_2 se tangenciam no ponto w_2 .
- iii O sistema não tem soluções: P_3 e Q_3 não se cruzam e não se tangenciam.

Destas curvas pode-se constatar que: existe um limite de carregamento que pode ser drenado pelo sistema de transmissão, mesmo que a linha não tenha limite térmico. Este fato já era esperado e está de acordo com o teorema da máxima transferência de potência. Logo, o limite térmico pode ser encarado como uma das restrições de carregamento do sistema.

Portanto, a carga (P_2, Q_2) onde existe apenas uma solução representa a máxima carga possível de ser atendida pelo sistema (ponto w_2) para um dado fator de potência. O fato das curvas de P constante e Q constante tocarem-se em um só ponto significa que os vetores gradiente ∇P e ∇Q estão alinhados nesse ponto e então a seguinte relação (3.3) pode ser escrita:

$$\nabla P - \alpha \nabla Q = 0 \quad (3.3)$$

Onde α é um escalar.

Definindo as variações incrementais de P e Q , através de (3.4) e (3.5) como:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \quad (3.4)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V \quad (3.5)$$

Então, os vetores gradiente de P (3.6) e Q (3.7) são:

$$\nabla P = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\nabla Q = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

A partir das Equações (3.6) e (3.7) alocadas na Equação (3.3) tem-se:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} - \alpha \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0 \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial P}{\partial V} - \alpha \frac{\partial Q}{\partial V} = 0 \quad (3.9)$$

Como a matriz Jacobiana do fluxo de potência é dada pela Equação (3.10):

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Logo, a solução das Equações (3.8) e (3.9) requerem que o determinante do Jacobiano do fluxo de potência seja nulo, ou seja:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \frac{\partial Q}{\partial V} - \frac{\partial P}{\partial V} \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0 \quad (3.11)$$

Portanto, isto significa que no ponto de máximo carregamento, também conhecido como ponto de bifurcação, o Jacobiano torna-se singular, ou seja, que o seu determinante é igual a zero e pelo menos um dos seus autovalores será nulo. Assim sendo, no limite de estabilidade de tensão pelo menos um dos autovalores do Jacobiano é zero.

3.6 Teoria da bifurcação

O cálculo da margem de carregamento entre o ponto de operação conhecido e o ponto de colapso de tensão implica no conhecimento de um método que identifique o ponto de colapso de tensão. A teoria da bifurcação tem sido reconhecida na literatura como uma ferramenta importante para a análise do fenômeno, muito embora não se constitua um pré-requisito para o entendimento do problema.

O estudo do comportamento de um sistema de equações não lineares pode ser obtido através da teoria da bifurcação. De todos os tipos de bifurcação, as bifurcações de sela-nó e Hopf são as mais comuns em estudos da estabilidade da tensão. Se um modelo dinâmico de

sistema é empregado, ambos os tipos podem ser detectados. Entretanto, se o modelo de fluxo de carga (estático) é escolhido, somente a bifurcação de sela-nó é possível de ser identificada. A bifurcação de Hopf é caracterizada pela existência de um par de autovalores puramente imaginários, enquanto que a bifurcação de sela-nó é caracterizada pela existência de um autovalor real nulo (matriz Jacobiana singular). Esta importante característica tem sido largamente explorada na literatura, pois reconhecem o ponto de colapso de tensão como um ponto de bifurcação do tipo sela-nó [31, 32].

3.6.1 Bifurcação Sela-nó

O seguinte sistema de equações dinâmicas não lineares descreve a bifurcação tipo sela-nó [26]:

$$\dot{x} = \lambda - x^2 \quad (3.12)$$

A Equação (3.12) representa um sistema de equações não lineares, onde λ é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro ponto de equilíbrio. Determinando os pontos fixos $x^2 = \lambda$

- Para $\lambda < 0$, não existe ponto de equilíbrio fixo.
- Para $\lambda = 0$, existe um ponto de equilíbrio fixo.
- Para $\lambda > 0$, existem dois pontos de equilíbrio fixo.

A linearização para definir a estabilidade do sistema é obtida com o Jacobiano de (3.12):

$$J_x = -2x \quad (3.13)$$

- Para $x < 0$, o autovalor é positivo, logo, o sistema é instável.
- Para $x > 0$, o autovalor é negativo, logo, o sistema é estável.

A Equação (3.13) possui as seguintes características:

- Duas soluções tornam-se únicas no ponto de bifurcação.
- Um autovalor nulo é identificado.
- Após o ponto de bifurcação as soluções desaparecem.

Esta análise pode ser resumida através do diagrama de bifurcação representado pela Figura 3.3.

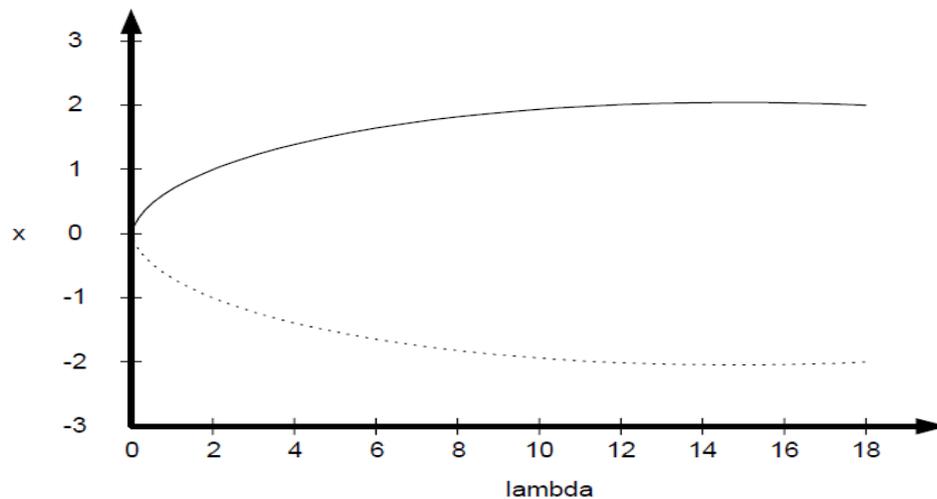


Figura 3.3: Diagrama de bifurcação sela-nó.

Fonte: [26].

O diagrama de bifurcação é um gráfico em que uma medida escalar do vetor dos estados x é plotada em função do parâmetro de bifurcação.

Pelo diagrama obtêm-se as informações:

- Para $\lambda > 0$, há duas situações de equilíbrio: uma estável (linha contínua) e uma instável (linha pontilhada).
- Quando λ diminui, os pontos de equilíbrio se aproximam.
- Para $\lambda = 0$, os pontos de equilíbrio coincidem.
- Para $\lambda < 0$, não há ponto de equilíbrio.

Então, um sistema está no ponto de bifurcação quando o Jacobiano tem um único autovalor nulo. Mas, para garantir que este ponto de bifurcação seja do tipo sela-nó, pois existem outras bifurcações com autovalor nulo, são necessárias as seguintes condições de transversalidade conforme Equações 3.14 e 3.15 [26]:

$$w^T \frac{\partial f}{\partial \lambda} \neq 0 \quad (3.14)$$

que garante que f cruza o plano (x, λ) em (x_0, λ_0) sem tangenciá-lo; e

$$w^T [D_x^2 f] v \neq 0 \quad (3.15)$$

que garante que essa curva tangente seja quadrática em relação a $\lambda = \lambda_0$.

Onde w é autovetor à esquerda e v é o autovetor à direita no ponto de bifurcação.

Antes de atingir o ponto de bifurcação as variáveis de estado do sistema percorrem os pontos de equilíbrio estáveis à medida que carregamento da rede varia lentamente. Portanto, as equações estáticas do sistema podem ser usadas para seguir esses pontos de operação, admitindo que a solução das equações estáticas sejam esses pontos de equilíbrio. Na bifurcação quando se torna instável o equilíbrio do sistema, é requerido um modelo dinâmico da rede para acompanhar o colapso de tensão [24].

Há casos que o sistema pode ter um carregamento superior que o carregamento no ponto de bifurcação. Neste caso, nenhum ponto de operação ocorre e o nível de tensão dinamicamente entraria em colapso. Isso ocorre, pois antes da bifurcação quando o sistema percorre a trajetória dos pontos de equilíbrio estáveis, a dinâmica da rede age mais rapidamente para restabelecer o equilíbrio do que o parâmetro em mudar o ponto de operação [24].

Uma curva PV não representa, necessariamente, um diagrama de bifurcação tipo sela-nó. Para que isto ocorra é preciso que no ponto de máximo carregamento da curva PV o Jacobiano tenha um autovalor nulo e ainda obedeça às condições de transversalidade descritas anteriormente em (3.14) e (3.15).

Na prática, é necessário que a carga seja do tipo potência constante. A carga como impedância constante passa a variar com a tensão. Caso a característica da carga não seja de potência constante pode-se representar seu equivalente por meio do modelo ZIP [39]. Neste trabalho o modelo da carga utilizada é potência constante.

Existem alguns métodos para análise estática de um sistema elétrico de potência, que permitem analisar todos os pontos de estabilidade de tensão e ângulo durante o carregamento de um sistema.

Dentre as diversas metodologias de análises, a utilizada neste trabalho é o Método da Continuação para que se tenha uma melhor precisão do diagrama de bifurcação a ser traçado, identificando o ponto crítico de bifurcação e a margem de carregamento, ou seja, a margem de estabilidade de tensão baseado nas referências [42, 43].

3.7 Método da Continuação

O método da continuação consiste em traçar a curva PV de uma ou várias barras do sistema, a partir de um determinado ponto de operação conhecido x_0 , através de sucessivos incrementos de carga, que em termos específicos, equivale ao diagrama de bifurcação. Para levantar esta curva utilizando um fluxo de potência convencional como pelo método Newton-

Raphson, a convergência do fluxo de potência encontraria dificuldades já que no ponto crítico a matriz Jacobiana é singular, e próximo a neste ponto a matriz é mal condicionada.

Segundo [26, 31] vários autores já utilizaram diferentes implementações do método para traçar curvas PV.

O método da continuação é capaz de traçar toda a curva PV, inclusive a parte inferior da curva, porque utiliza técnicas que evitam a singularidade da matriz Jacobiana. Para tanto, o método é dividido em três etapas:

- Previsor
- Corretor
- Parametrização

Considerando as variáveis de estado x de um fluxo de potência e o parâmetro λ que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro ponto de equilíbrio, a equação que representa o sistema de equações do fluxo de potência, dadas estas modificações é:

$$f(\dot{x}, \lambda) = 0 \quad (3.16)$$

Portanto, até chegar próximo ao ponto de sela-nó são necessários dois passos:

a) **Previsor:** Dada uma direção de crescimento de carga ($\Delta\lambda$) acham-se os novos incrementos das variáveis de estado (Δx). O uso do previsor na resolução do fluxo de potência é “o chute inicial” do processo de solução.

b) **Corretor:** Corrijam-se os valores das variáveis de estado, obtidas em (a), resolvendo $f(x, \lambda) = 0$, garantindo o novo ponto de equilíbrio.

Quando o sistema elétrico estiver no ponto de bifurcação o conjunto de equações pode não convergir. Então, para contornar esse problema utiliza-se da parametrização, que utiliza outra incógnita como parâmetro de solução, removendo a singularidade da matriz Jacobiana. A parametrização só é necessária no ponto de bifurcação, quando se quer traçar a parte inferior da curva [26].

3.7.1 Passo Previsor utilizando o Vetor Tangente

Dado que o sistema esteja num ponto conhecido x_0 da curva PV, conforme Figura 3.4, x'_1 , pode ser obtido dando-se um passo, de dimensão apropriadamente escolhida, na direção tangente à função caracterizada por (3.16), calculado na solução atual do processo, ou seja, no ponto x_0 .

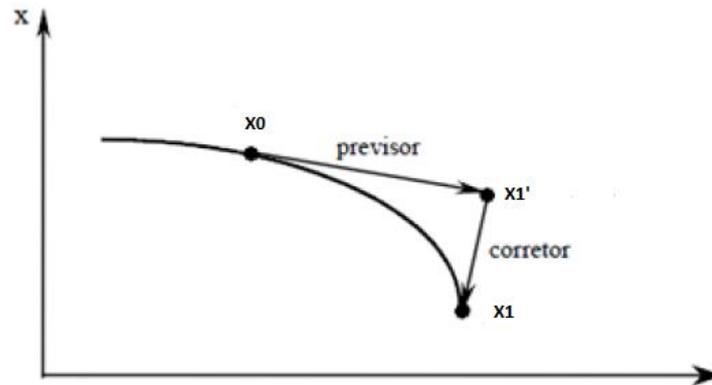


Figura 3.4: Ilustração do Método da Continuação.

Fonte: [26].

O método previsor através do vetor tangente necessita do cálculo da tangente no ponto operativo precedente ao novo ponto operativo que se quer calcular. O vetor tangente indica a direção de crescimento do vetor das variáveis de estado Δx em relação a um ponto de equilíbrio, ou seja, estima um novo ponto de operação. Deste modo derivando a expressão (3.16) em relação a λ tem-se:

$$\frac{df}{dx} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{df}{d\lambda} = 0 \quad (3.17)$$

Rearrmando a equação (3.17):

$$VT = \frac{dx}{d\lambda} = - \left(\frac{df}{dx} \right)^{-1} \frac{df}{d\lambda} \quad (3.18)$$

Onde:

$\frac{dx}{d\lambda}$ é o vetor tangente;

$\frac{df}{d\lambda}$ é a derivada em relação ao parâmetro, dado pela potência líquida em cada barra;

$\frac{df}{dx}$ é o Jacobiano do fluxo de carga.

A principal vantagem da utilização do vetor tangente é que o mesmo possibilita que o tamanho do passo seja variável, ou seja, quando o ponto de operação do sistema está distante do ponto de colapso o tamanho do passo é grande porém quando o se está próximo do ponto de colapso o passo é pequeno. Sendo assim o passo variável pode ser calculado pela expressão (3.19).

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|VT\|} \quad (3.19)$$

Portanto, quanto mais inclinada for a curva, menor o tamanho do passo. A constante k é utilizada para acelerar ou desacelerar o processo do seguinte modo:

$$k = 1 \rightarrow \text{normal}$$

$$k > 1 \rightarrow \text{acelerado}$$

$$k < 1 \rightarrow \text{lento}$$

Já a direção desejada para as variáveis de estado é dada por:

$$\Delta x = \Delta\lambda \frac{dx}{d\lambda} \quad (3.20)$$

E o próximo ponto estimado será:

$$(x^{i+1}, \lambda^{i+1}) = (x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta\lambda^i) \quad (3.21)$$

Quando o parâmetro λ escolhido é o incremento de carregamento do sistema, a determinação do vetor tangente é simples, sendo este obtido diretamente da aplicação nas equações do fluxo de potência.

Considere que o incremento de carregamento é dado pelas Equações (3.22 e 3.23):

$$P = P_0(1 + \Delta\lambda) \quad (3.22)$$

$$Q = Q_0(1 + \Delta\lambda) \quad (3.23)$$

Portanto,

$$\Delta P = P - P_0 = P_0 \Delta\lambda \quad (3.24)$$

$$\Delta Q = Q - Q_0 = Q_0 \Delta\lambda \quad (3.25)$$

Onde:

P_0 é a carga ativa inicialmente conectada à barra.

Q_0 é a carga reativa inicialmente conectada à barra.

Do fluxo de potência sabe-se que:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \Delta\lambda \quad (3.26)$$

Assim o vetor tangente é obtido por:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta\lambda} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

O vetor tangente, mostrado na Equação (3.23) apresenta diversas aplicações. Além de ser utilizado para determinação do ponto de colapso e margem de carga no método da continuação, é utilizado para comparação entre colapso de tensão e perdas do sistema, na seleção de análise de contingências, e principalmente na identificação da barra crítica do sistema, cuja determinação é baseada no maior componente do vetor bem como proporciona um menor tempo computacional de processamento [31, 36, 40, 41].

Ainda segundo [26, 45, 46] é mostrado que o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo e que a maior componente no autovetor à direita indica a variável mais sensível no ponto de singularidade.

3.7.2 Parametrização pelo vetor tangente

A parametrização só é necessária no ponto de bifurcação, quando o método for determinar a parte inferior. Dado que o interesse deste trabalho se dá apenas na parte superior da curva a parametrização não será utilizada.

3.7.3 Corretor

Como discutido anteriormente, a utilização do passo predictor desloca o sistema para um novo ponto, que não representa necessariamente um ponto de equilíbrio do sistema. Por esta razão, o ponto de operação, anteriormente estimado, precisa ser corrigido de maneira a posicioná-lo sobre uma região de equilíbrio do sistema. Esta correção é feita na etapa corretora do método da continuação.

Observando a Figura 3.4, o passo predictor leva o processo de x_0 até x'_1 . Então, o objetivo do passo corretor é estabelecer uma solução para o sistema a partir do ponto x'_1 . Esta solução procurada é um ponto próximo a x'_1 , ou seja, encontra a solução (x_1, λ_1) a partir de $(x_0 + \Delta x_0, \lambda_0 + \Delta \lambda_0)$. A solução é obtida resolvendo:

$$\begin{aligned} f(x, \lambda) &= 0 \\ \rho(x, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (3.28)$$

A segunda equação acima é uma equação extra e pode ser obtida através da interseção perpendicular entre os vetores predictor e corretor, obtendo:

$$\rho(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta \lambda_1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x - x_1 - \Delta x_1 \\ \lambda - \lambda_1 - \Delta \lambda_1 \end{bmatrix} = 0 \quad (3.29)$$

$$\rho(x, \lambda) = \Delta x_1(x - x_1 - \Delta x_1) + \Delta \lambda_1(\lambda - \lambda_1 - \Delta \lambda_1) = 0 \quad (3.30)$$

Iniciando o processo em $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$, esta solução converge para (x_2, λ_2) .

No passo corretor, basta resolver o sistema de equações usando um método de solução de equações não lineares. Geralmente utiliza-se Newton-Raphson. Assim, o método da continuação pode ser resumido no fluxograma da Figura 3.5, baseando-se na referência [34].

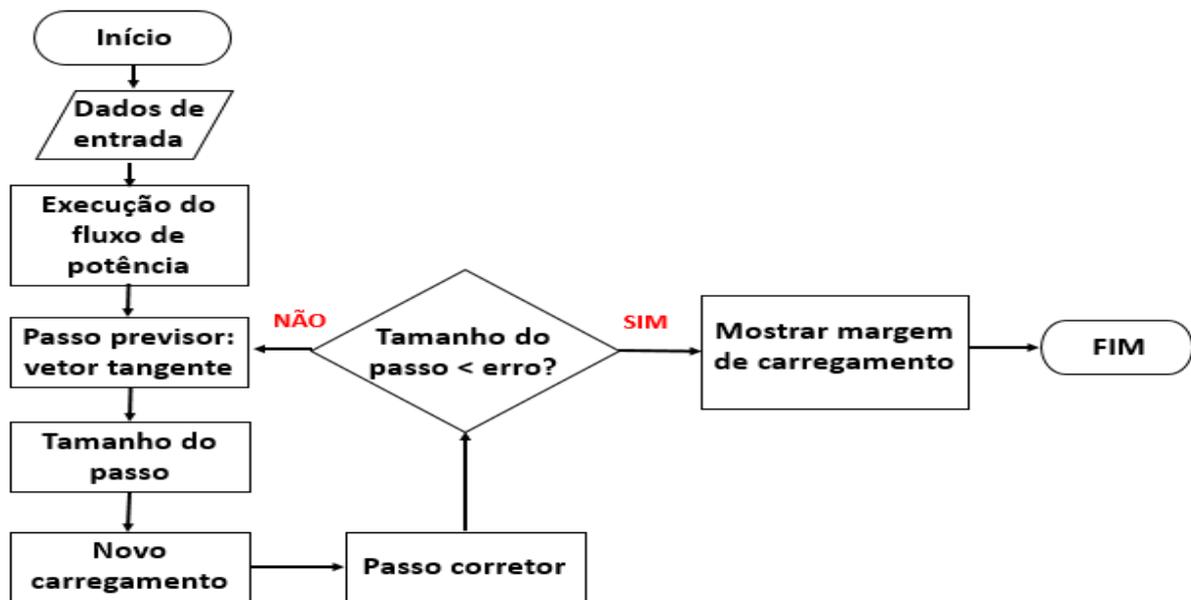


Figura 3.5: Fluxograma esquemático do método da continuação.

Fonte: [34].

3.8 Método do Vetor Tangente

Como visto nas seções anteriores, o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo [44, 45, 46, 47]. Portanto, a sensibilidade deste vetor está relacionada às variações de tensão e ângulo. Devido a isto constatá-se que o maior módulo do vetor tangente define a variável mais sensível nas proximidades do ponto de colapso de tensão. Neste ponto as variações no carregamento por menor que possam ser produzem variações

elevadas na tensão e no ângulo, ou seja, os elementos do vetor tangente são muito grandes e por isso o seu inverso tende à zero.

A aplicação do método do vetor tangente ao passo predictor torna-se vantajoso pelo ganho no tempo computacional de processamento da solução do método da continuação.

O método do vetor tangente, como já comentado, pode identificar a barra crítica para outros pontos de operação que não sejam o ponto de bifurcação.

Outra característica desse método é a possibilidade de sua aplicação em sistemas de potência que consideram a faixa de potência reativa dos geradores das barras de tensão controlada (tipo PV). Isto é fundamental, porque é uma característica dos sistemas elétricos de potência reais.

Esse conjunto de conceitos apresentados até este momento servem de base para o entendimento e compreensão do uso da ferramenta computacional Organon que realiza avaliações de segurança para diversos cenários de geração de maneira a construir regiões gráficas que permitam identificar problemas no sistema como os corriqueiros relacionados a violações de tensão e / ou carregamento, bem como situações que conduzam o sistema a instabilidades e até mesmo o colapso de tensão.

3.9 Curva QV

Sabe-se que o sentido do transporte de potência reativa se dá pela diferença das tensões das barras terminais do sistema, além das limitações impostas pela própria faixa de potência reativa dos geradores e pela limitação das próprias linhas de transmissão que a partir de um determinado valor de fluxo de potência existe uma relação entre a capacidade de potência reativa que pode ser transportada entre barras (alocação de potência reativa) e a tensão existente nas mesmas já que o sistema também p a mesma passa a drenar potência reativa. A curva QV fornece a informação dos barramentos mais sensíveis a essa transmissão de potência reativa. [43]

Ainda em [34], a metodologia da curva QV foi desenvolvida devido a dificuldades encontradas na convergência de programas de fluxo de potência, principalmente quando os casos simulados estavam próximos do carregamento máximo. Neste caso, a convergência do fluxo de potência era obtida quando a tensão na barra com maior margem de erro era fixada e os limites de potência reativa eram abertos, transformando a barra no tipo PV (tensão controlada). A curva QV era então obtida fixando-se a tensão nessa barra, executando o fluxo de potência, e anotando o valor de potência gerada ou absorvida na mesma.

Porém hoje em dia, os programas modernos de fluxo de potência conseguem a convergência em pontos próximos a máxima transferência de potência. A curva QV se tornou uma ferramenta de ampla aplicação em análises estáticas, além de fornecer informações complementares as obtidas pela curva PV, possibilitando o conhecimento da capacidade de potência reativa de uma determinada barra (ou de várias barras) do sistema.

Como a segurança de tensão é fortemente relacionada com potência reativa, a utilização da curva QV em estudos de estabilidade de tensão é muito importante, principalmente devido às informações relacionadas à margem de potência reativa das barras do sistema.

Determinar a margem de potência reativa, por exemplo, significa também conhecer a capacidade do sistema frente ao colapso de tensão, servindo como um índice de confiabilidade do sistema em termos de potência reativa, ajudando a definir a quantidade de compensação necessária para repor em um ponto de operação. Portanto, o conhecimento da margem de potência reativa pode fornecer informações importantes para o controle de tensão, tais como: capacidade de compensação reativa, barras mais apropriadas para alocar a compensação, reserva de geração de potência reativa, entre outros [10 e 18].

De acordo com [34, 37, 39], o método da curva QV oferece uma visualização do possível desempenho do sistema elétrico durante perturbações que podem comprometer a estabilidade do sistema, mostrando as possíveis localizações das reservas de potência reativa como ações de controle, auxiliando os operadores nas decisões de intervenção ou na elaboração de planos de obras de reforço da rede, evitando que o sistema se direcione ao colapso.

Na Figura 3.6 é apresentada a curva QV típica e pode-se verificar que a linha onde $Q = 0$ indica o ponto real de operação do lado estável do sistema. Pontos das curvas QV para $Q > 0$ indicam, *déficit* de compensação de potência reativa e que o sistema não pode operar nessa condição sem que haja fornecimento de potência reativa (compensação na barra). O ponto mínimo de cada curva (que pode ser obtido por $\frac{\partial Q}{\partial V} = 0$) é chamado de ponto crítico e sua distância ao eixo das abcissas, indica a margem de potência reativa, isto é, o índice de confiabilidade do sistema, em relação à potência reativa, isto é, pontos na curva $QV < 0$ significam uma folga em termos de compensação de potência reativa [34].

Se o ponto de operação estiver do lado direito da curva, o sistema é estável, portanto, para uma injeção de potência reativa ocorre um aumento na tensão. Porém, se o ponto operativo estiver do lado esquerdo da curva, o sistema é instável, pois ao injetar potência reativa ocorre o efeito oposto, isto é, a tensão diminui, levando o sistema a pontos operativos de difícil

convergência, podendo chegar ao colapso de tensão, explicitado pela Figura 3.6, baseado na referência [34].

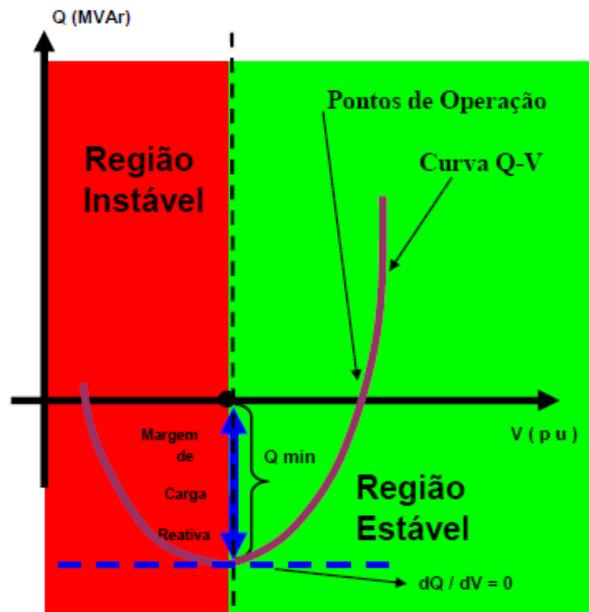


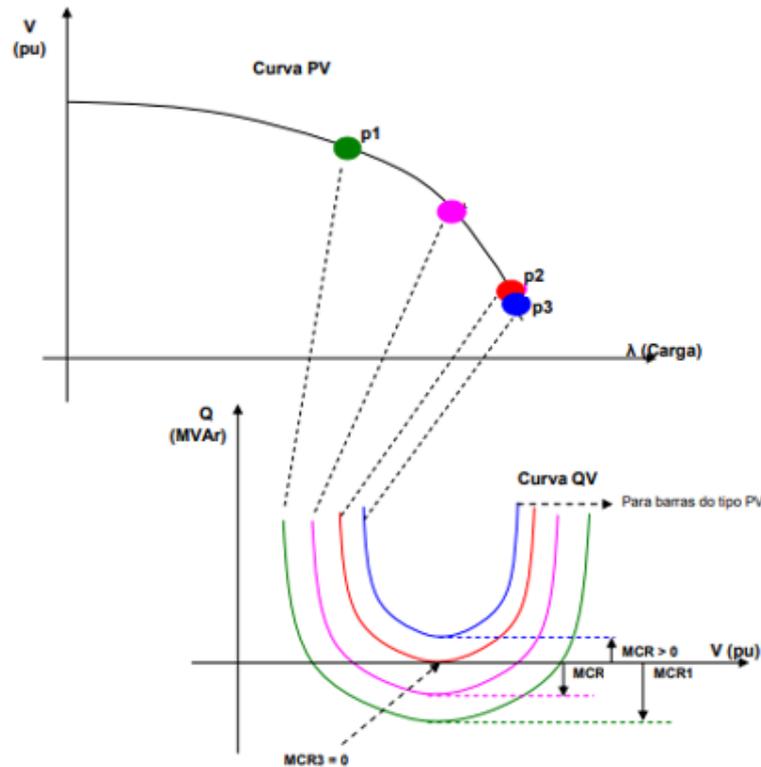
Figura 3.6: Curva QV com as principais informações destacadas.

Fonte: [34].

Realizando um comparativo com a curva PV, quanto mais próximo o ponto de operação do sistema elétrico estiver do ponto de máximo carregamento, menor a margem de potência reativa de cada barramento, isso quer dizer que à medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso de tensão, a margem de reativo das barras deste sistema reduzem e destas a que apresenta a menor margem ou até mesmo margem igual a zero é definida como barra crítica, conforme Figura 3.7 [34].

A curva referente ao ponto p1 (em verde), sinaliza que a barra apresenta uma margem de potência reativa adequada para suprimento de sua atual potência ativa. Na curva referente ao ponto operativo p2 (em vermelho), ocorre uma única intersecção com o eixo da tensão, de modo que não existe margem de potência reativa na barra, indicando que o sistema se encontra no ponto limite de estabilidade tensão, da mesma forma que a curva PV, ou seja, segundo a teoria da bifurcação os pontos de equilíbrio coincidem. Já a curva referente ao ponto p3 (em azul), todos os pontos encontram-se acima do eixo da tensão (abscissas), ou seja, o sistema não apresenta ponto de operação factível para este nível de carregamento, sendo necessária uma compensação adicional de potência reativa. Entretanto algumas barras do tipo PV (curva em azul), como geradores e compensadores síncronos as margens deficitárias, mostrando que para esses níveis de carregamento do sistema, a barra está suprindo essa quantidade de potência

reativa para manter os níveis de tensão especificados nos casos de fluxo de potência e a convergência do mesmo, indicando que os mesmos atingiram seus limites de fornecimento de potência reativa.



Fonte: [34].

Figura 3.7: Relação entre os pontos da Curva PV e os pontos da Curva QV.

A análise através da curva QV permite vantagens como indicar o quanto de folga em termos de potência reativa as barras do sistema possuem fornecendo um índice de confiabilidade em termos de estabilidade de tensão; indica se há necessidade de compensação de potência reativa; a convergência normalmente é obtida facilmente, em poucas iterações, até mesmo para as soluções instáveis localizadas no lado esquerdo da curva; as curvas QV podem ser obtidas para pontos ao longo da curva PV o que associa a robustez da rede para cada nível de carregamento; a inclinação da curva indica a sensibilidade da barra em análise com relação a variações no nível de tensão [34].

Como desvantagens, a curva QV, destaca [34, 39, 40]: o método considera a variação de tensão em apenas uma barra do sistema por vez, ou seja, quando se faz uma análise considerando contingências ou para vários patamares de carga, é necessário traçar várias curvas de carga e a aplicação para o sistema como um todo apresenta problemas de convergência.

Desta maneira, a importância do uso das técnicas de análise usando as curvas QV que se acentuam para as barras mais críticas de um determinado sistema de potência [34]. E

associadas as curvas PV fornecem informações valiosas para se determinar o quão o sistema está confiável e seguro para se operar.

CAPÍTULO 4

4. Avaliação de Segurança

O suprimento de energia elétrica é uma questão estratégica para qualquer país, pois além de propiciar comodidades para a população em geral, é fundamental para o crescimento econômico. A continuidade deste serviço é um dos pilares do modelo do setor elétrico brasileiro e para sua adequada manutenibilidade são necessários ferramentais de estudo que realizem um mapeamento do sistema elétrico indicando possíveis situações de risco ao suprimento de energia de forma que medidas preventivas possam ser tomadas para mitigar ou eliminar estes riscos.

4.1 Avaliação de segurança em sistemas elétricos de potência

O sistema elétrico é composto basicamente em geração, transmissão e distribuição onde cada um destes grupos detém uma tarefa imprescindível para que a segurança eletroenergética seja garantida. A crescente complexidade dos sistemas eletroenergéticos interconectados e seus controles associados vem levando à designação de padrões de segurança mais exigentes, e sempre que possível, associados a sofisticadas ferramentas de análise as quais permitirão lidar com os cenários potencialmente críticos do sistema elétrico.

Segundo [48], o estudo de segurança sob a ótica energética busca tanto a otimização dos recursos de geração da forma mais econômica possível, bem como a manutenção do fornecimento de energia à carga. A segurança elétrica, por sua vez, está relacionada à condição de operação da rede elétrica que, em condição de operação normal ou em situações de perturbações e contingências, não viola os limites de segurança definidos pelos normativos de rede. Nos estudos elétricos pode-se mensurar a diferença entre os valores calculados, para um determinado evento ou condição do sistema, e os limites de segurança operativa. Para situações em que o sistema se mantém distante desses limites, significa maior margem de segurança é atingida. Esses limites de operação servem de garantia para evitar que um mau atendimento as cargas do sistema ocorram e com isso impedir que a operação do sistema caminhe para condições inseguras, como por exemplo, carregamento de linhas de transmissão / distribuição e transformadores e faixas operativas de tensão e frequência.

Ainda que todos os limites operativos estejam atendidos, situações repentinas e não programadas podem acontecer, como curto-circuito em equipamentos, atuação indevida do

sistema de proteção que desligue um gerador de grande porte ou algum equipamento de grande influência no atendimento de um área, entre outros, podem desencadear distúrbios para o sistema de modo que o mesmo não seja capaz de se recuperar [48].

Os fenômenos de instabilidade podem ser classificados em três grandes grupos conforme a natureza de suas variáveis de controle:

- Instabilidade de frequência: diz respeito a desvios máximos em relação ao valor nominal, no caso 60 Hz, ou taxas de variação máximas;
- Instabilidade angular: estando dividida em:
 - problemas de estabilidade transitória – relacionadas a perdas de sincronismo e
 - problemas de estabilidade a pequenos sinais: - relacionadas a ocorrência de oscilações pouco amortecidas de baixa frequência.
- Instabilidade de tensão: que culmina no colapso de tensão.

No âmbito do planejamento e da operação de sistemas elétricos de potência existe diretrizes de estudo que são utilizados para garantir que haja uma margem de segurança elétrica em sua operação. Dentre os critérios, um que merece ênfase é o N-1, pois o sistema, especificamente a Rede Básica, deve ser capaz, mesmo perdendo qualquer elemento dentro de sua área de influência, de se manter dentro dos limites operativos sem intervenção do operador de tempo real.

Para entender melhor o quesito de avaliação de segurança, serão conceituados os tipos de restrição impostas a um sistema eletroenergético. Um sistema, operando em regime permanente, está sujeito a três tipos de restrições [49, 50]:

- Restrição de Carga: representa a composição da carga elétrica, ou seja, suas potências ativas e reativas requeridas do sistema e a potência ativa fornecidas pelas barras onde conecta-se a geração;
- Restrição de Operação: representa os limites de operação definidos nos normativos de rede como o fluxo de potência aparente nos equipamentos em condições de operação normal e em emergência, os níveis de tensão admissíveis nas barras e as injeções de potência reativa fornecida pelas barras de tensão controlada onde se conectam geradores ou compensadores estáticos ou síncronos.

A avaliação de segurança de um sistema elétrico de potência consiste na análise de segurança do ponto de operação e de sua vizinhança sob uma série de contingências, consideradas mais prováveis ou mais severas, e da verificação das restrições a que este ponto de operação do sistema e sua vizinhança elétrica quando submetidos para uma gama de cenários energéticos. Deste conceito, pode-se definir o terceiro tipo de restrição:

- **Restrição de Segurança:** está associada a um conjunto de contingências definidas a que o sistema monitorado está sujeito indicando limites tais como, capacidade máxima dos geradores, critérios dinâmicos, instabilidades de tensão, etc.

Baseado nestas definições existe quatro classificações sobre o estado de operação do sistema, conforme [50]:

- a) **Seguro:** neste estado todos os limites operativos e a demanda estão atendidos. A verificação da restrição de segurança indica que os critérios da rede bem como os limites da mesma na ocorrência das contingências foram atendidos;
- b) **Alerta:** neste estado, em operação normal, tanto a demanda quanto os limites operativos são atendidos, porém, na ocorrência de alguma contingência faz com que a demanda não seja totalmente atendida e/ou algum limite operativo seja violado;
- c) **Emergência:** neste estado de operação ocorre a violação de algum limite operativo, ou seja, a demanda é atendida, mas algum limite de operação é ultrapassado;
- d) **Restaurativo:** este estado de operação se caracteriza quando restrições de operação são sanadas seja por alguns desligamentos de parte do sistema ou restrição de geração ou até mesmo corte de carga. As restrições de operação são obedecidas e as restrições de carga não.

Para a realização da avaliação da segurança a mesma pode ser analisada de forma estática e / ou dinâmica.

Segundo [51], a análise de segurança estática usa o fluxo de potência, tanto para o ponto de operação inicial quanto para a avaliação do sistema após a aplicação da perturbação. Esse tipo de análise é realizado através da solução de um sistema de equações e de inequações algébricas não-lineares como apresentado no capítulo anterior.

A análise de segurança dinâmica utiliza o fluxo de potência apenas para a determinação do ponto de operação de partida e, finalizado essa fase, o comportamento dinâmico do

sistema ao longo do período de simulação passa a ser avaliado pela análise da estabilidade após a aplicação do distúrbio, onde deve obedecer a um sistema de equações diferenciais [51].

Para a avaliação de segurança e para o seu respectivo mapeamento da vizinhança em torno do ponto de operação é utilizado o fluxo de potência continuado aliado ao método do vetor tangente com a finalidade de deslocar o ponto de operação inicial em uma determinada direção para que a análise de segurança também seja realizada no entorno desse ponto operativo definindo uma fronteira operativa segura e sinalizando as possíveis violações operativas de modo que medidas preventivas e/ou corretivas venham a ser tomadas para que o ponto de operação retorne para uma região definida como segura [51].

4.2 Avaliação de segurança em sistemas com eólicas

A cada ano que passa a complexidade do sistema elétrico de potência só aumenta e com a integração cada vez maior das fontes renováveis intermitentes, faz-se necessários estudos que analisem a segurança operacional da rede.

Como visto no capítulo 2, com a integração de elevadas quotas de geração eólica no sistema se exigiu a aplicação de requisitos técnicos mínimos para serem seguidos por estas fontes que se integravam ao sistema de modo a garantir a segurança elétrica.

Para a operação do sistema elétrico com a presença destas fontes existe dois grandes desafios:

- Intermitência do vento, e a conseqüente imprevisibilidade de quando a produção de energia irá ocorrer e em que magnitude;
- Desligamento de geradores eólicos, quando a velocidade do vento atinge valores que ultrapassam os limites mínimos ou máximos de operação ou depois de alguma ocorrência na rede coletora, que provoquem a atuação das proteções e desligamento do parque gerador.

É demonstrado por [48] que os problemas referentes à intermitência do vento tendem a ser minimizados à medida que o número de aerogeradores aumenta no sistema e sua localização geográfica é dispersa do ponto de vista global da rede.

Essa informação é fundamental na modelagem dos estudos elétricos envolvendo geração eólicas, porém com o uso da avaliação de segurança pode-se varrer uma série de montantes de geração eólica (aumentando e diminuído) de modo a abranger o comportamento do vento em diferentes cenários.

Quanto ao desafio, frente às perturbações elétricas da rede, com destaque para curtos-circuitos próximos aos aerogeradores, que podem ocasionar o desligamento dos mesmos, que a depender da criticidade do evento pode provocar o colapso de todo sistema [48].

Além do problema relativo a sobtensões há o desligamento de aerogeradores por sobretensão. Isto pode ocorrer em situações em que sua geração seja reduzida no patamar de carga leve [48].

4.3 Análise de segurança estática e dinâmica

4.3.1 Análise de Segurança estática

A análise de segurança estática está associada a máxima distribuição do fluxo que implica na máxima transferência de potência que pode ser transmitida por cada circuito, tendo como base o conjunto de equações e inequações algébricas que correspondem as leis de Kirchhoff e as restrições de operação impostas pelo sistema, cuja solução é obtida através do cálculo do fluxo de potência [51].

Na análise estática, a partir de um um ponto de operação convergente, o sistema é avaliado após novo cálculo do fluxo de potência convencional, por exemplo, o método Newton-Raphson, considerando as mudanças provocadas para cada evento. Concluída esta etapa, caso a solução numérica seja convergente para o sistema que foi alterado pelo evento, os resultados do novo ponto de operação são avaliados e comparados com os seus limites operativos associados a tensão e ao carregamento. Ressalta-se que essa análise desconsidera os fenômenos transitórios, considerando apenas os dois pontos de operação em regime permanente, um antes e outro após o evento. Através dessas análises, são elaboradas as restrições de carga, de operação e de segurança, mencionadas neste capítulo para que o sistema seja operado de modo seguro [51].

Para a avaliação da segurança estática sob a ótica da estabilidade, o sistema é considerado inseguro quando, após a aplicação de um evento, o novo ponto de operação não alcança convergência na solução do método numérico de fluxo de potência, inviabilizando a análise dos níveis de tensão nas barras e do carregamento em cada ramo do sistema nesse novo ponto de operação. Esse conceito de estabilidade em regime permanente é descrito nas referências [25, 28, 52].

Conforme referência [53], “perto do limite de estabilidade de um sistema de potência, as tensões são baixas e os métodos de fluxo de potência podem divergir. No entanto, um fluxo de potência não convergente não implica necessariamente na instabilidade do sistema.”

Assim, para os estudos de segurança relacionados com o colapso de tensão e com a instabilidade de tensão, quaisquer conclusões baseadas na singularidade do Jacobiano, utilizado no fluxo de potência, se aplicariam apenas ao comportamento da tensão próximo ao ponto de transferência máxima de potência. Tal análise não detectaria quaisquer instabilidades de tensão associadas às características das máquinas síncronas e seus controles [54].

4.3.2 Análise de Segurança dinâmica

A análise da segurança dinâmica, considera as respostas de todos os controles associados ao sistema e a sua habilidade de suportar as diversas perturbações a que ele está sujeito sob os critérios de rede, em toda a escala de tempo, ou seja, desde o período transitório, a partir do início da perturbação até a nova condição operativa em regime permanente após a perturbação ter sido eliminada [51].

Com esse tipo de análise é possível verificar os requisitos de estabilidade [18, 33] uma vez que, essa análise permite a avaliação das grandezas elétricas envolvidas nos conceitos de estabilidade como a variação da tensão, a variação da frequência, o carregamento de cada circuito, a resposta das unidades geradoras, dos compensadores síncronos e estáticos, reguladores de tensão e de velocidade, falhas de comutação em elos HVDC, entre outros fenômenos [25].

A análise dinâmica permite uma representação mais fidedigna, através da modelagem dos equipamentos e controles associados a estes, do comportamento transitório do sistema em questão. Dessa forma, esse tipo de análise exige um esforço computacional maior para realizar o processamento de todos os dados na solução do problema do que o realizado pela análise estática. Devido a isto é preciso de um banco de dados dinâmicos maior e mais detalhado envolvendo todos os equipamentos do sistema como geradores, elos HVDC, compensadores, sistemas de proteções, etc [51]

Os métodos utilizados na solução de problemas dinâmicos são os métodos numéricos de integração com passo e ordem variáveis permitindo simulações mais ágeis sem perda de qualidade nos resultados. A aplicação dessas ferramentas pode ser tanto para o ambiente off-line, ou seja, estudos de planejamento e programação de operação quanto em ambientes on-

line, ou seja, estudos em salas de controle, dando origem às regiões de segurança em tempo real.

4.4 ORGANON

O Organon é um sistema de avaliação de segurança de sistemas de potência aplicado tanto a problemas de natureza estática (Avaliação de estabilidade de tensão), quanto de natureza dinâmica (Avaliação de segurança dinâmica). Esse sistema emprega computação de alto desempenho e algoritmos robustos que possibilita uma modelagem detalhada do sistema. O programa contém funcionalidades para cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, análise de sensibilidade, análise de contingências, simulação eletromecânica, e a avaliação de segurança por meio do cálculo de regiões de segurança [56, 57, 58, 65] e verificação de critérios, tais como os definidos no Submódulo 23.3 dos procedimentos de rede do ONS.

O fluxo de potência é baseado no algoritmo denominado “Full Newton”, que incorpora todos os modelos de equipamentos, tais como tapes de transformadores, elos CC, controle dos geradores, etc, à matriz Jacobiana.

“O fluxo de potência por dinâmica sintética é um algoritmo inédito que proporciona a solução de casos de difícil convergência através de uma pseudo simulação eletromecânica [59].”

O fluxo de potência continuado é baseado no método do vetor tangente [6, 59] e possibilita a mudança automática de pontos de operação para cada direção definida, sendo utilizado no estudo de máximo carregamento de sistemas e também na exploração da vizinhança de um ponto de operação para formar uma região de segurança devido acaracterística desse método proporcionar um passo variável por permitir o uso dos limites de potência reativa das máquinas do sistema podendo aplica-lo para casos reais.

A simulação eletromecânica é implementada considerando a solução simultânea da rede elétrica e da dinâmica do sistema, resultando em um sistema de equações diferenciais e algébricas de difícil integração numérica (*stiffness*) e que requer a adoção de métodos de solução com rápida atenuação de oscilações numéricas. O programa utiliza uma combinação dos métodos “Linear Multistep - LM” do tipo “Adams-Bashforth-Moulton – ABM” - e “Backward Differentiation Formulae –BDF” [59], na forma de um processo preditor-corretor com ordem variando de 1 a 2 e passo de integração variando de 0.0001s a 40s.

Todas essas ferramentas estão integradas em um único ambiente com interface gráfica amigável que possibilita a entrada de dados através de arquivos, linhas de comandos e seleção de menus e a visualização de resultados via relatórios, tabelas e gráficos. O sistema pode ser utilizado tanto para tarefas simples como a solução de um caso de fluxo de potência no modo interativo e monousuário, quanto para cálculos mais complexos como a obtenção de uma região de segurança dinâmica em ambiente tanto de planejamento quanto de tempo real, atualizando os resultados de forma automática, *on-line* e em intervalos de tempo pré-definidos.

Essa flexibilidade possibilita uma maior integração entre as equipes de estudos de planejamento e programação da operação com as de operação em tempo real.

No ONS esta ferramenta é utilizada de forma autônoma ou associada a um Sistema de Supervisão e Controle (SSC) nos centros de operação. Além disso, esta ferramenta faz uso dos conceitos e métodos de análises, até então apreciados no capítulo anterior, como base de seus processamentos para avaliações de segurança e análises de estabilidade de tensão.

A fidelidade da simulação implica em uma representação detalhada dos modelos utilizados, que é a característica das ferramentas usadas em ambiente de planejamento. A maioria das ferramentas desenvolvidas para uso em tempo real foca na velocidade computacional em detrimento da precisão na simulação. O detalhamento dos modelos não apresenta dificuldade técnica, pois se trata de um procedimento padrão no desenvolvimento de programas de análise de sistemas de potência. O Organon reconhece essa característica como básica para que seja feita uma avaliação de segurança efetiva [50].

Uma das grandes vantagens do ORGANON é realizar as simulações em período curtíssimo, proporcionando condições de testes para quantas perturbações se queiram. Este detalhe, na verdade, é o que viabiliza a sua utilização, pois, normalmente, são necessárias diversas simulações de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica para a garantia da segurança do sistema elétrico. Em tempo de análise, este tempo pode ser extenso, porém em tempo real quanto menos tempo para obtenção do resultado, mais efetiva a ação preventiva.

4.4.1 Método da Continuação

O método da continuação, como abordado no capítulo anterior, consiste em calcular o novo ponto de operação de um sistema elétrico para um incremento no carregamento pré-definido.

A solução do método da continuação, utilizado no cálculo da região de segurança pelo Organon, baseia-se no método do vetor tangente proporcionando que o deslocamento para um

novo ponto operativo não altere significativamente o desbalanço das equações do fluxo de potência.

O método do vetor tangente resulta da aplicação do método de continuação constituído das etapas de previsão e correção.

Como já explicado, na etapa de previsão, a partir de uma solução conhecida é realizada uma estimativa do novo ponto de operação pelo cálculo do vetor tangente que indica a direção de crescimento do vetor das variáveis de estado e proporciona a variação do passo predictor automaticamente sem intervenção do usuário.

Na etapa de correção, processa-se um fluxo de potência convencional acrescido de uma variável e uma equação. Essa equação adicional especifica o valor de uma das variáveis de estado que apresenta a maior derivada na etapa anterior, ou seja no passo predictor, que é chamada de parâmetro de continuação, conforme Figura 4.1, com base na referência [59], e definido esta variável como o parâmetro de continuação, o seu valor será aquele obtido da etapa de previsão fixo e o cálculo das equações realizada nesta etapa pelo método de Newton-Raphson. O ciclo de predictor-corretor é repetido até que a solução desejada seja obtida [59].

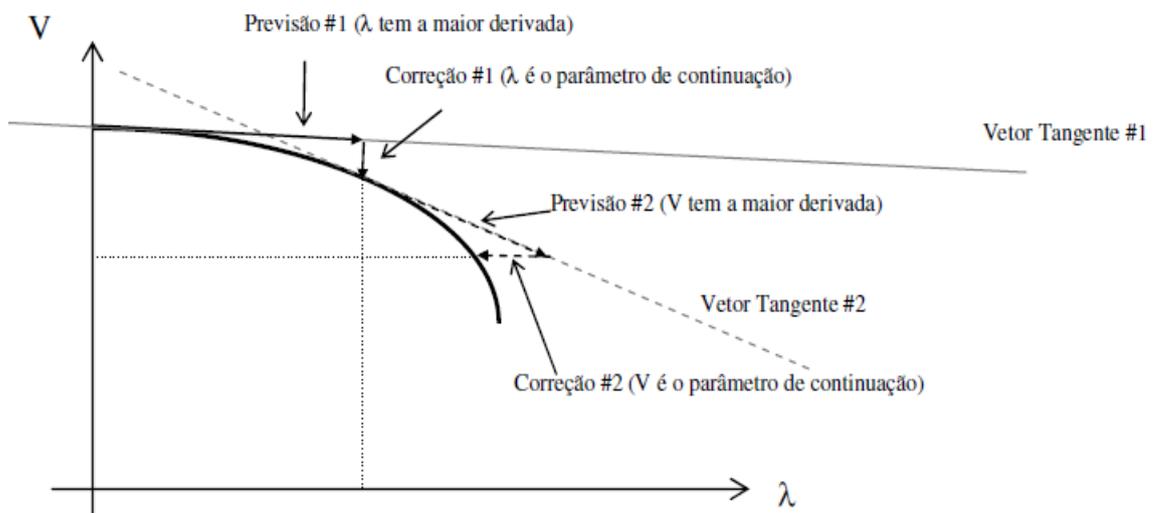


Figura 4.1: Exemplo de 2 ciclos de previsão-correção com diferentes parâmetros de continuação.

Fonte: [59].

4.4.2 Regiões de Segurança

A região de segurança é um recurso da funcionalidade avaliação da segurança de sistemas de potência aplicada tanto em problemas de natureza estática através do cálculo de Regiões de Segurança Estática (RSE) quanto de natureza dinâmica, através do cálculo de Regiões de Segurança Dinâmica (RSD) [51].

A utilização das regiões de segurança tem como finalidade uma operação com maior segurança e confiabilidade e tem como características. [60, 61, 62]

- Analisar um determinado ponto de operação tanto para casos em operação normal (ponto de partida, ou seja, o caso base), quanto para contingências em relação à sua segurança operativa;
- Obter os limites operativos e de segurança na vizinhança do ponto operativo;
- Identificar os limites de intercâmbio do sistema de transmissão;
- Identificar as contingências mais restritivas e severas para o sistema monitorado;
- Adquirir uma maior sensibilidade quanto aos cenários eletroenergéticos por meio da variação dos despachos de grupos de geração e submetidos a diversas contingências;

Para calcular uma região de segurança é necessário definir os seguintes itens a partir de um ponto de operação escolhido (caso base):

1. Determinação de uma área que se quer monitorar para a análise de segurança;
2. Determinação de um conjunto de eventos / contingências relevantes, para a área monitorada;
3. Determinação dos grupos de usinas que apresentam influência no resultado dos eventos escolhidos sobre a área monitorada [50, 61].

Segundo [50, 51, 59, 63], para o cálculo da região de segurança em torno do ponto de operação como mencionado anteriormente é necessária a definição de três grupos de geração. Os grupos G1 e G2 que são compostos pelas unidades geradoras dentro da área de estudo que terão o despacho de potência ativa alterado e são estes que de fato são utilizados para efetuar a avaliação. O grupo G3, é formado por um conjunto de unidades geradoras que podem ou não estar fora da área de estudo e é utilizado para o fechamento do balanço carga – geração do sistema. Todavia é interessante que o G3 não tenha influência direta sobre os outros dois grupos.

É importante que, quando G1 e G2 tenham seus despachos alterados, o G3 tenha a capacidade de suprir esse montante de geração ao sistema. Em outras palavras o G3 deve possuir uma geração igual ou superior ao somatório de G1 e G2. Outra recomendação é que a barra de referência do sistema (barra swing) não faça parte de nenhum dos grupos de redespacho.

Sabe-se que a barra swing ou slack é um artifício matemático aplicado na solução do problema de fluxo de potência. Tem como funções o suprimento das perdas elétricas na

transmissão e o fechamento do balanço de potência ativa do sistema, bem como estabelecer a referência de tensão do sistema [63].

“Apesar desta barra não existir na prática, o programa para obtenção da região de segurança sofre influência direta, em virtude da variação de perdas no sistema de transmissão na medida em que se altera o perfil de geração do sistema para suprir a carga mantida constante [63].”

A recomendação de que a barra swing não pertença a nenhum dos três grupos é para eximir os geradores participantes do processo de transferência de potência (pertencentes a um dos três grupos de geração) da função de suprimento das perdas. Isso significa que as perdas elétricas deixarão de afetar o cálculo dos fatores de participação e, dessa forma, o processo de construção da região de segurança só é interrompido quando todos os geradores atingirem suas potências máximas simultaneamente. Desta forma o ponto de operação é preservado, ou seja, no ponto de operação do caso base este gerador não gera e nem consome potência ativa e reativa. [63]

A região de segurança começa a ser construída a partir da análise de segurança de um ponto de operação inicial, em outras palavras, o caso base. Após verificado que este ponto está seguro e convergente, são buscados novos pontos de operação, em direções radiais definidas pelo usuário, através de redespachos dos grupos de geração pré-definidos (G1 e G2) de forma a construir um conjunto de direções que contenham esses novos pontos de operação que por sua vez são submetidos por uma lista de contingências pré-estabelecidas [61]. Para cada contingência aplicada haverá ou não, uma região em que o sistema poderá operar de forma confiável em estado de operação normal ou em emergência (em caso de contingência).

“O limite da região de segurança é definido como sendo a interseção dos limites de segurança de todas as contingências de acordo com a Figura 4.2 da referência [50].”

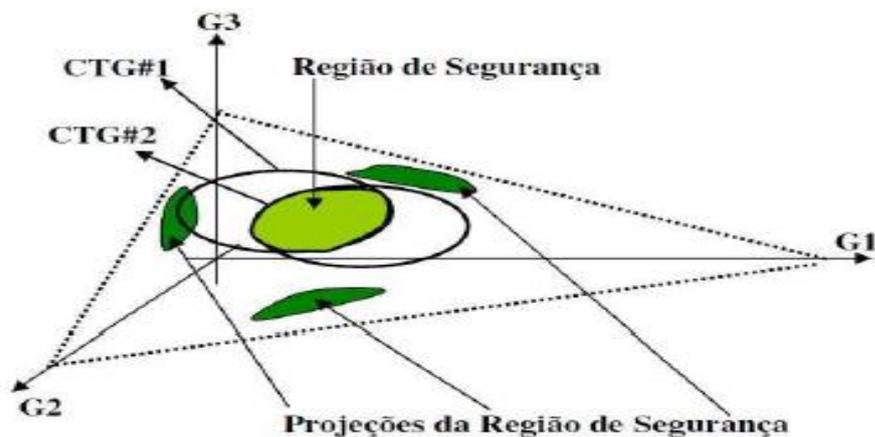


Figura 4.2: Projeções da Região de Segurança.

Fonte: [50].

Quando é encontrada alguma violação de tensão, de carregamento ou de estabilidade, conforme Figura 4.3, é iniciado o processo de busca binária para a determinação das coordenadas do ponto limítrofe. Terminada a excursão em todas as direções, a região de operação segura é demarcada por uma fronteira de pontos onde, depois deles, ocorre alguma violação dos limites definidos. Esse processo é apresentado na Figura 4.4.

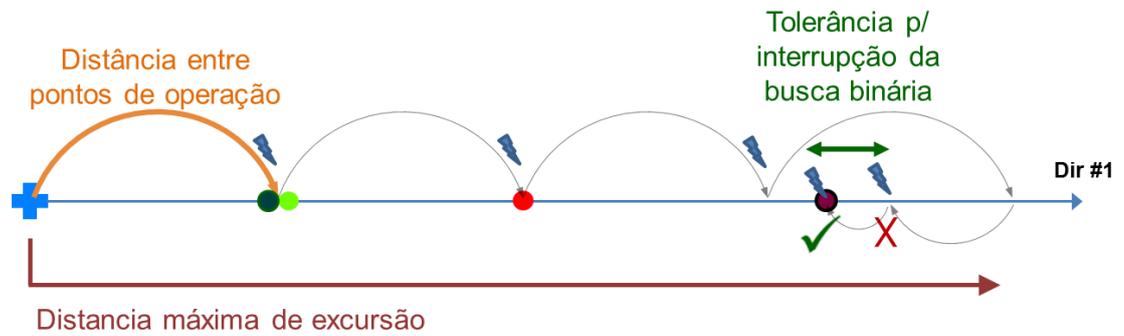


Figura 4.3: Processo de busca binária.

Fonte: [61].

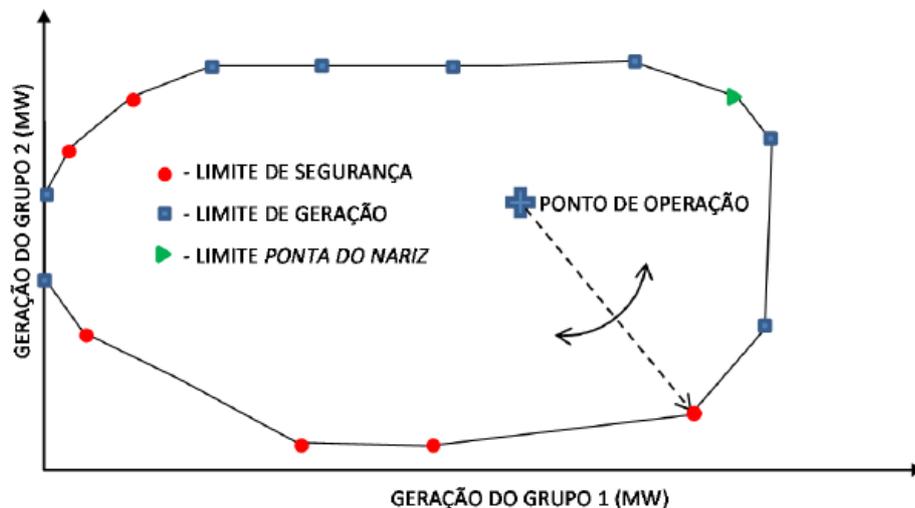


Figura 4.4: Processo de Cálculo da Região de Segurança.

Fonte: [61].

Tanto na região de segurança estática quanto na dinâmica, existe a possibilidade de o deslocamento do ponto de operação ao longo de uma direção atingir a “ponta do nariz” ou a margem de estabilidade de tensão (MET) em rede completa no método da continuação. Essa condição descreve o esgotamento do suporte de potência reativa para o controle de tensão em um corredor transmissão. Caso a análise de contingências nesse ponto não apresente nenhum problema, ele é descrito como limite do tipo “ponta do nariz”. Quando ocorre um ponto inseguro ou com problemas de convergência no deslocamento em uma direção, é iniciada a

chamada busca binária de forma a identificar dois pontos consecutivos, nos quais o sistema é seguro em um ponto e inseguro no outro e a distância em MW entre eles é inferior a uma tolerância definida nos parâmetros do programa. Esse último ponto seguro é considerado o limite da região naquela direção selecionada [6, 59, 64, 65].

Outro ponto de operação limite que pode ser atingido é o limite de geração que indica que pelo menos um dos três grupos, G1, G2 ou G3 atingiu o limite máximo ou mínimo de geração, ressaltando-se que estes valores mínimos e máximos podem em alguns casos se referir a um valor mínimo que a máquina deve operar ou um valor máximo para otimizar seu rendimento.

Já o limite de segurança é o resultado da interseção dos limites de estabilidade eletromecânica de para todas as contingências pré-definidas pelo usuário.

Terminada a excursão em todas as direções, a região de operação segura é demarcada por uma fronteira a partir da qual ocorre a violação de um ou mais limites pré-estabelecidos. Desse modo, torna-se possível o monitoramento da segurança de um sistema de potência a partir da inspeção visual, de forma clara, para o atendimento das necessidades dos analistas. Basicamente, basta analisar a distância em MW entre o ponto de operação inicial e as fronteiras indicativas dos limites de segurança. Assim, um ponto de operação que se encontra dentro da região segura, opera com níveis de segurança apropriados, sem qualquer violação dos critérios adotados. Entretanto, um ponto de operação que viole algum destes critérios, é indicado pelas regiões de segurança, graficamente na forma de nomogramas, que por definição são gráficos que representam num plano equações de várias variáveis de fácil interpretação para o usuário, sendo uma das mais poderosas ferramentas de visualização para a análise de segurança, com grande apelo no ambiente de operação como também para os processos relacionados ao planejamento da operação e da expansão. Para exemplificar a interpretação dos resultados de uma região de segurança feita pelo ORGANON, é apresentado um nomograma típico, representado pela Figura 4.5.

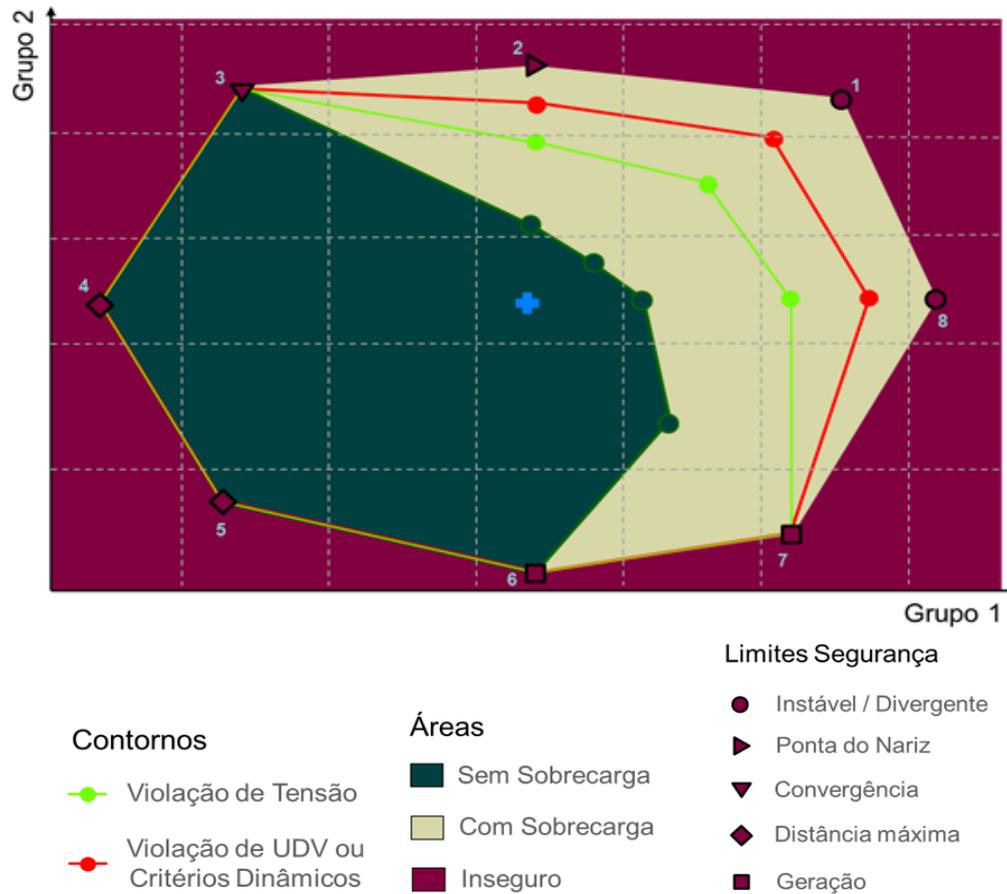


Figura 4.5: Representação da Região de Segurança no ORGANON.

Fonte: [61].

O desafio de utilizar este programa é que através de sua avaliação se possa otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis mantendo níveis de segurança do sistema. Nesse sentido, a utilização de regiões de segurança é de fundamental importância, tanto para os estudos de Planejamento e Programação da Operação Elétrica, como para a Operação em Tempo Real [65, 66].

Dentre estas análises estão as de natureza estática, onde se identificam problemas de violação de limites operativos como carregamento de linhas de transmissão e transformadores, e de faixas de tensão, instabilidades de tensão e até em alguns casos colapso de tensão.

Para as análises de natureza dinâmica, se identificam problemas, além do citado para a avaliação estática, de violações de critérios para simulação dinâmica, como por exemplo, excursão da PPS projetada no eixo R, tensão de campo máxima, máxima abertura angular, tempo de atuação do limite de sobreexcitação dos geradores além dos critérios que já constam nos Procedimentos de Rede como, subtensão e sobrecarga em regime pós-falta, queda de tensão

pré/pós falta, oscilação de tensão, subtensão no 1º e 2º swings, sub/sobrefrequência de geradores, variação da potência acelerante entre outros.

A interpretação dos resultados apresentados no nomograma é possível pela simples inspeção visual, identificar possíveis violações e definir o despacho de geração necessário para evitá-las ou, em situações extremas, retirar o ponto de operação de uma condição insegura. A interpretação da região de segurança é feita da seguinte forma, segundo [50, 59]:

Cruz em azul: indica o ponto de operação do caso base de onde se origina a região de segurança;

Área Vinho: nessa região o sistema opera de maneira insegura, pois existe pelo menos uma contingência em que o sistema não converge;

Área Bege: nessa região, o sistema opera com segurança, porém para ocorrência de pelo menos uma das contingências definidas há violação de limite térmico em pelo menos um dos elementos monitorados, ou seja, indica sobrecarga;

Área Verde Escura: nessa região, o sistema opera com segurança, sem violação de limite de carregamento em todos os elementos monitorados, na ocorrência das contingências definidas;

Contorno Verde Claro: dentro desse contorno, o sistema opera com segurança e não há a violação dos limites de tensão em nenhuma das barras monitoradas. Fora desse contorno, indica que o sistema violou os limites de tensão em pelo menos uma barra monitorada na ocorrência de pelo menos uma das contingências definidas;

Contorno Vermelho: esse contorno representa os limites referentes aos critérios dinâmicos de operação do sistema ou de alguma variável inserido pelo usuário para realizar a monitoração, como por exemplo, uma inequação.

Quando não ocorre a violação de nenhum limite do tipo térmico ou de tensão em uma direção, o contorno associado a esse limite é traçado exatamente sobre o contorno do limite de segurança naquela direção, porém quando o contorno associado a um limite, do tipo térmico ou de tensão, não aparece no gráfico da região de segurança, é porque esse limite está sendo violado em todos os pontos de operação [50].

Esses limites podem ser realmente um limite de segurança, ou apenas um limite referente à geração, no qual todos os geradores de um grupo atingiram sua capacidade máxima ou mínima operativa. Quando o limite é por segurança na região analisada pode indicar essa limitação como o esgotamento do suporte de potência reativa em um determinado corredor de

transmissão não possibilitando a manutenção das tensões para um determinado nível de carregamento, caracterizando a máxima transferência de potência ativa, e por consequência o colapso de tensão além desse limite, seja em regime normal de operação ou devido alguma contingência.

Outra informação indicada é a do tipo “não convergente”, a qual se pode dar por uma instabilidade numérica do caso, devendo esta ser tratada no caso base, podendo ser por um mau condicionamento do sistema não linear, devido à ausência de alguns ajustes de controle do caso.

Estes pontos podem ser considerados como os limites da região de segurança naquela direção. Caso haja a violação de algum critério durante o processo de deslocamento em uma direção, o ponto com a violação é identificado. De um modo geral os tipos de limites emitidos pelo Organon na montagem da região de segurança são descritos conforme [59]:

SR Limit: está associado aos limites de segurança estática (VS) e dinâmica (DS). Para a região de segurança estática esse código significa que além desse ponto alguma contingência não converge. Já para a região de segurança dinâmica esse código significa que além desse ponto alguma contingência é instável.

Além da notação VS ou DS existe um complemento OUT ou IN que significam:

VS_OUT: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando em uma região segura, passa a operar em uma região insegura e/ou violada;

VS_IN: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando em uma região insegura e/ou violada, passa a operar em uma região segura.

As nomenclaturas associadas ao limite de segurança estão classificadas em:

Gen Limit: indica que, pelo menos, um dos grupos geradores, atingiu seu limite de geração mínimo ou máximo;

Nose curve: indica que, o sistema chegou à capacidade máxima de transmissão, ou seja, máximo carregamento, ou a ponta do nariz;

Security Limit: indica que, além desse ponto o sistema encontra-se em um ponto inseguro, ou seja, em pelo menos uma das contingências o fluxo de potência não converge ou indica que o sistema analisado apresenta instabilidade para uma das contingências definidas.

T Limit: está associado ao limite térmico dos equipamentos, ou seja, a capacidade de carregamentos destes.

TL_OUT: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando em uma região com todas as linhas e transformadores sem sobrecarga, passa a operar com pelo menos uma das linhas e transformadores em sobrecarga para uma determinada combinação de redespachos;

TL_IN: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando com pelo menos uma das linhas e transformadores em sobrecarga, passa a operar com todas as linhas e transformadores sem sobrecarga para uma determinada combinação de redespachos.

V Limit: está associado a faixa operativa de tensões estabelecidas pelos Procedimentos de Rede.

VL_OUT: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando em uma região com todas as barras dentro do limite de tensão, passa a operar com pelo menos uma das barras com tensão fora do limite para uma determinada combinação de redespachos.

VL_IN: indica que, a partir deste ponto, o sistema que estava operando em uma região com pelo menos uma das barras violando o limite de tensão, passa a operar com todas as barras com tensão dentro do limite para uma determinada combinação de redespachos.

Os pontos limites de tensão e limites térmicos são calculados através da interpolação de dois pontos de operação consecutivos, em que num ponto de operação a contingência não causa violação dos limites e no outro a contingência provoca violações dos limites do sistema [59].

4.4.3 Modelagem

Através desta exposição, verificamos a potencialidade do programa ORGANON para o cálculo das Regiões de Segurança do sistema elétrico de potência. O automatismo proporcionado pela ferramenta para análise do desempenho elétrico por meio do cálculo de regiões de segurança é uma característica fundamental, pois além de ampliar a capacidade de avaliação dos analistas, dado a possibilidade de cobrir uma infinidade de condições operativas, proporciona maior segurança e otimização dos recursos do sistema frente às inúmeras situações intempestivas vivenciadas pela operação de tempo real.

O trabalho preconiza uma avaliação do uso desta ferramenta para análise de estabilidade de tensão considerando a alta inserção da geração eólica, concentrando-se na Região Nordeste do Brasil a fim de promover avanços nos processos de análises de segurança e a busca contínua do ótimo sistêmico, tendo em vista as exigências que envolvem a complexidade crescente dos sistemas de transmissão com o uso latente desta fonte de energia renovável.

Segundo [67], dentre os diversos requisitos para viabilizar o cálculo das regiões de segurança com desempenho satisfatório para uma avaliação confiável como por exemplo robustez do algoritmo utilizado, eficiência computacional, interface gráfica, tem-se a modelagem dos componentes do sistema.

Conforme descrito por [51] a modelagem da rede para o estudo de fluxo de potência é realizada por meio de um conjunto de equações e inequações algébricas que relaciona os circuitos e os barramentos desse sistema com suas respectivas grandezas elétricas através das leis de Kirchhoff e de restrições operacionais dos seus componentes. Dentro desse contexto, os módulos e os ângulos da tensão de cada barramento são conhecidos como variáveis de estado. As análises de fluxo de potência, também chamadas de análises estáticas, avaliam as grandezas de interesse desse sistema antes e após a ocorrência de um distúrbio, desconsiderando o intervalo de tempo entre o estado inicial e final do sistema, ou seja, o período transitório. O caso base utilizado serve de referência para a comparação com o resultado desse mesmo sistema quando submetida a um distúrbio.

Já a análise dinâmica, ou seja, aquela que analisa o comportamento do sistema ao longo do tempo, inclusive o período transitório e conseqüentemente a resposta dos controles dos seus respectivos componentes perante a dinâmica da rede.

O modelo desse sistema que considera toda a escala de tempo de ação dos controles e a sua própria dinâmica é regido por um conjunto de equações diferenciais e algébricas não-lineares que descreve o comportamento dinâmico dos componentes, como por exemplo, a modelagem de sistemas de excitação das máquinas, reguladores automáticos de tensão e de velocidade, além estabilizadores, presentes em unidades geradoras [68].

Conforme referência [68], para representar o comportamento dinâmico do sistema de potência é necessário que as equações que regem cada componente deste estejam definidas. Assim, o modelo completo que representa um sistema de potência é governado por dois conjuntos de equações não-lineares, sendo o primeiro deles composto por equações diferenciais de primeira ordem e o segundo composto por equações lineares, apresentados pela equação Equação (4.1).

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \end{cases} \quad (4.1)$$

Onde:

x é o vetor de variáveis de estado (velocidade da máquina, ângulo do rotor, etc.);

r é o vetor de variáveis algébricas (módulo, ângulos das tensões terminais, etc.);

u é o vetor de variáveis de entrada (controles);

f é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações diferenciais dos modelos dos dispositivos dinâmicos do sistema (geradores, motores de indução, sistemas HVDC, etc.);

g é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações algébricas da rede e de alguns dispositivos presentes no sistema.

“Para um detalhamento da modelagem matemática do comportamento transitório das máquinas síncronas, descrevendo a teoria dessas máquinas e seus sistemas de excitação cuja compreensão é necessária para o estudo da estabilidade tem-se a referência [69].”

Dentre estas modelagens estão as provenientes das gerações renováveis intermitentes como é o caso das eólicas que compõem um enorme conjunto de unidades geradoras com seus respectivos controles.

Com o aumento da capacidade instalada destas gerações, a representação dinâmica dos parques renováveis nas ferramentas de simulação de transitórios eletromecânicos utilizadas nos estudos de planejamento da operação e na operação em tempo real tem se tornado de fundamental importância, uma vez que já apresentam impacto no desempenho da rede elétrica, e conseqüentemente na determinação das condições operativas para a segurança do sistema.

Os modelos dinâmicos dos aerogeradores utilizados nos estudos de estabilidade transitória, em geral, possuem uma certa complexidade devida as diversas malhas de controle para diversos sistemas e componentes, lógicas de sub/sobretensão e de proteções, estratégias de controle do suporte de potência reativa. Como a distribuição dos parques eólicos é espalhada pela rede elétrica, a representação individualizada tornou-se inviável do ponto de vista computacional [70]. Essa diversidade e complexidade dos controles dos modelos ocasionam problemas de simulação como:

- Inicialização complexa dos modelos, notadamente quando necessitam de ferramentas auxiliares ou de simulações preliminares para ajustes de parâmetros internos ao modelo.
- Falta de robustez de solução em pontos operativos diferentes dos valores nominais de tensão, potência ativa e reativa (valores mínimos, máximos e intermediários).
- Parametrização e modelagem diferentes dos informados e/ou daqueles estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS durante eventos de sobre/subtensão e de faltas no sistema.
- Malhas de controle modeladas com baixas constantes de tempo, pouco representativas para estudos de estabilidade eletromecânica, implicando em elevado tempo de processamento e problemas de convergência.

- Falta de documentação detalhada do modelo, dos parâmetros que podem ser ajustados em campo em função da característica da rede, resultados das simulações. [71]

Segundo [71], visto a grande quantidade e variedade de fabricantes de aerogeradores existentes conectados no SIN e a dificuldade em ajustar toda essa diversidade de modelos fornecidos para simulação dinâmica aos modos de cada fabricante, o ONS foi motivado a estabelecer diretrizes básicas para desenvolvimento dos modelos dinâmicos pelos agentes geradores que se conectarão ao SIN.

Neste intuito foi elaborado um “Plano de Ação para Aprimoramento e Gestão da Qualidade dos Modelos de Componentes para Simulação de Transitórios Eletromecânicos”, trabalho que define as ações a serem desenvolvidas pelo ONS para aprimoramento e gestão da qualidade da base de dados para simulação de transitórios eletromecânicos no SIN. Neste documento é abordado em especial as seguintes ações do Plano de Ação que estão relacionadas a modelos para usinas eólicas:

Diretrizes para elaboração de modelos de aerogeradores para simulação de transitórios eletromecânicos,

Premissas e critérios para validação do modelo computacional dos aerogeradores, entre outras.

Além disto, em [70], foi desenvolvida uma metodologia para elaboração de parques equivalentes que agrega os parques eólicos com aerogeradores de mesma tecnologia, mesmo fabricante e que se conectam no mesmo ponto da rede com o objetivo de reduzir o número de modelos utilizados nas simulações na tentativa de reduzir o tempo de processamento computacional.

Para contornar essas dificuldades foi realizado um estudo para avaliar a redução da dimensão dos modelos dinâmicos dos aerogeradores, buscando manter as suas principais características e o desempenho mais próximo possível dos modelos completos.

Para o trabalho de simplificação dos aerogeradores, primeiramente, os diagramas de blocos completos são analisados para melhor entendimento de todas as estruturas representadas. A redução é realizada em três etapas, a saber: eliminação de malhas de controle de pouco impacto no desempenho sistêmico, eliminação de malhas de controle inativas, ou que não estão como a escolha padrão e otimização das estruturas de controle existentes.

➤ Malhas com pouco impacto

As malhas de controle de menor impacto, em geral, estão associadas ao módulo aerodinâmico e ao conjunto turbina/gerador, por possuírem constantes de tempo mais lentas em

relação aos controles de conversor. Para esses estudos, o vento é considerado constante, logo, o diagrama de bloco do perfil de vento pode ser desprezado.

Com o vento constante, a potência mecânica extraída será afetada apenas pelo coeficiente de potência, C_p , que será função do controle de pitch e da variação da velocidade do rotor, uma vez que vento será fixo. Dessa forma, o valor de C_p dependerá das variações do ângulo das pás, proveniente do controle de pitch, das variações da velocidade do rotor e da própria característica do C_p . Em geral essas dinâmicas são mais lentas do que as dos controles de conversor, apresentando variações pequenas para eventos na rede elétrica. Considerando o C_p constante, a potência mecânica extraída do vento será constante, logo toda a parte aerodinâmica pode ser eliminada. Então é utilizada uma potência de referência constante enviada para os controles do conversor. A norma IEC 61400-27 indica que em alguns casos, máquinas do Tipo 2 e tipo 3 podem ser representadas como máquinas do tipo 4, que normalmente não representam a aerodinâmica e as partes mecânicas do gerador, o que reforça com as simplificações adotadas. Essa simplificação torna o modelo mais eficiente, além de eliminar a necessidade de inicialização prévia, por considerar o vento constante.

➤ Malhas inativas

Alguns modelos de aerogerador possuem estruturas de controle que são opcionais e que podem não estar ativas ou habilitadas em determinados empreendimentos. Um exemplo, é malha de controle de inércia sintética, que está representada no diagrama de controle de alguns fabricantes, porém desabilitada por não estar implementada no parque eólico. Existem também opções de estratégias para o suporte de potência reativa, como controle da tensão terminal ou remota, fator de potência ou potência reativa, nesse caso, apenas uma está ativa enquanto as outras permanecem desabilitadas. Essas malhas no processo de simulação são calculadas, mesmo que estejam desabilitadas, impactando no tempo de processamento. Elas foram identificadas e eliminadas dos modelos.

➤ Otimização de estruturas

Alguns modelos por serem oriundos de ferramentas que utilizam modelos trifásicos normalmente possuem uma estrutura complexa que pode ser substituída por blocos dinâmicos mais simples e já pré-definidos, porém mantendo as respostas dinâmicas dos modelos inalteradas.

“Outra otimização foi a substituição de estruturas formadas para gerar sinais de controle, mas que possuem blocos pré-definidos que geram o mesmo, que pode ser substituída por um bloco que importa esse valor de forma direta [70].”

As Figuras 4.6 e 4.7, baseadas na referência [70], apresenta um diagrama de controle completo e o mesmo modelo após o trabalho de simplificação. O objetivo é mostrar a dimensão de cada um dos módulos de controle em relação a estrutura geral de forma genérica e o seu modelo reduzido após a simplificação. Os diagramas em vermelho fazem parte do módulo aerodinâmico, os diagramas com contorno na cor cinza representam o conjunto turbina/gerador, em azul os controles de conversor, em verde as proteções, em laranja a interface com a rede e em rosa malhas para inicialização do valor de vento [70].

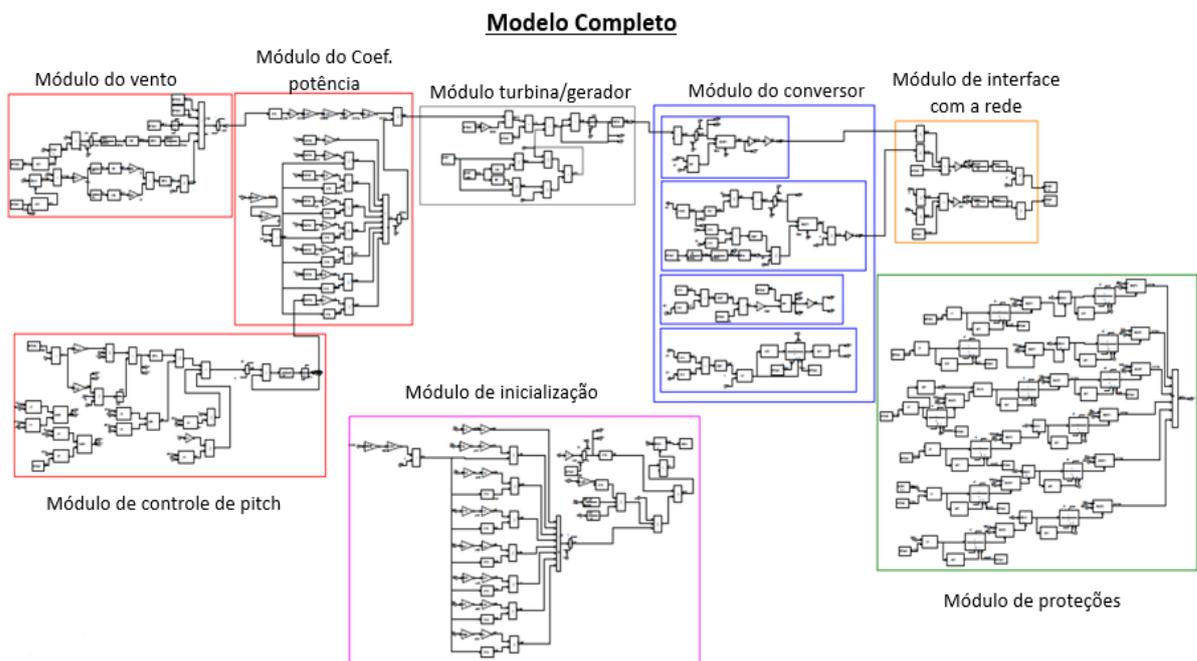


Figura 4.6: Modelo dinâmico completo de um aerogerador.

Fonte: [70].

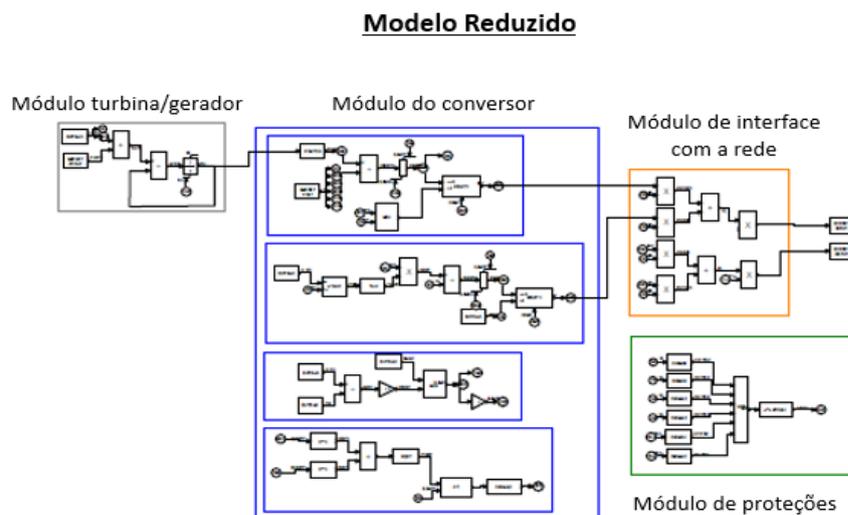


Figura 4.7: Modelo dinâmico simplificado de um aerogerador.

Fonte: [70].

A partir das Figuras 4.6 e 4.7 é possível observar que os módulos de aerodinâmica têm um peso muito grande em relação ao restante do modelo permitindo desconsiderá-los da representação eliminando os módulos de coeficiente de potência e o de controle de pitch e que a evolução dos blocos de controle permitiu simplificar a representação das proteções, controles do conversor, interface com a rede e o módulo turbina / gerador, que tinham estrutura mais complexas em comparação aos outros componentes. Outro benefício é a possibilidade de se eliminar as malhas de inicialização e de perfil do vento, que também possuem estrutura complexa.

Todos os modelos reduzidos de aerogeradores foram validados e segundo [70], observa-se que os resultados entre os modelos completo e reduzido são aderentes apresentando a viabilidade e os benefícios de se utilizar uma representação reduzida dos modelos dinâmicos de aerogeradores em análises sistêmicas.

Essa representação proporciona ganhos nos tempos de processamento quando comparada com a representação completa, sem impacto significativo nas respostas das simulações além de reduzir problemas de convergência do método numérico, possibilidade de se utilizar passo de integração maiores, e inicialização automática dos modelos para qualquer ponto de operação.

De outro modo, é necessário a atualização dos modelos em função da evolução das ferramentas de simulação de forma a se ter uma representação o mais eficiente possível. Dessa forma, segundo [70] é necessário estabelecer uma relação mais próxima entre ONS, agentes e fabricantes dos aerogeradores, no sentido de se ter uma base representativa dos equipamentos que compõem o sistema elétrico de potência.

O presente capítulo buscou apresentar a potencialidade da aplicação das regiões de segurança, visto que, através delas pode-se obter um mapeamento das condições eletroenergéticas do sistema monitorado bem como identificar possíveis violações dos critérios de segurança da rede. Adicionalmente torna-se interessante o uso desse recurso de análise para sistemas com uma elevada penetração de geração renovável intermitente, a exemplo da geração eólica, servindo de ferramenta de análise preventiva em ambientes on-line. Além disso, varredura realizada no sistema permite o analista visualizar as contingências restritivas e as consequências de uma destas ocorrências e o resultado das ações de controle das máquinas e esquemas de proteção. No capítulo a seguir será apresentado casos de avaliação de segurança detalhando as análises de segurança e as potencialidades de utilização deste ferramental.

CAPÍTULO 5

5. Preparação dos Cenários

A um tempo atrás os estudos de planejamento da operação e a própria operação em tempo real tinha uma carência de programas computacionais para resolução de problemas do sistema elétrico de potência com interface gráfica amigável, que fosse capaz de realizar de modo conjunto as análises de regime permanente, transitório eletromecânico e de segurança. Todavia, pode-se considerar que essa carência foi sanada pelo ORGANON [59].

As simulações dessa dissertação foram realizadas com o ORGANON versão 6.7.5, de forma a utilizar uma única ferramenta para a exploração de cenários, para as análises de segurança estática e dinâmica, e também das regiões de segurança que serão abordadas a seguir.

5.1 Casos Base - cenários

A caracterização dos cenários a serem utilizados nos estudos de sistemas elétricos de potência é um grande desafio pois, a depender do cenário aplicado se pode detectar novos problemas ou deixar de visualizar outros. A dificuldade encontra-se no grande número de combinações das variáveis que refletem na identificação do ponto operativo a ser analisado: patamar de carga, geração ativa e nível de tensão de cada usina, intercâmbio de energia entre as regiões e subsistemas, características intrínsecas da fonte de energia utilizada, etc.

Assim, podem-se elencar alguns cenários típicos que serviram de caso base, “já estressados” de modo a não dificultar o processo de convergência do cálculo das regiões de segurança, para a avaliação de segurança e que se mostram importantes para se estudar a estabilidade de tensão envolvendo as usinas eólicas do Nordeste:

Nordeste Máximo Exportador – carga média: UHE’s do rio São Francisco com despacho de 22% (vazão de 800 m³/s) devido as condições hidrológicas desfavoráveis na Região Nordeste, geração eólica de 70% (litoral) e 75% (interior), geração fotovoltaica de 90% e UTE’s com despachos com valores médios.

Nordeste Máximo Exportador – carga leve: UHE’s do rio São Francisco com despacho de 22% (vazão de 800 m³/s) devido as condições hidrológicas desfavoráveis na Região Nordeste, geração eólica de 60% (litoral) e 80% (interior), geração fotovoltaica de 10% e UTE’s com despachos com valores médios.

Norte Exportador para o Nordeste – carga média: UHE's do rio São Francisco com despacho de 22% (vazão de 800 m³/s) devido as condições hidrológicas desfavoráveis na Região Nordeste, geração eólica de 30% (litoral) e 25% (interior), geração fotovoltaica de 90% e UTE's com despachos com valores médios.

Para as avaliações, estes cenários desses estudos foram utilizados o caso dos estudos do Planejamento de Ampliações e Reforços (PAR) do NOS, horizonte 2019-2023, configuração da rede referente a Dezembro de 2020, analisando a região oeste do Estado da Bahia, o norte dos Estados do Ceará e Piauí e a fronteira entre os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte para os patamares de carga média e leve.

5.2 Modelagem dos equivalentes dos parques eólicos

A modelagem dos parques eólicos começou pela criação de equivalentes das usinas que se conectam a um mesmo ponto. Na literatura técnica constam demonstrações de que é possível manter a equivalência de comportamento dinâmico ao se agrupar aerogeradores de um mesmo parque ou de parques próximos [71].

Crítérios 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 a representação do equivalente dos parques eólicos passou duas etapas conforme [72]:

I – Elaboração de equivalente da rede de média tensão dos parques:

O termo aqui utilizado como sistema de média tensão se refere ao sistema coletor que interliga o lado de alta dos aerogeradores em geral no nível de tensão 34,5kV e em alguns parques menores, em 13,8kV. A metodologia utilizada está detalhada nas referências [73, 74]:

A metodologia considerada baseia-se na identificação de circuitos em série e em paralelo da rede de média tensão e realizar a simplificação destes sistemas. “Esta metodologia assume que todos aerogeradores injetam a mesma corrente em módulo na rede de média tensão [72].”

I-I. Equivalentes em série de aerogeradores

Através da identificação de circuitos em série, como apresentados na Figura 5.1(a) composta por 4 aerogeradores, é possível representar um sistema equivalente que reproduza as mesmas perdas ativas e reativas do sistema completo. O sistema equivalente apresentado na

Figura 5.1(b) apresenta o mesmo desempenho do sistema completo. Ambas as figuras se baseiam na referência [72]. A impedância “ZS” é calculada a partir da Equação (5.1):

$$Z_S = \frac{\sum_{m=1}^n m^2 \cdot Z_m}{n^2} \quad (5.1)$$

Onde “n” é o número de aerogeradores em série. A corrente “Is” será o somatório das correntes de todos aerogeradores em série.

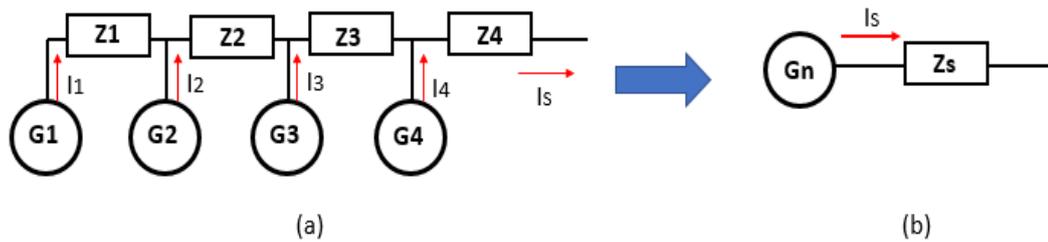


Figura 5.1: Equivalentes em série dos parques eólicos.

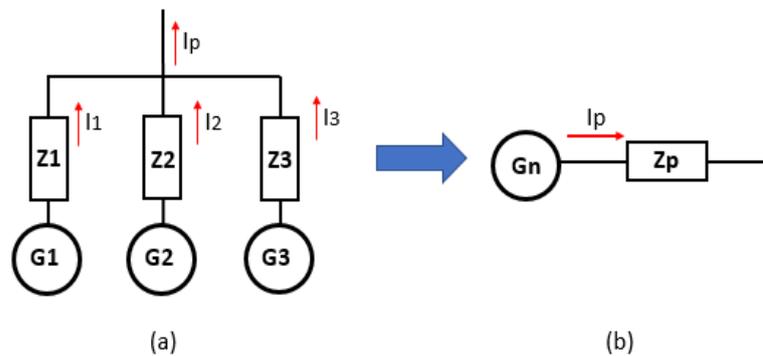
Fonte: [72].

I-II. Equivalentes em paralelo de aerogeradores

Através da identificação de circuitos em paralelo, como apresentados na Figura 5.2(a) composta por 3 blocos, é possível encontrar um sistema equivalente que reproduza as mesmas perdas ativas e reativas do sistema completo. O sistema equivalente apresentado na Figura 5.2(b) apresenta o mesmo desempenho do sistema completo. Ambas as figuras se baseiam na referência [72]. A impedância “Zp” é calculada a partir da Equação (5.2):

$$Z_P = \frac{\sum_{m=1}^n n_m^2 \cdot Z_m}{[\sum_{m=1}^n n_m]^2} \quad (5.2)$$

Onde “n” é o número de aerogeradores de cada bloco paralelo. A corrente “Is” será o somatório das correntes de todos os blocos em paralelo.



Fonte: [72].

Figura 5.2: Equivalentes em paralelo dos parques eólicos.

I-III. Capacitância e transformador equivalente

A capacitância equivalente será o somatório de todas as capacitâncias presentes na rede de média tensão conforme Equação (5.3):

$$B_{tot} = \sum_{i=1}^n B_i \quad (5.3)$$

O transformador equivalente é a impedância de um transformador dividido pelo total de aerogeradores conforme Equação (5.4):

$$Z_{eq_transf} = \frac{Z_{transf}}{n_{turbinas}} \quad (5.4)$$

Este equivalente será representado através do modelo “pi”. A reatância equivalente (XCGE) é a soma do transformador equivalente dos transformadores elevadores dos aerogeradores com a reatância equivalente da rede de média tensão. A susceptância equivalente (YCGE) representa o efeito capacitivo do sistema coletor em MV, muito comum em cabos subterrâneos. A resistência equivalente (RCGE) representa a resistência global do sistema MV dado que a resistência dos transformadores é geralmente considerada nula em estudos de fluxo de potência.

II – Agrupamento dos parques de acordo com os tipos de configurações de conexão ao sistema de transmissão:

O agrupamento dos parques eólicos será realizado por critérios de mesmo modelo dinâmico de aerogerador, onde parques eólicos de mesmo modelo e que também possuam mesmo agente serão agrupados num mesmo equivalente. Foram representados todos os transformadores que se conectam a rede básica ou DIT (Demais Instalações de Transmissão).

O sistema de transmissão para conexão de centrais de geração eólica de um mesmo agente incluindo linha de transmissão e transformador elevador, com tensão do lado de alta inferior a 230 kV, deverá ser incluído no equivalente.

A conexão dos parques eólicos ao sistema de transmissão apresenta tipos de configurações, que serão tratadas de acordo com cada caso. São elas:

TIPO 1: Conexão de parques eólicos através de ICG. Nesta configuração os parques eólicos se conectam através de linhas de transmissão individuais na mesma barra da ICG. Este tipo de conexão está apresentado na Figura 5.3, com base na referência [72]. Observe que a rede de média tensão e transformador equivalente estão representados por modelo “pi”.

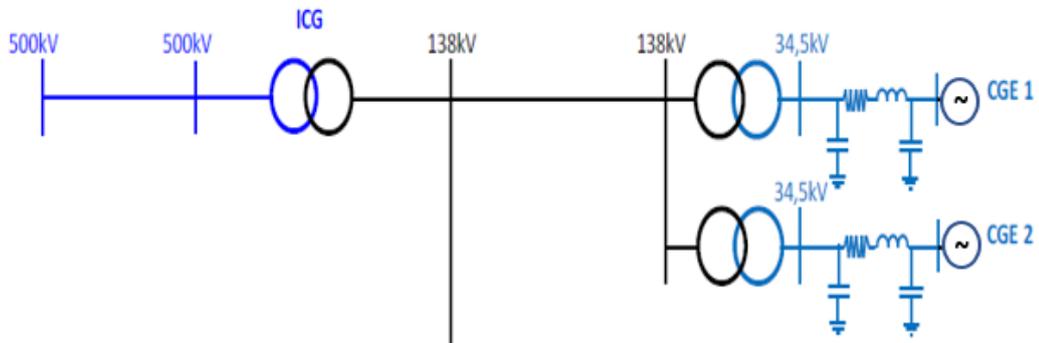


Figura 5.3: TIPO 1 – Conexão de parques eólicos através de ICG.

Fonte: [72].

TIPO 2: Conexão de parques eólicos que compartilham mesma linha de transmissão de conexão a rede básica. Este tipo de conexão está apresentado na Figura 5.4, com base na referência [72]. Da mesma forma que o Tipo 1, a rede de média tensão e transformador equivalente estão representados por modelo “pi”.

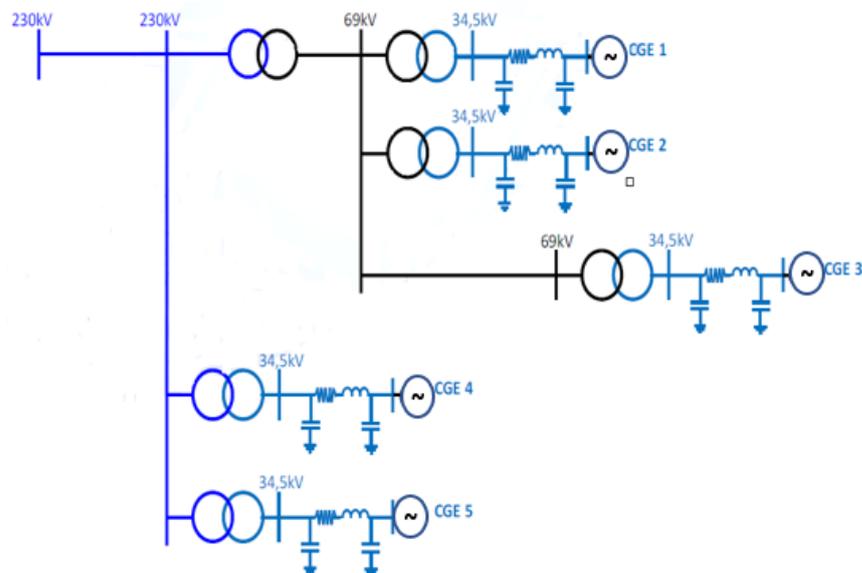


Figura 5.3: TIPO 2 – Conexão de parques eólicos que compartilham mesma linha de transmissão.

Fonte: [72].

Nesta situação as CGE 1 e CGE 2 apenas poderão ser agrupadas se ambas tiverem o mesmo modelo e mesmo agente.

Também nesta situação as CGE 4 e CGE 5 não poderão ser agrupadas mesmo que possuam mesmo agente e mesmo modelo. Deverão preservar os transformadores 230/34,5kV. Estas CGE só poderão ser agrupadas se compartilharem a mesma barra de 34,5kV.

5.3 Modelo dos aerogeradores adotados

Conforme [71], a quantidade de Parques Eólicos integrados ao sistema nos últimos anos, aliada à grande diversidade de fabricantes e tipos de aerogeradores têm gerado uma grande massa de dados para a simulação no programa de transitórios eletromecânicos. Adicionalmente, a evolução tecnológica associada à inclusão de recursos de controle antes inexistentes para este tipo de fonte, se traduz em um aumento da complexidade dos modelos matemáticos.

Para agilizar a atividade de simulação considerando as fontes eólicas, tem-se buscado agregar sua infraestrutura de dados em um menor número de arquivos possíveis, incluindo sua representação usando o recurso de topologia compartilhada, visando agregar fabricantes e modelos similares, reduzindo a massa de dados existente. Esta ação visa facilitar o trabalho que vem sendo realizado junto aos fabricantes, de obtenção de uma unificação dos modelos por tipo de aerogerador e, se possível (e idealmente), por fabricante.

O ONS juntamente aos fabricantes tem trabalhado em busca de [71, 75]:

✓ Eliminar a necessidade de inicialização manual, existente para alguns modelos;

E em uma segunda fase:

✓ Reavaliar os modelos atuais, buscando eliminar/simplificar funções que não levem a perdas significativas na precisão dos resultados em sua função de representar adequadamente a dinâmica do equipamento para as análises de transitórios eletromecânicos, visando a redução dos tempos de simulação e de eventuais dificuldades de convergência no processo de solução.

✓ Enquadrar os modelos dentro de padrões adequados de desempenho computacional, considerando boas práticas na representação dos controles e particularidades das ferramentas de simulação que possam afetar a solução numérica dos modelos.

Todavia, até que se obtenham as melhorias desejadas, fruto de trabalho que já se encontra em andamento, é necessário que se conheça, detalhadamente, os fabricantes e os tipos de aerogeradores presentes nos casos de referência do ONS, além das necessidades em termos de inicialização dos modelos incluídos na Base de Dados vigente, de forma a utilizá-los integralmente e de forma adequada [71].

Como um dos objetivos é avaliar a ação dos controles dos conversores dos aerogeradores no quesito segurança de tensão, avaliando a estabilidade de tensão da rede monitorada, os tipos de aerogeradores que serão abordados são o DFIG e o Full Converter.

Considerando o requisito “Modo de Controle” para conexão de instalações de geração eólica ao SIN definidos nos Procedimentos de rede do ONS, será incluída a seguir, uma

listagem dos modos de operação (no terminal dos aerogeradores) utilizados nos modelos presentes na Base de Dados do ONS.

De um modo geral, os fabricantes forneceram seus modelos ajustados para um modo de operação específico. Contudo, para alguns poucos fabricantes, dado o fornecimento de modelos diferentes (mais novos ou para equipamentos mais recentes), existe alguma diferenciação.

No Quadro 5.1 abaixo é apresentado os modelos ativos e disponíveis de modos de controle das usinas eólicas no Nordeste presentes na Base de Dados do ONS e representados na modelagem pelo ORGANON para a representação da geração eólica do SIN nas análises de transitórios eletromecânicos.

Os modelos destas gerações eólicas foram simplificados de acordo com o descrito no capítulo 4 de modo a reduzir o tempo de processamento dos dados mantendo a qualidade das respostas dos controles perante a dinâmica do sistema.

Quadro 5.1: Modo de operação nos modelos das usinas eólicas presentes na Base de Dados.

Fabricante	Modelo(s)	Tipo	Modo de Operação selecionado	Opções (parâmetro)
VESTAS	V82	DFIG	FP - Controle do fator de potência	Q ou FP
	V90-100-110			
	V100			
	V110_1 Aero			
	V110_2 PPC			
SUZLON	S88 Turb	DFIG	Q - Controle de potência reativa	V ou Q ou FP
	S88 Ctrl			
	S95			
VENSYS	VS77	Full Converter	FP - Controle do fator de potência	Q ou FP
ENERCON	E48	Full Converter	Q - Controle de potência reativa	(3)
	E82F1			
	ExF2v4			
	ERTU01			
	ExF4r1			
	EFCU07			
WEG	AWG110 c/ PLL	Full Converter	Q - Controle de potência reativa V - Controle de tensão (1)	V ou Q ou FP
	AWG110 s/ PLL			
GAMESA	G87_90	DFIG	Q - Controle de potência reativa V - Controle de tensão (2)	V ou Q ou FP
	G97			
	G114_1			
	G97-114_2			
	G114_3			
SIEMENS	SWT	Full Converter	V - Controle de tensão	(3)
ACCIONA	AW116_1 c/WPP	DFIG	V - Controle de tensão	(3)
	AW116_2 c/WPP			
	AW116_3 s/WPP			
GE	x.x	DFIG	V - Controle de tensão	V ou Q ou FP
	1.x			
	2.5			
ALSTOM	ECO-86 Turb	DFIG	V - Controle de tensão	V ou Q ou FP
	ECO-100 Turb			
	ECO-110 Turb			
	ECO-122_1 Turb			
	ECO-122_2 Turb			
	ECO-122_3 Turb			
	ECO-122_4 Turb			
	ECO-86			
	ECO-86_122			
	ECO-122_1			
	ECO-122-110_2			
	ECO-122_3			

Fonte: [71].

1. Somente o modelo do Conj. Santo Inácio–barra 6659 (91556), no NE, está com este modo.
2. Somente o modelo do Conj. União dos Ventos–barra 6619 (91555), no NE, está com este modo.
3. Dados não informados.

ÁREA 2: Na região norte dos Estados do Ceará e Piauí as áreas monitoradas são compostas pelas subestações do eixo de 230 kV entre os regionais de Teresina e Cauípe e o eixo 230 kV entre os regionais de Sobral III e Acaraú II totalizando 400 km de extensão. A escolha dessa área se deve ao fato de ser uma região com potencial eólico elevado, porém com deficiências de rede e recursos de regulação de tensão para controle escasso em caso de elevados despachos, conforme apresentado pela Figura 5.6.

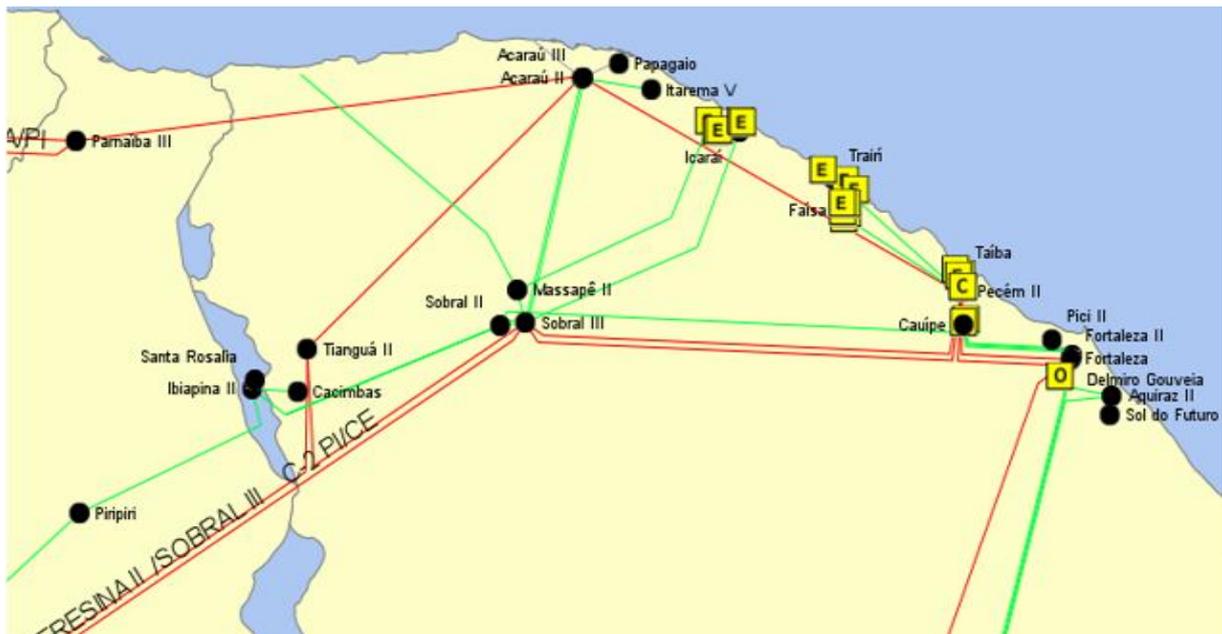


Figura 5.5: Área de monitoramento – ÁREA 2.

Fonte: [76].

ÁREA 3: E por fim, a última região selecionada localiza-se na fronteira litorânea dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, sendo composta pelas subestações Banabuiú, Russas II, Quixeré, Mossoró II e IV, Açú II, Paraíso, Lagoa Nova II, Natal II e III, Extremoz II, Ceará Mirim II e João Câmara II e III que tem grande influência no subsistema Leste da Região Nordeste e atendimento das principais capitais da Região. A escolha é motivada pelo elevado montante concentrado de geração eólica na região e dos possíveis problemas de instabilidade de tensão na ocorrência de contingências de corredores de transmissão importantes, conforme Figura 5.7.

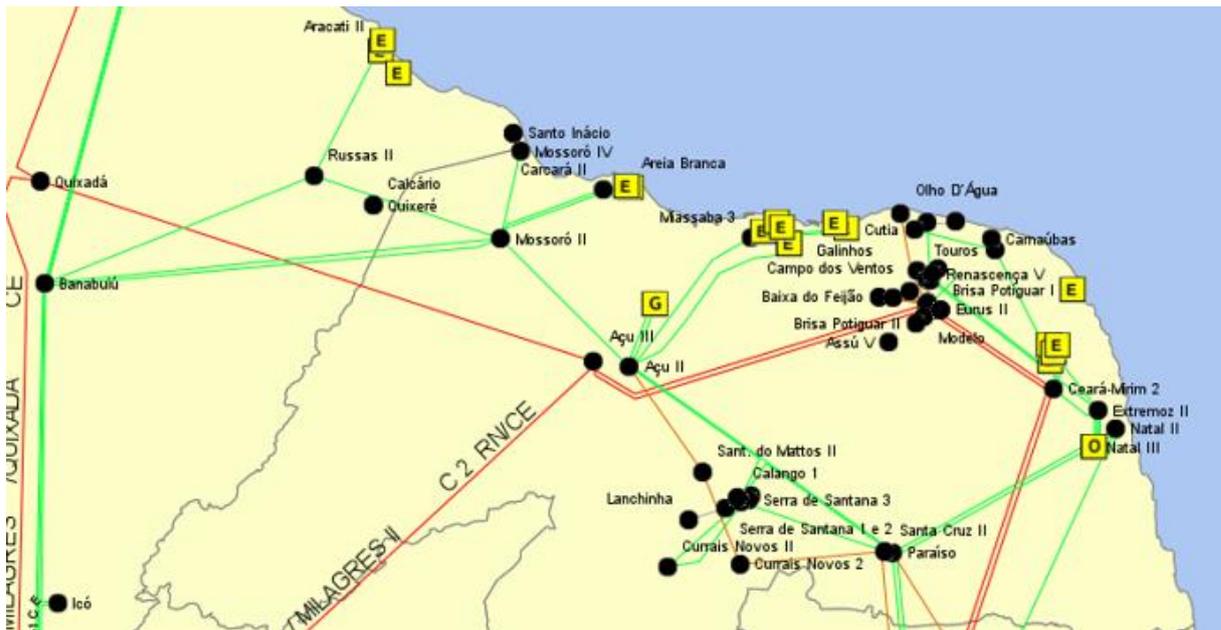


Figura 5.6: Área de monitoramento – ÁREA 3.

Fonte: [76].

5.5 Determinação da relação de eventos

A relação das contingências para a análise de segurança nas regiões norte dos Estados do Ceará e Piauí, na fronteira dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte e no oeste do Estado da Bahia foram definidos em contingências simples na rede de 500 kV e 230 kV nessas áreas de modo a explorar seus reflexos na estabilidade, investigando assim, o comportamento do sistema tanto do ponto de vista estático quanto dinâmico para esses eventos nas diversas direções percorridas nos nomogramas.

Nas simulações dinâmicas, em todos os eventos foi considerado curto-circuito na barra, fazendo a tensão de uma das barras do circuito chegar ao valor especificado de 0,70 pu e com duração de 100 milissegundos, quando o circuito é desligado e a falta extinguida.

Para a análise da segurança da **ÁREA 1**, foram definidos como eventos as contingências listadas abaixo:

- LT 230 kV Senhor do Bonfim II – Campo Formoso;
- LT 230 kV Campo Formoso – Ouroilândia II;
- LT 230 kV Ouroilândia II – Irecê;
- LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu II;

LT 230 kV Irecê – Brotas de Macaúbas;
LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Gentio do Ouro II;
LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa;
LT 500 kV Gilbués II – Buritirama III;
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Buritirama III;
LT 500 kV Barreiras II – Buritirama III;
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia II;
LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II;
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu.

Para a análise da segurança da **ÁREA 2**, foram definidos como eventos as contingências listadas abaixo:

LT 230 kV Teresina – Piripiri;
LT 230 kV Piripiri – Ibiapina II;
LT 230 kV Ibiapina II – Sobral II;
LT 230 kV Sobral II – Sobral III C1 ou C2;
LT 230 kV Sobral II – Cauípe;
LT 230 kV Teresina II – Teresina C1 ou C2;
LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 ou C2;
LT 500 kV Teresina II – Sobral III
LT 500 kV Teresina II – Tianguá II;
LT 500 kV Tianguá II – Sobral III;
LT 500 kV Sobral III – Pecém II C1 ou C2;
LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III;
LT 500 kV Acaraú III – Pecém II;
LT 500 kV Acaraú III – Tianguá II.

Para a análise da segurança da **ÁREA 3**, foram definidos como eventos as contingências listadas abaixo:

LT 230 kV Banabuiú – Russas II;
LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 ou C2;

LT 230 kV Russas II – Quixeré;
LT 230 kV Quixeré – Mossoró II;
LT 230 kV Mossoró II – Açú II;
LT 230 kV Açú II – Paraíso;
LT 230 kV Açú II – Lagoa Nova II;
LT 230 kV João Câmara II – Ceará Mirim II;
LT 500 kV João Câmara III – Açú III;
LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II;
LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III;
LT 500 kV Açú III – Quixadá;
LT 500 kV Fortaleza II – Quixadá;
LT 500 kV Quixadá – Milagres.

5.6 Determinação dos Grupos de Redespachos de Geração

As definições das usinas e dos grupos de redespacho de geração foram feitas com base na análise de sensibilidade utilizando o ORGANON e na expertise do analista. A análise de sensibilidade relaciona a variação do valor de geração de potência ativa de uma usina com a variação de fluxo de potência ativa nos circuitos do sistema. Esta análise é descrita em detalhes nas referências [50, 63, 77]. A referência [50, 59] mostra como essa análise é feita utilizando o ORGANON, sendo esse mais um dos motivos que levaram a utilização desse programa na presente dissertação. Através dessa análise é possível identificar a influência da geração de cada usina em cada um dos circuitos do sistema e desta forma propiciar o agrupamento das usinas de forma adequada para compor cada grupo. Especificamente para a determinação das usinas que farão parte dos grupos de redespacho de geração, é interessante que essa análise seja feita nos circuitos integrantes da lista de contingências / eventos [51]. Os agrupamentos consideram que as usinas de mesma influência devem pertencer aos mesmos grupos, potencializando a distribuição de fluxos nos circuitos que serão desligados em cada evento [51]. Assim, a composição desses grupos deve ser feita, por exemplo, reunindo as usinas com influência positiva no primeiro grupo, as usinas com influência negativa no segundo grupo e as usinas que não tenham influência significativa nos circuitos destacados, no terceiro grupo. A Figura 5.8,

baseada na referência [51], exemplifica a divisão dos grupos de redespacho Grupo G1, G2 e G3.

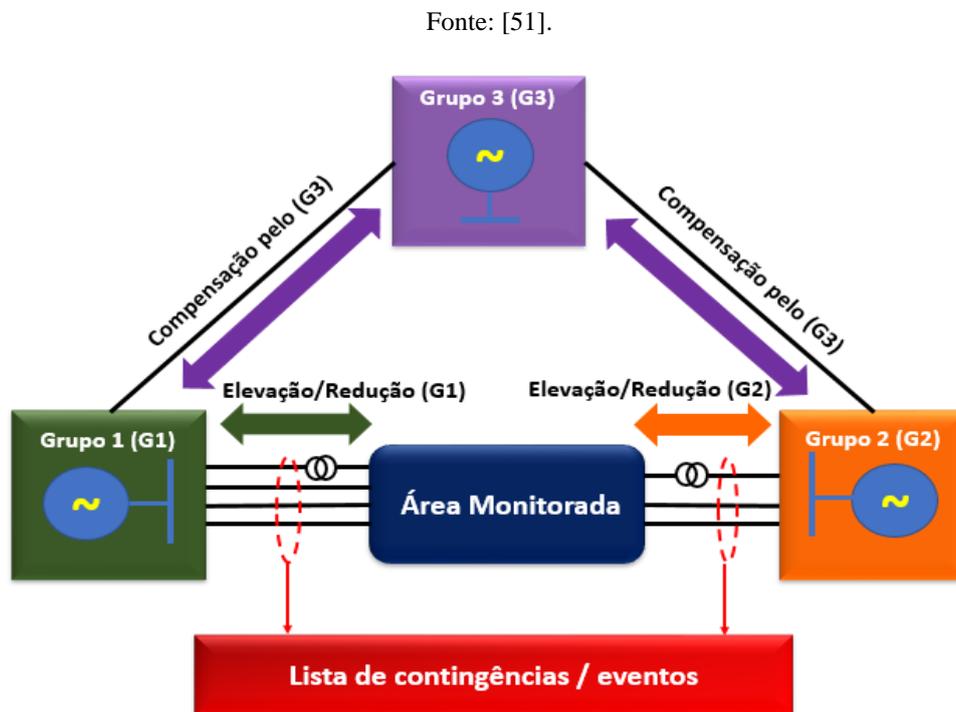


Figura 5.7: Determinação dos grupos de redespacho para a região de segurança.

Os Quadros 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam o resultado da análise de sensibilidade através da definição dos Grupos de redespacho G1, G2 e G3 para as três áreas monitoradas.

Quadro 5.2: Grupos de redespacho para a Área 1.

ÁREA 1			
Grupo - G1	Ponto de conexão	Grupo - G1	Ponto de conexão
CGE Casa Nova II e III e P.Branca	Sobradinho 230 kV	CGE Umburanas 15 a 19, 21, 23 e 25	Ourolândia II 230 kV
CGE Baraúnas I e II, S.Pedro Lago	Sobradinho 230 kV	CGE VS. Januário 5, 6, 10, 20, 21 e 22	Sr do Bonfim II 230 kV
CGE Sete Gameleira e Mussambê	Sobradinho 230 kV	CGE Laranjeiras III e IX	Gentio do Ouro II 230 kV
CGE Morro Branco I	Sobradinho 230 kV	CGE Assuruá II a V e VII	Irecê 230 kV
CGE Banda de Couro	Sobradinho 230 kV	CGE Ventos da Bahia II, IV, VIII	Irecê 138 kV
CGE Zeus II	Juazeiro II 230 kV	CGE Diamante II e III, Laranjeiras I, II e V	Irecê 230 kV
CGE Delfina I a VII	Juazeiro II 230 kV	CGE Curral de Pedras I e II, Capoeiras III	Irecê 230 kV
CGE V. Andorinha e Guarás I	Campo Formoso 230 kV	CGE Serra da Babilônia II, VI a XII	M.do Chapéu II 230 kV
CGE V. Morrinhos e Sertão	Campo Formoso 230 kV	CGE Ventos da Bahia I, III, IX e XVIII	M.do Chapéu II 230 kV
CGE Campo Formoso I e II	Campo Formoso 230 kV	CGE VS Aurora, Emília, Dulce, Abraão e Beatriz	M.do Chapéu II 230 kV
CGE Campo Largo I a VII	Ourolândia II 230 kV	CGE VS Aparecida, Gabriel, Mário	M.do Chapéu II 230 kV
CGE Campo Largo XV a XVI	Ourolândia II 230 kV	CGE VS Paulo e Esperança	M.do Chapéu II 230 kV
CGE Campo Largo XVIII a XXI	Ourolândia II 230 kV	CGE Maniçoba, Esp, DRiachos, Damascena, Lagoinha	M.do Chapéu II 230 kV
CGE Umburanas 1 a 3, 5 a 6, 8 a 13	Ourolândia II 230 kV	CGE Cristal, Primavera e São Judas	M.do Chapéu II 69 kV
POTÊNCIA TOTAL	3798,00 MW	CGE Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra	B. de Macaúbas 230 kV
Grupo - G2	Ponto de conexão	Grupo - G2	Ponto de conexão
UTE Suape II	Suape II 230 kV	UTE Global I e II	Jacaracanga 230 kV
UTE Termopernambuco	Suape III 230 kV	UTE Camaçari Muricy	Polo 230 kV
UTE Porto Sergipe I	Jardim 500 kV	UTE Arembepe	Polo 230 kV
UTE Celso Furtado	Jacaracanga 230 kV	UTE Prosperidade	Polo 230 kV
POTÊNCIA TOTAL	3249,00 MW		
Grupo - G3	Ponto de conexão		
UHE + UTE Sudeste e Sul	---		
POTÊNCIA TOTAL	43381,00 MW		

Quadro 5.3: Grupos de redespacho para a Área 2.

ÁREA 2	
Grupo - G1	Ponto de conexão
CGE Malhadinha 1	Ibiapina II 69 kV
CGE Vento Formoso	Ibiapina II 69 kV
CGE Ventos de Tianguá	Ibiapina II 69 kV
CGE Ventos de Tianguá Norte	Ibiapina II 69 kV
CGE Ventos do Morro do Chapéu	Ibiapina II 69 kV
CGE Ventos do Parazinho	Ibiapina II 69 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 2	Ibiapina II 230 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 4	Ibiapina II 230 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 7	Ibiapina II 230 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 3	Ibiapina II 230 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 5	Ibiapina II 230 kV
POTÊNCIA TOTAL	239,33 MW
Grupo - G2	Ponto de conexão
UTE Termofortaleza	Cauípe 230 kV
UTE Termoceará	Cauípe 230 kV
UTE Pecém I	Pecém 230 kV
UTE Pecém II	Pecém 230 kV
POTÊNCIA TOTAL	1624,00 MW
Grupo - G3	Ponto de conexão
UHE Estreito	Estreito 500 kV
UHE Tucuruí	Tucuruí 500 kV
UTE Maranhão III	Parnaíba 500 kV
UTE Maranhão IV	Parnaíba 500 kV
UTE Maranhão V	Parnaíba 500 kV
UTE Parnaíba	Parnaíba 500 kV
UTE Nova Venécia	Parnaíba 500 kV
POTÊNCIA TOTAL	11348,00 MW

Quadro 5.4: Grupos de redespacho para a Área 3.

ÁREA 3			
Grupo - G1	Ponto de conexão	Grupo - G1	Ponto de conexão
CGE Bons ventos	Russas II 230 kV	CGE Santana e S. de Santana I, II e III	Lagoa Nova II 69 kV
CGE Canoa Quebrada	Russas II 230 kV	CGE Pedra Rajada I e III	Lagoa Nova II 69 kV
CGE Enacel	Russas II 230 kV	CGE Calango 1 a 6	Lagoa Nova II 69 kV
CGE Goiabeira	Russas II 230 kV	CGE Macambira, Pelado e Lanchinha	Lagoa Nova II 69 kV
CGE Pitombeira	Russas II 230 kV	CGE Alegria I e II	Açu II 230 kV
CGE Santa Catarina	Russas II 230 kV	CGE Rei Ventos 1 e 3, Miassaba 3	Açu II 230 kV
CGE Ubatuba	Russas II 230 kV	CGE Mangue Seco 1, 2, 3 e 5	Açu II 138 kV
CGE Ventos de Horizonte	Russas II 230 kV	CGE S. Inácio, Garrote e S. Raimundo	Mossoró IV 230 kV
CGE Riachão I, II, IV, VI e VII	Extremoz 230 kV	CGE A.Branca, MareTerra e Terral	Mossoró II 230 kV
CGE Dreen Cutia e Guariju	Touros II 230 kV	CGE V. Acre, Amazonas e Pará	Mossoró II 230 kV
CGE Paraíso dos Ventos do NE	Touros II 230 kV	CGE Caiçara, Carcará e Junco	Mossoró II 230 kV
CGE Potiguar	Touros II 230 kV	CGE S. Clara I a VI, Eurus VI, Modelo	J.Câmara II 69 kV
CGE Esperança do Nordeste	Touros II 230 kV	CGE Morro dos Ventos I, III, IV, VI, IX	J.Câmara II 69 kV
CGE Jangada	Touros II 230 kV	CGE União dos Ventos 1 a 13	J.Câmara II 230 kV
CGE Maria Helena	Touros II 230 kV	CGE Baixa do Feijão e Eurus I a IV	J.Câmara III 138 kV
CGE Bons Ventos Cacimbas 11	Touros II 230 kV	CGE Renascença I a V, A.Branca I a VIII	J.Câmara III 138 kV
CGE São Bento do N I, II e III	Touros II 230 kV	CGE C.Preto, C. Vermelho e Dreen	J.Câmara III 138 kV
CGE São Miguel I, II e III	Touros II 230 kV	CGE C.Ventos I a V, Aroeira, Farol, SM, Helena	J.Câmara III 138 kV
Conj. Eol Carnaúbas	Touros II 69 kV	VS.Dimas, Benedito, Martinho, Miguel, Uriel	J.Câmara III 138 kV
POTÊNCIA TOTAL	4327,00 MW	CGE Mônica, Úrsula, Jericó, Jurema, Macacos	J.Câmara III 138 kV
Grupo - G2	Ponto de conexão	Grupo - G2	Ponto de conexão
UTE Termofortaleza	Cauípe 230 kV	UTE Campina Grande	C.Grande II 230 kV
UTE Termoceará	Cauípe 230 kV	UTE Pernambuco III	Pau Ferro 230 kV
UTE Pecém I e II	Pecém 230 kV	UTE Manaus	Pau Ferro 230 kV
UTE TermoNE	Mussurú II 230 kV	UTE Pau Ferro	Pau Ferro 230 kV
UTE TermoPB	Mussurú II 230 kV	UTE Suape II	Suape II 230 kV
POTÊNCIA TOTAL	3488,40 MW	UTE Termopernambuco	Suape III 230 kV
Grupo - G3	Ponto de conexão		
UHE Estreito	Estreito 500 kV		
UHE Tucuruí	Tucuruí 500 kV		
UTE Maranhão III	Parnaíba 500 kV		
UTE Maranhão IV	Parnaíba 500 kV		
UTE Maranhão V	Parnaíba 500 kV		
UTE Parnaíba	Parnaíba 500 kV		
UTE Nova Venécia	Parnaíba 500 kV		
POTÊNCIA TOTAL	11348,00 MW		

5.7 Número de direções utilizadas

Para as regiões de segurança que serão apresentadas a seguir, foi adotado o número de 20 direções para a exploração dos grupos de redespacho de geração e, conseqüentemente, para a definição de seus limites de segurança para compor suas fronteiras. A Figura 5.9 ilustra a orientação dessas direções. A determinação do cálculo destas direções é abordada com maiores detalhes em [63]. A razão da escolha de 20 direções é que um número de direções maior que estes não alteram significativamente a representação dos detalhes da região de segurança e incrementam o tempo de processamento para o cálculo dessas regiões.

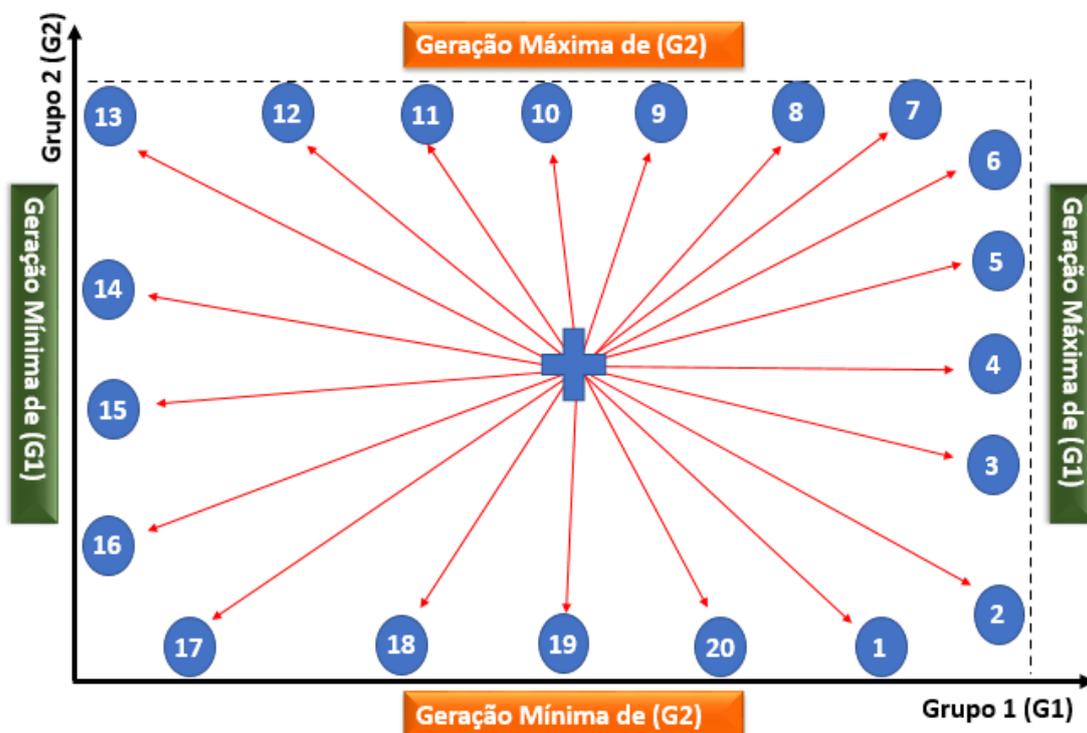


Figura 5.8: Orientação das direções da região de segurança.

Fonte: [51].

No próximo capítulo serão apresentadas as avaliações de segurança e seus resultados do ponto de vista estático e dinâmico com a presença das usinas de geração eólica e a resposta de seus controles perante à dinâmica do sistema em caso de contingências sob a ótica da estabilidade de tensão e controle dos recursos de potência reativa da rede.

CAPÍTULO 6

6. Análise Elétrica estática

Considerando as características no cenário eletroenergético do SEB, apresentadas no capítulo anterior, a análise estática tem como objetivo identificar nas regiões da Rede Básica (barras com nível de tensão igual ou superior a 230 kV) que foram selecionadas anteriormente, qual a menor margem de suporte de potência reativa e o impacto da geração eólica nas margens de estabilidade de tensão [48]. Para estas análises foram utilizados os cálculos de regiões de segurança estáticas (RSE), realizando um mapeamento dos pontos críticos da rede para as diferentes combinações de níveis de geração bem como das contingências mais severas do ponto de vista de estabilidade de tensão. Para tal, foi utilizado a ferramenta computacional ORGANON, versão 6.7.5, desenvolvido pela HPPA. Após identificados os limites críticos foi aplicada a curva PV para validar os resultados obtidos pelas RSE e avaliar o comportamento das tensões em relação as variações dos níveis de carregamento do sistema de modo a garantir condições operativas seguras e atendimento ao critério N-1. Outro recurso utilizado foi a curva QV com a finalidade de mensurar a capacidade de suporte de potência reativa remanescente da rede sob análise, podendo ser um indicador das barras mais frágeis da rede. Tanto a curva PV quanto a curva QV foram calculadas pela ferramenta computacional ANAREDE, versão 11.3.1, desenvolvido pelo Cepel. Isto se deve ao ORGANON ainda não possuir implantado o recurso da curva QV.

“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 [48].”

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 [48].

Na construção das curvas PV e QV os recursos de controle de tensão permanecem habilitados, como unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos e LTCs dos transformadores.

Adicionalmente, as usinas eólicas foram modeladas ora como barra do tipo PQ, para representar o *status* “sem controle de tensão”, ou seja, com a faixa de potência reativa nula, ora como barra do tipo PV, para representar o controle de tensão terminal, ou seja, utilizando a faixa de potência reativa dos aerogeradores.

A seguir serão avaliados três casos distintos, identificados como “Área”, conforme definidos no capítulo anterior, aplicando os conceitos de RSE, Curva PV e QV para o estudo de estabilidade de tensão.

6.1 Análise Estática – ÁREA 1

6.1.1 Região de Segurança Estática

Este caso avalia o eixo 230 kV com cerca de 600 km, no oeste do Estado da Bahia, desde a subestação de Sobradinho até a subestação de Bom Jesus da Lapa II com geração eólica ao longo de todo esse eixo totalizando 3.798 MW, ilustrado de modo simplificado pela Figura 6.1.

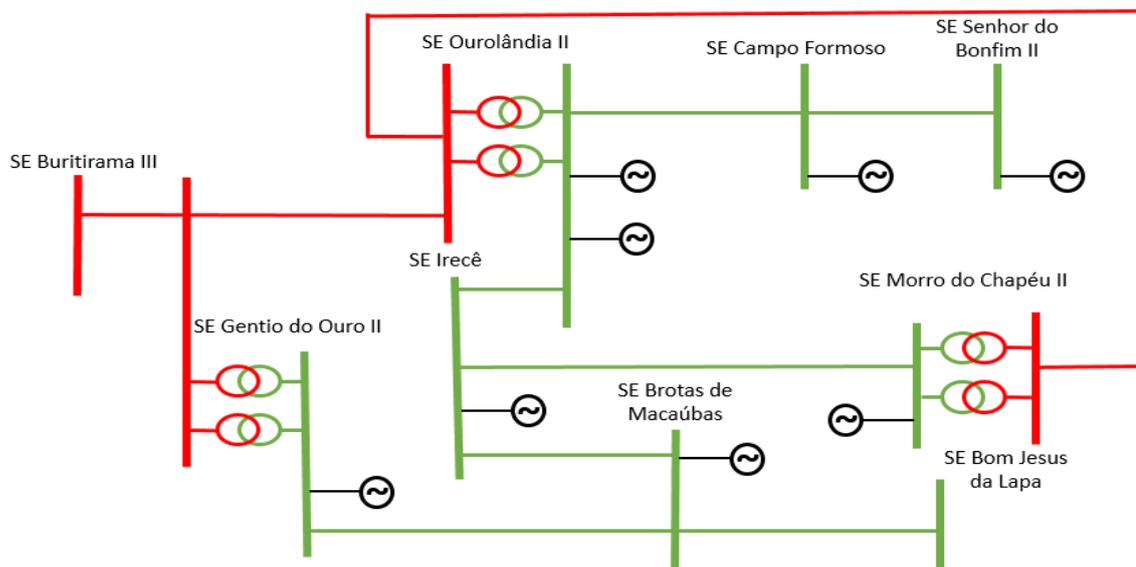


Figura 6.1: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 1.

A Área 1 é caracterizada por regiões de chapadas com geração eólica intensa no patamar de carga leve e pesada, ou seja, durante o período noturno e madrugada. Neste exemplo, as Regiões de Segurança partiram dos casos base representados pelos cenários Nordeste Máximo Exportador, patamares de carga leve e média e Nordeste Importador, patamar de carga média. Os resultados extraídos são apresentados a seguir. Através dos nomogramas, as Figuras 6.2 e 6.3, apresentam o referido sistema nos patamares de carga média e leve respectivamente, no cenário energético Nordeste Máximo Exportador.

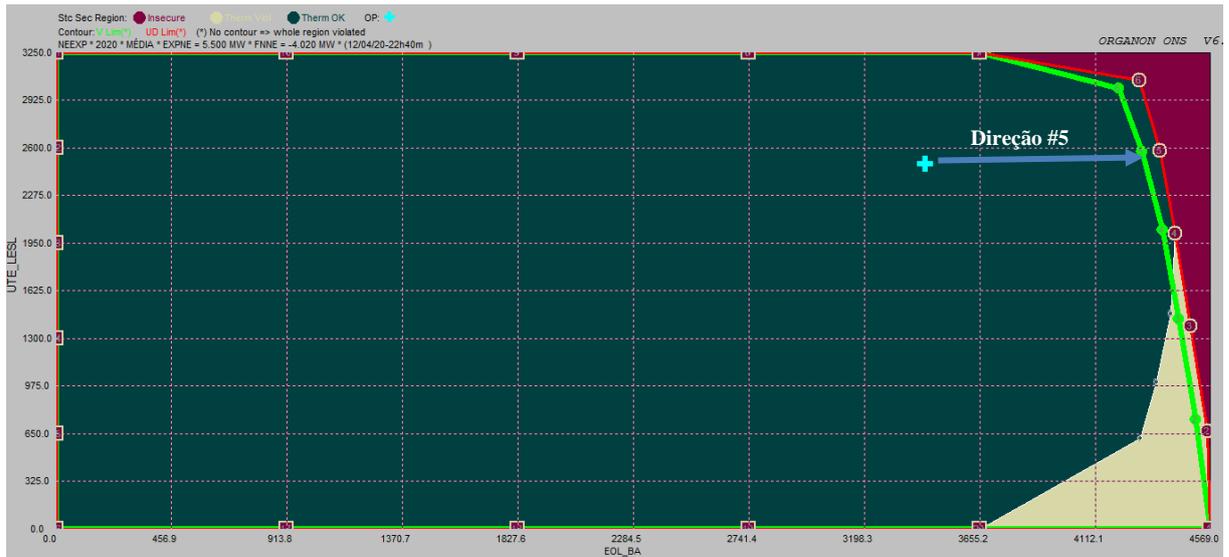


Figura 6.3: RSE da Área 1-NE_Exp_carga média.



Figura 6.2: RSE da Área 1-NE_Exp_carga leve.

Para estes cenários observa-se que boa parte do sistema está seguro (região em verde escuro). Observa-se ainda que a extremidade direita do nomograma apresenta vários pontos de instabilidade, caracterizados pelo *Security Limit*, com a contingência crítica da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu conduzindo este sistema ao colapso. Porém para esta contingência em particular foi implantado um Sistema Especial de Proteção (SEP) que realiza cortes de geração de modo a evitar problemas na rede para tal contingência. As RSE, no ORGANON, não representam a ação dos SEPs no sistema. Esta representação será apresentada

com a utilização das Regiões de Segurança Dinâmicas (RSD), porém no caso da indisponibilidade deste SEP haveria o problema citado.

Extrapolando a potência instalada de modo a obter a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para os patamares de carga definidos tem-se:

Na direção #5, por exemplo, do ponto de vista de estabilidade de tensão a MET na carga média é de 4.487 MW.

Na direção #3, por exemplo, do ponto de vista de estabilidade de tensão a MET na carga leve é de 4.223 MW.

Partindo do cenário Nordeste Importador, o sistema Nordeste possui uma maior dependência do intercâmbio, ou seja, uma menor inércia no subsistema Nordeste, podendo deixá-lo mais susceptível a problemas de estabilidade. A Figura 6.4 ilustra a RSE deste cenário.

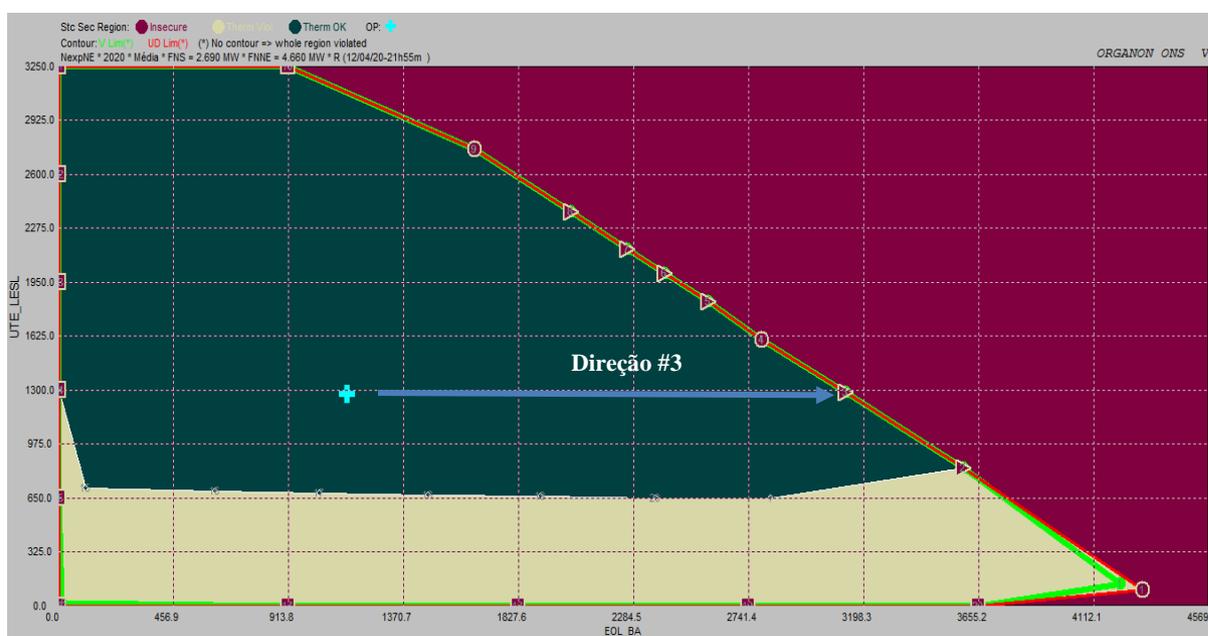


Figura 6.4: RSE da Área 1-NE_Imp_carga média.

O patamar de carga média também pode ser visto como um período de transição onde a geração eólica sai de valores bem expressivos para montantes reduzidos de geração, como discutido no capítulo 2. Conforme a Figura 6.4, observa-se a reta inclinada, em uma das laterais no nomograma, indicando em diversos pontos ao longo da mesma, condições de *Security Limit* e *Nose Limit*, caracterizados por instabilidades e colapso de tensão, através das contingências críticas nas LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II, Gentio do Ouro II / Buritirama III e Barreiras II / Buritirama III com montantes de geração que variam de 1.600 MW até 4.300 MW. Na parte inferior do nomograma é constatado sobrecarga acima do valor de emergência na LT 230 kV Irecê / Morro do Chapéu II devido a contingência da LT 500 kV Ourolândia II / Morro

do Chapéu II. Nesta situação também existe um SEP que checa o carregamento da referida LT 230 kV e efetua corte de geração solucionando o problema citado.

6.1.2 Curvas PV e QV

As curvas PV e QV mostram-se ferramentas úteis para analisar estaticamente 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 a depender do carregamento do sistema, topologia da rede e recursos de suporte de potência reativa. A aplicação das curvas PV e QV serão realizadas no cenário Nordeste Importador devido ao mesmo apresentar condições que conduzem ao colapso de tensão. Apesar da existência de SEP nessa região, observou-se contingências em que a depender do montante de geração do momento pode conduzir o sistema ao colapso de tensão.

Para este caso optou-se em traçar as curvas PV e QV para as seguintes situações: sistema íntegro, contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II, contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III e contingência da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III. Estas curvas foram construídas a partir do mesmo ponto operativo (caso base) da RSE (cruz azul) com incremento de geração como visto pelas figuras a seguir.

Considerando as barras de geração eólica controlando a tensão, tem-se conforme as Figuras 6.5 e 6.6, as curvas PV e QV.

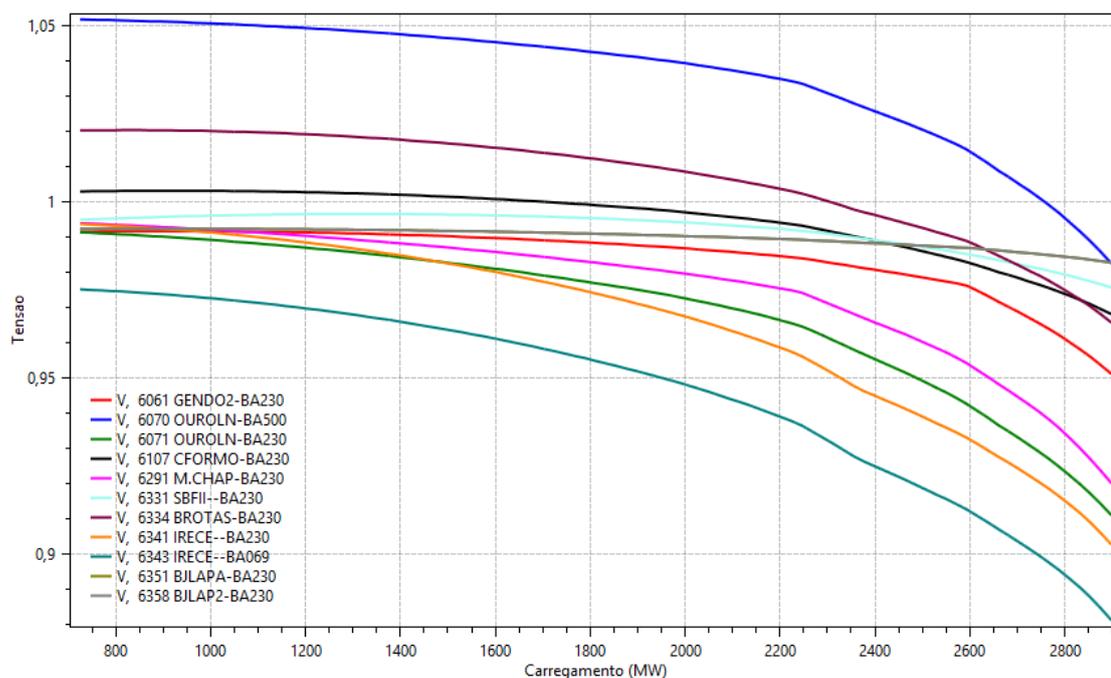


Figura 6.5: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – sistema íntegro.

Para facilitar a visualização pelo leitor, optou-se em espelhar as curvas PV, de modo que o crescimento da geração ocorra no sentido da esquerda para a direita (incremento positivo do carregamento).

Para o sistema íntegro a MET alcançada é de 2.900 MW, próximo ao valor iniciado pela RSE (direção #3) que é de 3.128 MW como mostra a Figura 6.5. Essas diferenças ocorrem pelo fato que no fluxo de potência continuado, utilizado pelo ORGANON, na sua busca binária, o parâmetro de continuação é a variável de estado que apresenta a maior derivada na etapa de previsão, como visto no capítulo 4, enquanto que no ANAREDE aplica-se o método da Newton-Raphson. Mesmo assim os valores são próximos.

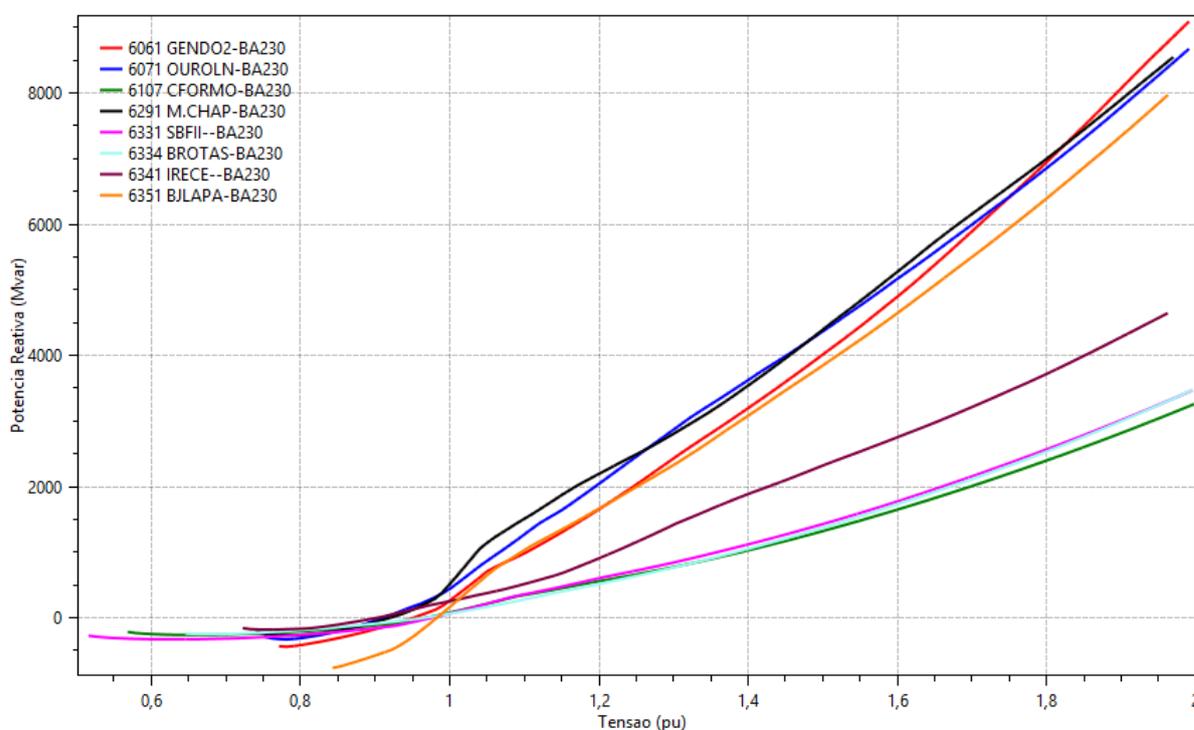


Figura 6.6: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – sistema íntegro.

Para as barras do sistema a margem de potência reativa das subestações mais afetadas desse eixo são apresentadas conforme as curvas QV da Figura 6.6 e detalhada no Quadro 6.1. O sinal “negativo” da margem de potência reativa, sinaliza a folga que a barra possui referente ao suporte de potência reativa, ou seja, um *superávit* refletindo no aumento da margem de segurança de tensão do sistema avaliado. Quando a margem de potência reativa é “positiva” sinaliza um *déficit* no suporte de potência reativa indicando que as barras se encontram, para o referido ponto de operação, numa região de instabilidade, ou seja, insegura para se operar. Os valores absolutos mais elevados, como mostrado no Quadro 6.1, se deve também a estes pontos

estarem próximos de Autotransformadores 500/230 kV o que proporciona suporte de potência reativa interessante para o controle de tensão das barras do sistema.

Quadro 6.1: Margem de potência reativa do sistema íntegro.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Gentio do Ouro 230 kV	- 441,14
Ourolândia II 230 kV	- 329,50
Campo Formoso 230 kV	- 261,22
Morro do Chapéu II 230 kV	- 270,83
Senhor do Bonfim II 230 kV	- 328,16
Brotas de Macaúbas 230 kV	- 245,77
Irecê 230 kV	- 181,06
Bom Jesus da Lapa 230 kV	- 765,90

Considerando a contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II tem-se os seguintes resultados.

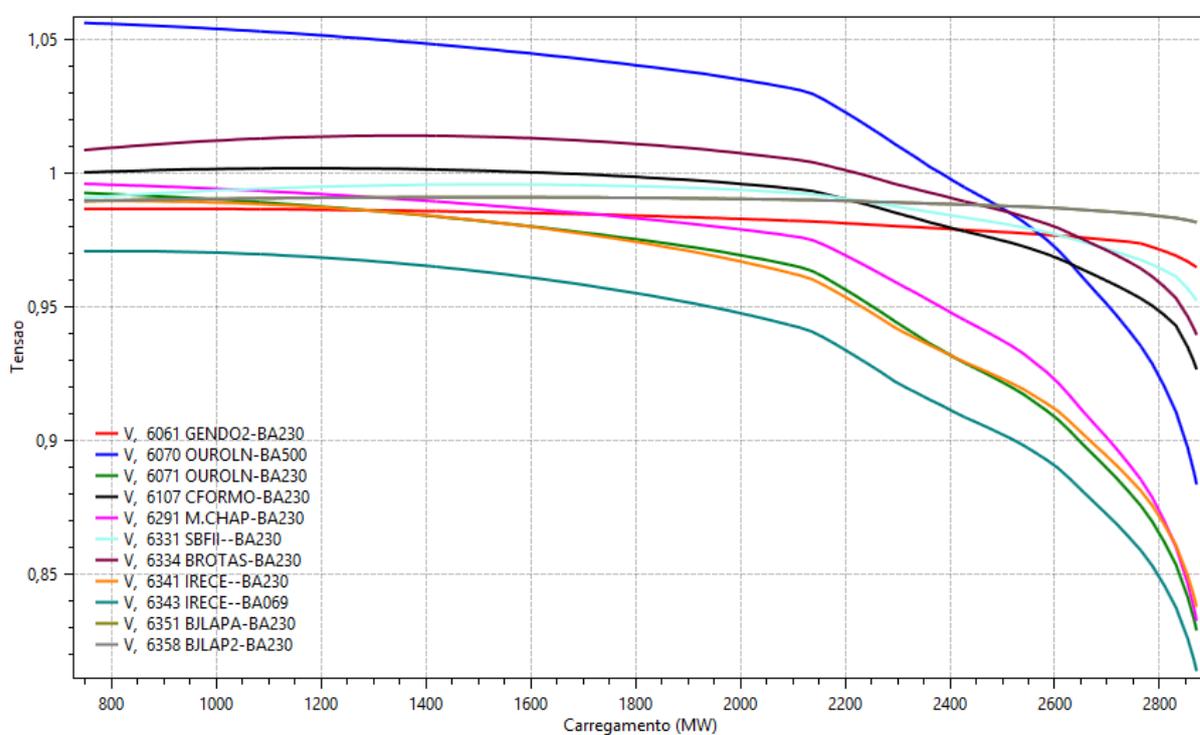


Figura 6.7: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.

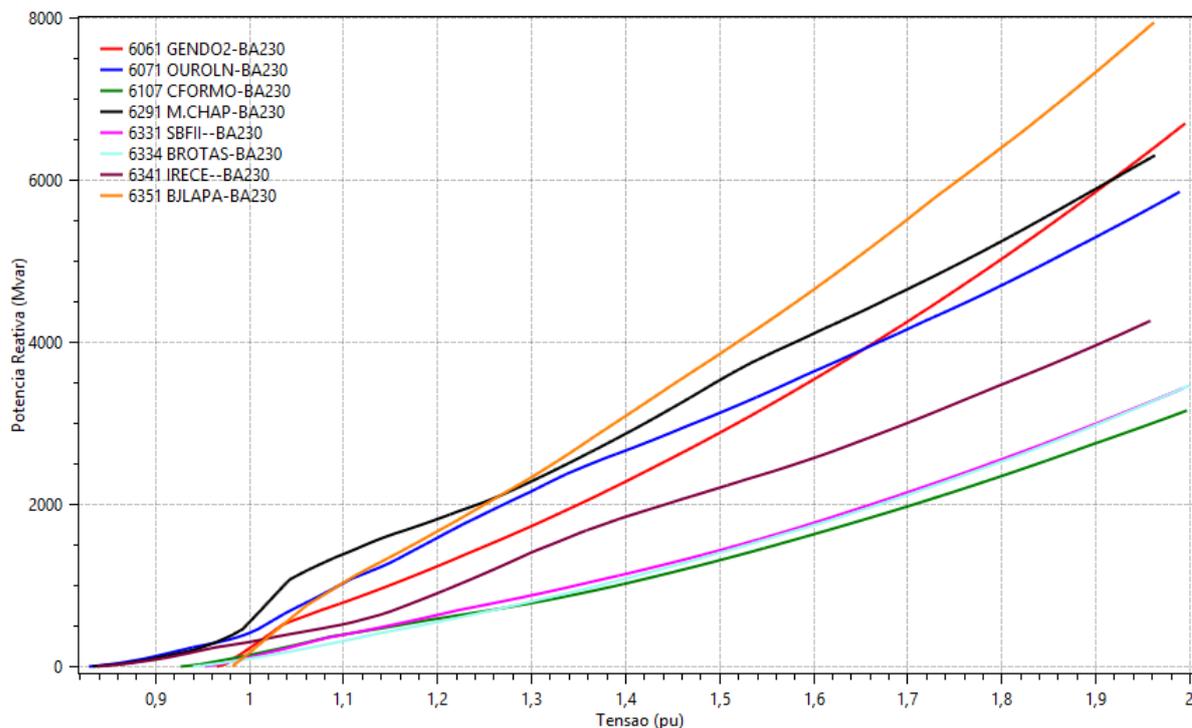


Figura 6.8: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ouarolândia II.

A MET para a contingência da Figura 6.7 é 2.865 MW, todavia esta margem está associada a valores de tensão de 0,83 pu nos barramentos 230 kV das subestações de Irecê, Ouarolândia II e Morro do Chapéu II o que, de acordo com os Procedimentos de Rede está em desacordo com os níveis de tensão estabelecidos para situações de contingências (0,90 pu). De modo a garantir a segurança de tensão do sistema para esta contingência, respeitando os Procedimentos de Rede, a nova MET será limitada em 2.650 MW.

Em relação as margem de potência reativa dos barramentos, para a MET de 2.865 MW a mesma foi 0 Mvar indicando a ausência de recurso de potência reativa e consequentemente o colapso de tensão conforme apontado na Figura 6.8.

Considerando a contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III tem-se os seguintes resultados.

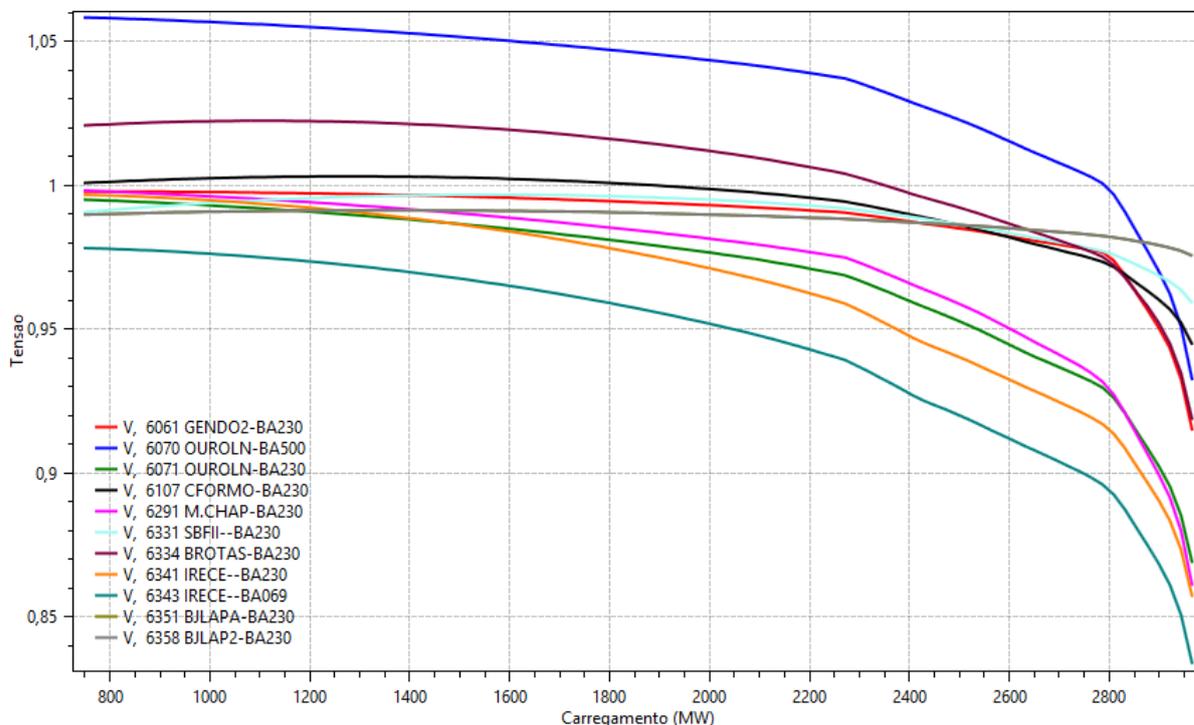


Figura 6.9: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

A MET para esta contingência da Figura 6.9 é 2.865 MW, ou seja, a mesma da contingência anterior, porém esta margem está associada a valores de tensão de 0,86 pu nos barramentos 230 kV das subestações de Irecê, Ourolândia II e Morro do Chapéu II. Da mesma forma que a situação anterior, respeitando os Procedimentos de Rede, a MET será limitada em 2.850 MW. Em relação as barras do sistema a margem de potência reativa das subestações mais afetadas desse eixo são apresentadas conforme Figura 6.10 e Quadro 6.2. De acordo com o Quadro 6.2, o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa aponta uma margem de 87,09 Mvar em valores absolutos. Isso se dá pelo fato desta barra está distante do local da contingência e também por haver próximo a esta barra um ponto forte da rede em 500 kV. Entretanto para os demais barramentos verifica-se uma redução considerável das suas respectivas margens pelo fato de estarem próximas ao local da contingência.

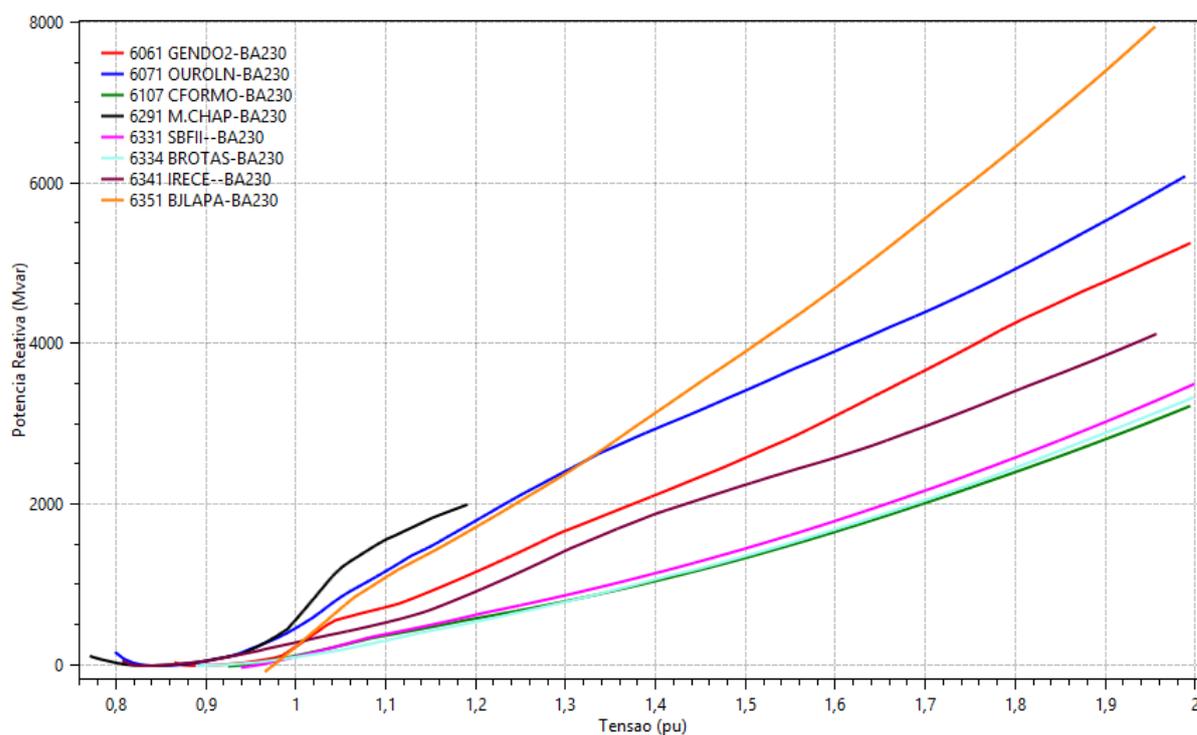


Figura 6.10: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

Quadro 6.2: Margem de potência reativa – contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Gentio do Ouro 230 kV	- 10,45
Ourolândia II 230 kV	- 11,72
Campo Formoso 230 kV	- 16,85
Morro do Chapéu II 230 kV	- 9,94
Senhor do Bonfim II 230 kV	- 33,48
Brotas de Macaúbas 230 kV	- 12,01
Irecê 230 kV	- 10,85
Bom Jesus da Lapa 230 kV	- 87,09

E por fim a contingência da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III tem-se os seguintes resultados, conforme Figuras 6.11 e 6.12.

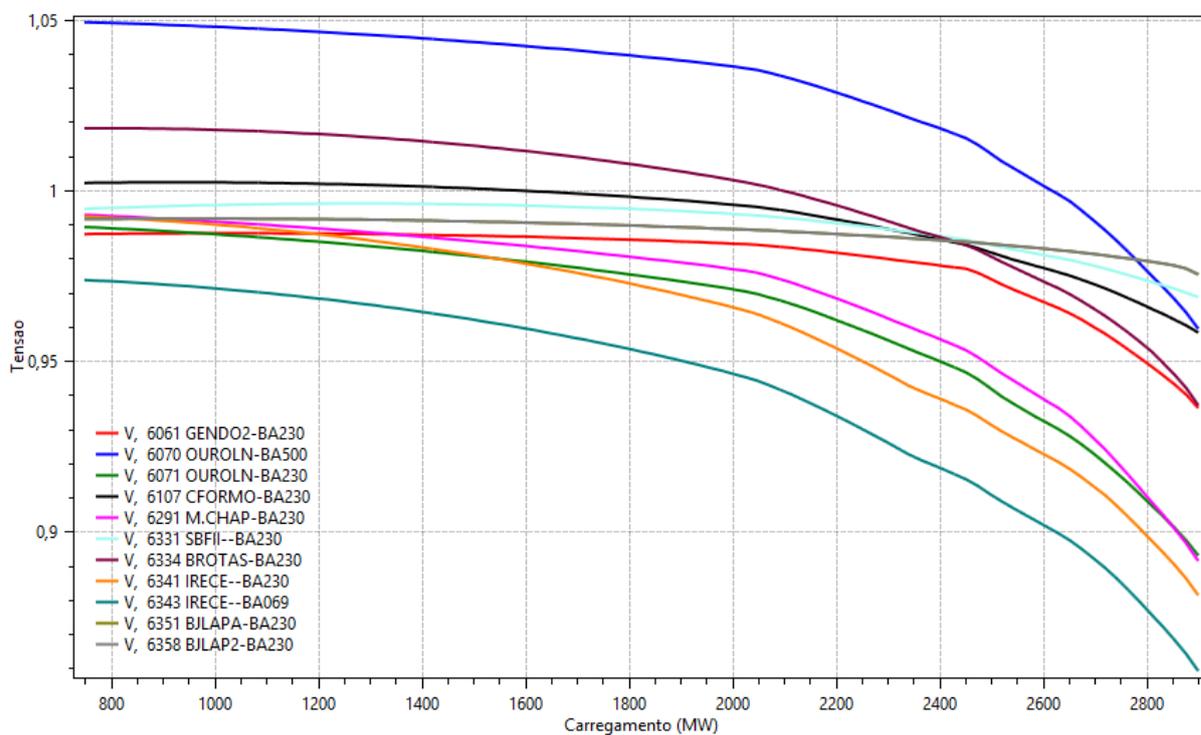


Figura 6.11: PV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.

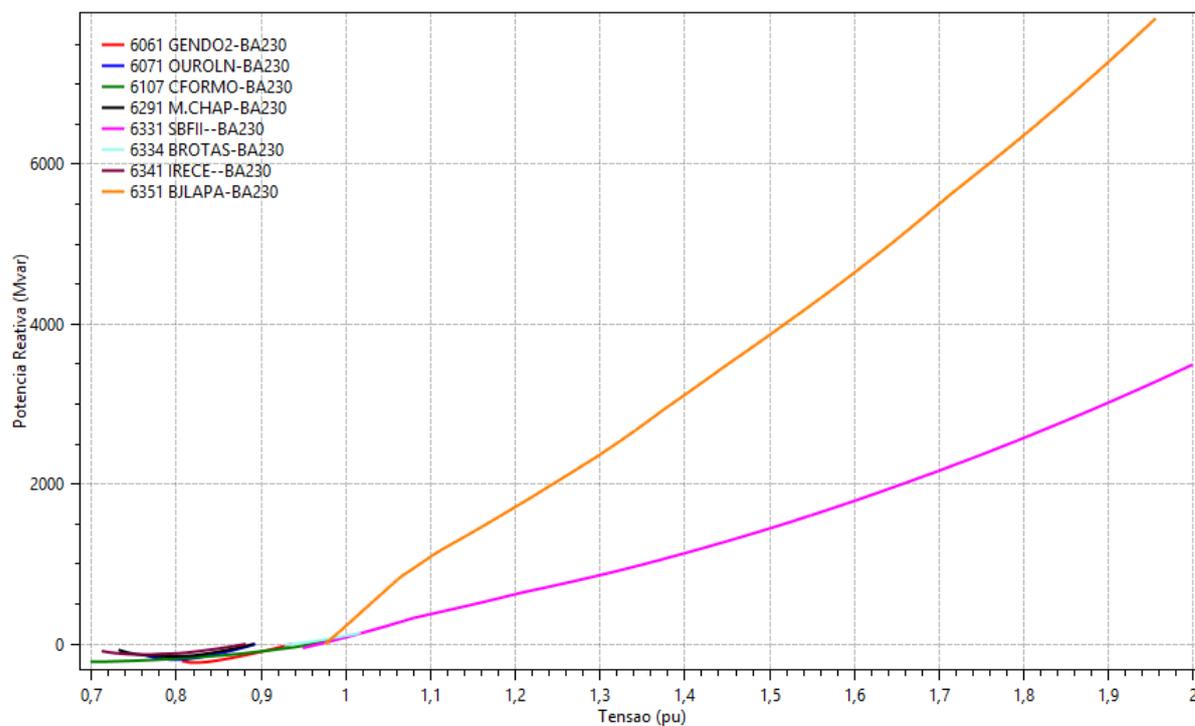


Figura 6.12: QV da Área 1-NE importador com controle de tensão – contingência LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.

A MET para esta contingência da Figura 6.9 é 2.898 MW, ou seja, semelhante a condição de sistema íntegro, porém esta margem está associada a valores de tensão de 0,88 pu nos barramentos 230 kV das subestações de Irecê, Ourolândia II e Morro do Chapéu II. Respeitando os Procedimentos de Rede, a nova MET será limitada em 2.786 MW.

Em relação as barras do sistema a margem de potência reativa das subestações mais afetadas desse eixo são apresentadas conforme Quadro 6.3.

Quadro 6.3: Margem de potência reativa – contingência da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama III.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Gentio do Ouro 230 kV	- 232,42
Ourolândia II 230 kV	- 196,27
Campo Formoso 230 kV	- 220,87
Morro do Chapéu II 230 kV	- 156,73
Senhor do Bonfim II 230 kV	- 51,34
Brotas de Macaúbas 230 kV	- 12,75
Irecê 230 kV	- 132,42
Bom Jesus da Lapa 230 kV	0,00

Comparando-se o Quadro 6.3 com o Quadro 6.1 constata-se que para esta última contingência apesar da MET ser semelhante as condições do sistema íntegro, este caso apresentou uma redução da margem de potência reativa dessa rede, uma redução no suporte de potência reativa da subestação Brotas de Macaúbas e o indicativo de colapso de tensão na subestação Bom Jesus da Lapa pois, a referida contingência tem forte influência nestes pontos e proporciona um suporte de potência reativa significativo para a extremidade sul do eixo 230 kV analisado que compreende estas duas subestações.

Diante destes resultados verifica-se que dentre as contingências críticas, a mais severa foi da perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia que levou o sistema ao colapso como já apresentado anteriormente.

A partir de agora será considerado a situação em que as eólicas não dispõem do recurso de controle de tensão, ou seja, as usinas eólicas despachadas não alteram sua potência reativa (barra PQ), enquanto que, no outro caso, as usinas controlam a tensão de sua própria barra

(barra PV). As Figuras 6.13 e 6.14 apresentam a MET das usinas eólicas com e sem controle do sistema íntegro e da contingência crítica mais severa.

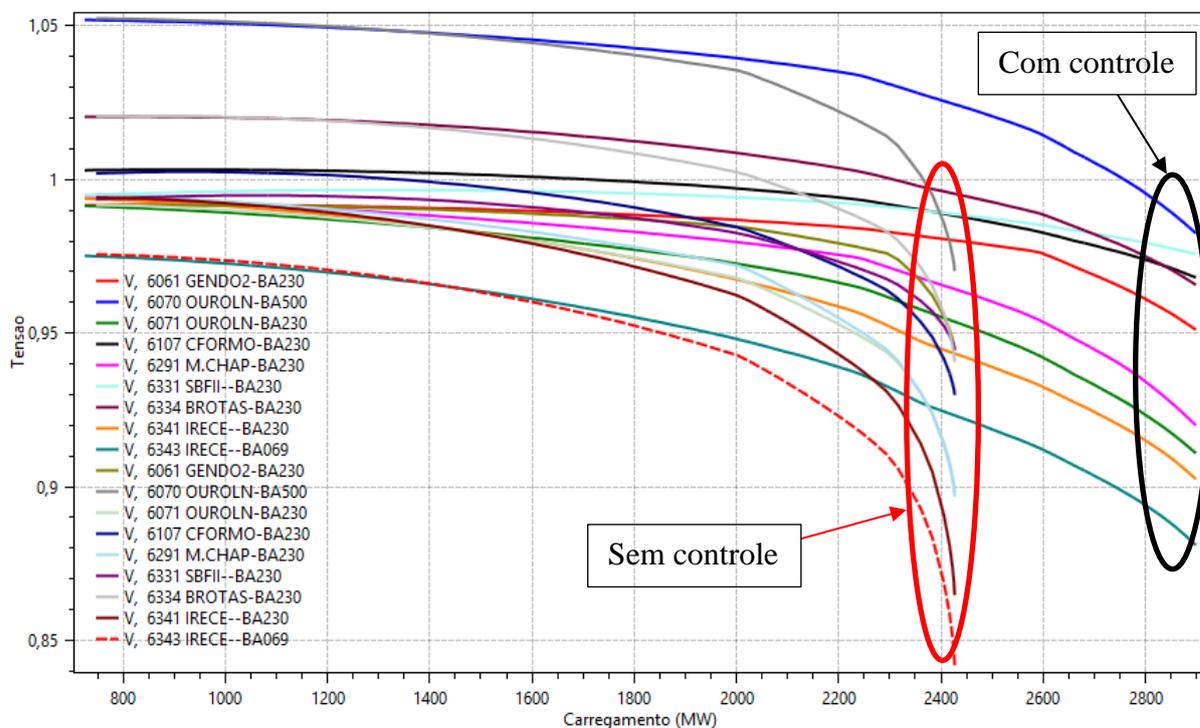


Figura 6.13: PV da Área 1-sistema íntegro - com e sem controle de tensão.

Considerando ambas as situações em que as eólicas dispõem e não dispõem do recurso de controle de tensão tem-se as seguintes constatações para a condição de sistema íntegro:

- Sem o controle de tensão a MET é reduzida de 2.900 MW para 2.425 MW;
- A MET, respeitando os critérios estabelecidos pelo Procedimentos de Rede reduziu-se de 2.900 MW para 2.338 MW;
- A degradação das tensões ocorre precocemente e mais abruptas nas proximidades da “ponta do nariz” da curva PV.

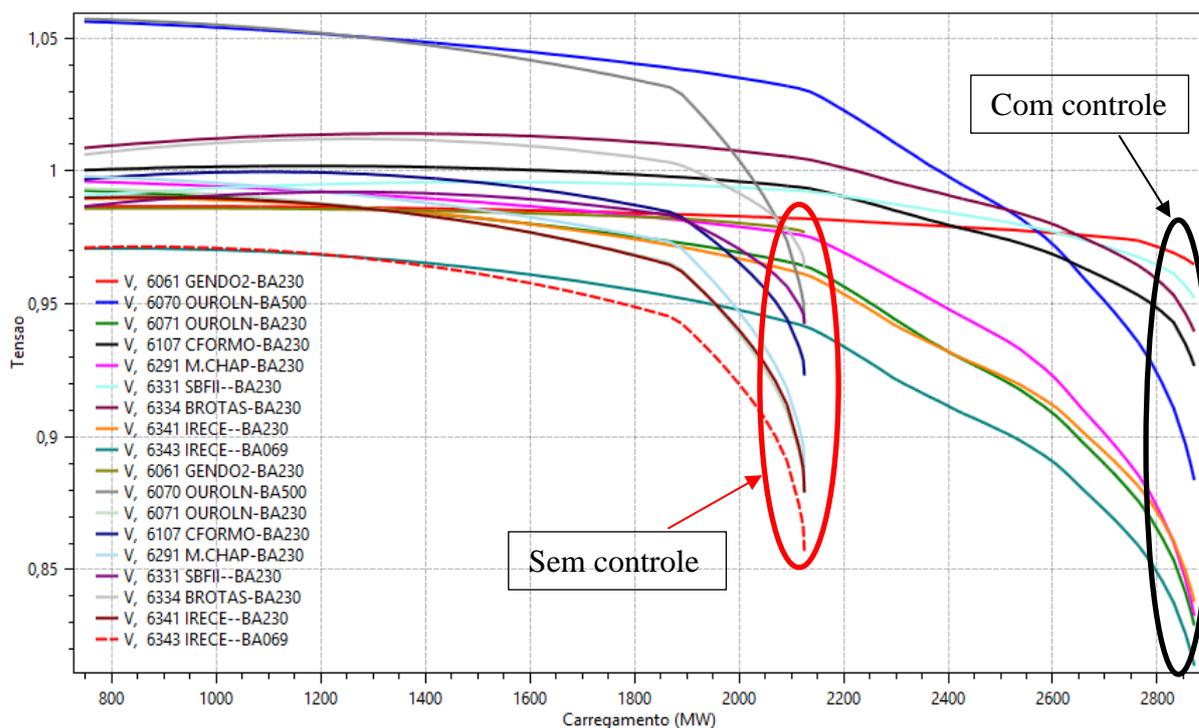


Figura 6.14: PV da Área 1- contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro / Ouarolândia II - com e sem controle de tensão.

Considerando ambas as situações em que as eólicas dispõem e não dispõem do recurso de controle de tensão tem-se as seguintes constatações para a condição de contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ouarolândia II considerada a mais severa de todas as avaliadas:

- Sem o controle de tensão a MET é reduzida de 2.865 MW para 2.125 MW;
- A MET, respeitando os critérios estabelecidos pelo Procedimentos de Rede reduziu-se de 2.650 MW para 1.792 MW;
- Nas proximidades do ponto de colapso, as tensões apresentam valores considerados adequados para operação do sistema e mesmo assim devido a falta da atuação dos controles das eólicas para a regulação de tensão o sistema vai ao colapso abruptamente.

6.2 Análise Estática – ÁREA 2

6.2.1 Região de Segurança Estática

Este caso avalia o eixo 230 kV com cerca de 342 km compreendido pelas subestações Sobral II, Ibiapina II, Piripiri e Teresina com um ponto de geração eólica concentrada em Ibiapina II, ilustrado pela Figura 6.15, tanto para o período de carga leve quando sua geração está elevada quanto para o período de carga média quando esta geração está reduzida. A capacidade instalada em Ibiapina II é de 239,33 MW. Os resultados extraídos, através do cálculo da Região de Segurança Estática (RSE) mostram que para a situação atual de geração não existem problemas significativos do ponto de vista de estabilidade de tensão. Em termos de regulação de tensão verifica-se na carga leve, com geração em Ibiapina II elevada, existe a violação do limite inferior de tensão no 69 kV da SE Piripiri, para a contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II e a mesma situação na carga média para uma geração quase nula para a contingência da LT 230 kV Teresina / Piripiri. Mesmo assim a operação do sistema é segura como apresentado pelas Figuras 6.16 e 6.17. Outra observação é que a localização e o perfil da geração em Ibiapina II são classificados como interior, ou seja, geração elevada na carga leve (1° e 4° quadrante) e geração reduzida na carga média (2° e 3° quadrante). Visto isso constata-se que nessas combinações os problemas de tensão são factíveis de ocorrerem.

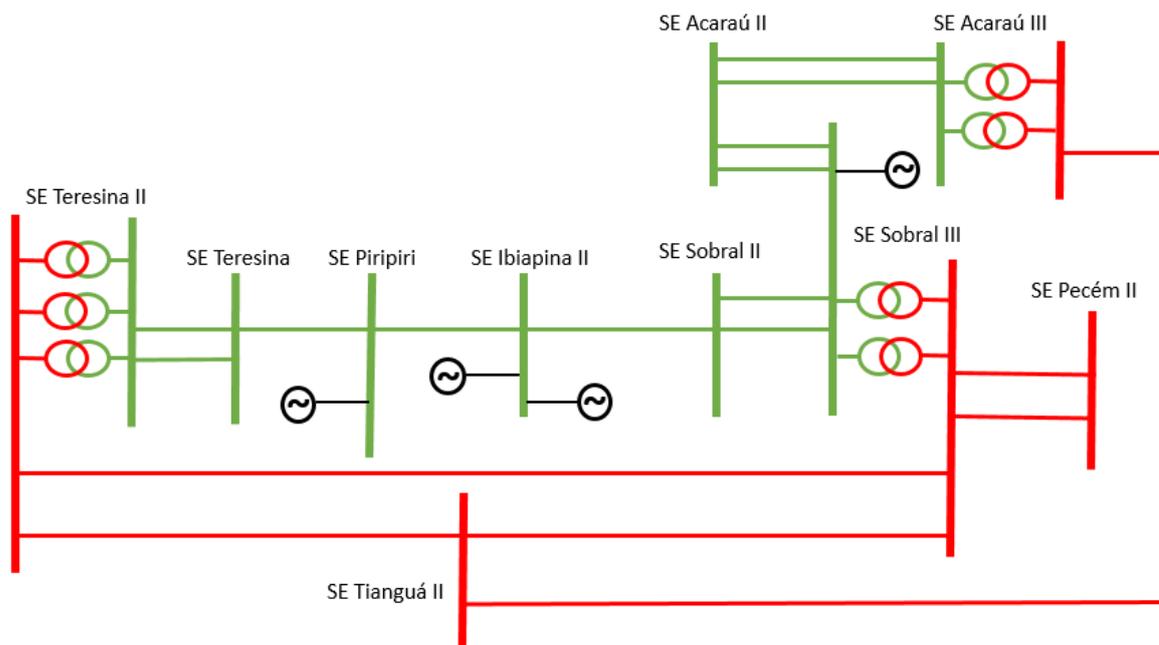


Figura 6.15: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 2.

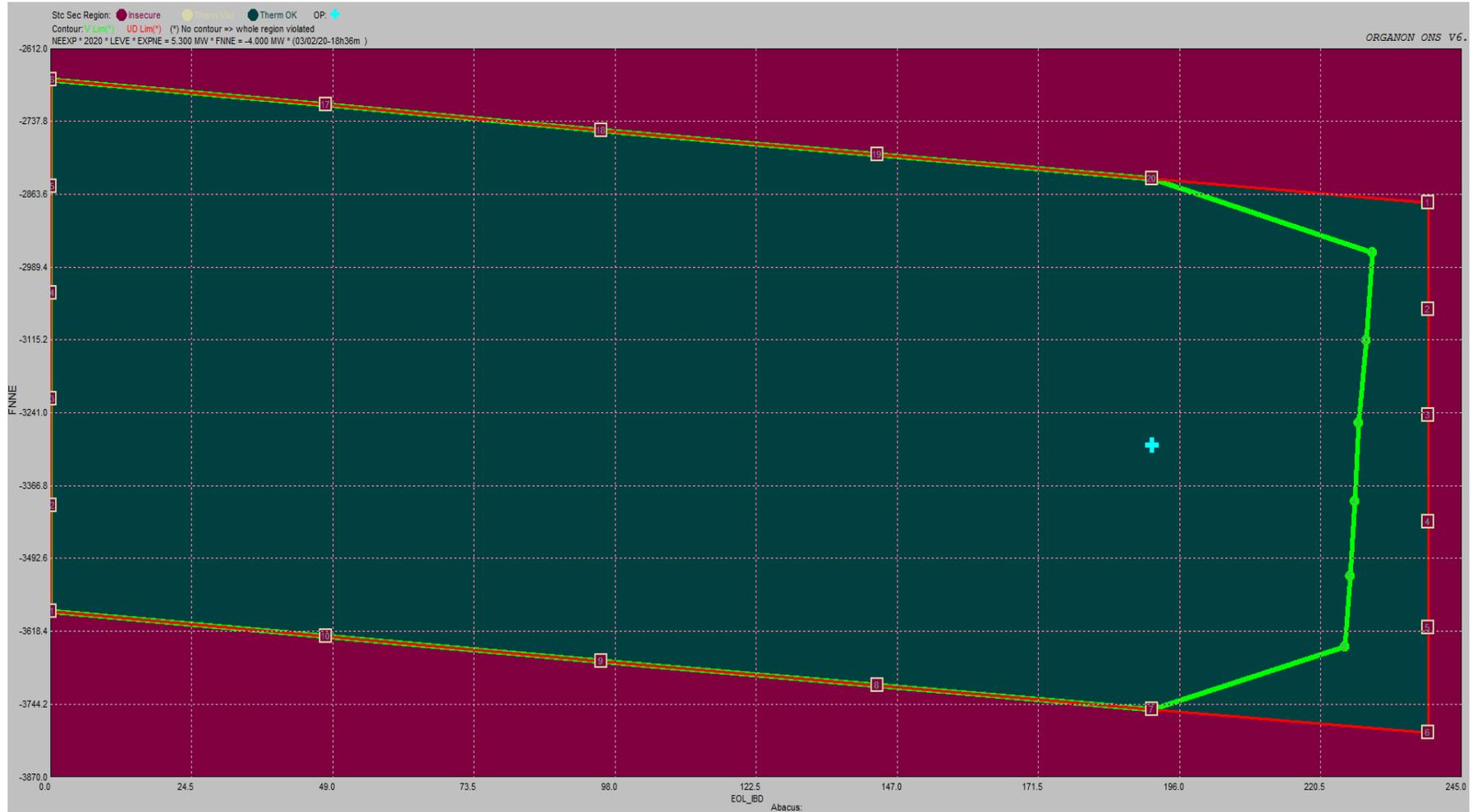


Figura 6.16: RSE da Área 2-carga leve.

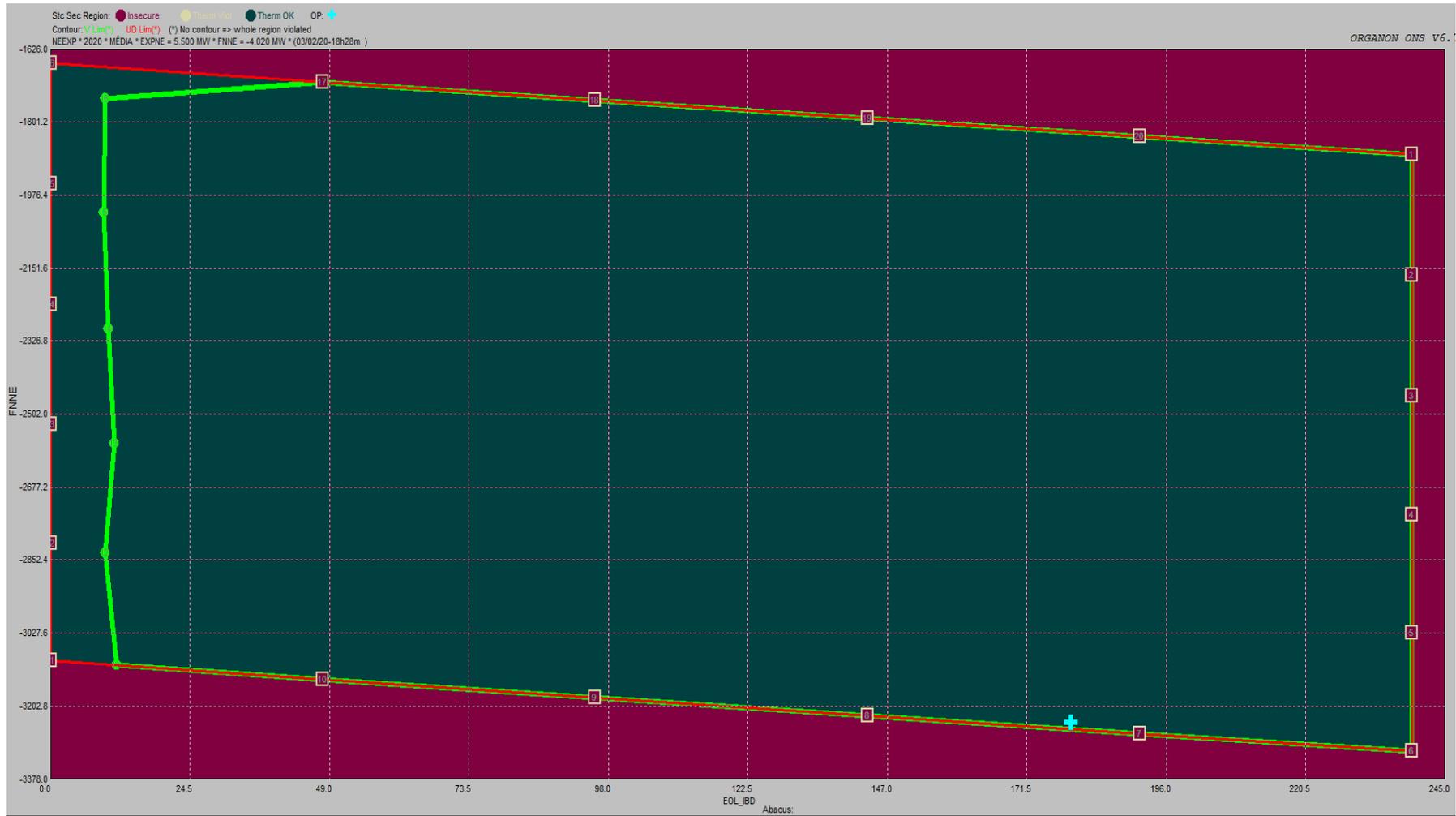


Figura 6.17: RSE da Área 2-carga média.

A região estudada possui um elevado potencial eólico ainda a ser explorado. Para avaliar a capacidade de acomodação deste sistema aplica-se novamente a RSE de modo a explorar ao limite a margem de estabilidade de tensão (MET) como apresentado pelas Figuras 6.18 e 6.19.

Observa-se que para a carga leve, a MET é em torno de 324 MW e para a carga média a MET é em torno de 380 MW, para as direções #4 e #5 respectivamente, limitada por instabilidade de tensão, denotadas no ORGANON como *Security Limit*.

No caso da carga média, apesar desta não se caracterizar no perfil eólico de interior, deve-se lembrar que existe um período de transição dos níveis de geração e isso ocorre na carga média. Portanto deve-se atentar para o fato de que à medida que for agregando mais geração neste ponto o 1º e o 4º quadrantes podem-se tornar realidade para o sistema analisado.

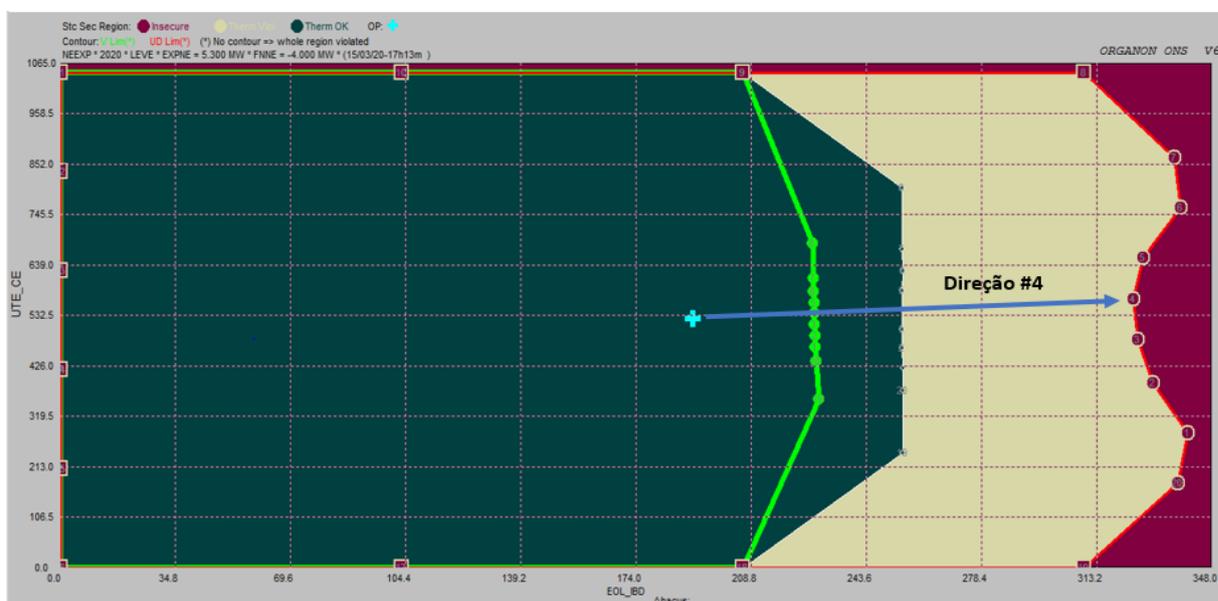


Figura 6.18: RSE da Área 2-carga leve - MET.

Os resultados extraídos, através do cálculo da RSE para uma análise de tensão do caso de estudo como foi observado na Figura 6.18, para a contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II, por exemplo, mostra a evolução dos problemas na rede ao longo da seta indicada na Figura 6.18 onde, a área verde significa uma região operativa segura para uma geração em Ibiapina II de 255 MW. A área amarela remete a violação do limite de carregamento da LT 230 kV Piripi – Ibiapina II, elevando as perdas na LT, enquanto que o contorno verde claro da RSE indica o limite de tensão para condições de contingência, que neste caso é o setor de 138 kV da SE Piripiri, apresentando um indicativo de problemas de regulação de tensão por parte dos LTC dos transformadores desta instalação.

6.2.2 Curvas PV e QV

As curvas PV e QV mostram-se ferramentas úteis 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 a depender do carregamento do sistema, topologia da rede e recursos de fornecimento de potência reativa.

Sabendo que a ausência de uma linha de transmissão interfere fortemente na estabilidade de tensão da região estudada, e já identificada pela RSE que a contingência mais crítica é da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II. Analisando os dados das tensões nas barras após esta contingência simples resultou na montagem das curvas PV e QV. Estas curvas foram construídas a partir do mesmo ponto operativo da RSE com incremento de geração de acordo com as direções apresentadas anteriormente nas Figuras 6.18 e 6.19. Considerando as barras de

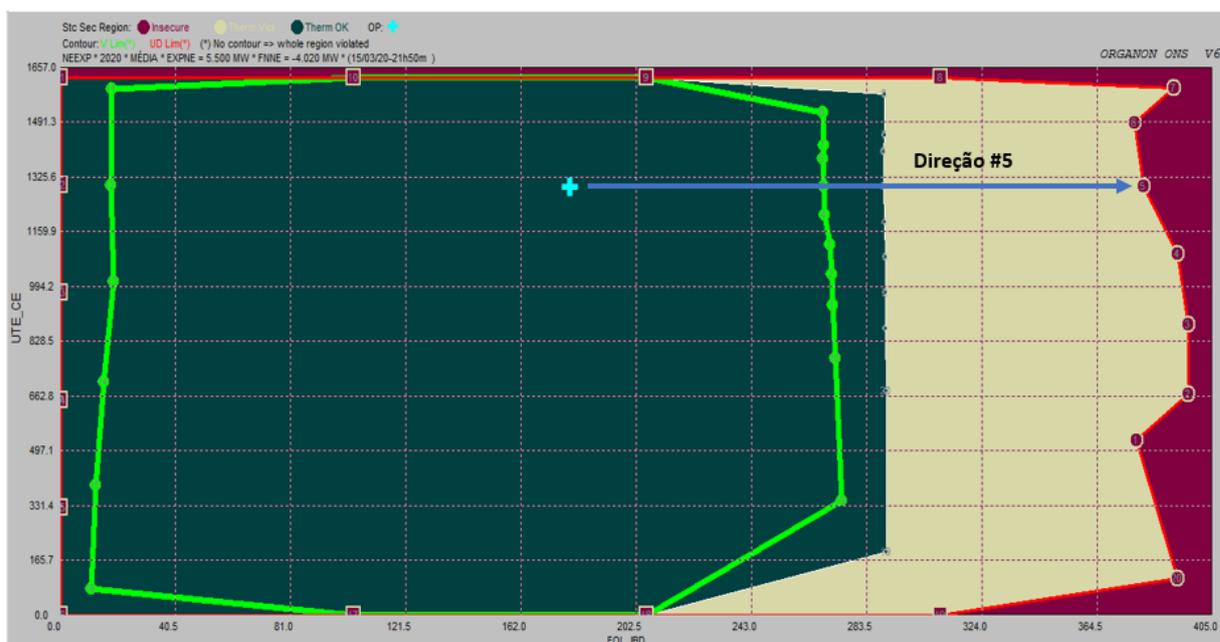


Figura 6.19: RSE da Área 2-carga média - MET.

geração eólica controlando a tensão, tem-se conforme as Figuras 6.20 e 6.21 as curvas PV e QV na carga leve respectivamente.

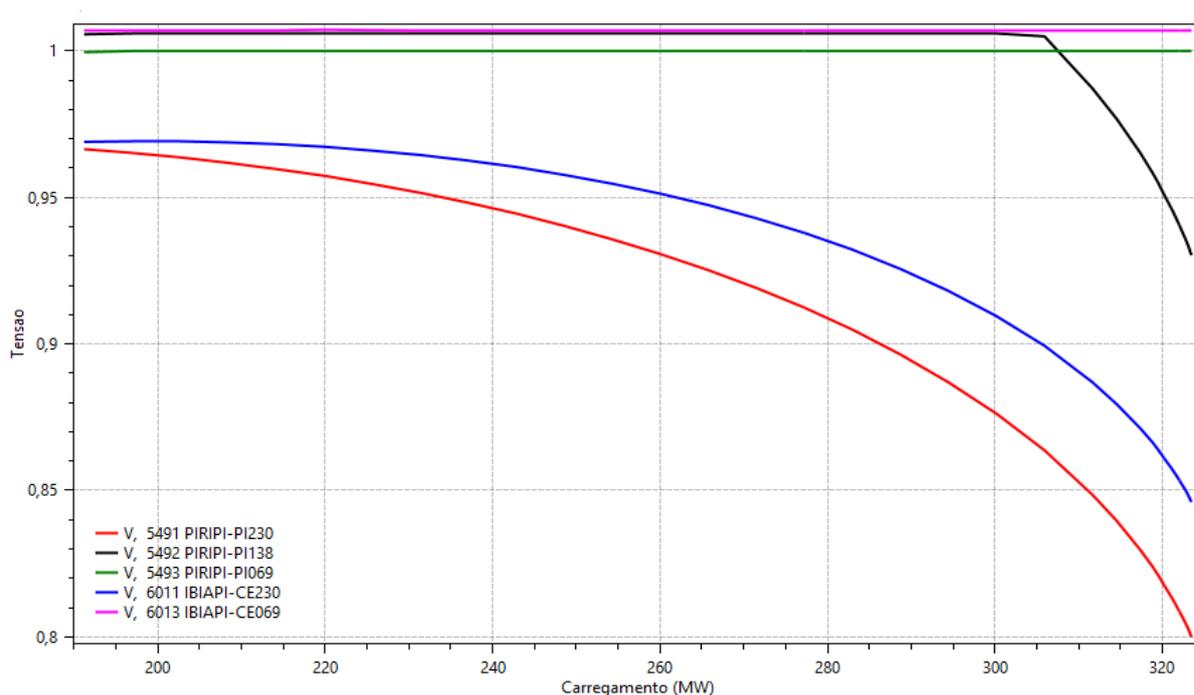


Figura 6.20: Figura 6.20: PV da Área 2-carga leve com controle de tensão.

No caso do patamar de carga leve a geração eólica correspondente a “ponta do nariz” foi 324 MW identificando o ponto de colapso de tensão deste sistema. De acordo com [33], a Margem de Segurança de Tensão (MST) é definida como a distância mínima do ponto de operação e o ponto em que há risco de instabilidade de tensão. Para a situação de rede incompleta, a MST mínima recomendada é de 4% e para a rede íntegra o MST é de 7%. Para a Curva PV da Figura 6.20 com uma MST de rede incompleta, tem-se uma geração em Ibiapina II de 312 MW que corresponde uma tensão nas barras 230 kV das SEs Piripiri e Ibiapina II, de 0,85 pu e 0,88 pu respectivamente, podendo conduzir a instabilidade de tensão, todavia os níveis de tensão ainda estão abaixo do limite inferior recomendado pelos Procedimentos de Rede, logo esta geração deve garantir no mínimo o atendimento ao limite inferior de tensão nas barras monitoradas, ou seja, de 0,90 pu que corresponde a uma geração de 286 MW (tomando a barra de 230 kV de Piripiri como a mais restritiva) o que corresponde a uma geração adicional de aproximadamente 47 MW além da capacidade instalada. Outro ponto observado é o comportamento das tensões no 138 kV da SE Piripiri que em 305 MW os LTCs dos transformadores perdem a capacidade de regulação das tensões culminando no colapso de tensão.

A curva QV, por sua vez, também evidencia este efeito como apresentado na Figura 6.21 que mostra as reservas de potência reativa em déficit, o que comprova o colapso de tensão.

Isso deve-se as elevadas perdas elétricas que a LT230 kV Ibiapina II / Piripiri está submetida, o que agrava as reservas de potência reativa do eixo de 230 kV que anteriormente sinalizaram subtensão para a barra de 138 kV, como observado através da RSE. Observa-se as tentativas das barras controladas em manter as tensões dentro dos limites estabelecidos.

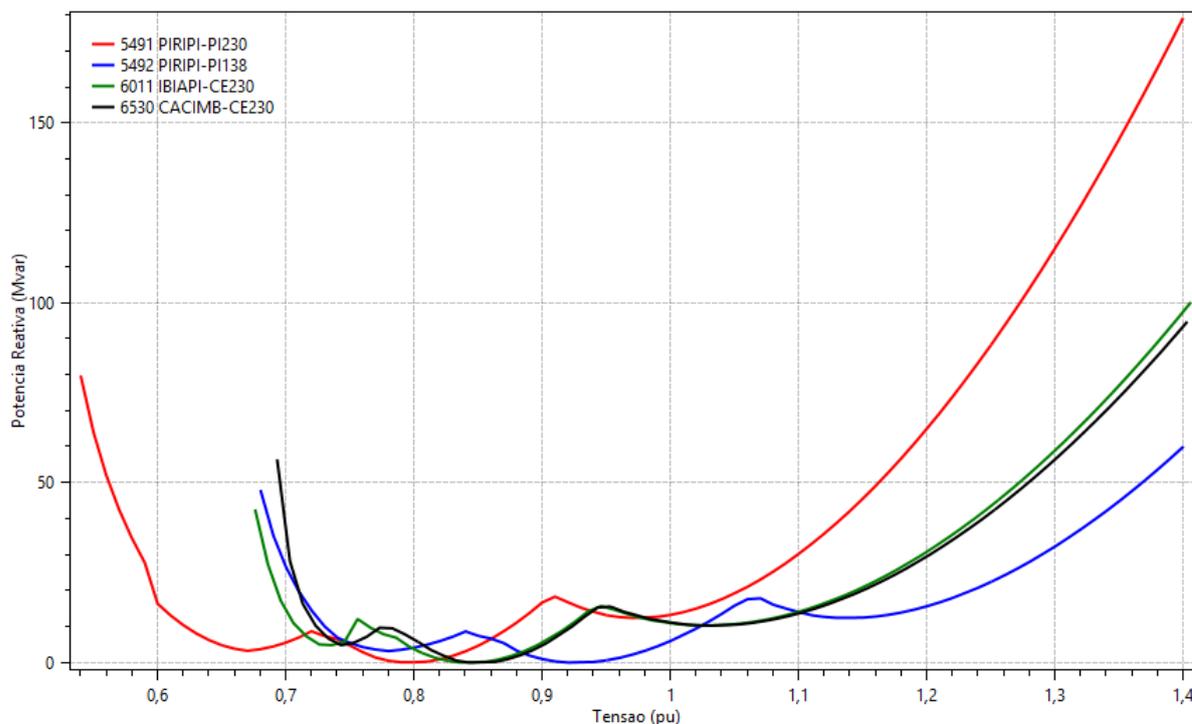


Figura 6.21: QV da Área 2-carga leve com controle de tensão.

Quadro 6.4: Margem de potência reativa – contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II – carga leve.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Ibiapina II 230 kV	- 0,066
Piripiri 230 kV	- 0,027
Piripiri 138 kV	- 0,079
Cacimbas 230 kV	- 0,104

Para a carga média, deve-se recordar que é uma transição de montantes elevados de geração que vem pela madrugada e início da manhã para montantes bem reduzidos ao longo do dia. A respectivas curvas PV e QV estão ilustradas pelas Figuras 6.22 e 6.23.

Da mesma forma, na carga média a geração eólica correspondente a “ponta do nariz” foi 361 MW, diferença de 5% em relação a RSE correspondente, identificando o ponto de

colapso de tensão deste sistema. A MST para a situação de rede incompleta corresponde a cerca de 346 MW.

Para a Curva PV da Figura 6.22 com uma MST de rede incompleta, tem-se uma tensão no barramento 230 kV em Piripiri em torno de 0,85 pu, levando estes níveis ao mínimo de 0,90 pu tem-se uma geração derivada de Ibiapina II de aproximadamente 323 MW (tomando a barra de 230 kV de Piripiri como a mais restritiva) o que corresponde a uma geração adicional de aproximadamente 83 MW além da capacidade instalada.

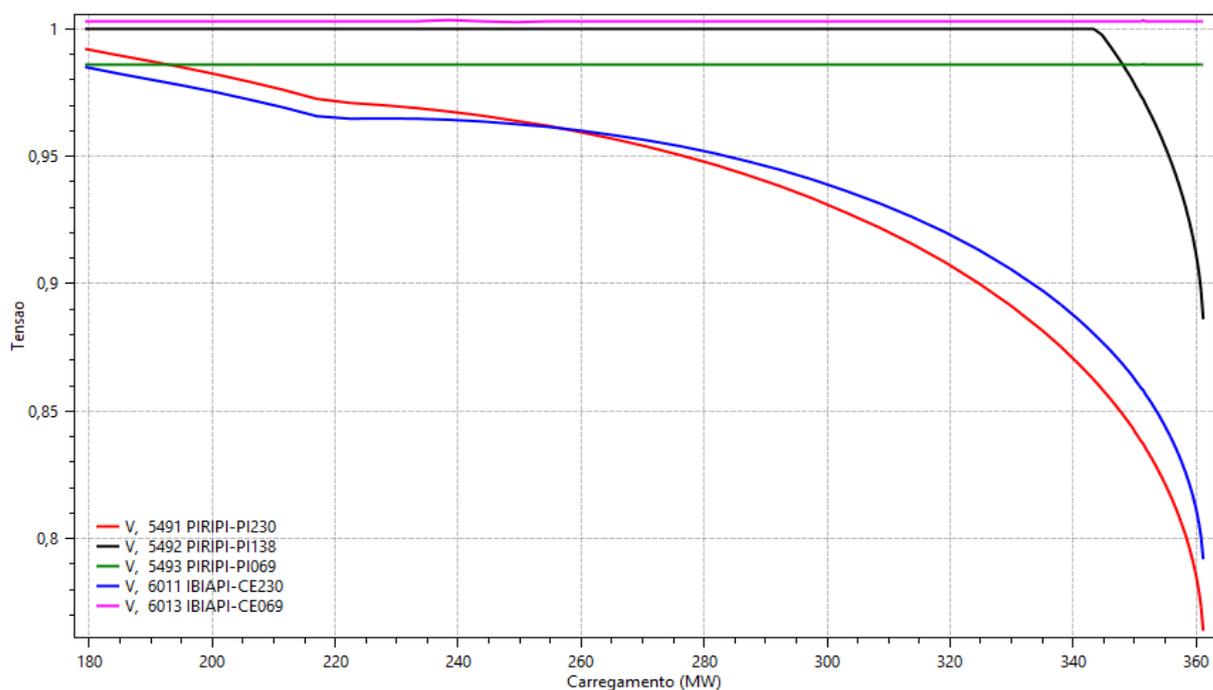


Figura 6.22: PV da Área 2-carga média com controle de tensão.

A curva QV da Figura 6.23 e Quadro 6.5, mostra que próximo ao colapso as barras possuem uma margem bem pequena, em torno de 8 Mvar, porém como mencionado à medida que a carga média se consolida, a geração eólica reduz e minimizando o risco de colapso.

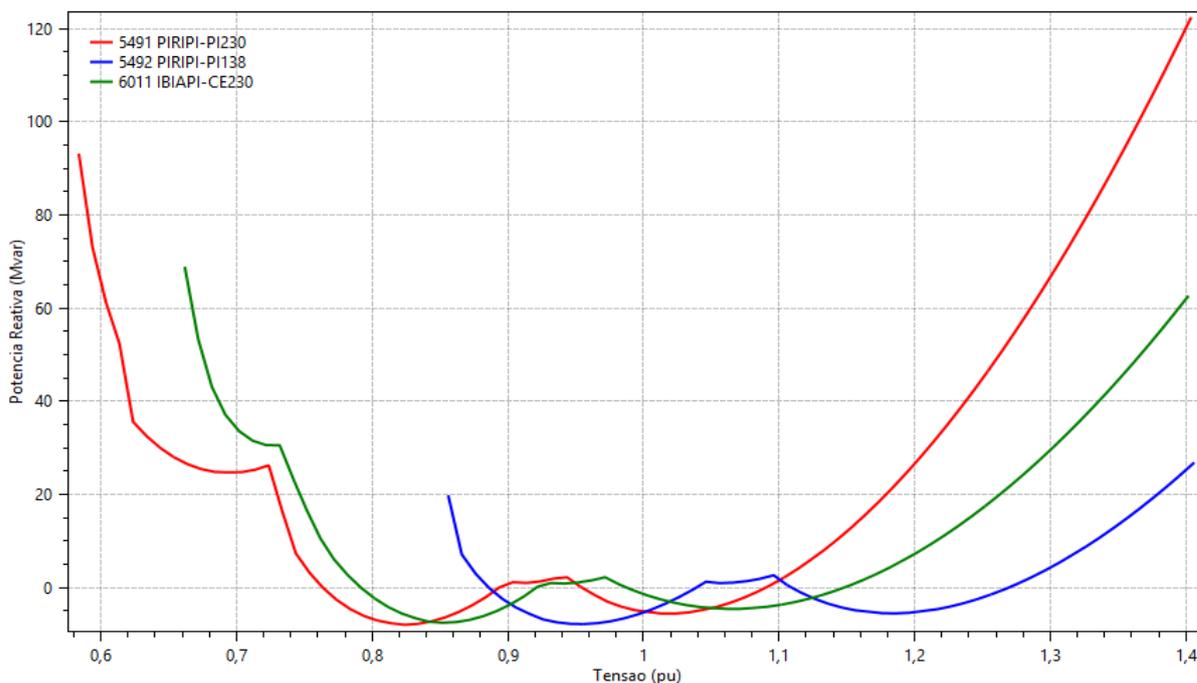


Figura 6.23: QV da Área 2-carga média com controle de tensão.

Quadro 6.5: Margem de potência reativa – contingência da LT 230 kV Sobral II / Ibiapina II – carga média.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Ibiapina II 230 kV	- 7,498
Piripiri 230 kV	- 7,939
Piripiri 138 kV	- 7,794
Cacimbas 230 kV	- 7,715

Conclui-se que, na situação atual deste sistema é preservada a segurança operacional em termos de estabilidade de tensão. E dado que o período de carga leve foi o mais restritivo na avaliação a margem adicional de geração viável a ser adicionada na subestação de Ibiapina II é de 47 MW, respeitando os critérios de estabilidade de tensão.

Considerando a situação em que as eólicas não dispõem do recurso de controle de tensão, ou seja, as usinas eólicas despachadas não alteram sua potência reativa (barra PQ), enquanto que, no outro caso, as usinas controlam a tensão de sua própria barra (barra PV). As Figuras 6.24 e 6.25 apresentam a MET de com as usinas eólicas com e sem controle.

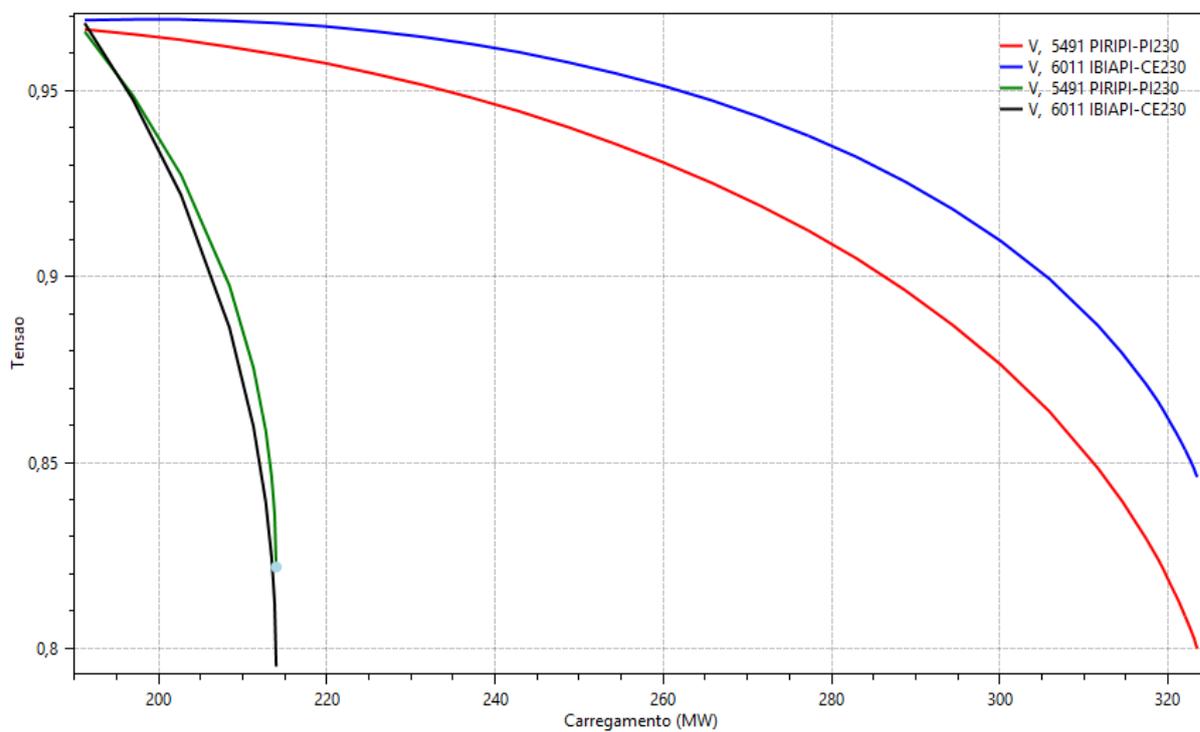


Figura 6.24: PV da Área 2-carga leve com e sem controle de tensão.

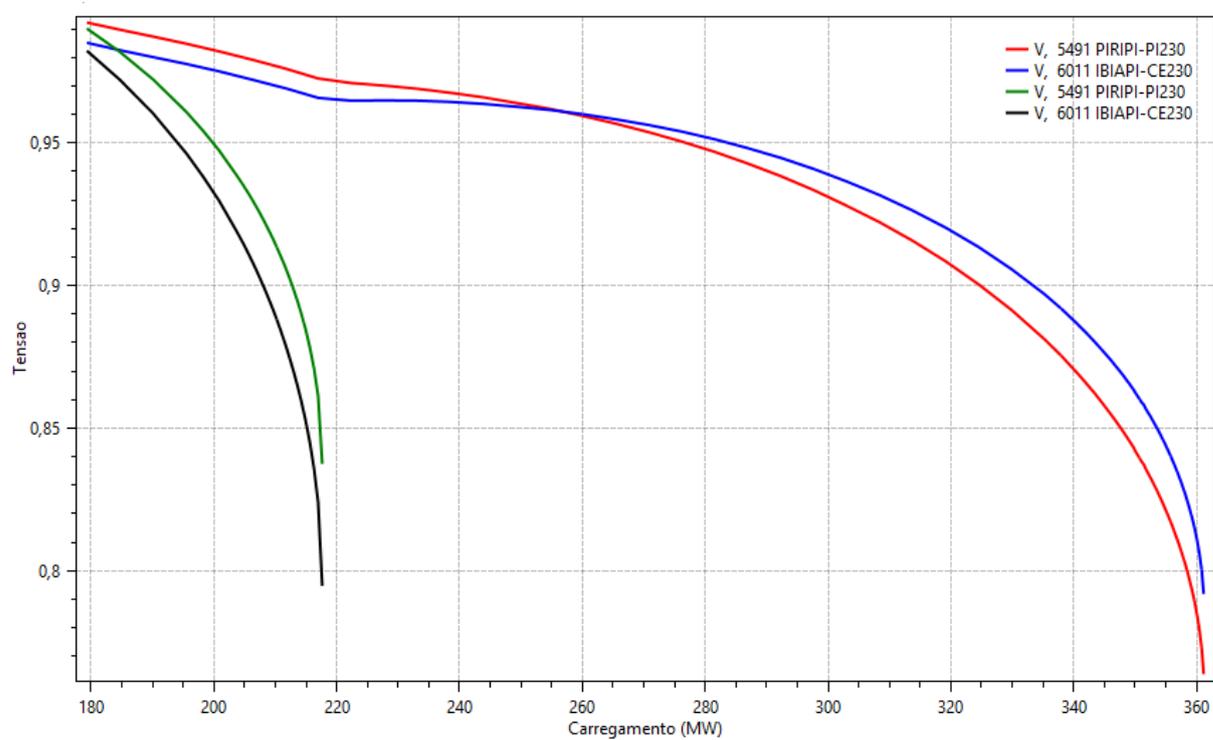


Figura 6.25: PV da Área 2-carga média com e sem controle de tensão.

Na carga leve, a comparação entre um caso com controle (curvas vermelha e azul) e sem controle (curvas verde e preta) de tensão nas condições de emergência (rede incompleta) fez notar o grande benefício do controle de potência reativa das usinas eólicas, condição em que os maiores consumos de potência reativa ocorrem. Em condição de contingência para a carga leve, conforme Figura 6.24, o controle de tensão das usinas eólicas aumenta em 111 MW a margem de estabilidade de tensão, enquanto que na contingência na carga média, Figura 6.25, o controle de tensão acrescentou 144 MW na margem de estabilidade de tensão.

Estes resultados reafirmam a relevância da participação dos aerogeradores no controle de tensão do sistema e no gerenciamento da potência reativa das barras.

6.3 Análise Estática – ÁREA 3

6.3.1 Região de Segurança Estática

Este caso avalia a malha 230 kV, numa região litorânea, da fronteira dos Estados do Ceará com o Rio Grande do Norte com uma capacidade eólica instalada em torno de 4.800 MW distribuído pelas subestações Russas II, Mossoró II, Mossoró IV, Açú II e III, Lagoa Nova II, Extremoz II, Ceará Mirim II, Paraíso, Touros II e João Câmara II e III, ilustrado de modo simplificado pela Figura 6.26.

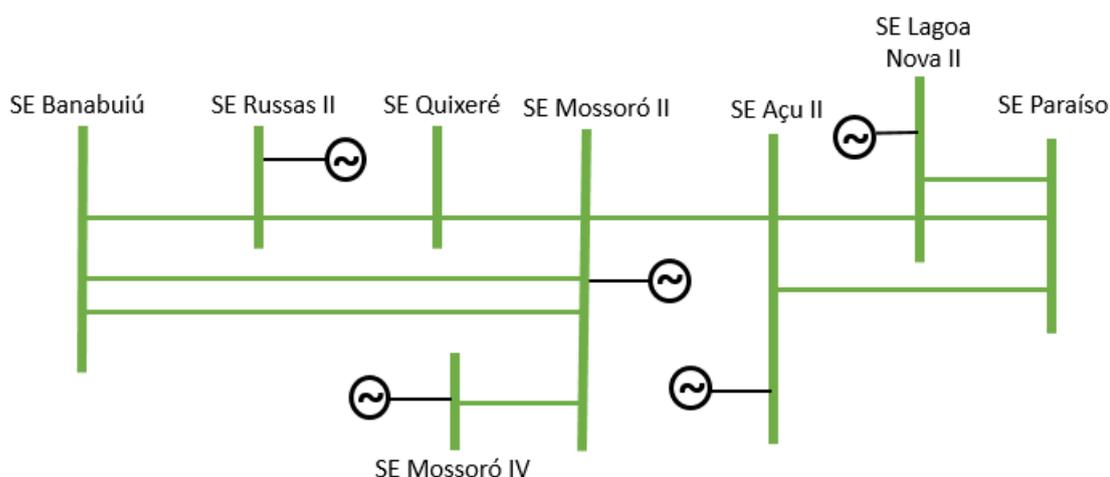


Figura 6.26: Diagrama elétrico – Rede Básica da Área 3.

A influência dessa geração é de característica de regiões litorâneas com geração elevada no patamar de carga média e geração reduzida nos demais patamares de carga. Os resultados extraídos, através do cálculo da Região de Segurança Estática (RSE) são apresentados a seguir.

A Figura 6.27, através do nomograma, apresenta o referido sistema no patamar de carga média. Partindo disto deve-se atentar para o 1º e 4º quadrante do nomograma. Deste modo observa-se que o ponto de operação (cruz azul), para a geração do caso base, apresenta sobrecarga na LT 230 kV Banabuiú / Russas II quando da contingência de uma das LTs 230 kV Banabuiú / Mossoró II. Além disso, a partir de uma geração de 4.000 MW, a contingência da LT 500 kV Açú III / Quixadá ocasiona violação do limite inferior de tensão do setor de 230 kV da SE João Câmara II. Por fim, quando a geração eólica alcança valores próximos a 4.350 MW, o ORGANON detectou um *Security Limit*, caracterizado pela instabilidade de tensão da malha monitorada por meio da contingência crítica da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II na direção indicada na Figura 6.27. Isto exemplifica a sazonalidade do segundo semestre do ano.

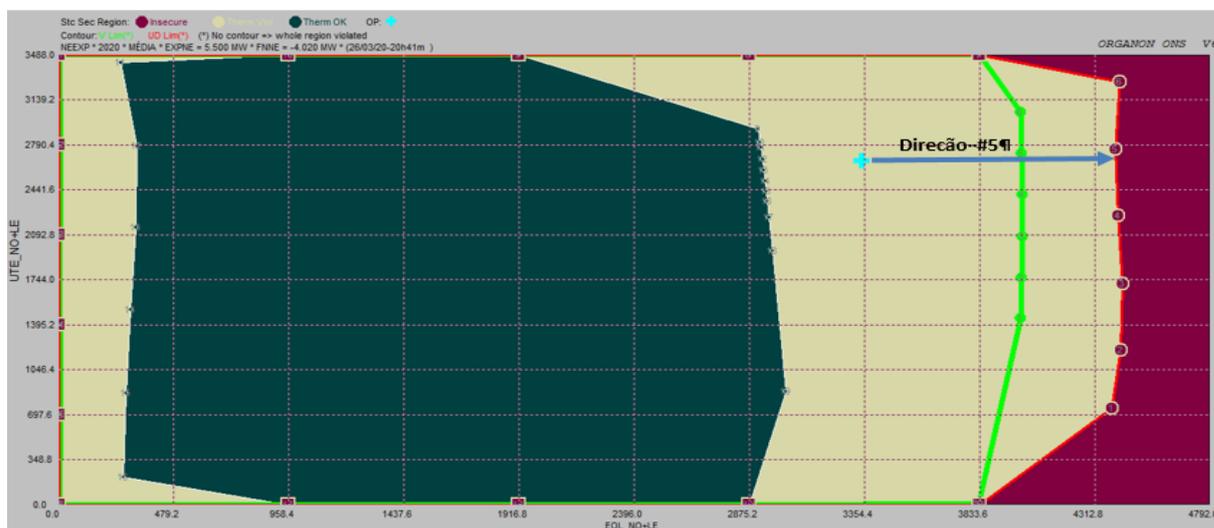


Figura 6.27: RSE da Área 3-carga média.

Para o primeiro semestre, período da região litorânea onde a produção eólica reduz consideravelmente, vale-se a análise do 2º e 3º quadrantes, que não oferecem problemas em termos de regulação de tensão e muito menos de estabilidade. Apenas uma sobrecarga na LT 230 kV Fortaleza / Aquiraz II devido a perda da LT 500 kV Fortaleza II / Quixadá.

No cenário de carga leve o 2º e 3º quadrantes representam as características tanto do primeiro quanto do segundo semestre em termos de geração eólica como pode ser constatado pela Figura 6.28 e que não há violações para as contingências desse sistema. Demonstrando que nestas condições eletroenergéticas o sistema está seguro.

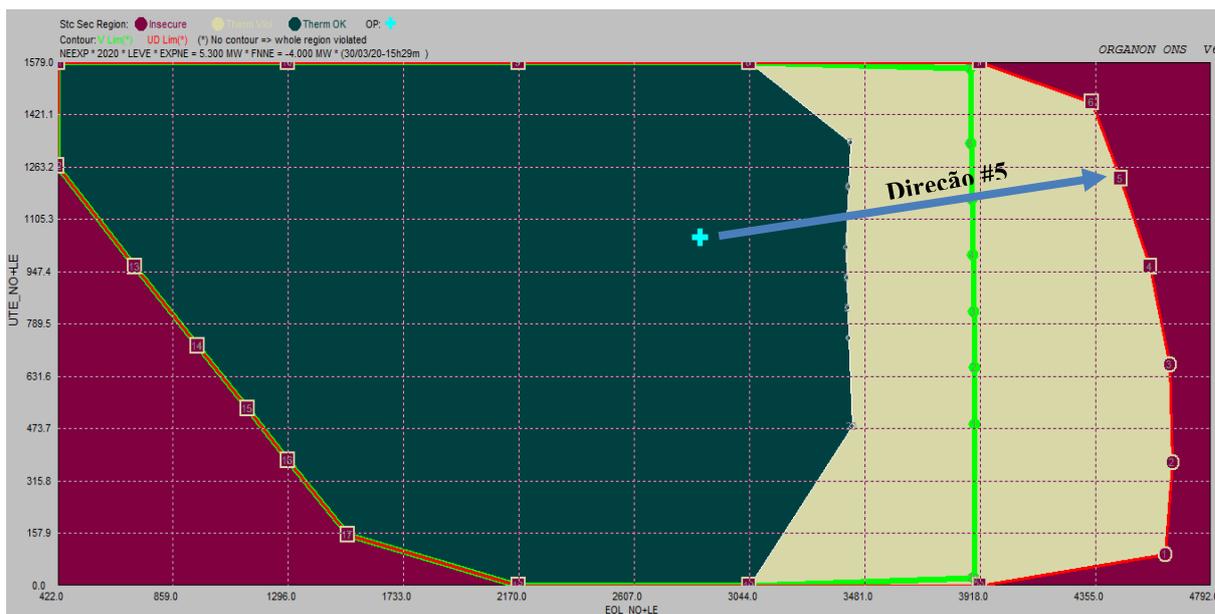


Figura 6.28: RSE da Área 3-carga leve.

6.3.2 Curvas PV e QV

Da mesma maneira que foi aplicada as curvas PV e QV nos casos anteriores, os mesmos recursos foram aplicados aqui para demonstrar as fragilidades da rede para situações de sistemas bastante carregados e a influência dos recursos de potência reativa das eólicas na tentativa de manter a estabilidade de tensão.

Como observou-se pelas RSE, a contingência identificada como crítica para a estabilidade de tensão é a da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II. Analisando os dados das tensões nas barras após esta contingência simples resultou na montagem das curvas PV e QV. Estas curvas foram construídas a partir do mesmo ponto operativo da RSE com incremento de geração como visto pelas figuras a seguir.

Considerando as barras de geração eólica controlando a tensão, tem-se conforme as Figuras 6.29 e 6.30 as curvas PV e QV na carga média respectivamente.

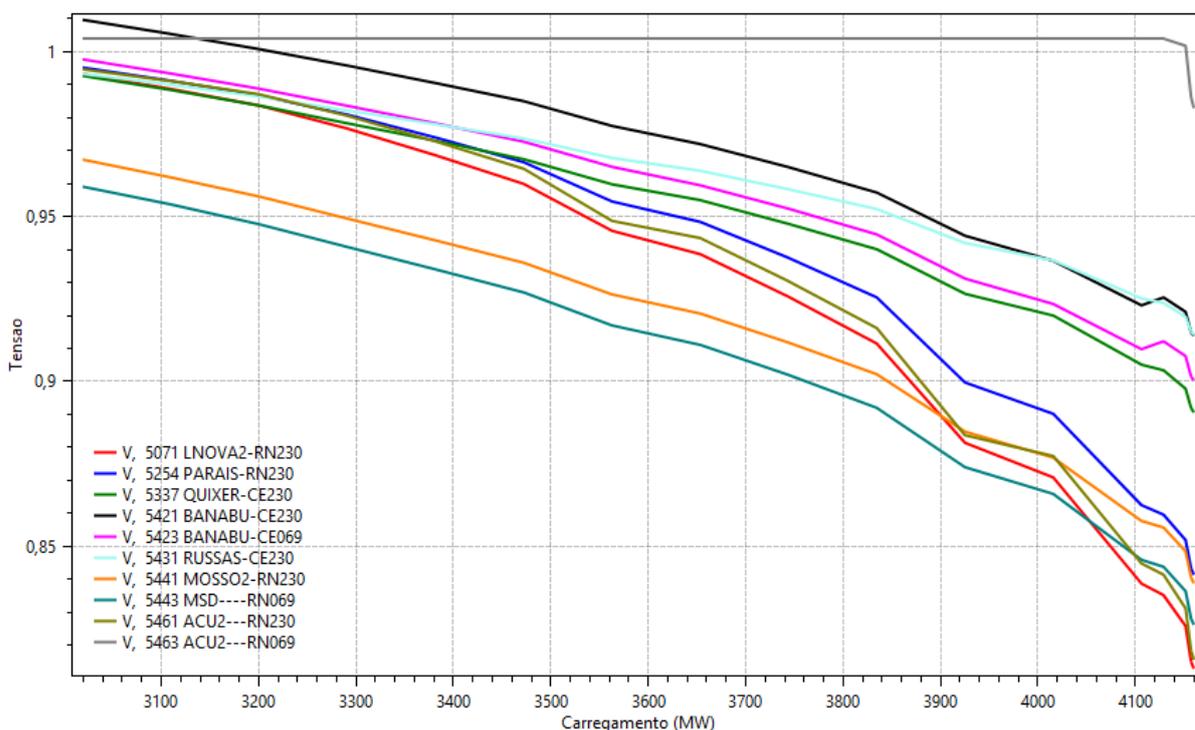


Figura 6.29: PV da Área 3-carga média com controle de tensão.

No caso de carga média a geração eólica correspondente a “ponta do nariz” foi 4.160 MW com níveis de tensão em 0,81 pu, identificando o ponto de colapso de tensão deste sistema. Neste caso considerando a MST de 4% para a referida contingência é de um montante de geração equivalente a 4.000 MW ponto em que há risco de instabilidade de tensão não sendo suficiente esse critério. Logo do ponto de vista de regulação de tensão, observando-se na Figura 6.29, o critério do limite mínimo estabelecido pelos Procedimentos de Rede, o montante de geração que deve ser limitado, de modo que as tensões atinjam uma tensão mínima de até 0,90 pu nas barras de 230 kV é de 3.834 MW de modo a evitar que o sistema monitorado culmine no colapso de tensão.

A curva QV também evidencia este efeito como apresentado na Figura 6.30 e Quadro 6.6 que mostra as reservas de potência reativa escassas o que gera um efeito dominó nas barras adjacentes levando o sistema ao colapso de tensão. Observa-se que o setor de 69 kV de Mossoró II, no ponto de máximo carregamento, apresenta um *déficit* de aproximadamente 20 Mvar.

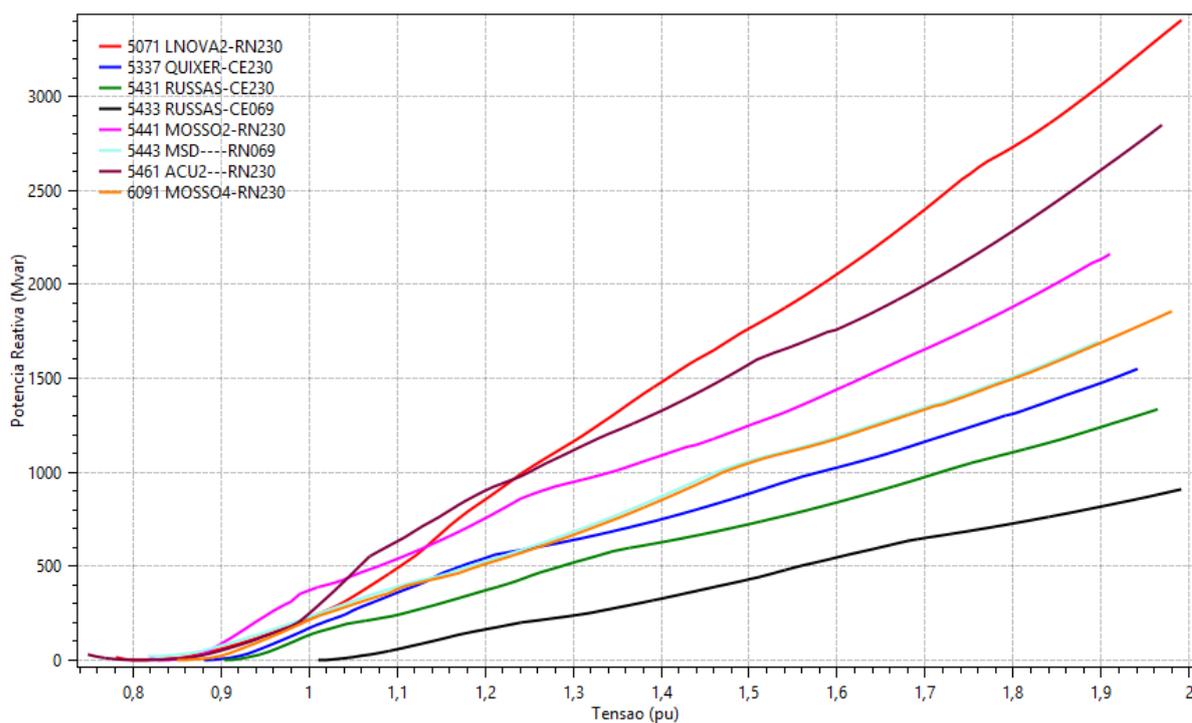


Figura 6.30: QV da Área 3-carga média com controle de tensão.

Quadro 6.6: Margem de potência reativa – contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II – carga média.

Subestação / Barramento	Margem de potência reativa (Mvar)
Lagoa Nova II 230 kV	- 0,226
Quixeré 230 kV	0,0
Russas II 230 kV	0,0
Russas II 69 kV	0,0
Mossoró II 230 kV	0,0
Mossoró II 69 kV	19,94
Açu II 230 kV	- 0,237
Mossoró IV 230 kV	0,0

Reanalizando as curvas para o patamar de carga leve tem-se as Figuras 6.31 e 6.32.

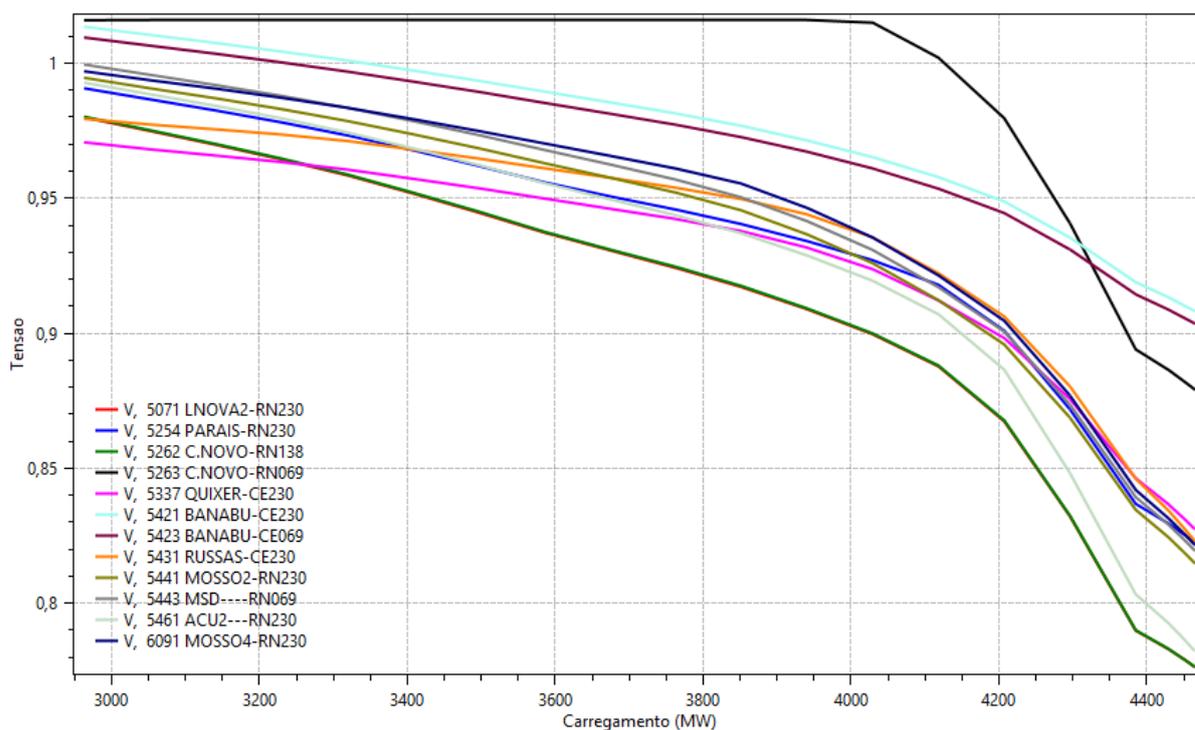


Figura 6.31: PV da Área 3-carga leve com controle de tensão.

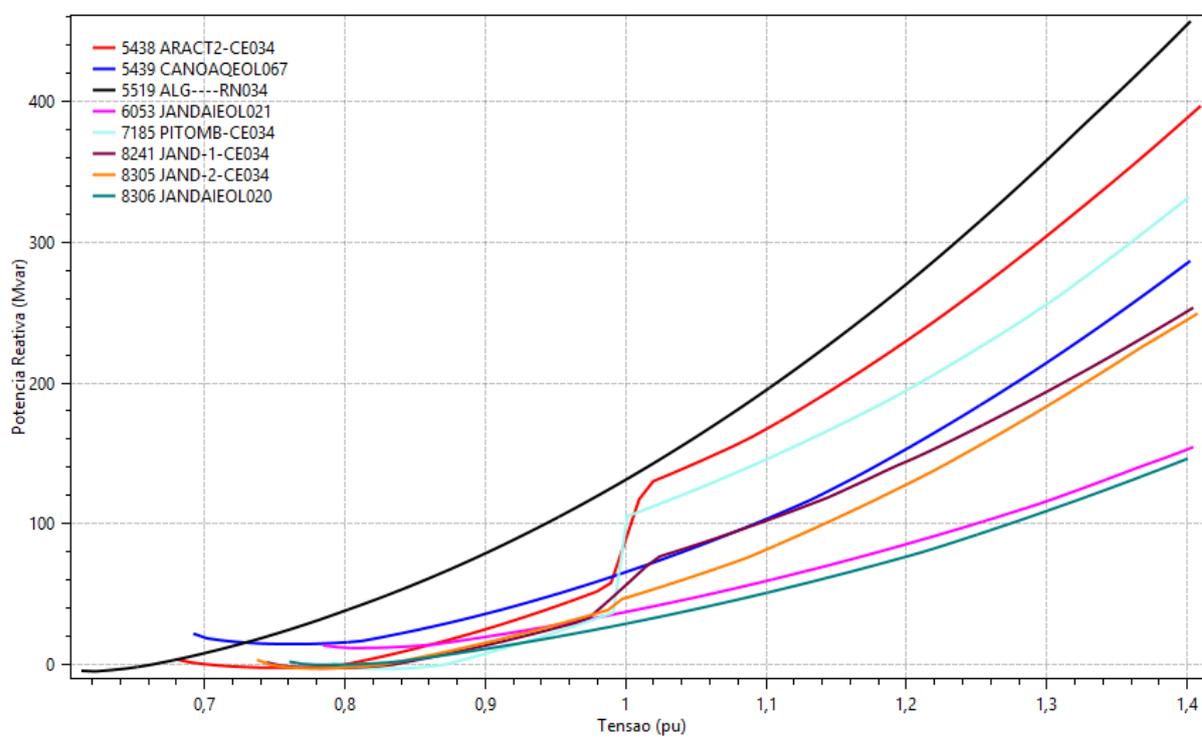


Figura 6.32: QV da Área 3-carga leve com controle de tensão.

Para a carga leve o FC máximo é de 55%, conforme capítulo 2, alcançado montantes em torno de 2.650 MW o que conforme a Figura 6.31 não representa problemas.

Conclui-se que, na carga média, para a contingência referida a margem de estabilidade de tensão é de 3.834 MW, respeitando os critérios de estabilidade de tensão.

Considerando a situação em que as eólicas não dispõem do recurso de controle de tensão, ou seja, as usinas eólicas despachadas não alteram sua potência reativa (barra PQ), enquanto que, no outro caso, as usinas controlam a tensão de sua própria barra (barra PV). As Figuras 6.33 e 6.34 apresentam a MET de com as usinas eólicas com e sem controle.

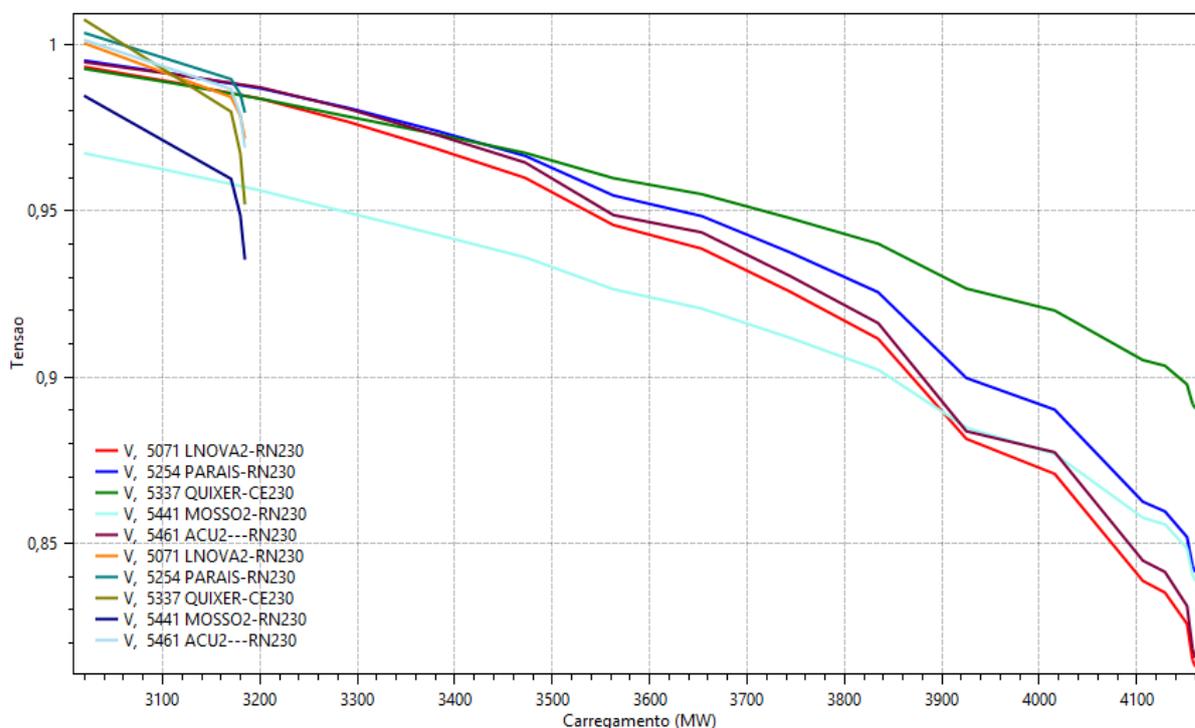


Figura 6.33: PV da Área 3-carga média com e sem controle de tensão.

Na carga média, observa-se o conjunto de curvas que atingem uma MET de 4.160 MW representando a ação das barras controladas (barra tipo PV) em comparação com o conjunto de curvas que atingem uma MET de 3.180 MW. Ambos os conjuntos se referem às condições de emergência (rede incompleta) constatando uma diferença de 980 MW o que mostra o grande benefício do controle de potência reativa das usinas eólicas, condição em que os maiores consumos de potência reativa ocorrem além do ganho expressivo na margem de estabilidade de tensão.

Já na carga leve a diferença da MET entre as condições com e sem controle é de 625 MW conforme Figura 6.34.

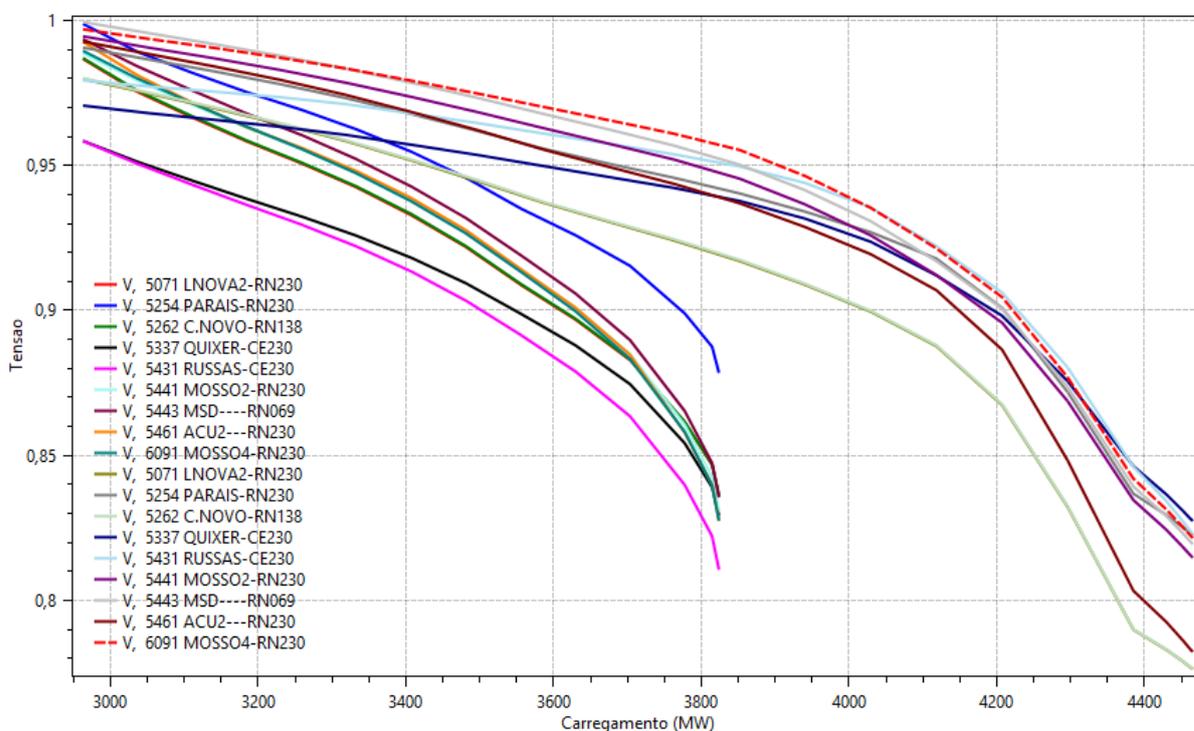


Figura 6.34: PV da Área 3-carga leve com e sem controle de tensão.

6.4 Conclusões da Análise Estática

Ao longo de toda a análise, os resultados, mais uma vez, reafirmam a relevância da participação dos aerogeradores no controle de tensão do sistema e no gerenciamento da potência reativa das barras. As Regiões de Segurança Estática, provaram ser uma importante ferramenta de mapeamento de cenários eletroenergéticos analisando diversas contingências e delimitando as condições de segurança para o sistema operar, identificando os critérios estabelecidos no código de rede vigente. Observou-se também que a exploração dos recursos de controle de potência reativa das eólicas proporcionam um ganho expressivo na Margem de Estabilidade de Tensão e na melhoria dos perfis de tensão em regime permanente. Adicionalmente com o uso do ANAREDE, ferramenta consagrada nos estudos elétricos do sistema elétrico de potência, pode-se obter um comparativo com os resultados do ORGANON, demonstrando estes, resultados fidedignos quanto ao seu uso nas análises dos estudos elétricos da rede. A partir do próximo capítulo será detalhado as estratégias de controle de suporte de potência reativa dos aerogeradores e seu reflexo na operação do sistema.

CAPÍTULO 7

7. Análise Elétrica dinâmica

Esta análise avalia a influência das estratégias de suporte de potência reativa, a saber, controle de tensão terminal, de fator de potência e de injeção de potência reativa, dos aerogeradores do ponto de vista de estabilidade de tensão das Áreas 1, 2 e 3, identificando o desempenho dinâmico de cada modo de controle.

Buscou-se, também, demonstrar as vantagens do aumento da geração eólica no Nordeste com suporte adequado de potência reativa para a estabilidade de tensão. Um ponto importante, da investigação, foi verificar o desempenho dos aerogeradores nos seus diversos modos de controle e suas respectivas respostas diante da dinâmica da rede.

Todas as simulações mostradas, neste capítulo, foram realizadas através de Regiões de Segurança Dinâmicas (RSD) através da ferramenta ORGANON, desenvolvido pela HPPA.

Para a análise de regime dinâmico foram escolhidos três modelos de aerogeradores que constam na base de dados do ONS e que possuem sua modelagem representada pelo ORGANON, portanto, são modelo reais de operação cada um com um modo de controle conforme abaixo:

- *Doubly-fed Induction Generator (DFIG)*, fabricante GE, potência nominal de 2,3 MW – modelo GE-2.3 – modo de controle *default*: tensão terminal [78];
- *Full Converter*, fabricante VENSYS, potência nominal de 1,5 MW – modelo VS77-1.5 – modo de controle *default*: fator de potência [78];
- *Full Converter*, fabricante WEG, potência nominal de 2,1 MW – modelo AWG-110-2.1 – modo de controle *default*: potência reativa [78].

A forma como os modelos de aerogeradores do tipo DFIG e Full Converter estão representados em sua modelagem completa e simplificada no ORGANON estão apresentadas no Anexo A.

7.1 Análise Dinâmica – ÁREA 1

7.1.1 Região de Segurança Dinâmica

Como apresentado anteriormente na análise estática, o cenário mais crítico foi o de Nordeste Importador e é este que servirá de caso base nesta análise dinâmica. Neste estudo ocorre atuação dos controles dos modelos de máquinas e a atuação ou não dos esquemas especiais de proteção do sistema que respondem ao comportamento dinâmico da rede como carga, geração e/ou perturbações que possam ocorrer durante a operação. Foi observado no capítulo anterior que ao se fazer um comparativo entre o uso ou não do controle de tensão verificou-se um ganho na margem de transferência de potência atrelada a ação dos controles, ou seja, um aumento na margem de estabilidade de tensão. Na região de segurança dinâmica será avaliado os três tipos de modos de controle: tensão terminal, fator de potência e injeção de potência reativa dos aerogeradores e sua influência nesta margem.

Primeiramente verifica-se a RSD, da Figura 7.1, no modo de controle de fator de potência com uma margem máxima de escoamento de geração eólica de 1.936 MW. Comparando-se esta região com as demais RSD dos outros dois modos de controle verificam-se que esta é bem mais restritiva. Conforme [79, 80, 81, 82, 83], esse modo de controle quando comparado os demais modos, ou seja, com as outras estratégias de controle de suporte de potência reativa, proporciona uma menor margem de estabilidade de tensão, perfis de tensão inferiores em sua maioria. Isso se deve a função objetivo deste modo em manter o fator de potência constante no qual limita a faixa de potência reativa efetivamente utilizada pelos aerogeradores, enquanto no modo de controle de tensão terminal usa-se toda a faixa de potência reativa da máquina.

Na RSD, da Figura 7.2, no modo de controle de tensão terminal, para a direção #1 a RSD calculou uma margem de escoamento de geração de 4.568 MW, ou seja, um acréscimo de 259 MW quando comparado com a mesma direção na RSE. Esta comparação pôde ser feita pois no âmbito do cálculo da RSE, que não representa os modelos dinâmicos dos controles dos aerogeradores e do sistema, as barras do caso base estão modeladas como barras de tensão controlada, do tipo PV, o que se assemelha a estratégia de controle de tensão terminal ou remota. Este ganho leva em consideração além dos modelos dinâmicos representados, a atuação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) em operação na Área 1, para corte de geração, representado pela região hachurada em azul. Ressalta-se que a região hachurada só aparece na

RSD e pode representar esquemas de proteção seja ele de corte de geração ou carga ou de abertura de circuitos.

Na Figura 7.3 o modo apresentado é o de injeção de potência reativa. Neste caso o controle atua como se houvesse um banco capacitor ou reator que entrega ou absorve do sistema uma potência reativa que varia com o quadrado da tensão. Neste caso se a potência reativa setada for capacitiva e ocorrer alguma saída de um grande bloco de carga, por exemplo, as tensões na barra terminal da máquina a nos barramentos próximos a esta geração tenderão a se elevar podendo causar danos aos equipamentos pois respondem com o quadrado da tensão. Na Figura 7.3 o *setpoint* está capacitivo, o que proporcionar um aumento da margem de potência ativa escoada sem afetar significativamente as tensões. Nesta situação em particular a margem de geração ficou próxima ao do modo de controle de tensão terminal com cerca de 4.454 MW.

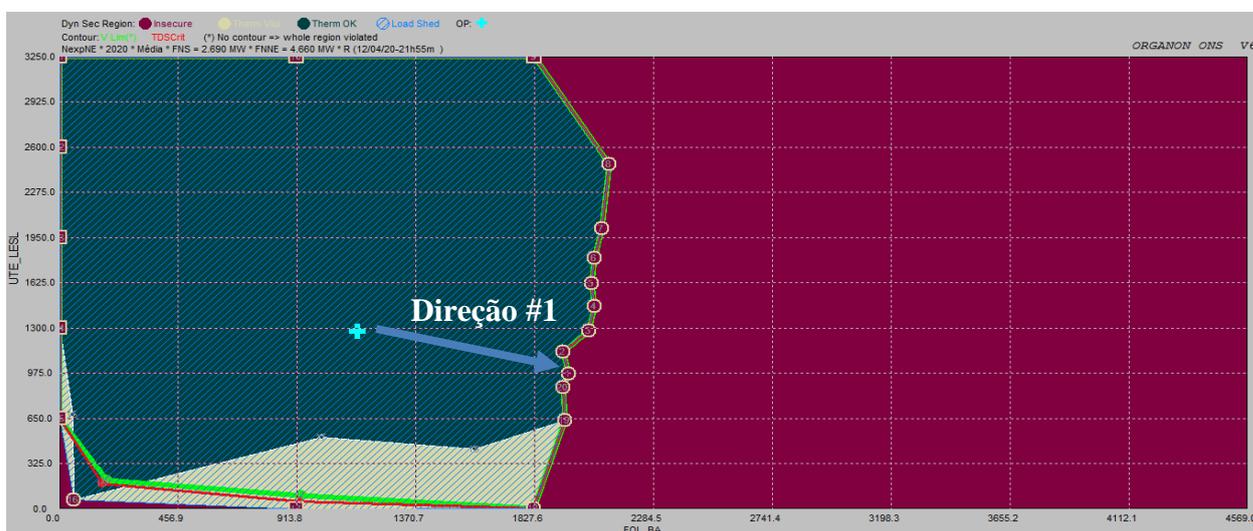


Figura 7.1: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo fator de potência.

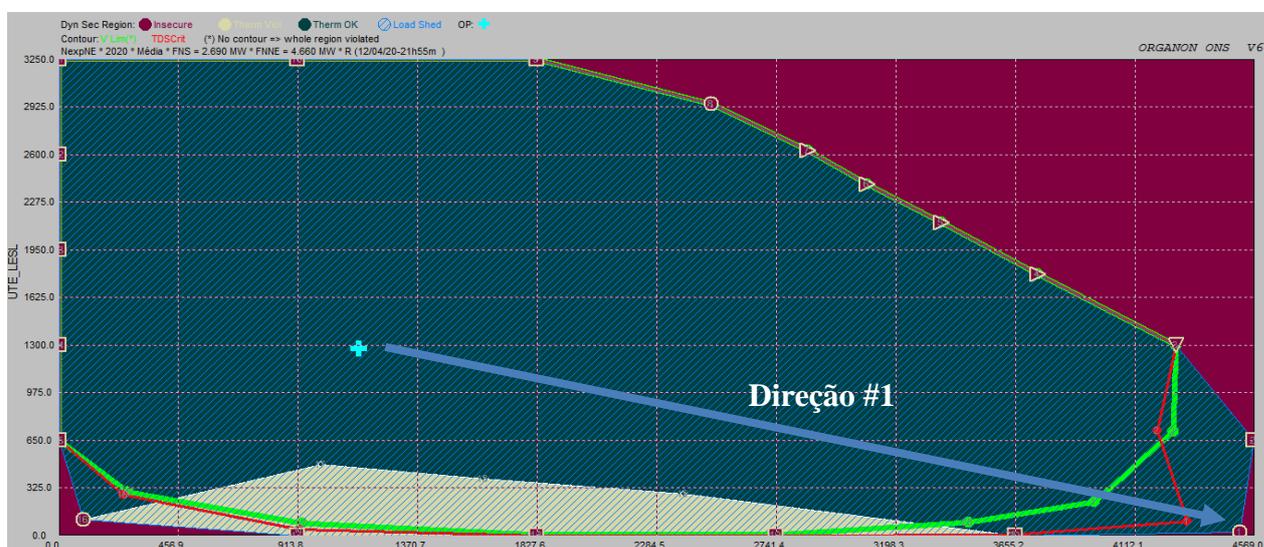


Figura 7.2: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo tensão terminal.

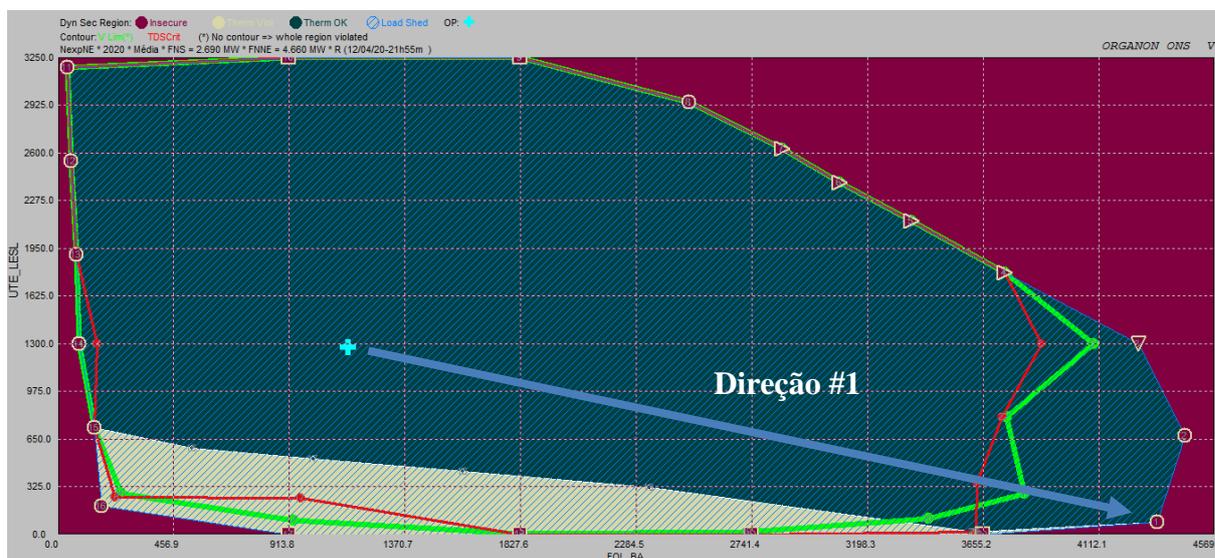


Figura 7.3: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – modo potência reativa.

De acordo com os cálculos da RSD as contingências críticas que apresentaram maiores danos a este sistema em toda a extensão da RSD foram das LTs 500 kV Gentio do Ouro II / Ouroândia II, Gentio do Ouro II / Buritirama III e Morro do Chapéu II / Sapeaçu e estas serão aplicadas para três direções distintas nas RSD de cada estratégia de controle. Direções #1, #8 e #16 e observado as respostas dos modos de controle para o comportamento dinâmico do sistema estudado como ilustrado na Figura 7.4. Ressalta-se que para todas as contingências simuladas, após eliminado o defeito, os circuitos são desligados.

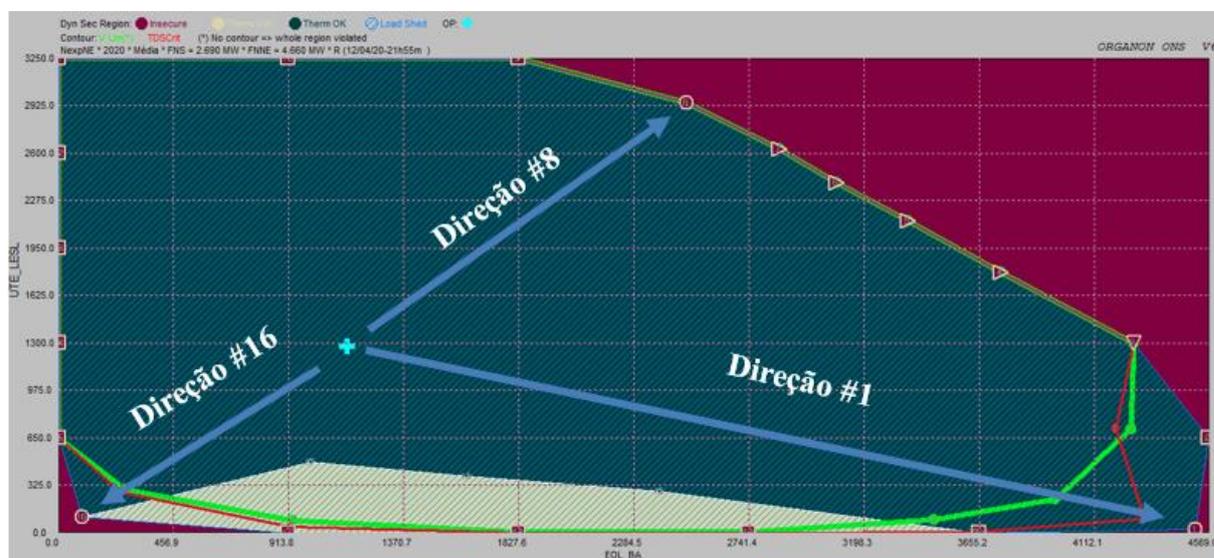


Figura 7.4: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – Direções analisadas.

7.1.2 Direção # 1

A direção #1, como apresentado pela Figura 7.5, indica um elevado montante de geração eólica no oeste da Bahia e o montante de térmica nas áreas geoeletricas Leste e Sul do Nordeste praticamente nulas. Isso implica que apesar de um caso base inicialmente importador, a geração eólica elevada nessa região faz com que o sistema exporte energia como pode ser observado pela Figura 7.5 (outro modo de visualizar a Figura 7.4) com um fluxo invertido na interligação Sudeste/Nordeste (FSENE) de 833 MW.

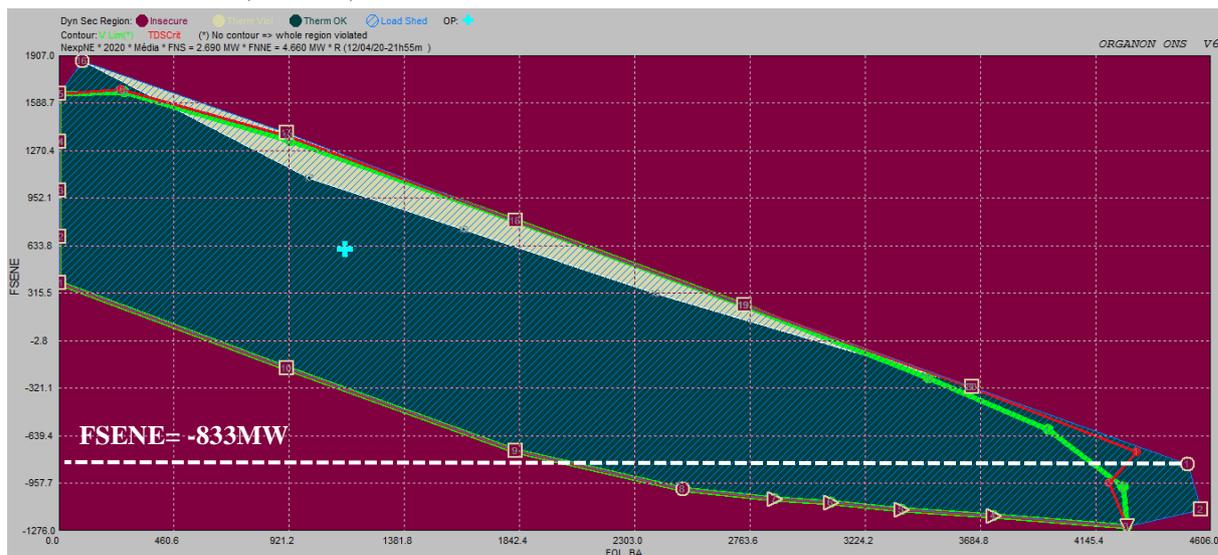


Figura 7.5: RSD da Área 1-NE_Imp_carga média – EOL_BA x FSENE.

Avaliando as contingências críticas citadas tem-se o reflexo das mesmas nos níveis de tensões dos barramentos da Área 1, de acordo com as Figuras 7.6, 7.7 e 7.8. Estas tensões estão representadas pelo modo de controle de tensão terminal.

Na Figura 7.6 ilustra o comportamento dinâmico das tensões da Área 1 para a contingência crítica da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II. Nela verifica-se que as subestações mais afetadas são Irecê 230 kV, Ourolândia II 230 kV e Morro do Chapéu II 230 kV, com níveis de tensão na ordem de 0,81 pu, 0,78 pu e 0,77 pu respectivamente indicando a instabilidade de tensão. Os demais barramentos ficam dentro da faixa operativa para emergência.

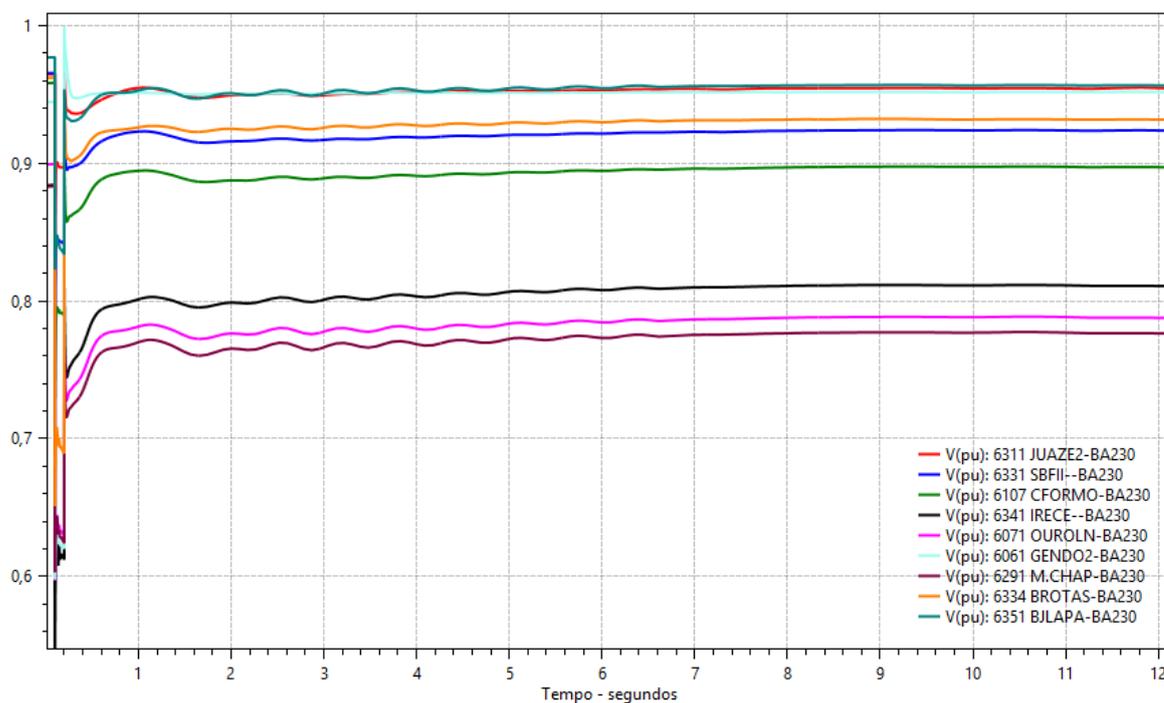


Figura 7.6: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.

A Figura 7.7, representa a contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III. Desta vez o barramento de 230 kV de Gentio do Ouro II fica abaixo do limite inferior permitido, juntamente com as barras citadas anteriormente variando entre 0,80 e 0,87 pu, porém numa situação menos severa que a contingência anterior.

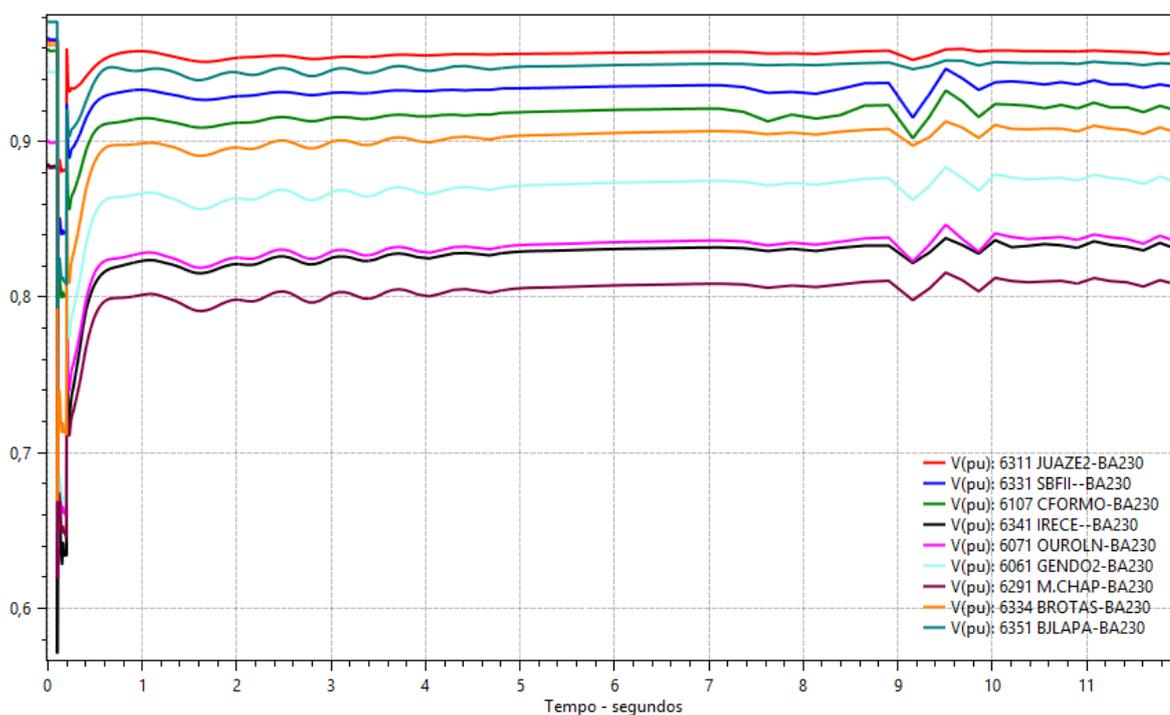


Figura 7.7: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

A Figura 7.8, representa a contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu. Esta última contingência comparada com as anteriores para as condições energéticas apresentadas não indica problemas. Isto ocorre por existir um SEP de corte de geração associado a perda desta linha. Adicionalmente na Figura 7.8 a atuação do SEP está indicada atuando no momento da abertura da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu. Se o SEP não existisse haveria colapso de tensão da região monitorada.

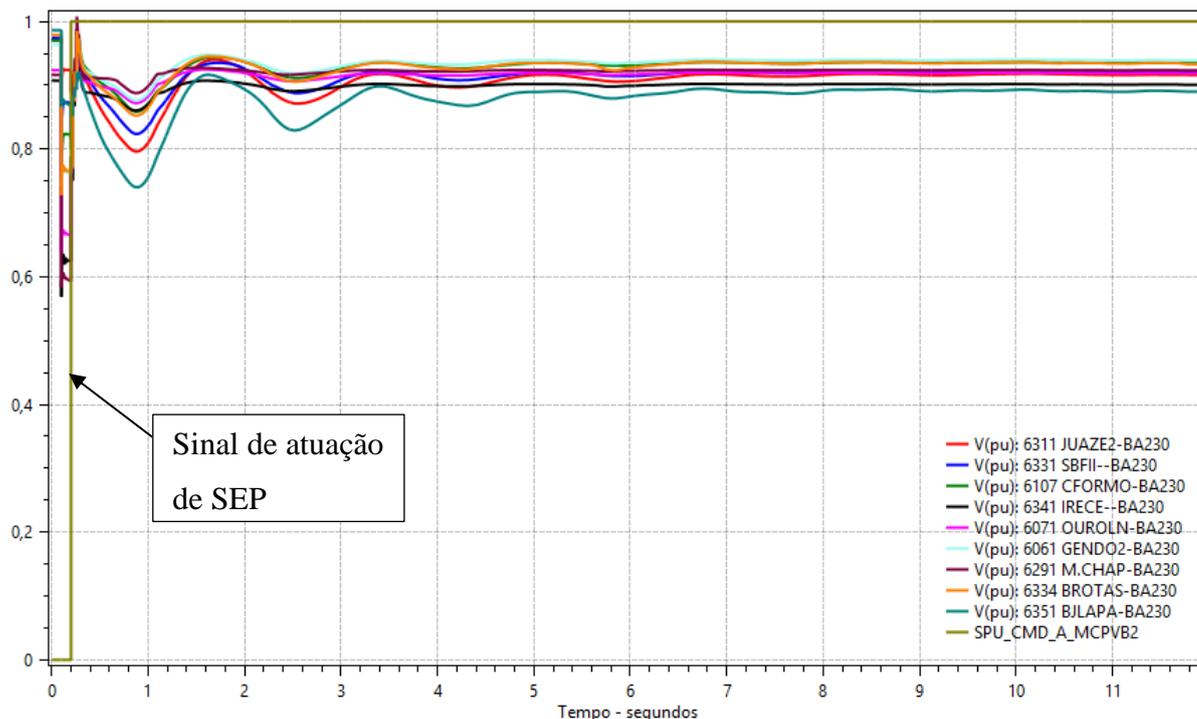


Figura 7.8: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu.

Nesta primeira avaliação constata-se que a contingência mais crítica para a direção #1 é da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II. A partir desta contingência, será aprofundada em maiores detalhes as análises, considerando uma janela de simulação de 1,2 segundos, com o objetivo de observar o comportamento dinâmico das tensões e da potência reativa para cada uma das estratégias de controle de suporte de potência reativa.

Dado que no modo fator de potência da Figura 7.9 a margem de geração escoada, observada pelas RSD, era bem menor quando comparada aos demais modos de controle. Então as Figuras 7.10 e 7.11 que representam respectivamente o modo de controle de tensão e o modo de potência reativa para a mesma margem de geração segura obtida no modo fator de potência (1.936 MW). De acordo com as figuras apresentadas observa-se variações de tensão elevadas, acima de 10%. De um modo geral, estas elevadas variações se dão por um conjunto de fatores como por exemplo, o fato que o sistema da Área 1 não está com um nível elevado de escoamento

de geração (em torno de 50% da capacidade instalada total desta área) e também o caso base deste cenário é a o patamar de carga média o que operacionalmente conduz a desenergização de bancos retores com o intuito de elevar o nível de tensão do sistema. Dentre as Figuras 7.9 a 7.11, o modo de tensão terminal apresentou uma variação menor. Isto se deve aos aerogeradores utilizarem toda a faixa de potência reativa disponível. Já o modo de potência reativa apresentou a maior variação logo após o circuito sob defeito ser aberto. Isto ocorre porque durante a falta o aerogerador injeta potência reativa adicional para controlar as tensões terminais das máquinas o que eleva as tensões. Enquanto no modo fator de potência a variação ficou em um valor intermediário aos dois outros modos, porque se por um lado a faixa de potência reativa é mais restritiva prejudicando um controle mais efetivo na tentativa de minimizar a variação de tensão, por outro lado, a injeção de potência reativa durante a falta é proporcional a variação da potência ativa do aerogerador.

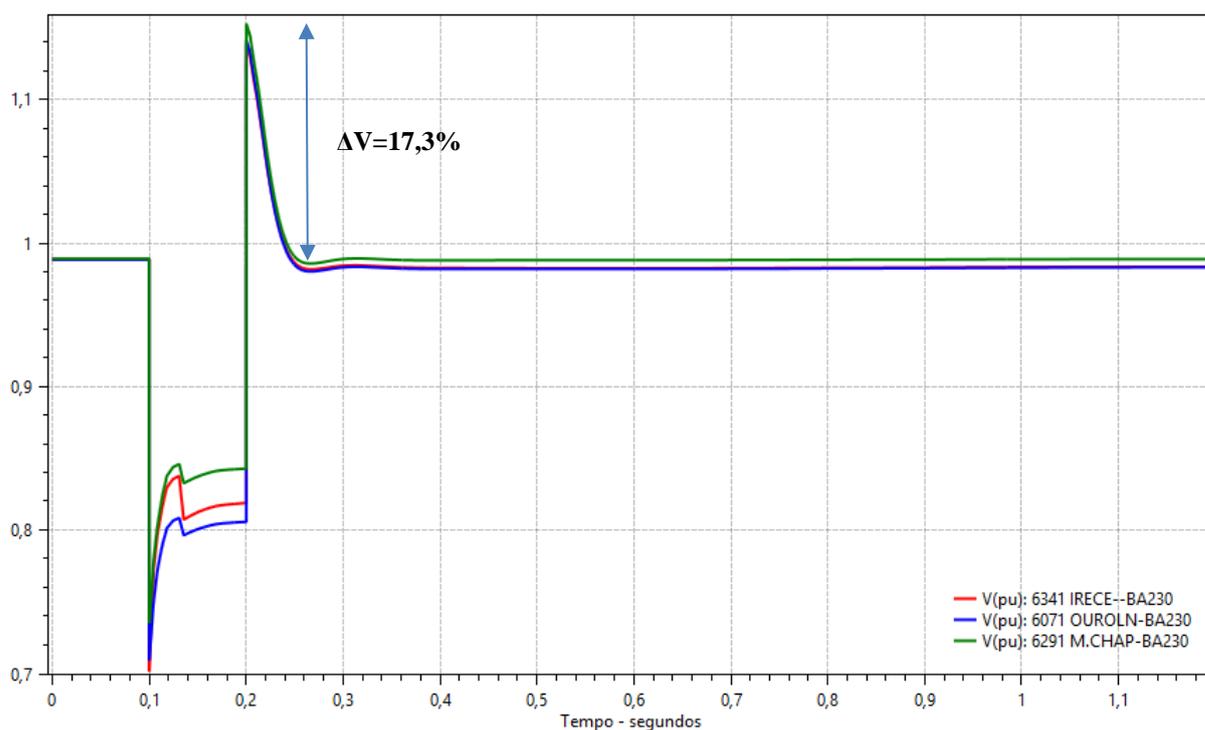


Figura 7.9: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: fator de potência.

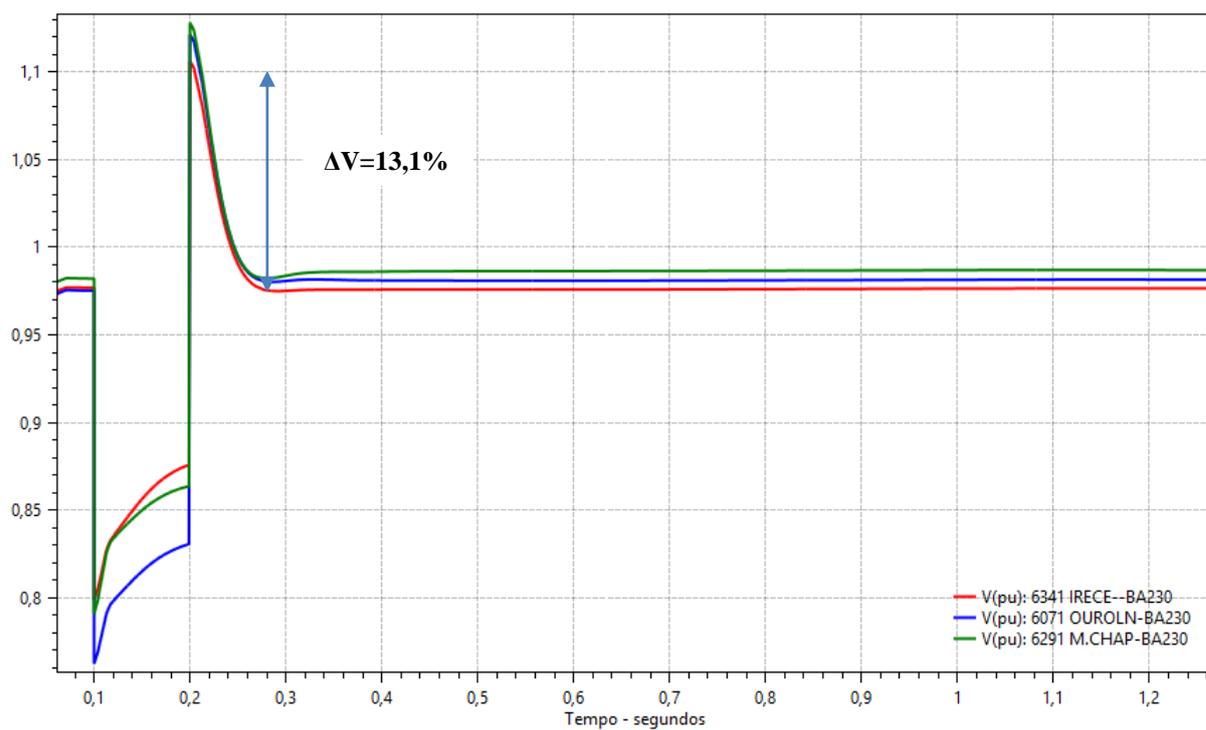


Figura 7.10: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: tensão terminal ou remota (1.936MW).

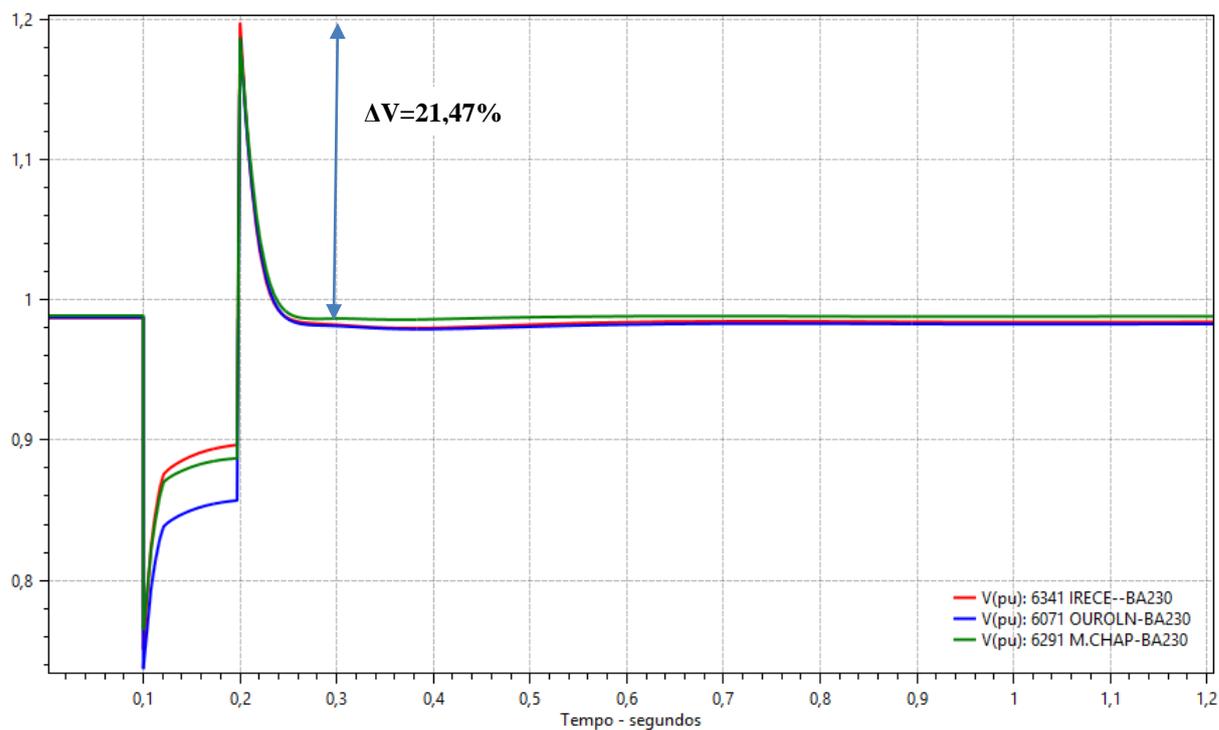


Figura 7.11: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa (1.936 MW).

Todavia tanto a estratégia de controle tensão terminal quanto a de potência reativa possuem margem de segurança de 4.515 MW e 4.346 MW respectivamente. Por isso as Figuras 7.12 e 7.13 mostram o perfil das tensões nas suas referidas margens de estabilidade.

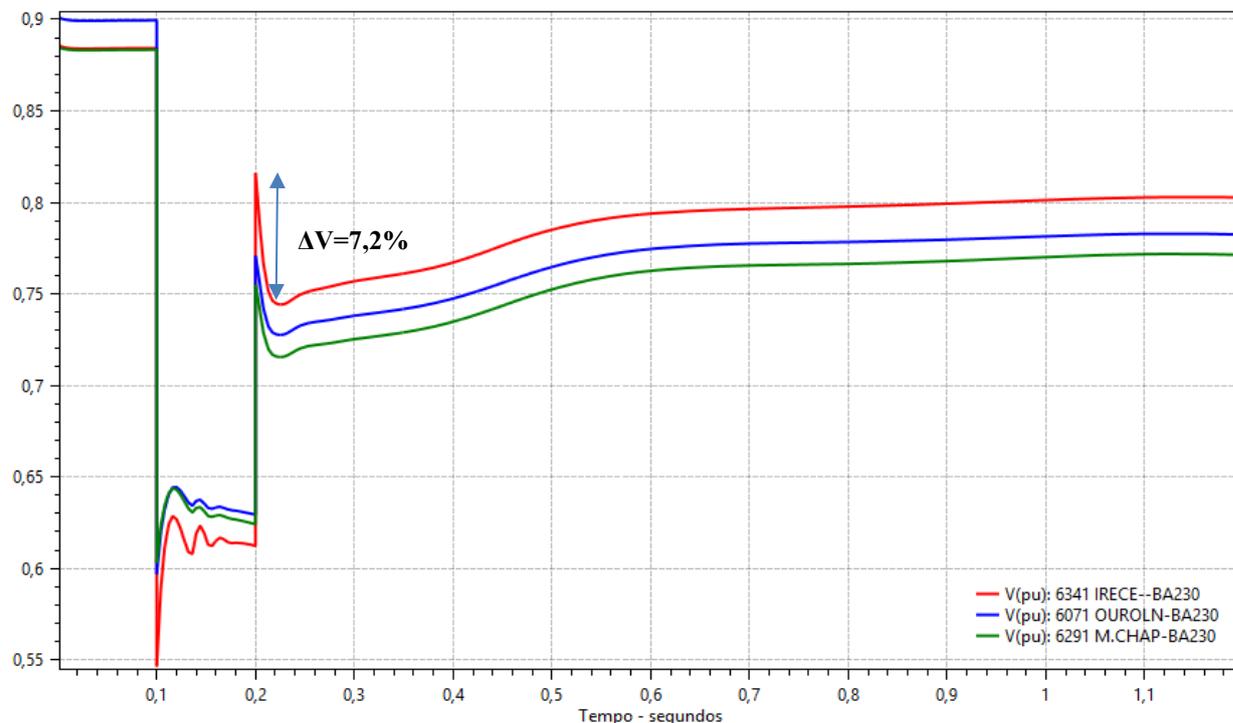


Figura 7.12: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: tensão terminal ou remota (MET).

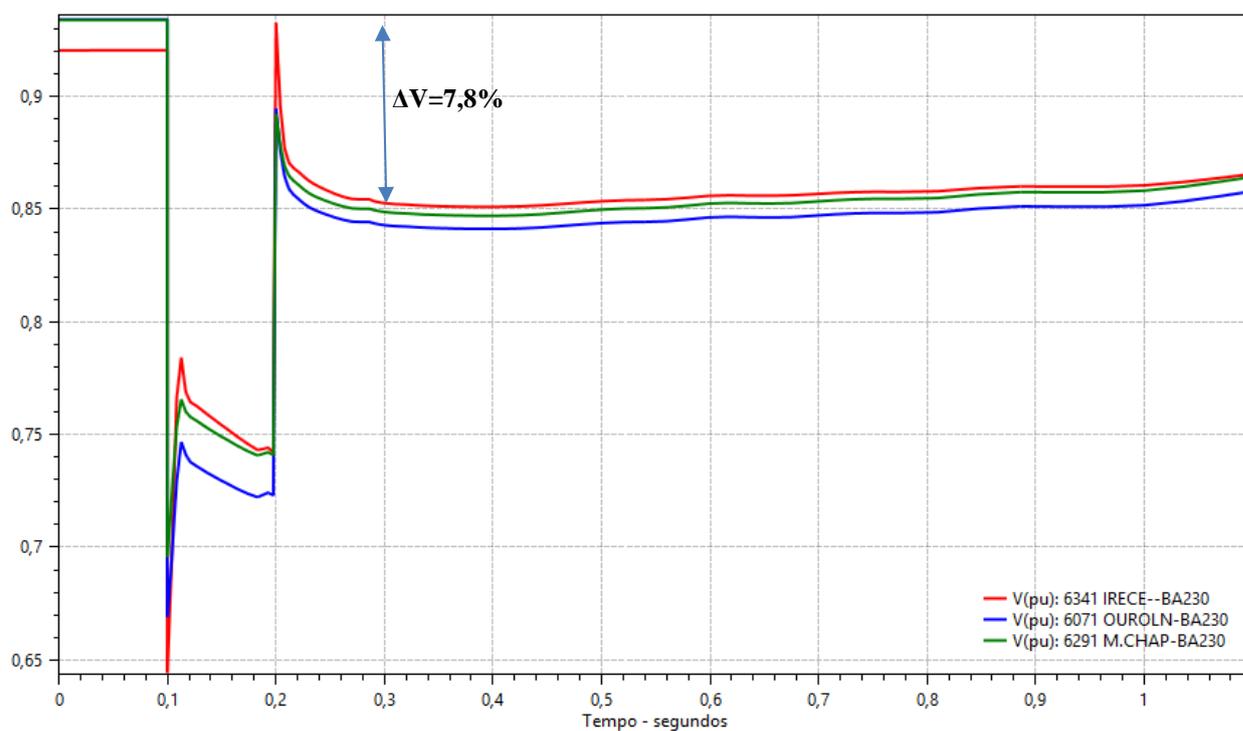


Figura 7.13: Perfil das tensões – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa (MET).

Dos três modos apresentados o modo de tensão apresentou a melhor resposta pois indicou uma tendência de recuperação de tensão, após a contingência, ilustrado pela Figura 7.12, apesar de não atingir tensões satisfatórias pelo fato da rede estar bastante degradada.

A Figura 7.14 ilustra o comportamento da potência ativa e reativa de um conjunto eólico com os aerogeradores no modo de controle de tensão terminal. O aerogerador escolhido foi do parque eólico Ventos de São Januário derivado da subestação 230 kV Senhor do Bonfim II (barra 5940). Observe que na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II, logo após aplicado a falta, os aerogeradores respondem com o aumento no fornecimento de potência reativa no sistema com o intuito de controlar a tensão na sua barra terminal e consequentemente as barras do sistema mais próximas. Observe que após a eliminação da falta e a consequente abertura do circuito, a potência ativa apresenta uma tendência de recuperação aos valores de potência ativa pré-falta e da mesma maneira a potência reativa. As Figuras 7.15 e 7.16 ilustram respectivamente o comportamento da potência ativa e reativa de um dos aerogeradores sob o modo de controle de fator de potência e potência reativa no momento do distúrbio.

No modo fator de potência, ilustrado pela Figura 7.15, tanto a potência reativa manteve-se constante e proporcional a potência ativa, enquanto que no modo de potência reativa, ilustrado na Figura 7.16, a resposta de potência reativa do aerogerador varia nos primeiros segundos com a variação de potência ativa só que em proporções bem reduzidas, mas logo se estabiliza porém, diferentemente do modo de controle de tensão que a potência reativa tende a injeção pré-falta, o modo de injeção de potência reativa altera seu *setpoint* para atender a nova necessidade de potência reativa após o desligamento do circuito.

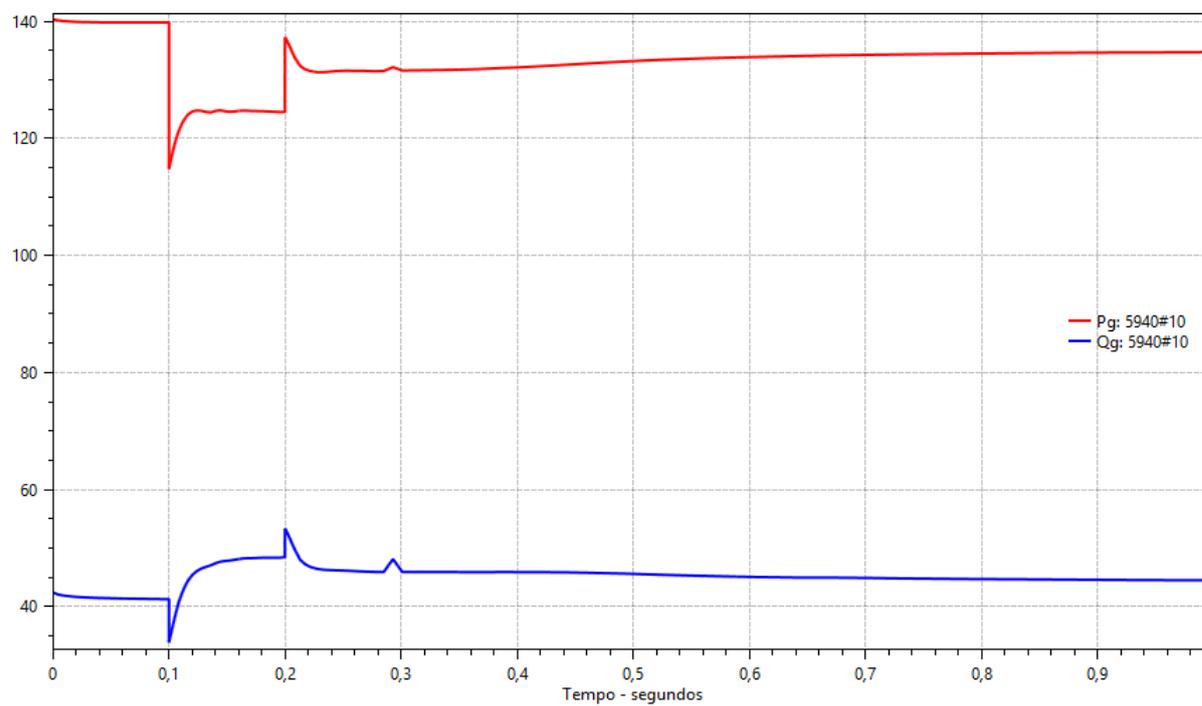


Figura 7.14: Potência ativa e reativa – Área 1 - Direção #1 – modo: tensão terminal.

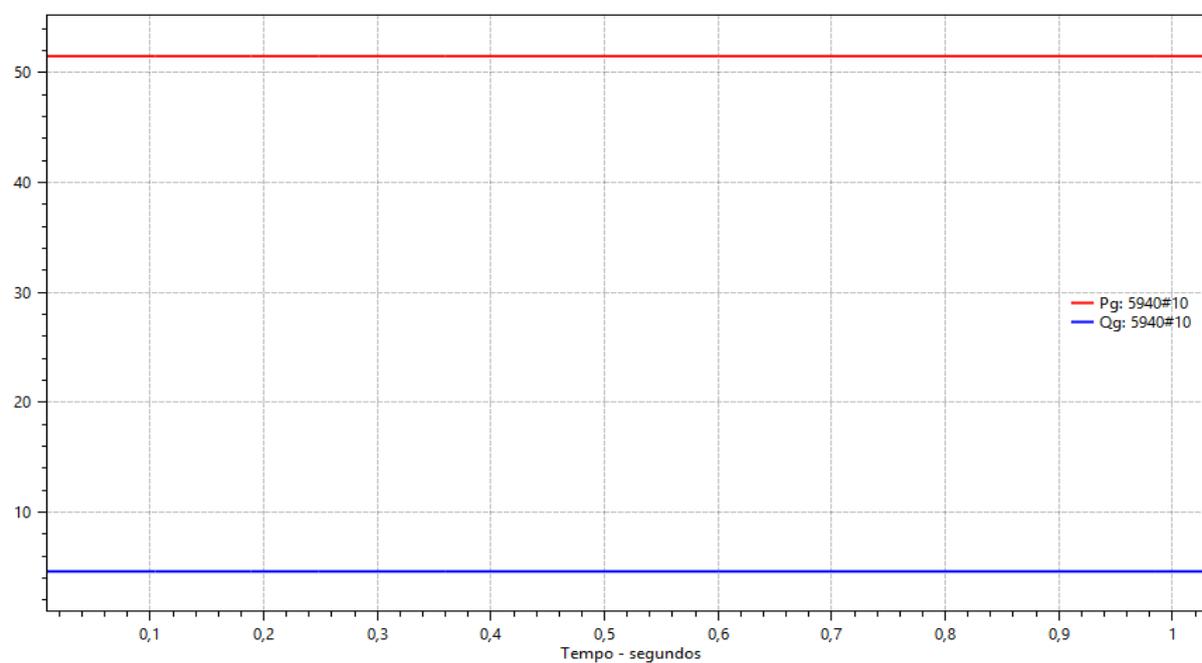


Figura 7.15: Potência ativa e reativa – Área 1 - Direção#1 – modo: fator de potência.

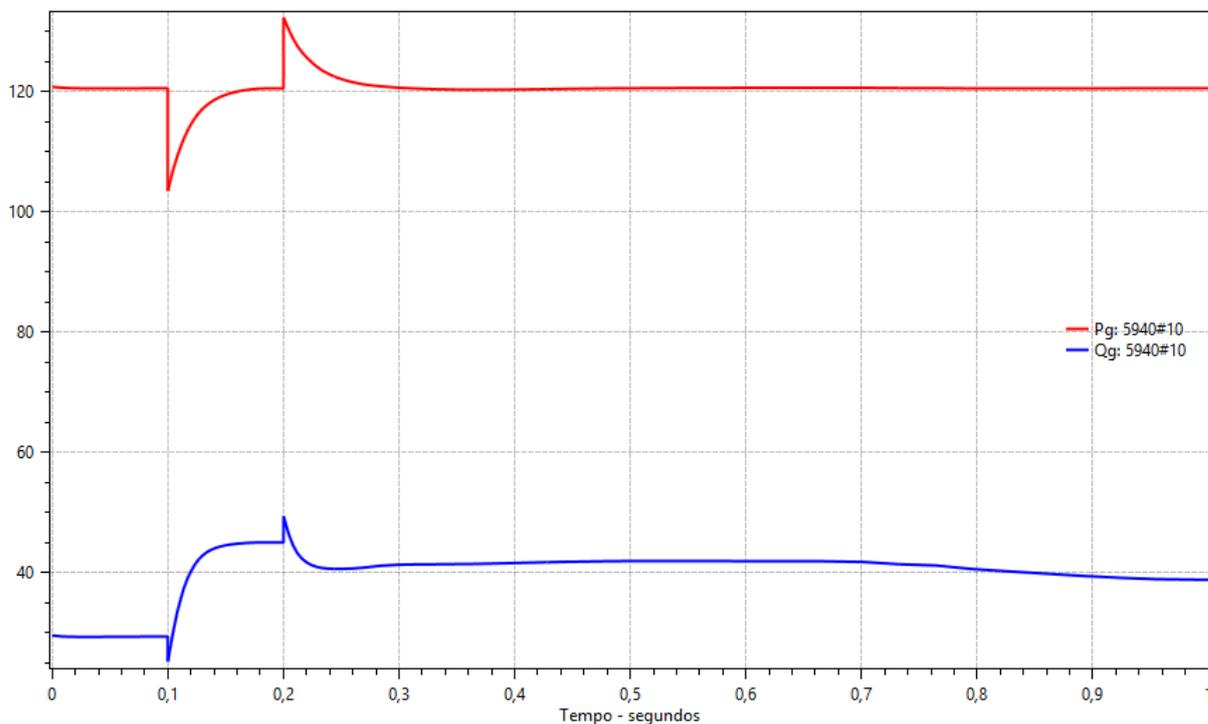


Figura 7.16: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção#1 – modo: potência reativa.

7.1.3 Direção # 8

Da mesma forma que na direção #1 foi avaliado qual a contingência mais severa das contingências críticas do ponto de vista de tensão. Estas tensões estão representadas pelo modo de controle de tensão terminal.

Respectivamente as Figuras 7.17, 7.18 e 7.19 representam as contingências críticas da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II, Gentio do Ouro II / Buritirama III e Morro do Chapéu II / Sapeaçu. Para todas as situações as tensões após saídas dos circuitos mantêm-se dentro das faixas operativas. O que as diferenciam é o surto de tensão que ocorre logo após a abertura destas LTs. A tensão pico na barra 230 kV de Gentio do Ouro II para o evento da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III é de 1,26 pu sendo a mesma verificada como a mais severa.

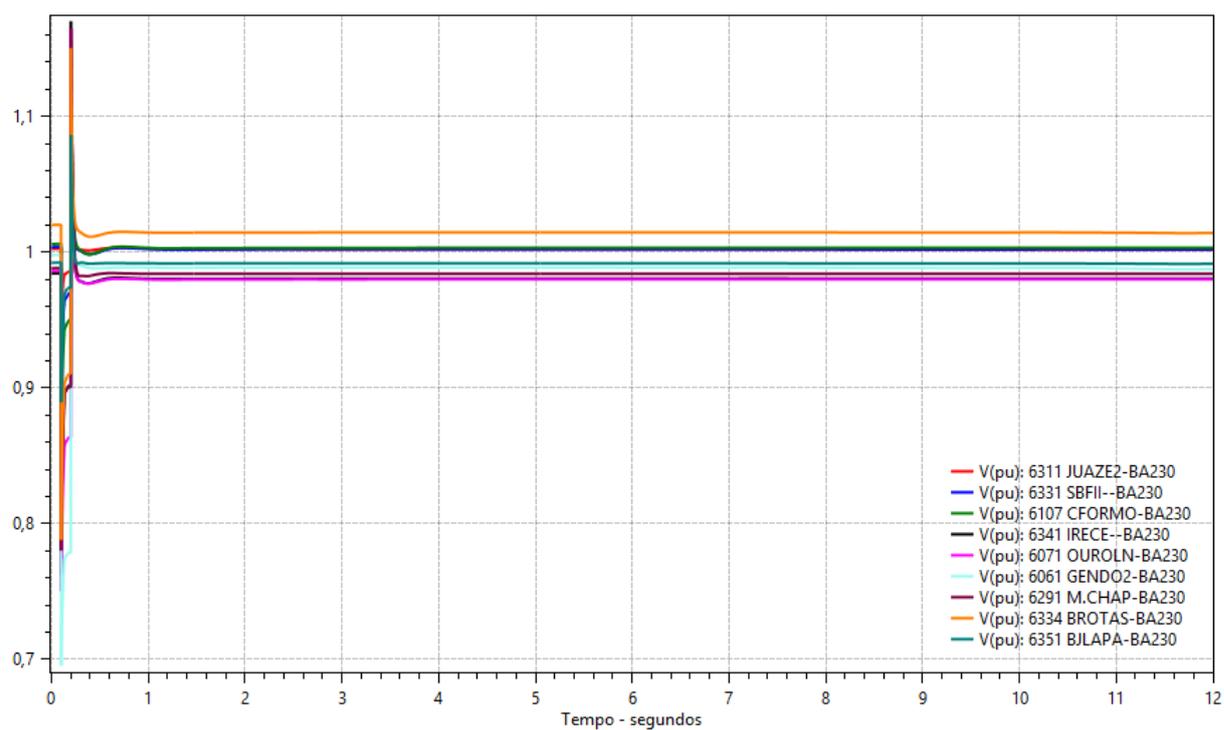


Figura 7.17: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Ourolândia II.

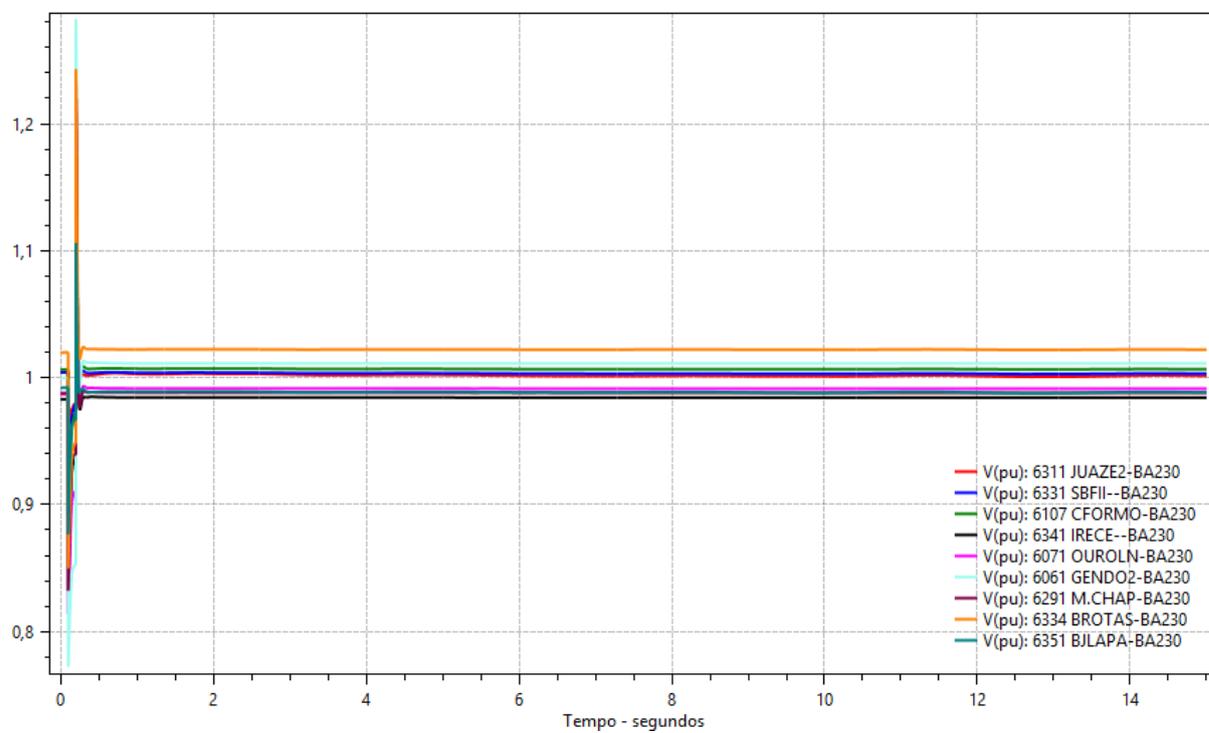


Figura 7.18: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

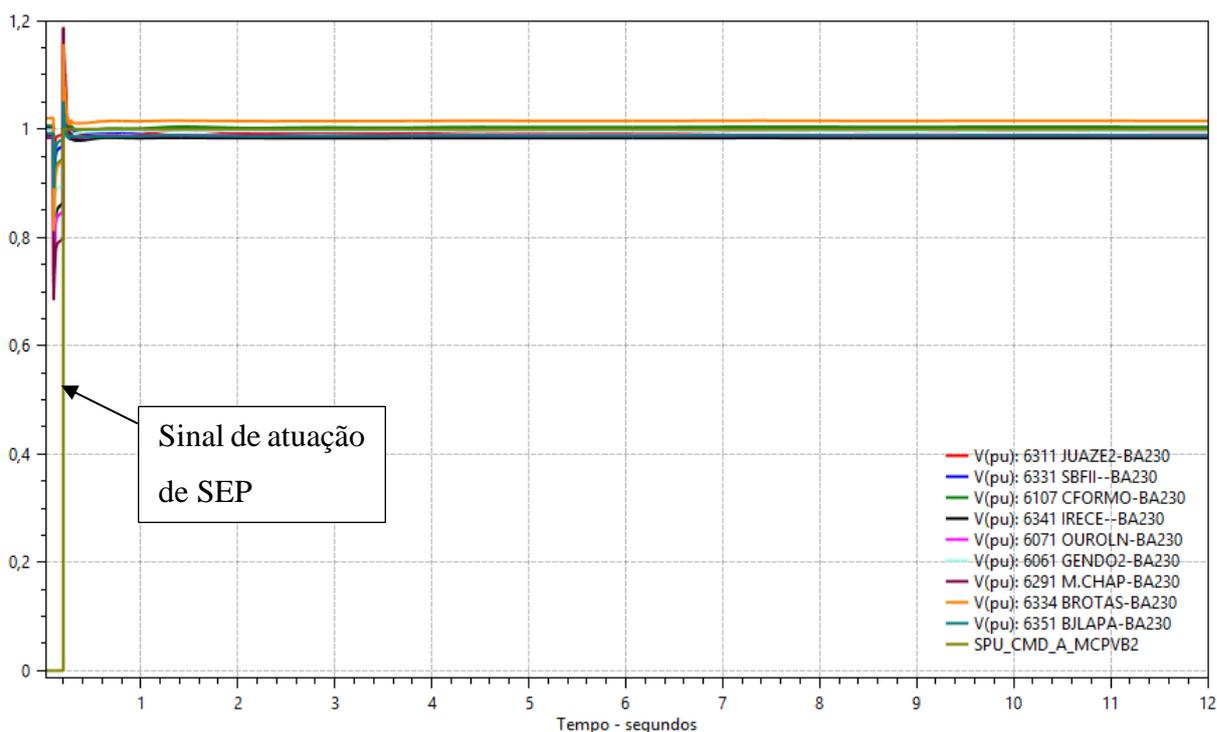


Figura 7.19: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II / Sapeaçu.

Nesta primeira avaliação constata-se que a contingência crítica para a direção #8, como mencionado anteriormente, é da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

A partir desta perda será aprofundada em maiores detalhes as análises como mostram as Figuras 7.20, 7.21 e 7.22 com uma janela de simulação de 1,2 segundos. Da mesma forma como foi realizado para a direção #1, onde o modo fator de potência, foi mais restritivo, verificou-se que a margem de escoamento neste modo, conforme Figura 7.20, para a direção #8 é de aproximadamente 2.125 MW.

Então as Figuras 7.21 e 7.22 representam respectivamente o modo de controle de tensão e o modo de potência reativa para a mesma margem de geração segura obtida no modo fator de potência (2.125 MW). De acordo com as figuras apresentadas observa-se que as tensões retornam para próximo de seus níveis pré-falta. A questão é as variações de tensão elevadas, acima de 10%. Mais uma vez é verificado que o modo de tensão terminal apresentou uma variação de tensão menor. Já o modo de potência reativa apresentou a maior variação, em torno de 41% em Gentio do Ouro II 230 kV e Brotas de Macaúbas 230 kV, o que pode ocasionar risco de danificação de equipamentos nestas instalações, logo após o circuito sob defeito ser aberto.

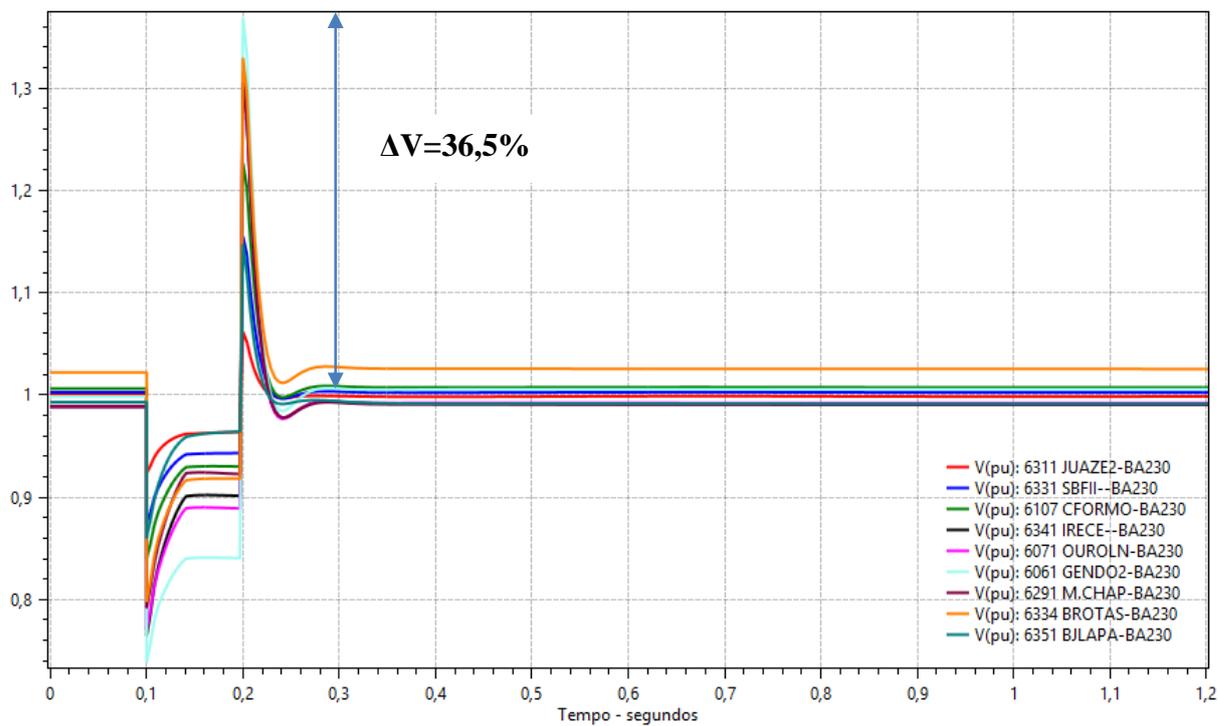


Figura 7.20: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: fator de potência.

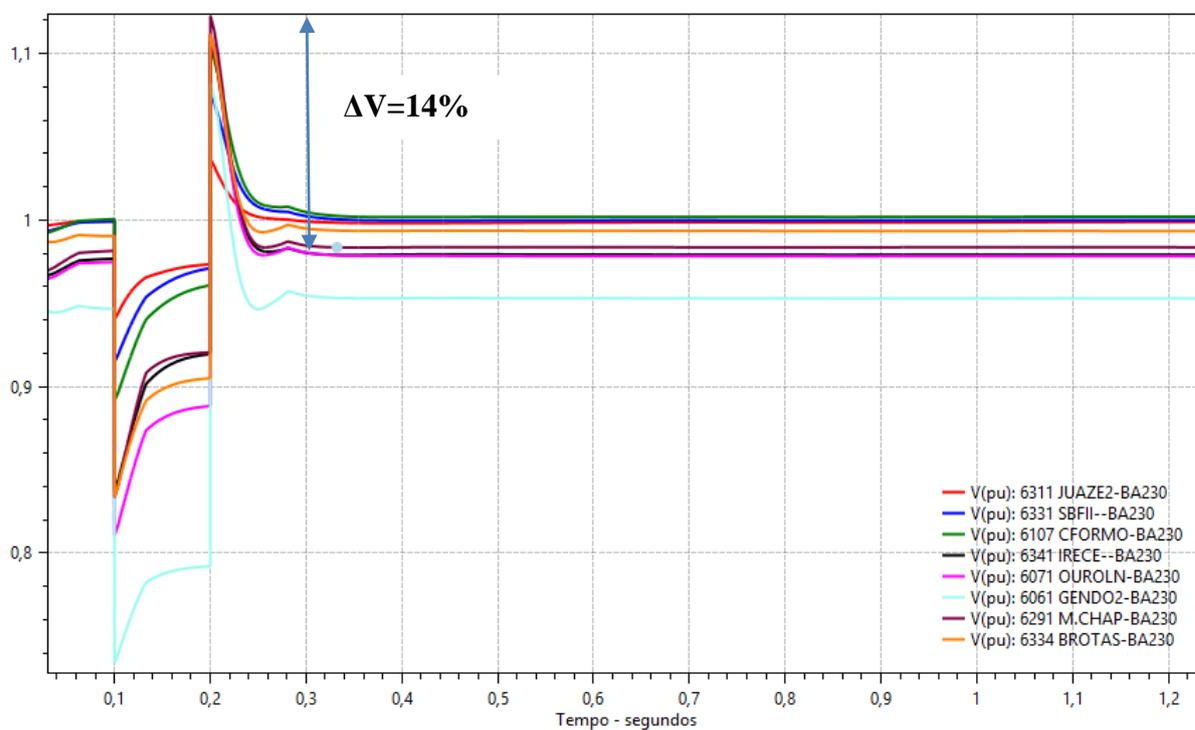


Figura 7.21: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal ou remota (2.125 MW).

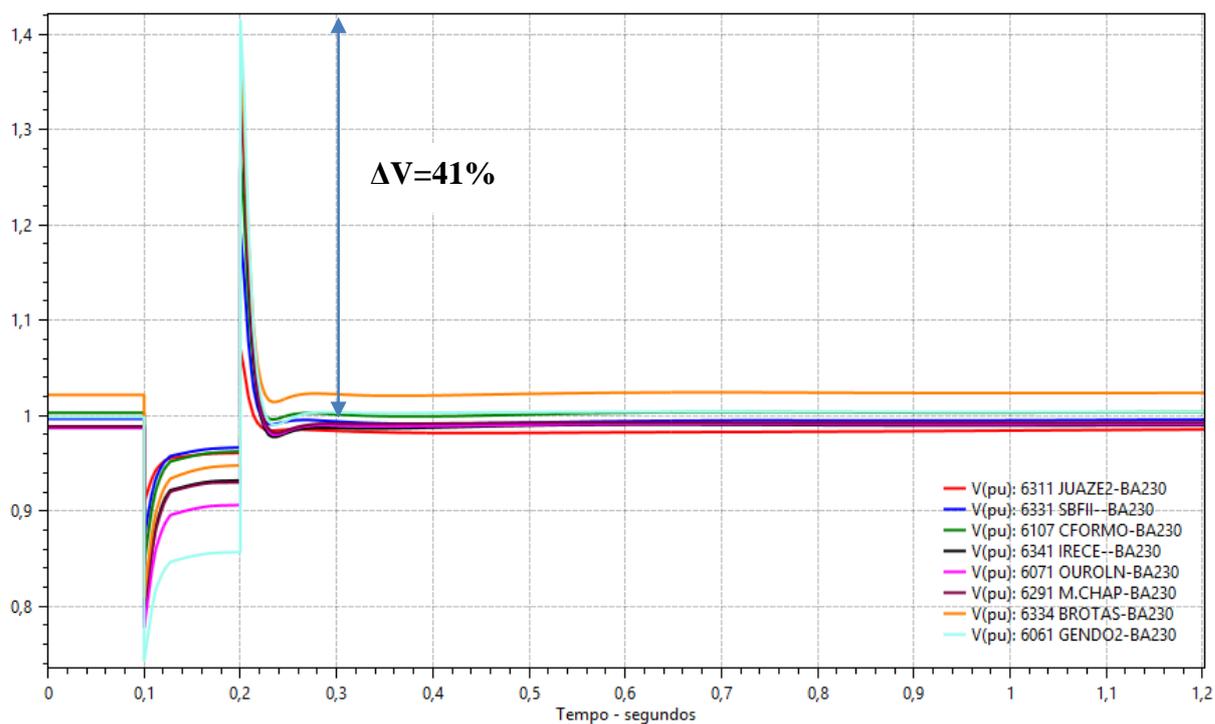


Figura 7.22: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa (2.125 MW).

Todavia tanto a estratégia de controle tensão terminal quanto a de potência reativa, na direção #8, possuem margem de segurança igual 2.512 MW. Por isso as Figuras 7.23 e 7.24 mostram o perfil das tensões nas suas referidas margens de estabilidade.

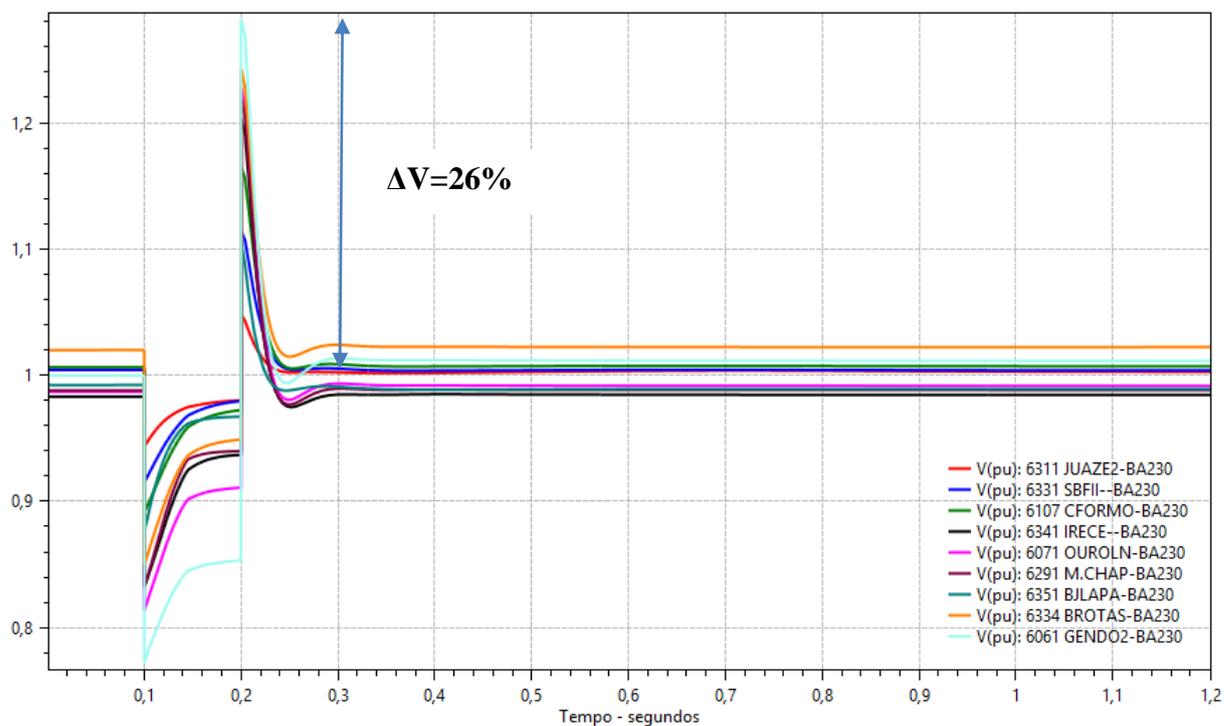


Figura 7.23: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal ou remota (MET).

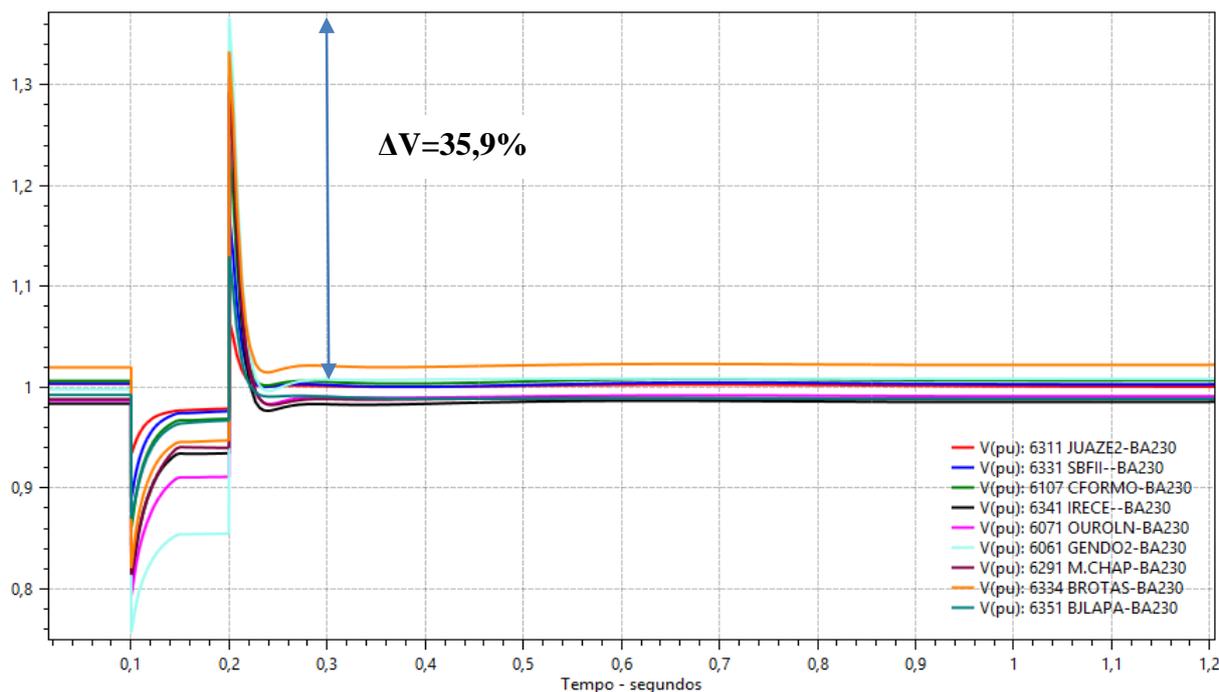


Figura 7.24: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa (MET).

Nesta margem referente a MET para cada modo, se constatou que em relação ao modo de controle de tensão houve uma variação de quase duas vezes quando comparado com a margem restritiva nos barramentos de 230 kV Gentio do Ouro II e Brotas de Macaúbas. Isto ocorre porque o circuito submetido a contingência, a LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III, é um dos principais corredores de escoamento da geração eólica da Área 1 e do mesmo derivam os setores 230 kV das subestações referidas em que os seus respectivos circuitos sofrem uma drástica redução do carregamento aumentando subitamente as tensões destes setores. Para o modo de potência reativa pelo contrário houve uma queda na variação da tensão após a abertura do circuito quando comparado com a margem restritiva.

As Figuras 7.25, 7.26 e 7.27 demonstram o comportamento da potência ativa e reativa do conjunto eólico selecionado para as três estratégias de controle de suporte de potência reativa. No modo fator de potência, da Figura 7.26, o comportamento é idêntico ao ilustrado para a direção anterior.

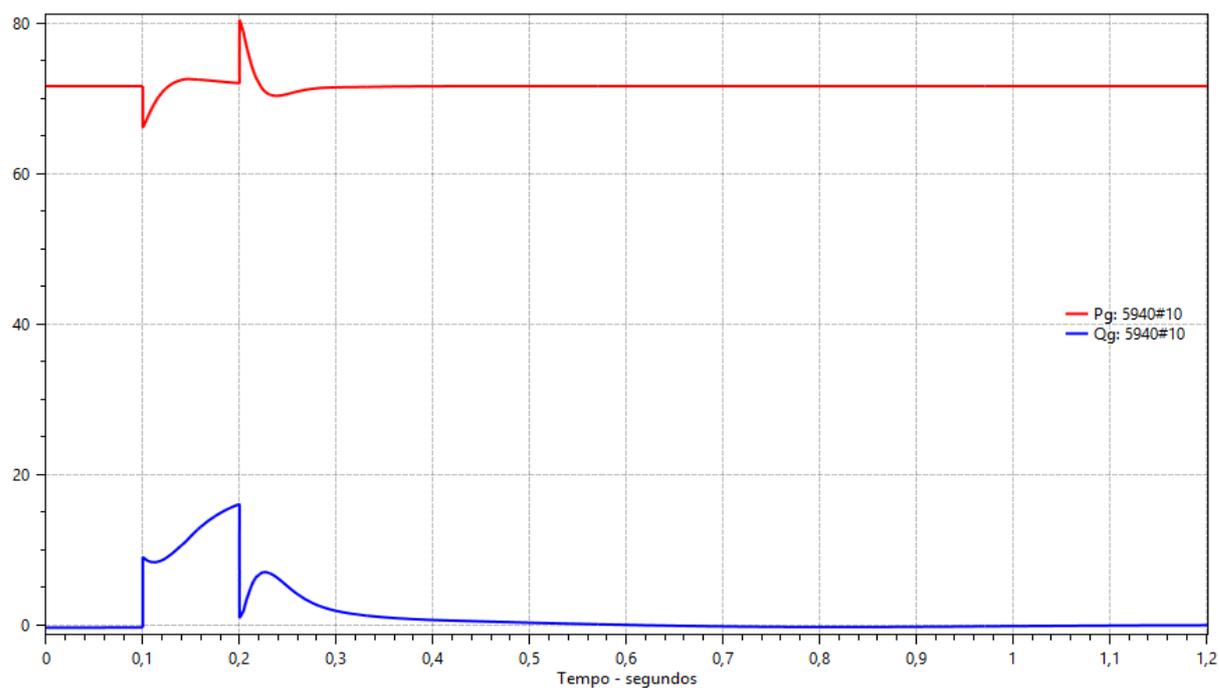


Figura 7.25: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: tensão terminal.

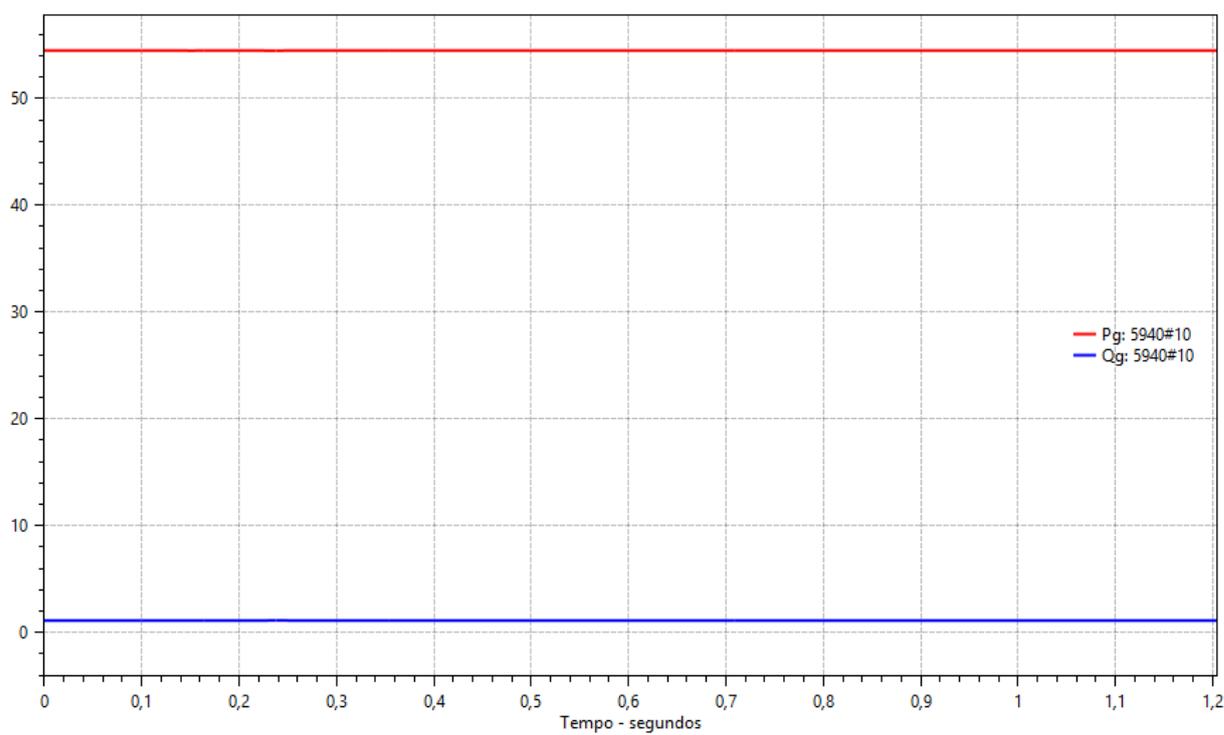


Figura 7.26: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: fator de potência.

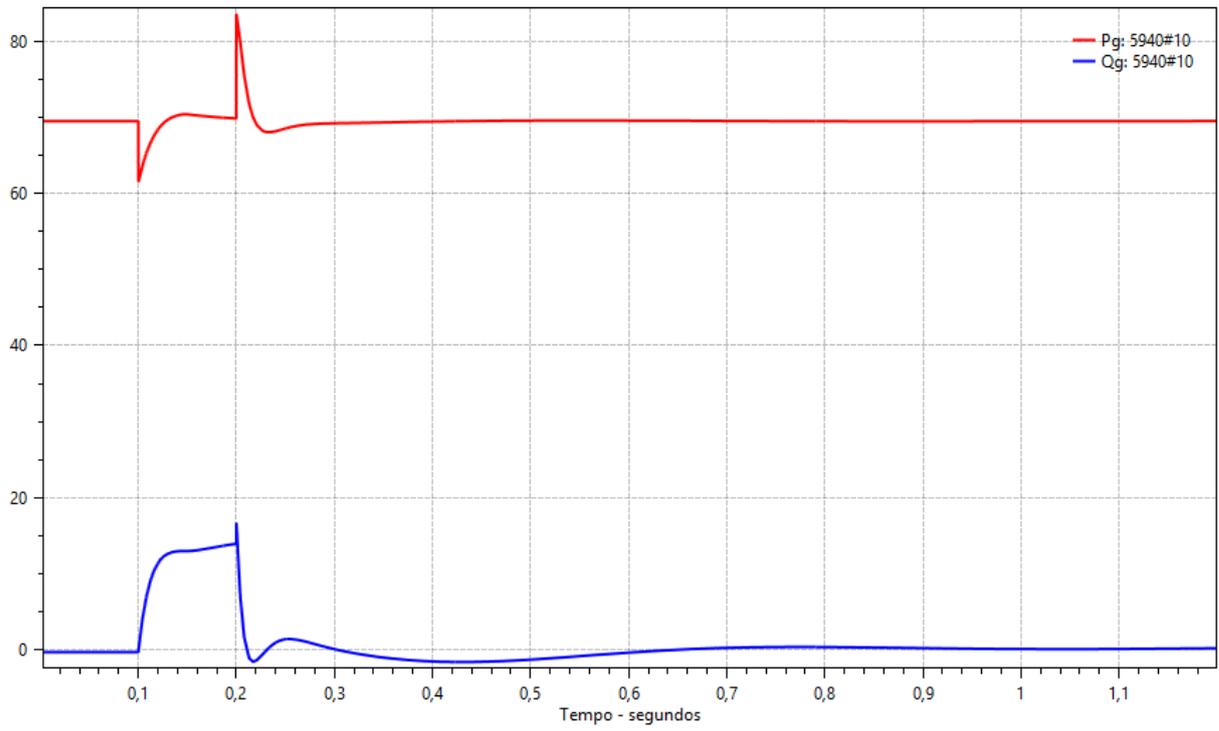


Figura 7.27: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #8 – modo: potência reativa.

7.1.4 Direção # 16

Esta direção é o oposto da direção #1, pois trata-se de um cenário de baixa geração eólica e com alta dependência do intercâmbio de energia com outras Regiões do país. Os cálculos da RSD apontam como contingência mais crítica a da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III. Os níveis de tensão da Área 1 estão representados pela Figura 7.28. Nela verifica-se um surto de tensão nas barras 230 kV de 1,42 pu em Gentio do Ouro II, 1,36 pu em Morro do Chapéu II e 1,34 pu em Brotas de Macaúbas e Irecê, logo após a abertura da LT 500 kV crítica. Além disso constata-se um afundamento de tensão na barra 230 kV de Bom Jesus da Lapa e no outro extremo do eixo monitorado, em Juazeiro da Bahia II. O comportamento da tensão relacionados as respostas dos aerogeradores para os três modos de controle estão ilustradas pelas Figuras 7.29, 7.30 e 7.31.

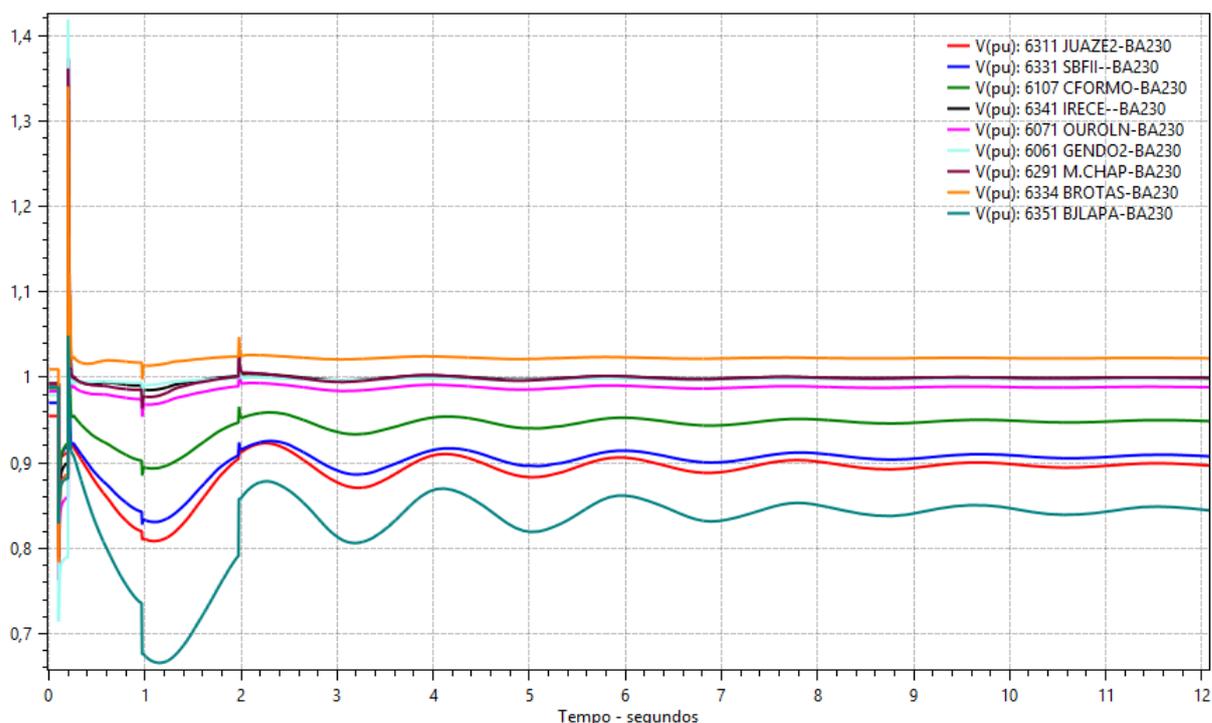


Figura 7.28: Dinâmica das tensões na contingência da LT 500 kV Gentio do Ouro II / Buritirama III.

Nesta direção, especificamente, optou-se em representar o perfil das tensões numa janela de simulação de 4,0 segundos para visualizar melhor a tendência do perfil das tensões. Nos modos de controle de tensão e potência reativa, apenas a tensão da barra de 230 kV de Bom Jesus da Lapa ficou abaixo do limite inferior da faixa permitida. Todavia no modo de fator de potência os barramentos 230 kV que ficaram abaixo do limite foram Juazeiro II, Senhor do Bonfim II e Bom Jesus da Lapa.

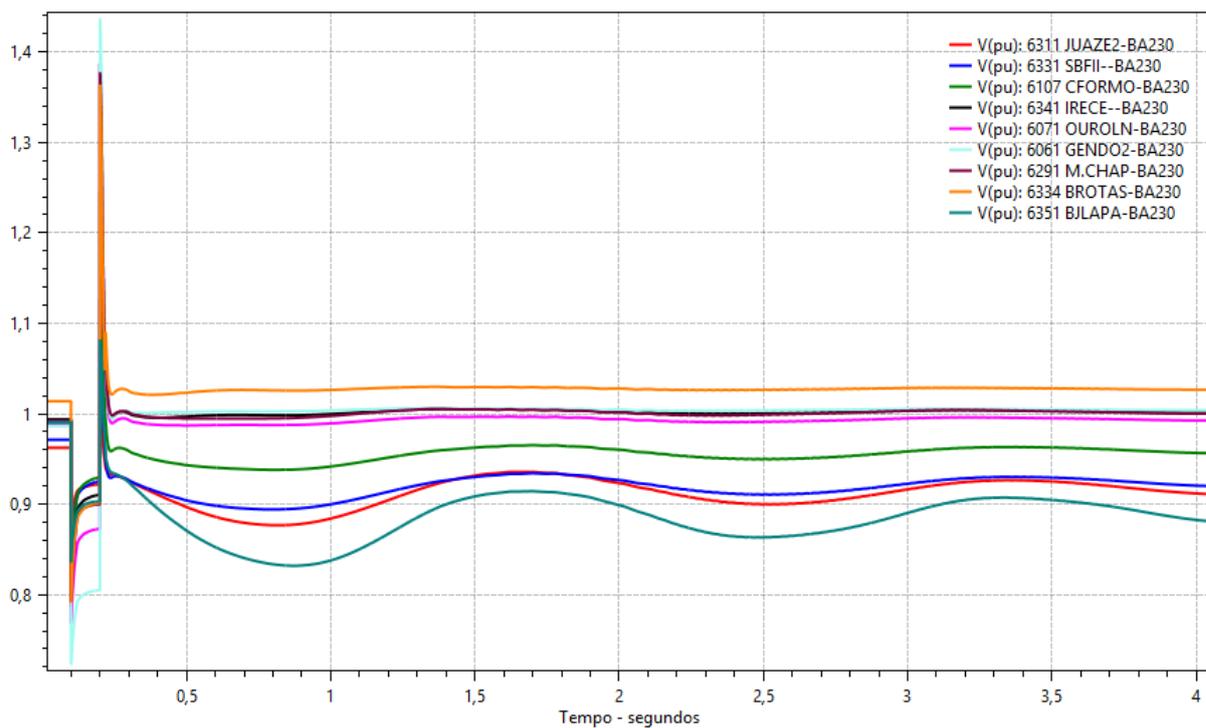


Figura 7.29: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: fator de potência.

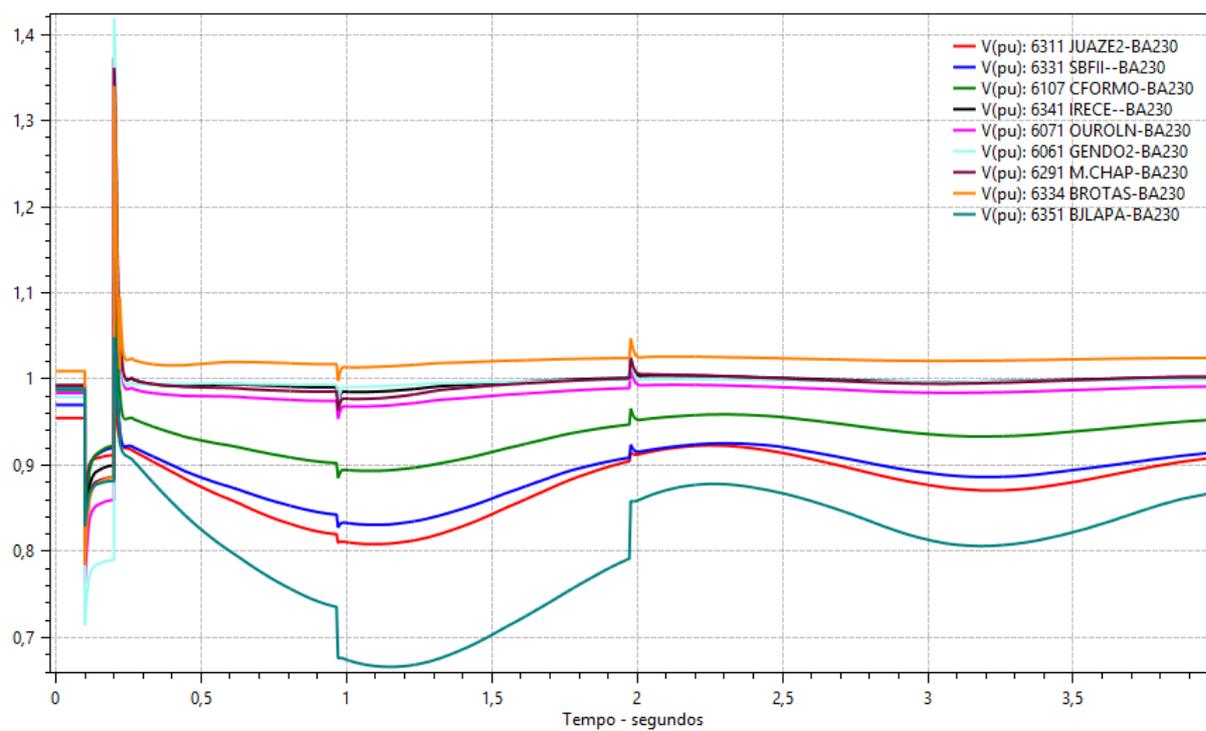


Figura 7.30: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: tensão terminal ou remota.

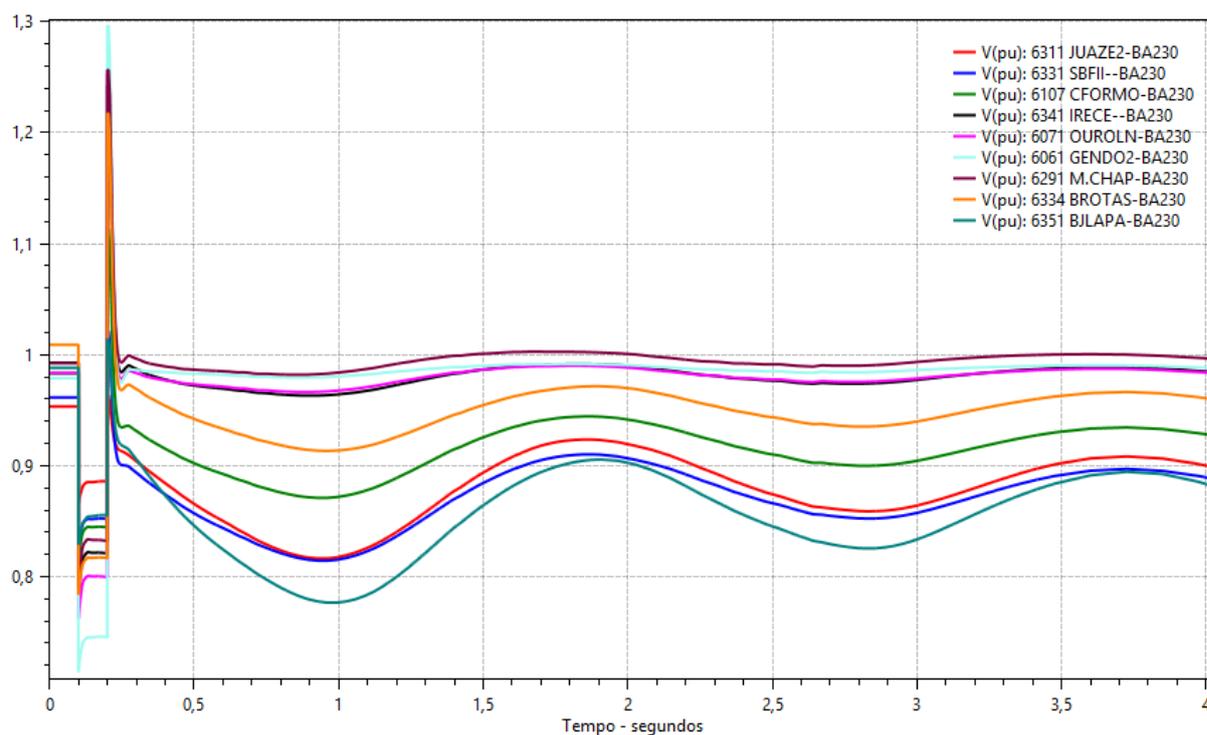


Figura 7.31: Perfil das tensões – Área 1 – Direção #16 – modo: potência reativa.

Para as Figuras 7.32, 7.33 e 7.34, o tempo de simulação selecionado foi de 15 segundos. Esta escolha se deu pelo fato que na direção #16 a geração de potência ativa é baixa, porém a exploração da faixa de potência reativa é bem evidente e de modo a visualizar a acomodação da potência reativa após o distúrbio optou-se numa janela de tempo maior.

A Figura 7.32, indica que geração ativa está bem reduzida. No modo de controle de tensão terminal, segundo [20], mesmo com a potência ativa reduzida a faixa de potência reativa continua a ser explorada na tentativa de realizar o controle de tensão. Quanto ao modo de fator de potência o comportamento já foi descrito anteriormente e reafirmado pela Figura 7.33.

Já na Figura 7.34, o modo de potência reativa apresenta uma injeção brusca de potência reativa, respondendo as variações do sistema e a mudança de impedância da rede com a saída do circuito após a perturbação até novamente estabilizar-se no novo valor de *setpoint* de acordo com a nova necessidade de potência reativa do sistema que varia com o quadrado da tensão da barra terminal do conjunto eólico.

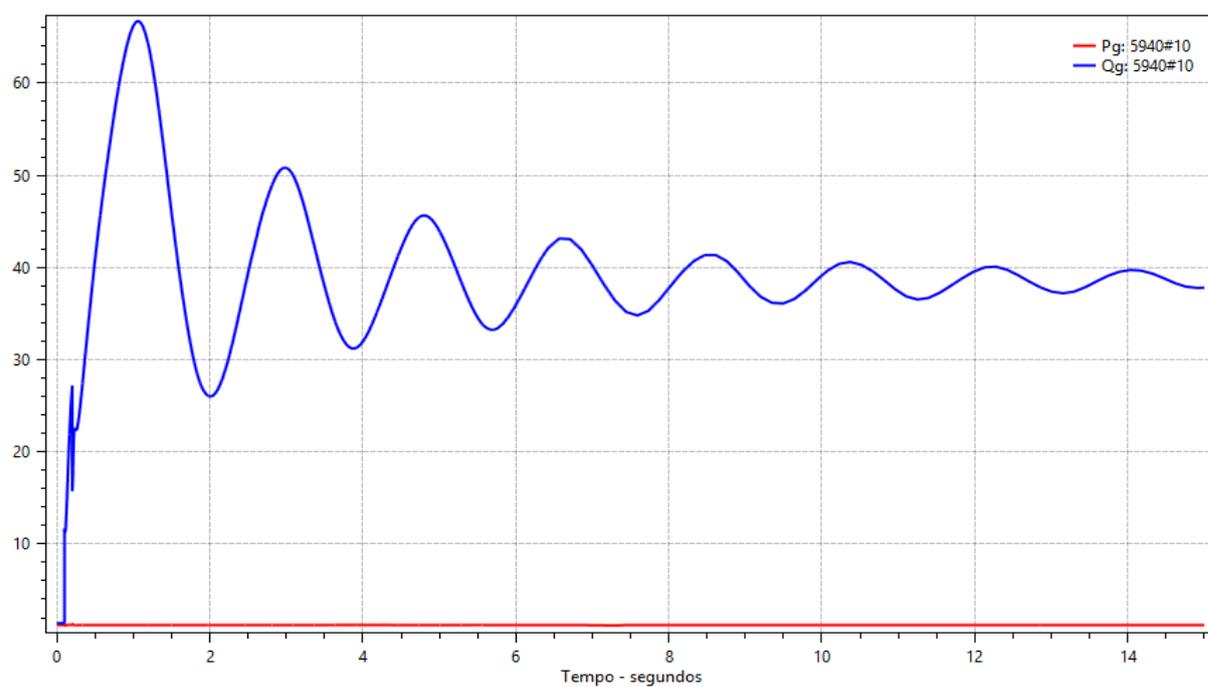


Figura 7.332: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: tensão terminal.

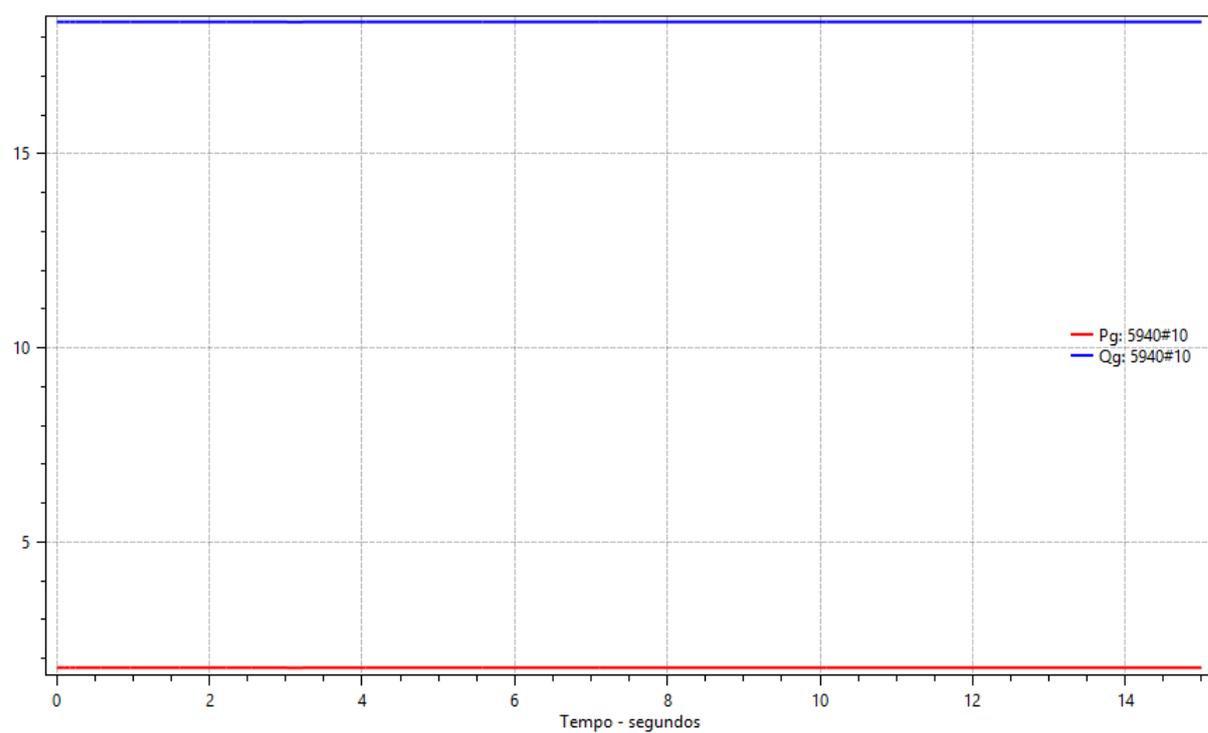


Figura 7.323: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: fator de potência.

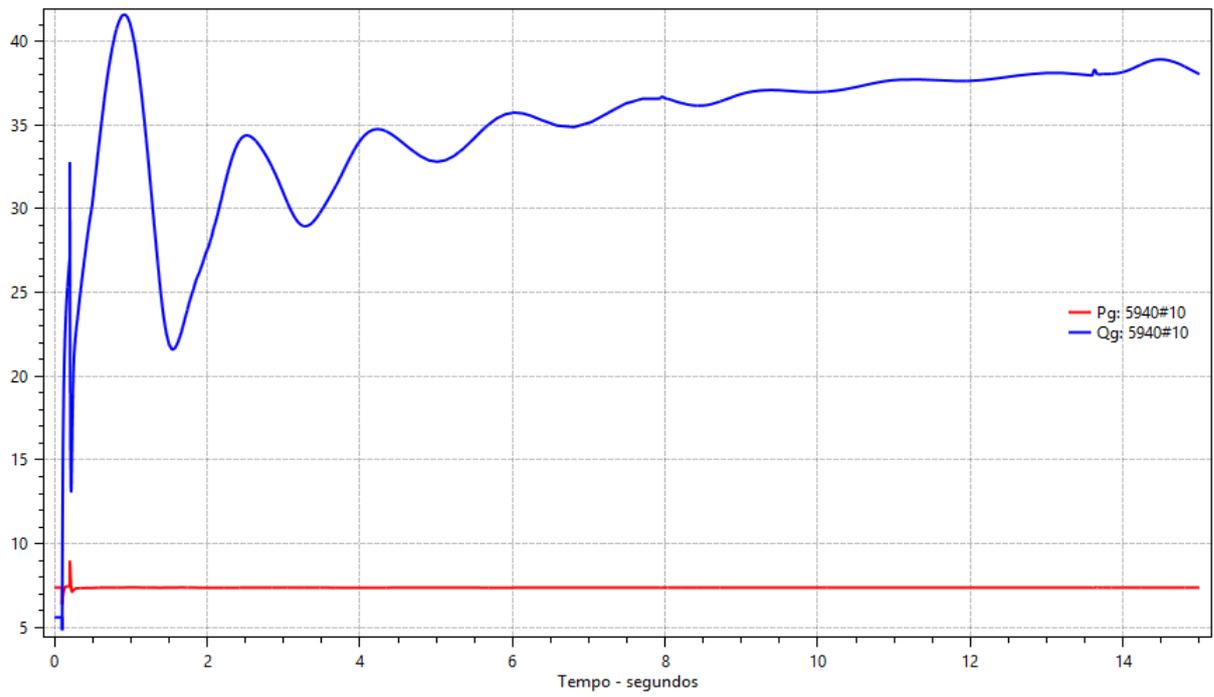


Figura 7.34: Potência ativa e reativa – Área 1 – Direção #16 – modo: potência reativa.

7.2 Análise Dinâmica – ÁREA 2

7.2.1 Região de Segurança Dinâmica

Como apresentado na Área 1, este estudo há atuação dos controles dos modelos de máquinas e a atuação ou não dos esquemas especiais de proteção do sistema. Nesta área em questão não há esquemas de proteção em operação com foco em corte de geração eólica.

As RSD, das Figuras 7.35 e 7.36 representam o modo de controle fator de potência para os patamares de carga leve e média para o cenário Nordeste Exportador, servindo de caso de partida para o cálculo das referidas regiões, com uma MET de 225 MW e 213 MW respectivamente para a direção #5, limitada por instabilidade de tensão, denotadas no ORGANON como *Security Limit*. Isso se deve a faixa de utilização de potência reativa limitada conforme [19].

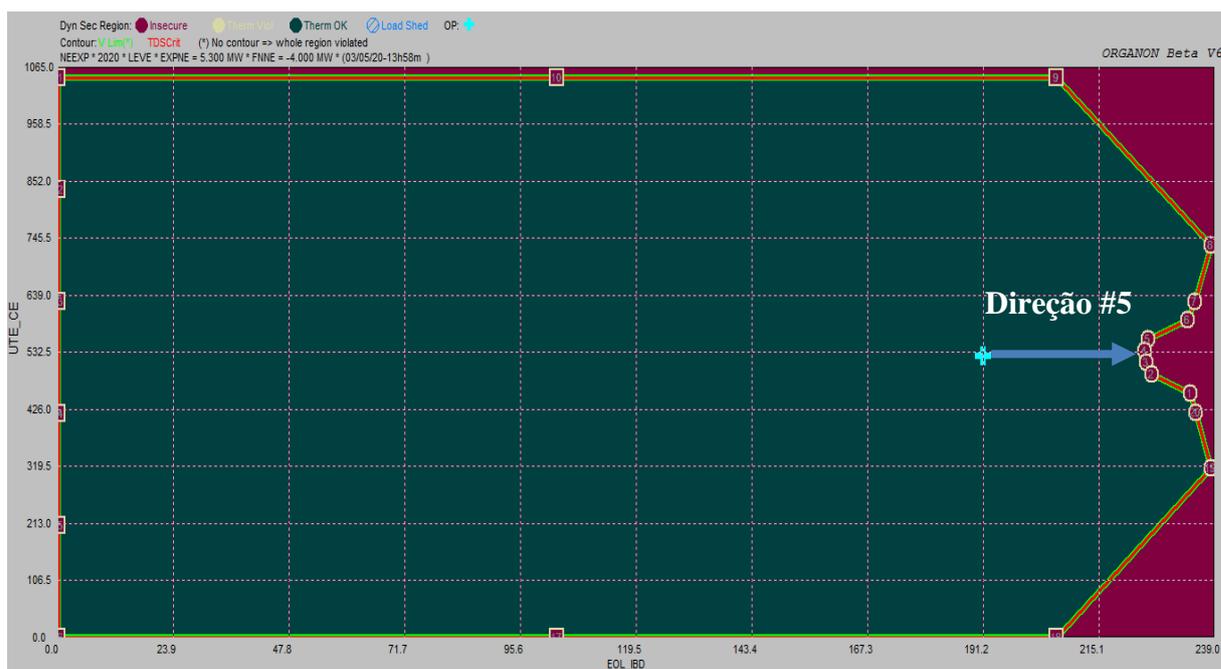


Figura 7.35: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo fator de potência.

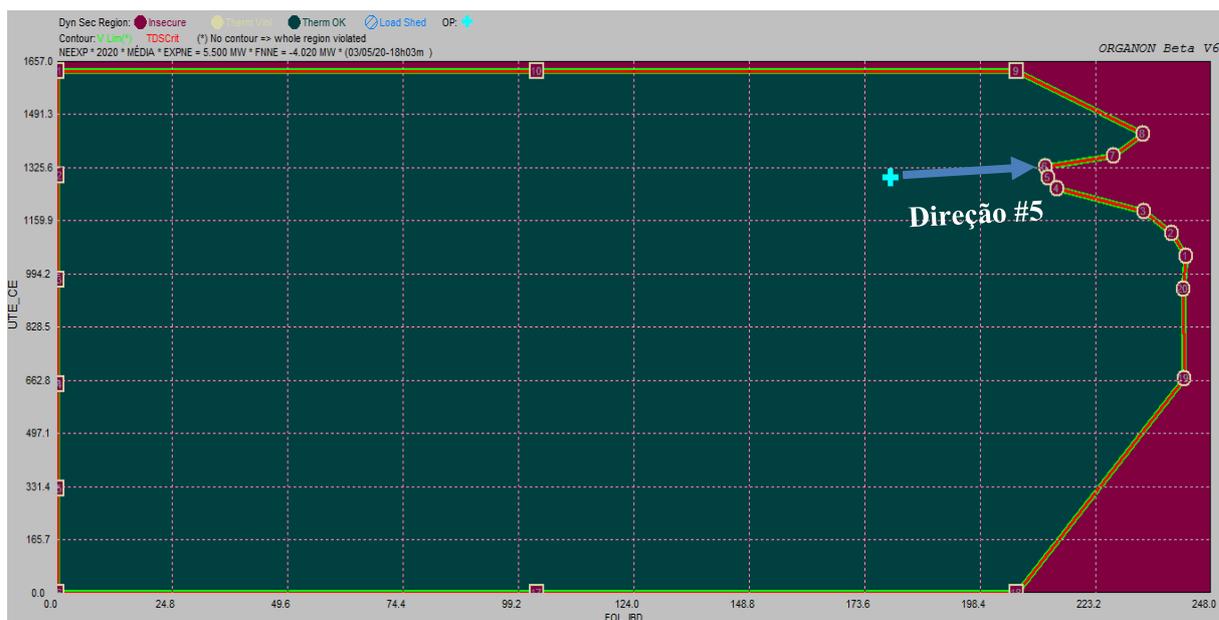


Figura 7.36: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo fator de potência.

As RSD, das Figuras 7.37 e 7.38 representam o modo de controle de tensão terminal para os patamares de carga leve e média para os mesmos cenários de partida apresentados, com uma MET de 426 MW e 414 MW respectivamente para a direção #5, limitada por instabilidade de tensão. Comparando com a RSE houve um ganho na MET de 99 MW na carga leve e 34 MW na carga média. Quando se compara esta RSD com a RSD no modo fator de potência, observa-se um ganho na MET de 201 MW para ambos os patamares de carga no modo controle de tensão terminal.

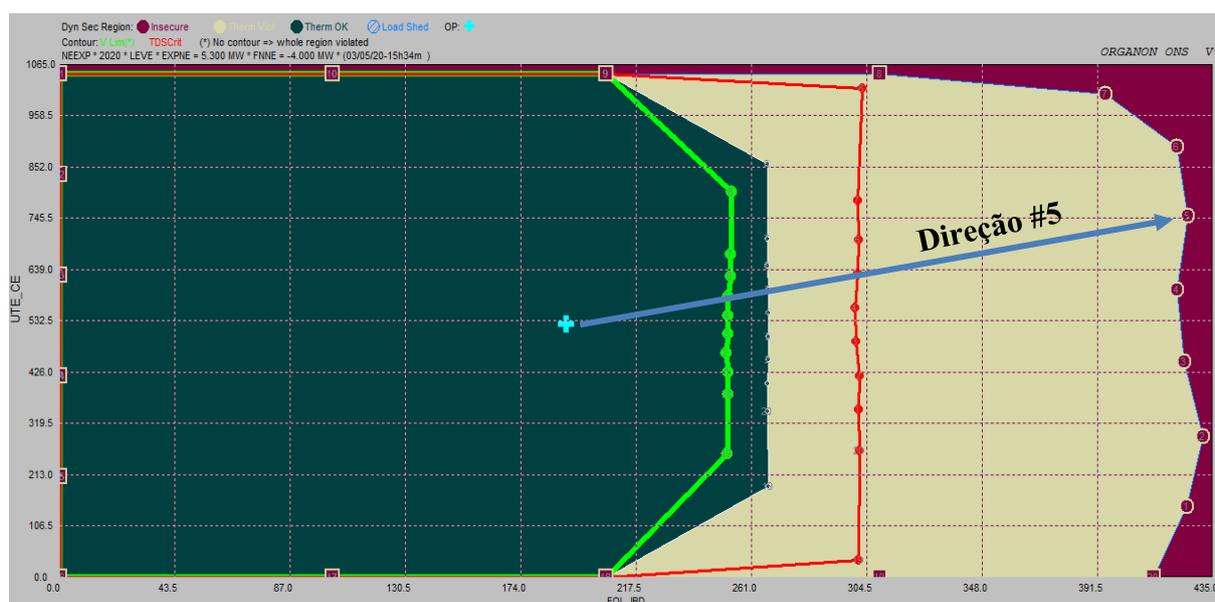


Figura 7.37: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo tensão terminal.

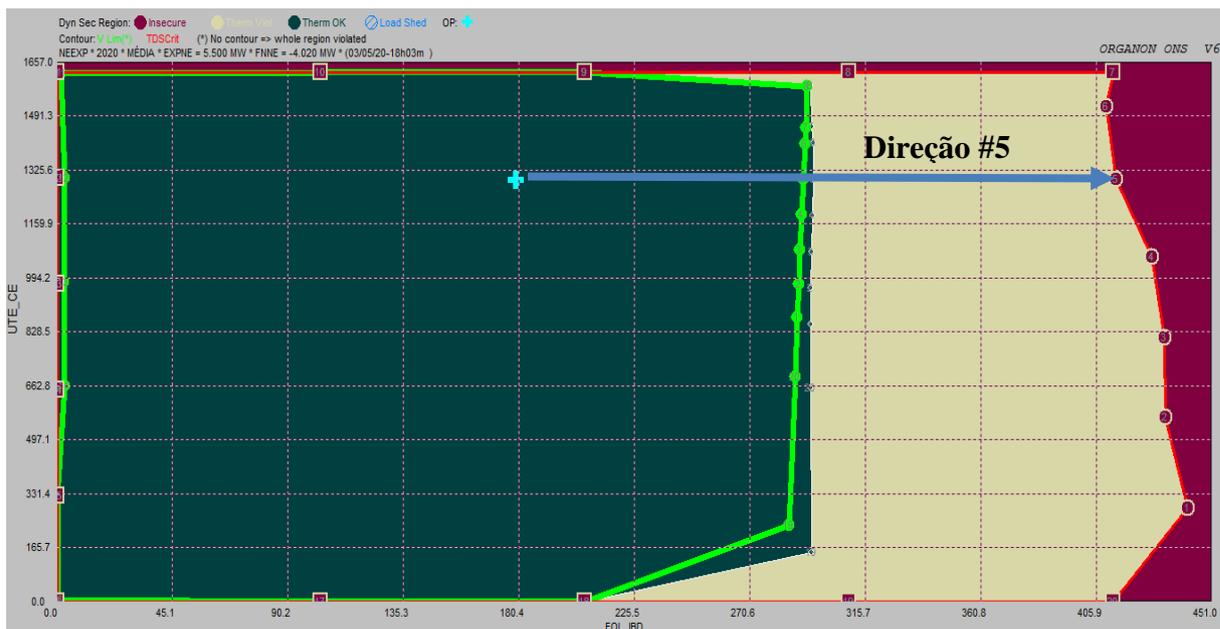


Figura 7.38: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo tensão terminal.

Nas Figuras 7.39 e 7.40 o modo apresentado é o de injeção de potência reativa. Neste caso o controle atua como se houvesse um banco capacitor ou reator fixo que fornece ou absorve do sistema uma potência reativa fixa de acordo com o ajuste do *setpoint*. Nesta situação em particular a margem de geração ficou próxima ao do modo de controle de fator de potência, porém maior que este com uma MET de 260 MW na carga leve e 247 MW na carga média.



Figura 7.39: RSD da Área 2-NE_Exp_carga leve – modo potência reativa.



Figura 7.40: RSD da Área 2-NE_Exp_carga média – modo potência reativa.

De acordo com os cálculos da RSD a contingência crítica que apresentou maior dano a este sistema foi a LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II, aplicada para a direção #5, observando as respostas dos modos de controle para o comportamento dinâmico do sistema estudado.

7.2.2 Direção # 5

A direção #5, como apresentado pelas Figuras 7.36 a 7.40, indicam um elevado montante de geração eólica no norte do Ceará. Avaliando a contingência crítica citada tem-se o reflexo da mesma nas tensões dos barramentos da Área 2, de acordo com as Figuras 7.41 e 7.42, para os patamares de carga leve e média. Estas tensões estão representadas pelo modo de controle de tensão terminal. Na carga leve observa-se níveis de afundamento de tensão que caracterizam o colapso de tensão nas subestações Ibiapina II e Piripiri com tensões entre 0,75 pu e 0,85 pu.

Na carga média para a mesma contingência apenas os barramentos de 230 kV das subestações de Ibiapina II e Piripiri ficam em torno de 0,88 pu, levemente abaixo do limite mínimo para situação de contingência (0,90 pu), e os demais barramentos permanecem dentro da faixa operativa para emergência.

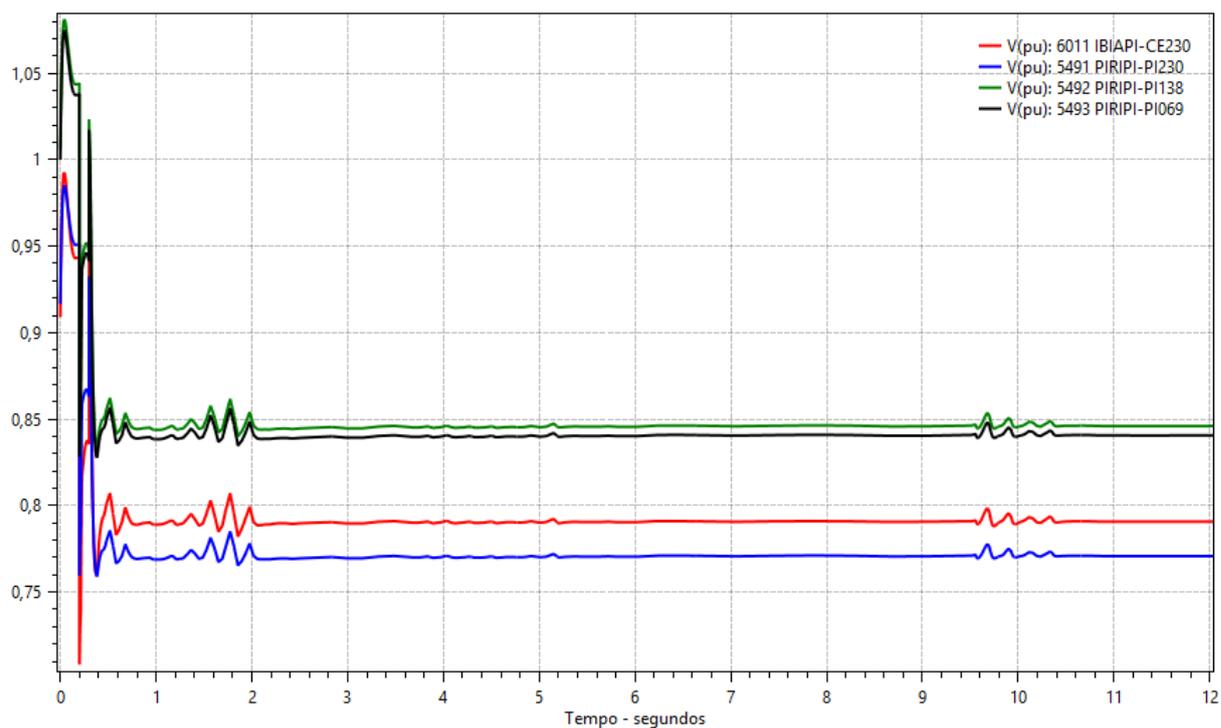


Figura 7.41: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II na carga leve.

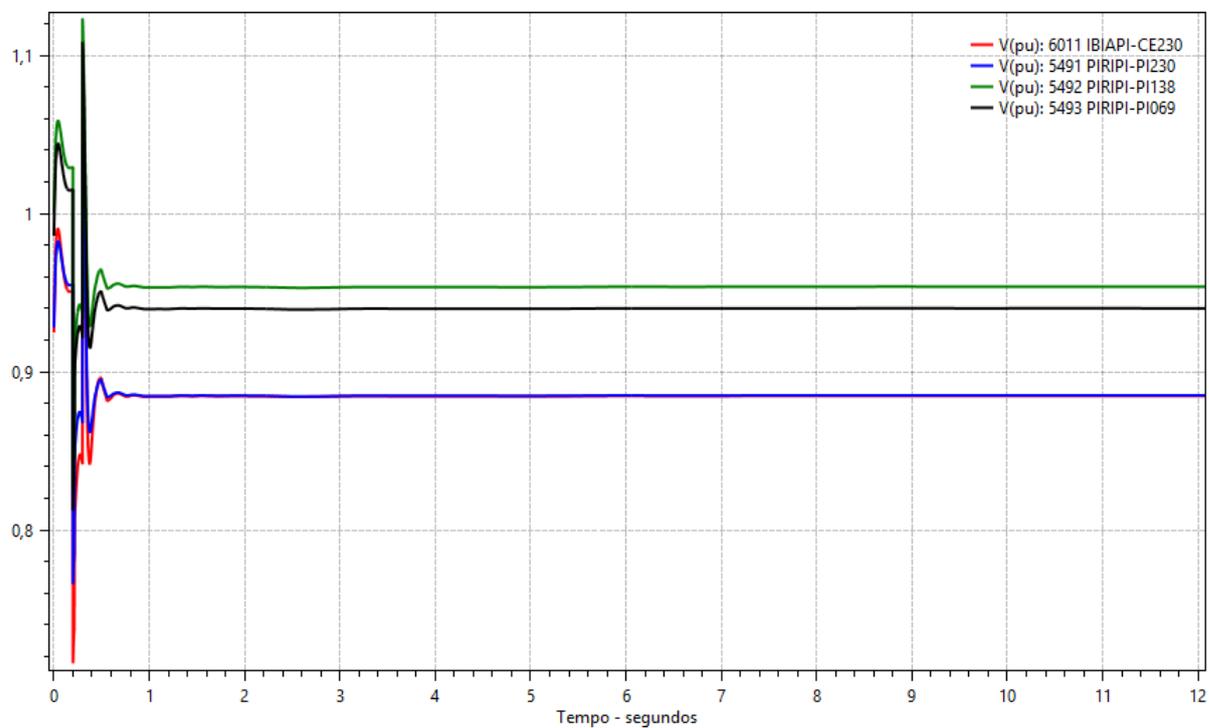


Figura 7.42: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II na carga média.

Logo o patamar de carga leve se mostra mais restritivo para a referida contingência. A partir deste patamar será aprofundado em maiores detalhes as análises como mostram as figuras a seguir.

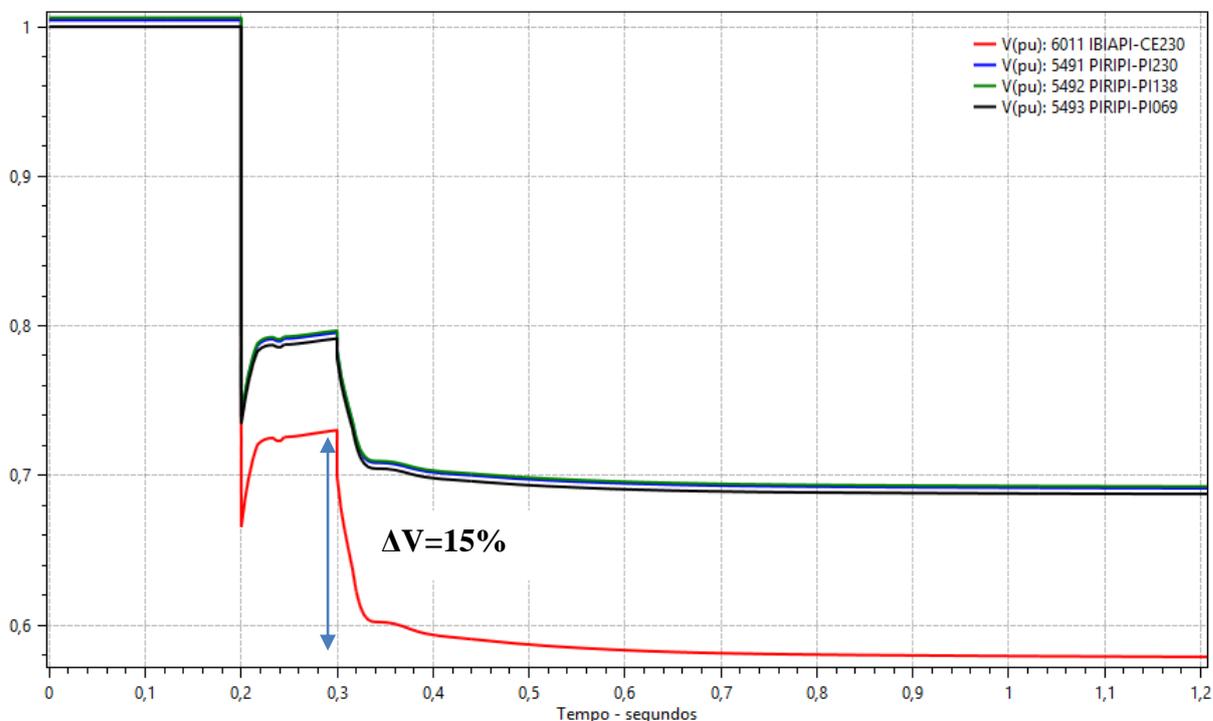


Figura 7.43: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: fator de potência.

Conforme a Figura 7.43, o perfil das tensões representa operação no modo fator de potência para uma MET de 225 MW. A contingência citada faz com que seja radializado o eixo 230 kV Teresina – Piripiri – Ibiapina II, onde a subestação de Piripiri apresenta deficiência de suporte de potência reativa e em Ibiapina II a geração eólica derivada desta está em modo fator de potência o que restringe uma ação mais efetiva da potência reativa dos aerogeradores, levando o sistema ao colapso de tensão local. Nas Figuras 7.44 e 7.45 são apresentados os perfis de tensão nas outras estratégias de controle para a MET mais restritiva e é constatado que as tensões não variam tanto em relação aos seus valores antes da contingência. Entretanto a variação de tensão instantânea logo após a abertura da LT 230 kV Ibiapina II / Sobral II atingem valores de aproximadamente 15% no modo de controle de tensão e de cerca de 41% no modo de potência reativa. Este valor elevado neste último modo é explicado pelo que já foi dito ao longo das simulações anteriores e adicionalmente por este caso ser no patamar de carga leve.

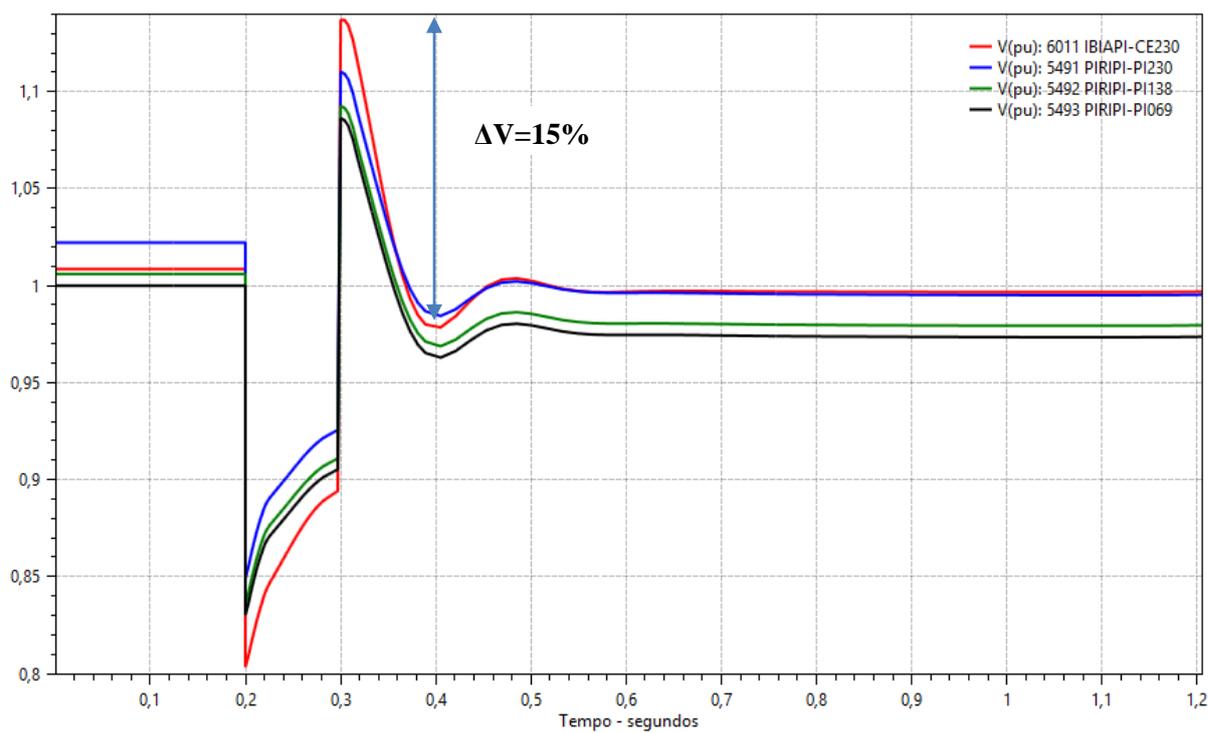


Figura 7.44: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (225 MW).

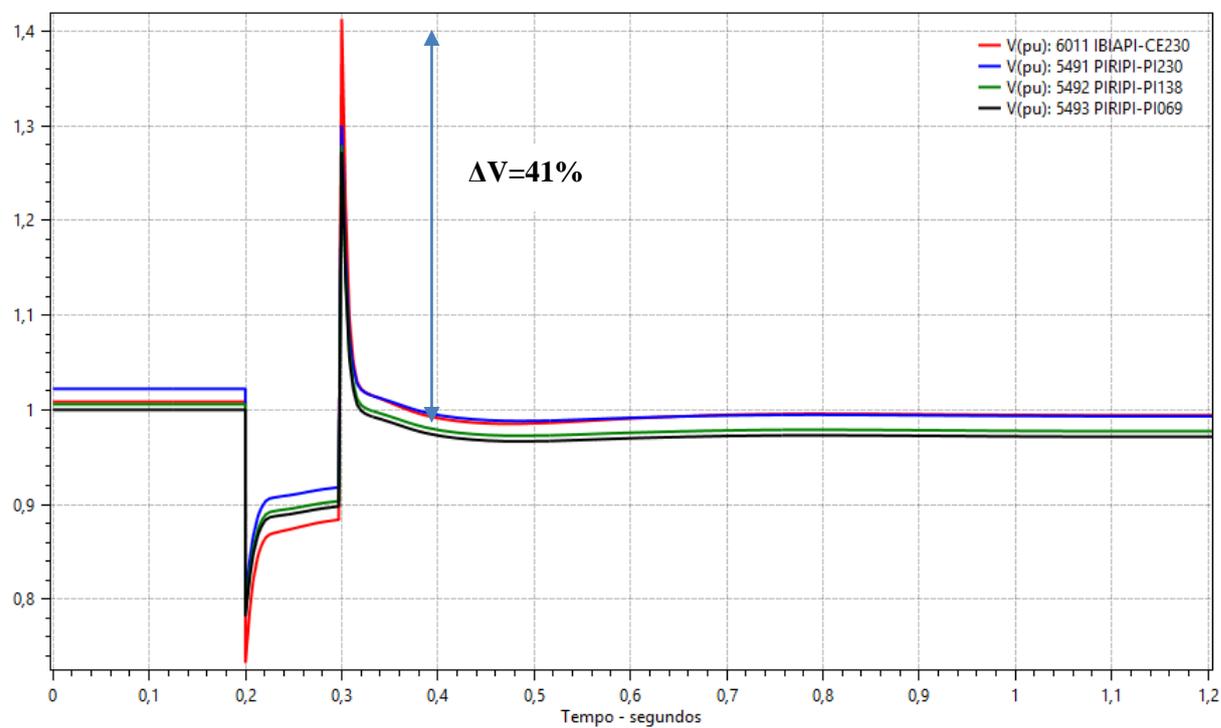


Figura 7.45: Perfil das tensões - Área 2 - Direção#5 - modo: potência reativa (225 MW).

Para as estratégias de controle tensão terminal e potência reativa, na direção #5, a margem real obtida é de 426 MW e 260 MW respectivamente conforme Figuras 7.46 e 7.47.

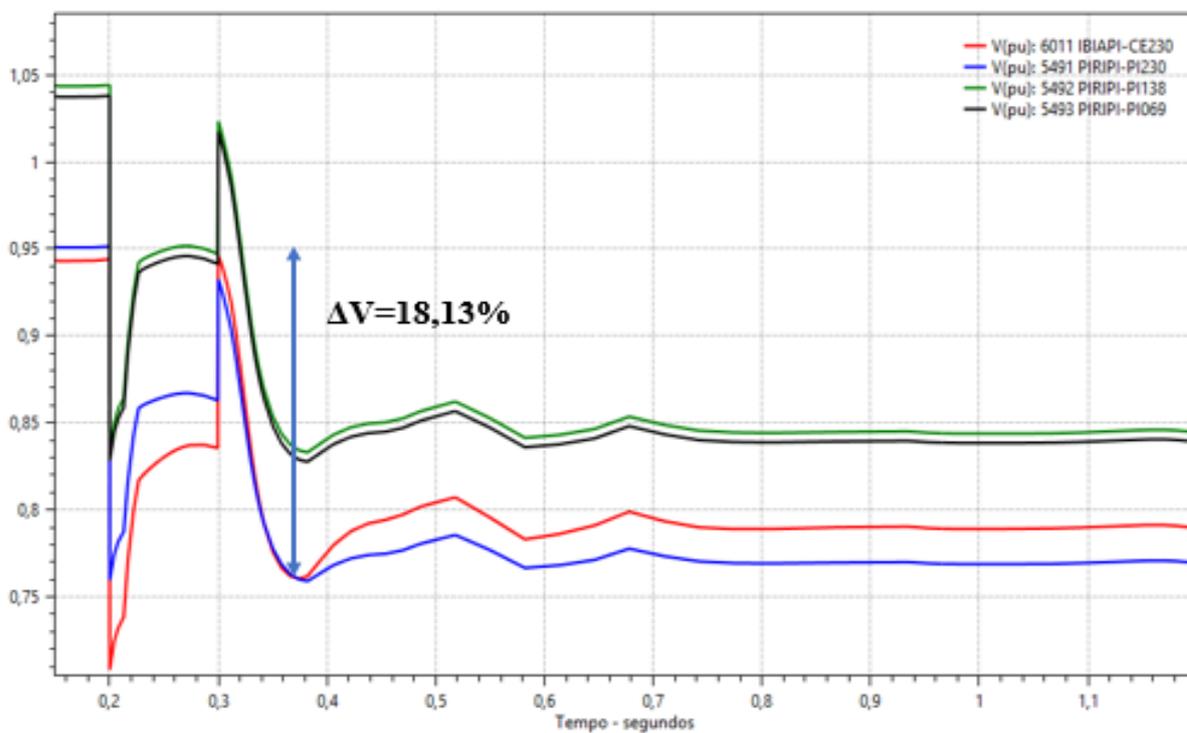


Figura 7.46: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (MET).

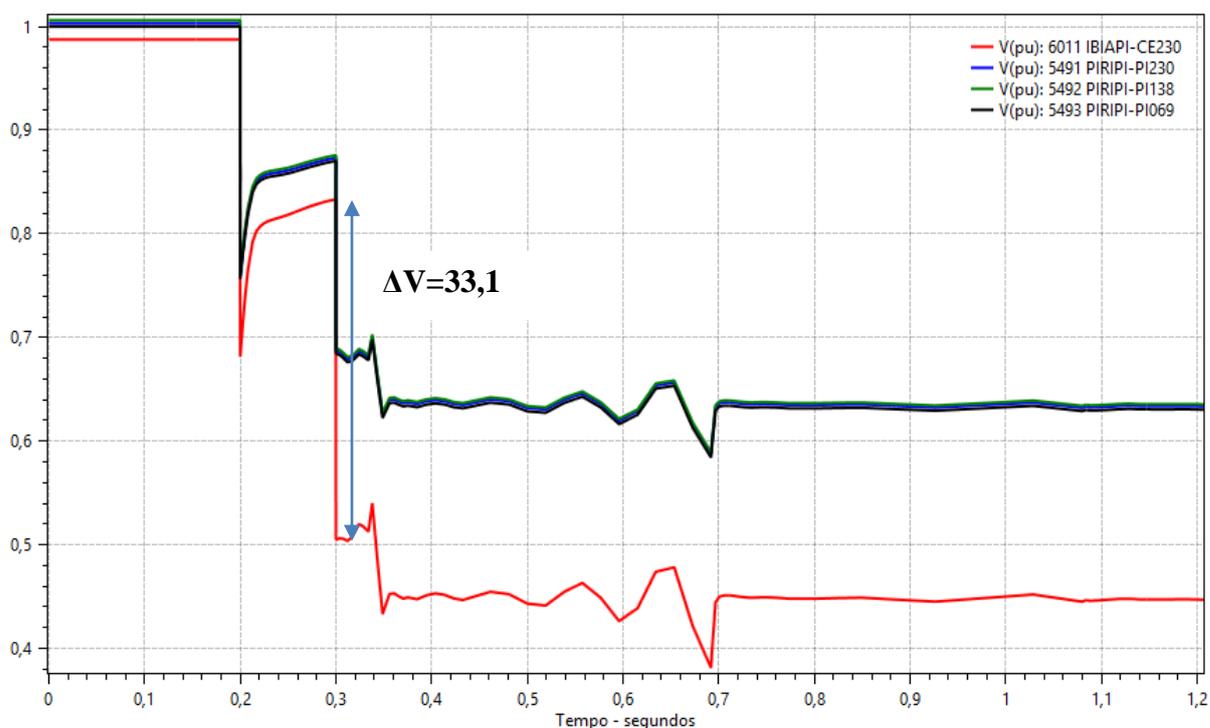


Figura 7.47: Perfil das tensões – Área 2 – Direção #5 – modo: potência reativa (MET).

Como observado nas figuras anteriores o modo de tensão terminal demonstrou uma variação de tensão no barramento 230 kV da subestação de Ibiapina II, após abertura do circuito, de cerca de 18% enquanto que no modo de injeção de potência reativa a variação foi de 33%. Entretanto, observa-se nas Figuras 7.39, 7.40 e 7.41 que as tensões do sistema após a eliminação do defeito não se recuperam e levam o sistema ao colapso de tensão. As estratégias de controle tornam-se não efetivas, pois para essa contingência o sistema encontra-se degradado e não suporta o montante da geração. Isso ocorre porque após a eliminação do defeito, os aerogeradores tendem a restabelecer o montante de geração antes da ocorrência do defeito provocando um excessivo carregamento nas linhas de transmissão, tornando as tensões menos sensíveis às injeções de potência reativa.

Em relação ao comportamento da potência ativa e reativa frente aos diferentes modos de controle pode ser observado o conjunto eólico Santa Rosália (barra 6051) derivado do 69 kV de Ibiapina II. Por exemplo, na Figura 7.48, durante a falta há injeção de potência reativa na tentativa de regular a tensão da barra terminal do aerogerador no modo de tensão terminal.

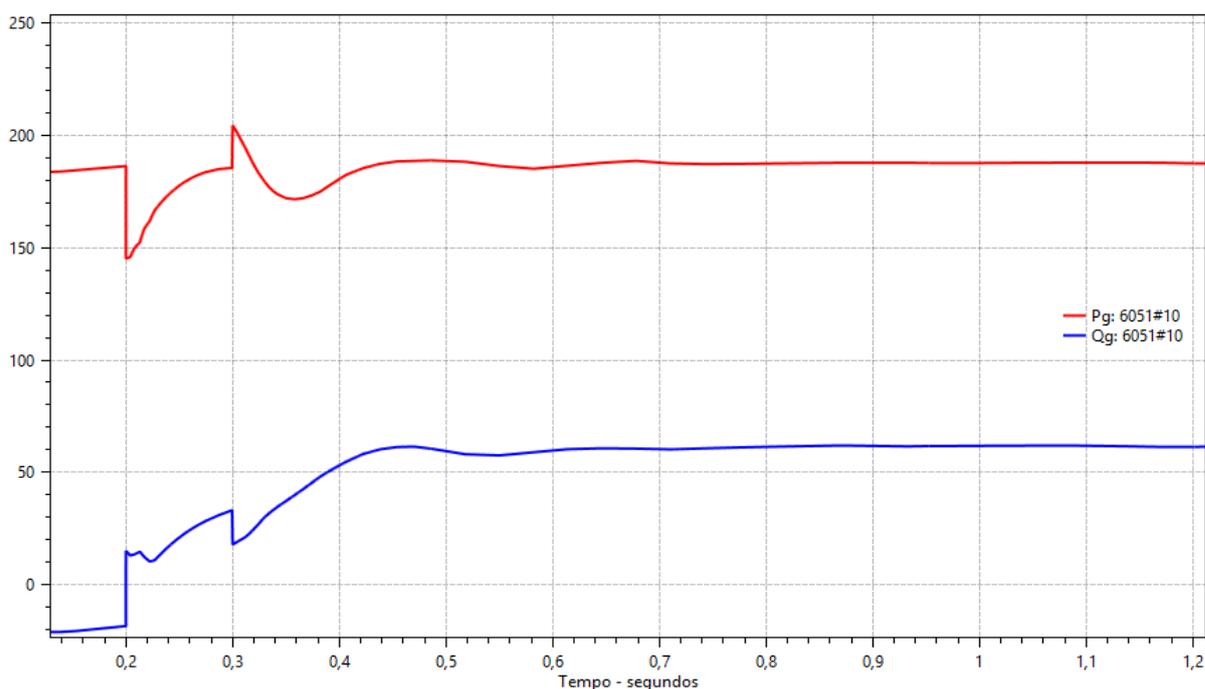


Figura 7.48: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: tensão terminal.

No modo fator de potência, ilustrado pela Figura 7.49, diferentemente das simulações anteriores nesse modo, verifica-se a resposta dos aerogeradores devido a falta ocorrer no setor 230 kV de Ibiapina II e por ser próximo o suficiente do referido conjunto eólico selecionado provoca a resposta dos aerogeradores. Esta ação prova a atuação do controle do fator de

potência, onde existe antes do defeito absorção de potência reativa pelo aerogerador. Durante o defeito é aplicado um degrau reduzindo a absorção de potência reativa. Outro ponto é que mesmo após a eliminação do defeito, a resposta do modo fator de potência permanece por um pequeno período, indicado pelas barras tracejadas, devido a potência ativa injetada pelo aerogerador não demonstrar tendência de estabilização. No momento que esta potência ativa tende a se estabilizar, cessa o efeito do modo de controle. Conforme [20, 83], apesar destes pontos negativos esse modo tem a característica de reduzir as perdas elétricas.

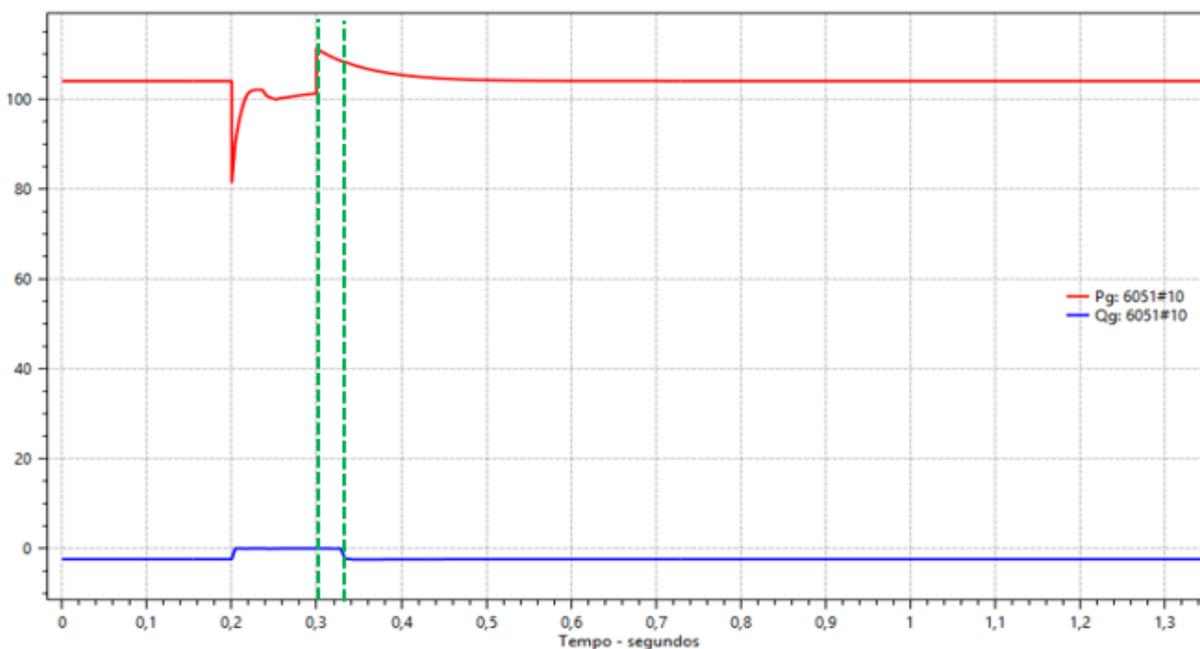


Figura 7.49: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: fator de potência.

O modo de potência reativa como ilustrado na Figura 7.50 ilustra o efeito desse modo no comportamento da potência ativa e reativa de um dos aerogeradores no momento do distúrbio. Para uma variação negativa na potência ativa existe uma reação contrária da potência reativa.

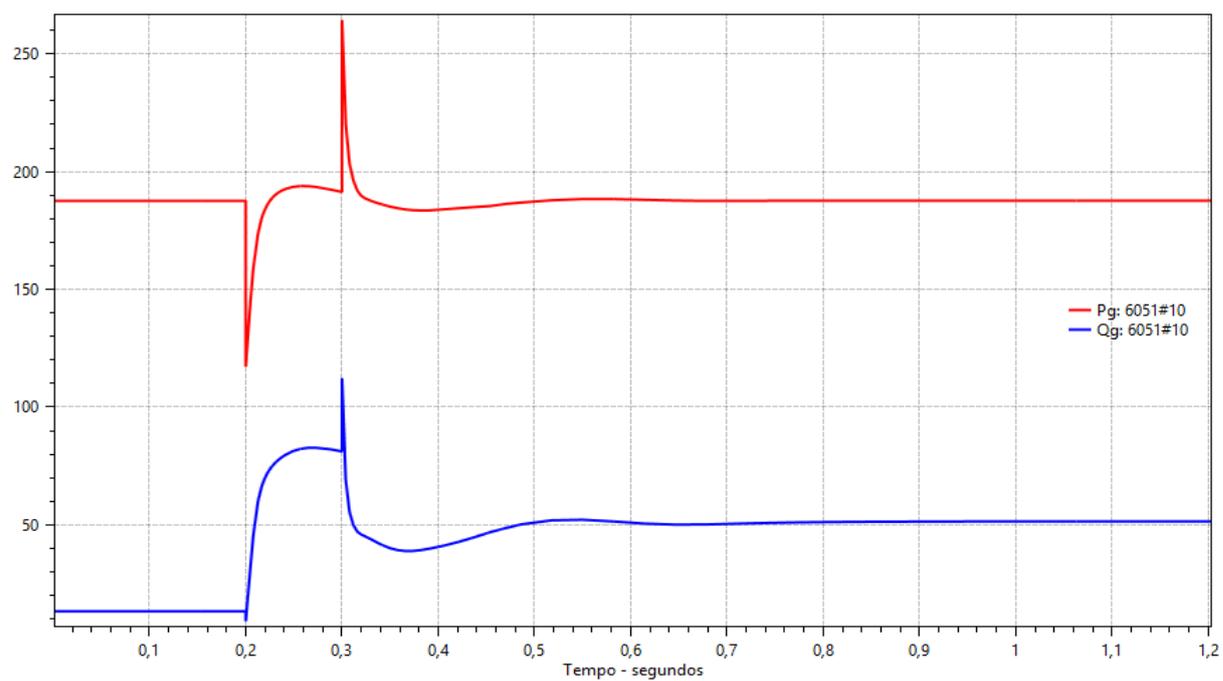


Figura 7.50: Potência ativa e reativa – Área 2 – Direção #5 – modo: potência reativa.

7.3 Análise Dinâmica – ÁREA 3

7.3.1 Região de Segurança Dinâmica

A Área 3 é configurada por uma forte presença de fontes eólicas em todo o seu entorno e também com variações intensas de geração. As Figuras 7.51 e 7.52 representam as RSD para o modo de fator de potência, a MET alcança na carga média uma geração de 3.136 MW. Para a carga leve a MET atinge uma geração de aproximadamente 2.740 MW, ambas na direção #5, com a contingência crítica apontada pelo desligamento da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II.

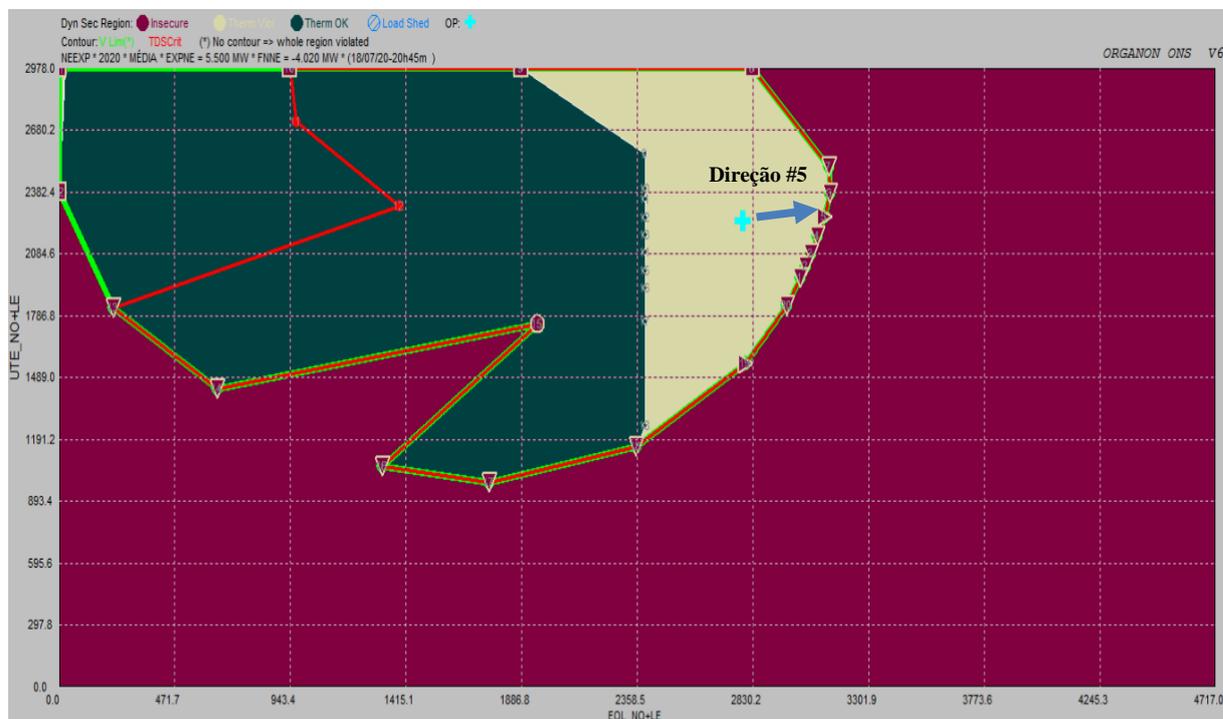


Figura 7.51: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo fator de potência.

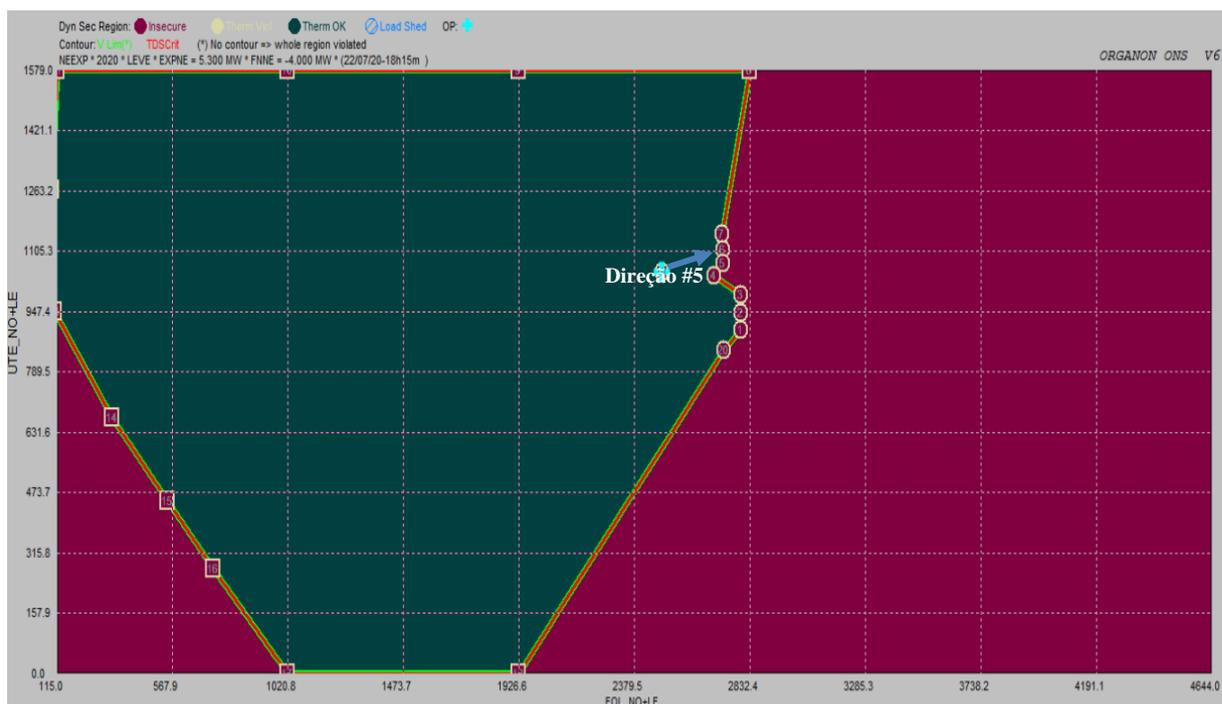


Figura 7.52: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo fator de potência.

Para o modo de controle de tensão terminal, a MET alcança na carga média uma geração de 4.631 MW. Para a carga leve a MET atinge uma geração de 4.412 MW, ambas na direção #5. De acordo com os cálculos da RSD a contingência crítica que apresentou maiores danos a este sistema foi a LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II, aplicada na direção #5, observando as respostas no modo de controle tensão terminal tem-se os nomogramas das Figuras 7.53 e 7.54.

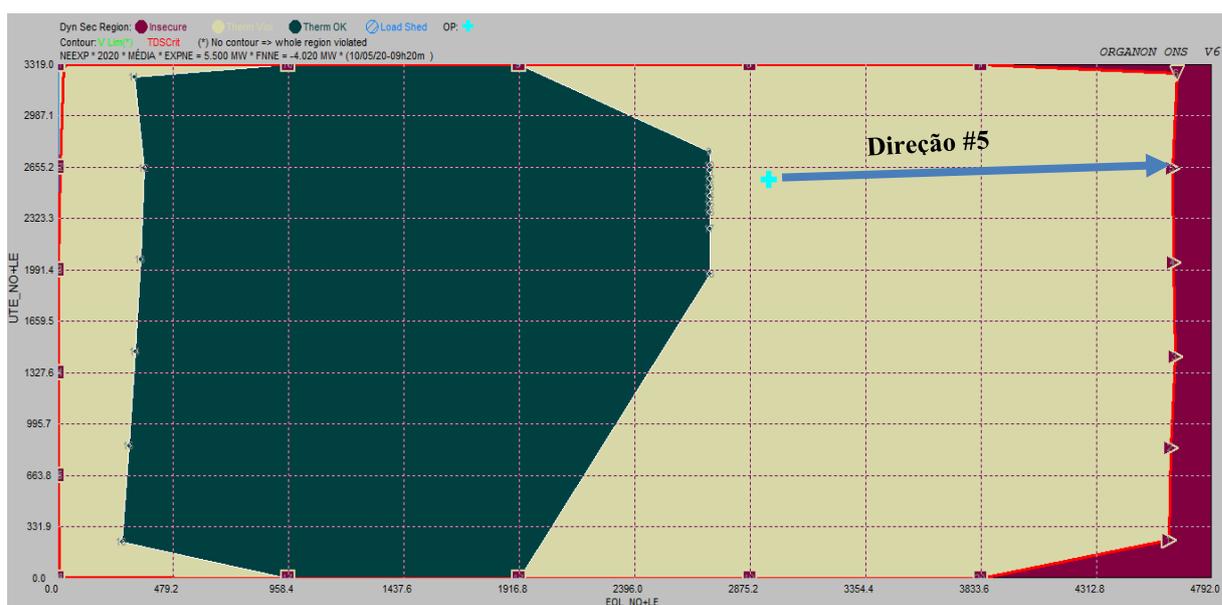


Figura 7.53: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo tensão terminal.

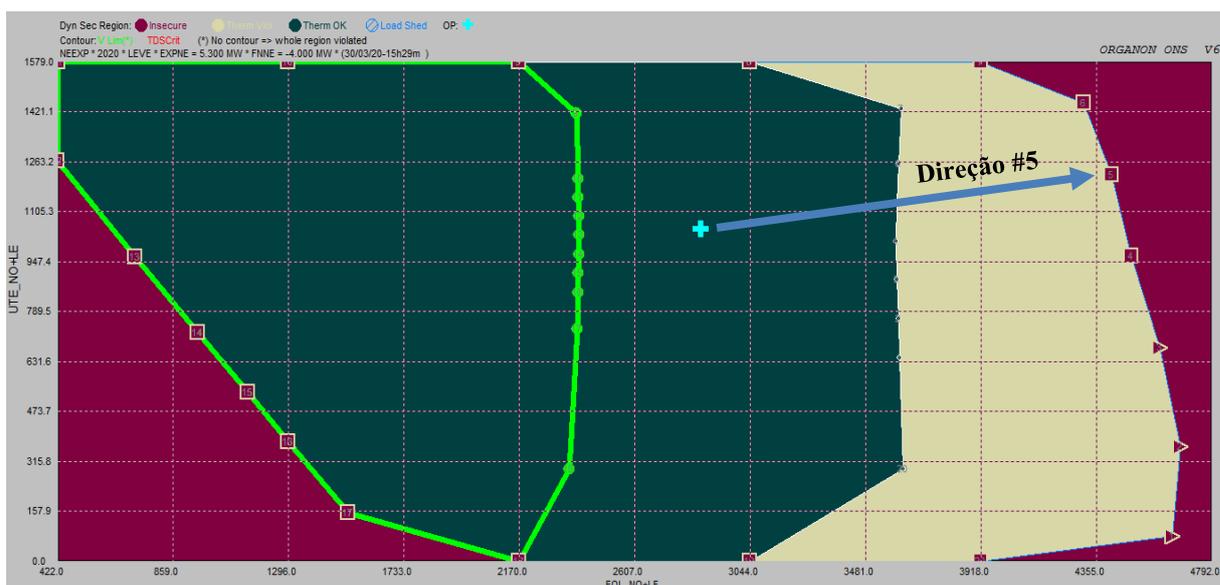


Figura 7.54: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo tensão terminal.

Se percebe que na carga média para qualquer das contingências aplicadas nesta Área ocasiona sobrecargas em algum ponto do sistema monitorado como apresentado na Figura 7.45 (ponto de operação se encontra dentro da região mais clara) caracterizando a MET já mencionada através da indicação de colapso. Isto se deve as características da região pois além da carga se encontrar num patamar elevado também coincide com a elevação da produção eólica devido a localização da maioria dos parques serem no litoral acarretando num maior carregamento das linhas e transformadores da região. Para a carga leve, o efeito é semelhante, porém os problemas de carregamento surgem quando a geração está mais elevada. Porém como discutido no capítulo 2, neste patamar de carga específico, a produção eólica é reduzida e em consequência não representando a situação real do sistema. Entretanto esta observação pode-se tornar válida à medida que mais parques eólicos são instalados na região.

Por fim, o último modo de controle, o de injeção de potência reativa, apresentou comportamento distintos quando refletidas na região de segurança para os distintos patamares de carga apresentadas 7.55 e 7.56. A contingência crítica para esse modo foi da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II. Para o caso de carga média a MET atingiu um valor de escoamento de geração eólica de aproximadamente 3.300 MW enquanto que na carga leve o nível de geração acomodada neste sistema foi cerca de 4.640 MW.

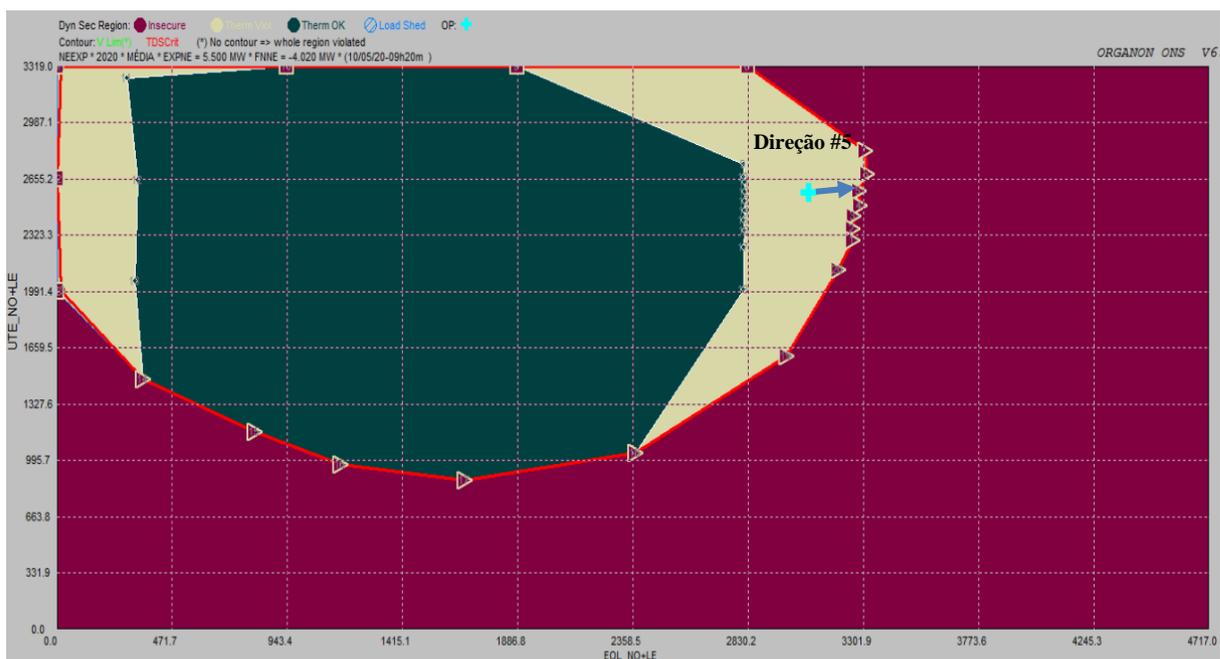


Figura 7.56: RSD da Área 3-NE_Exp_carga média – modo potência reativa.

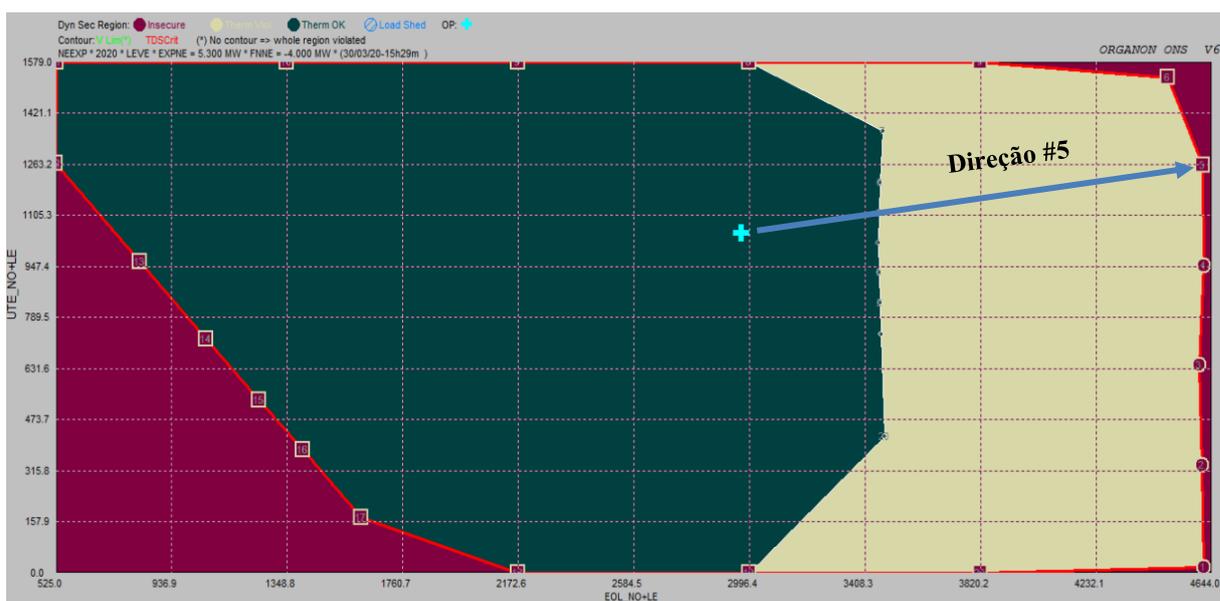


Figura 7.55: RSD da Área 3-NE_Exp_carga leve – modo potência reativa.

7.3.2 Direção # 5

A direção #5, como apresentado pelas Figuras 7.51 a 7.56, indicam um elevado montante de geração eólica que se estende da fronteira dos Estados do Ceará com Rio Grande do Norte até o litoral do Rio Grande do Norte. Avaliando as contingências críticas citadas tem-

se o reflexo da mesma nas tensões dos barramentos da Área 3, para os patamares de carga média e leve para as três estratégias de controle descritas.

Para as RSD no modo de controle fator de potência a contingência crítica identificada é a LT 230 kV Quixeré / Mossoró II. Conforme Figura 7.57, o modo fator de potência, na carga média, após a contingência apresentou sobreensões sustentadas de 1,07 pu nos barramentos 230 kV de Russas II e Quixeré.

No modo controle de tensão, na carga média, para a contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II, período onde tanto a carga da região quanto a geração eólica estão elevadas, observa-se o colapso de tensão no eixo 230 kV entre as subestações Russas II e Paraíso com níveis de tensão numa faixa entre 0,75 pu e 0,85 pu, conforme Figura 7.58 e na carga leve, conforme Figura 7.59 os barramentos impactados foram entre Paraíso e Mossoró II com níveis de tensão numa faixa entre 0,85 pu e 0,89 pu.

Para as RSD no modo injeção de potência reativa a contingência crítica é a LT 230 kV Quixeré / Mossoró II. A Figura 7.59, no modo potência reativa, na carga leve apresentou subtensões entre os barramentos 230 kV Paraíso e Mossoró II com a faixa de tensão entre 0,80 e 0,87 pu. Quanto ao modo fator de potência, na carga leve e no modo de injeção potência reativa na carga média não foram verificados problemas.

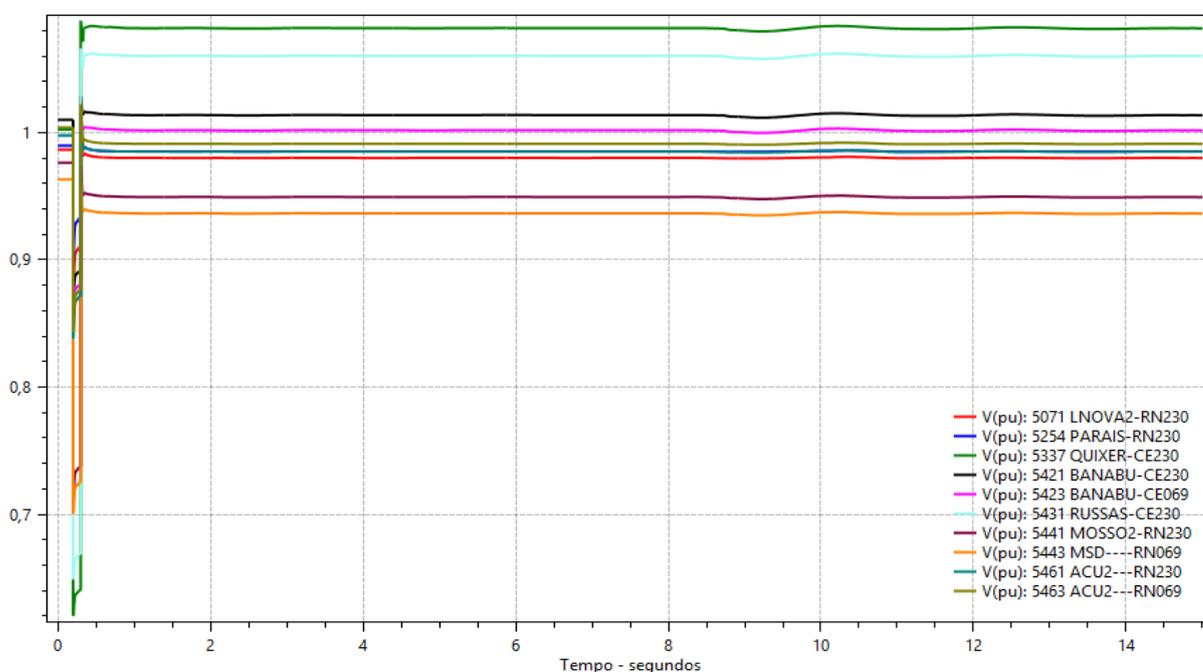


Figura 7.57: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II na carga média.

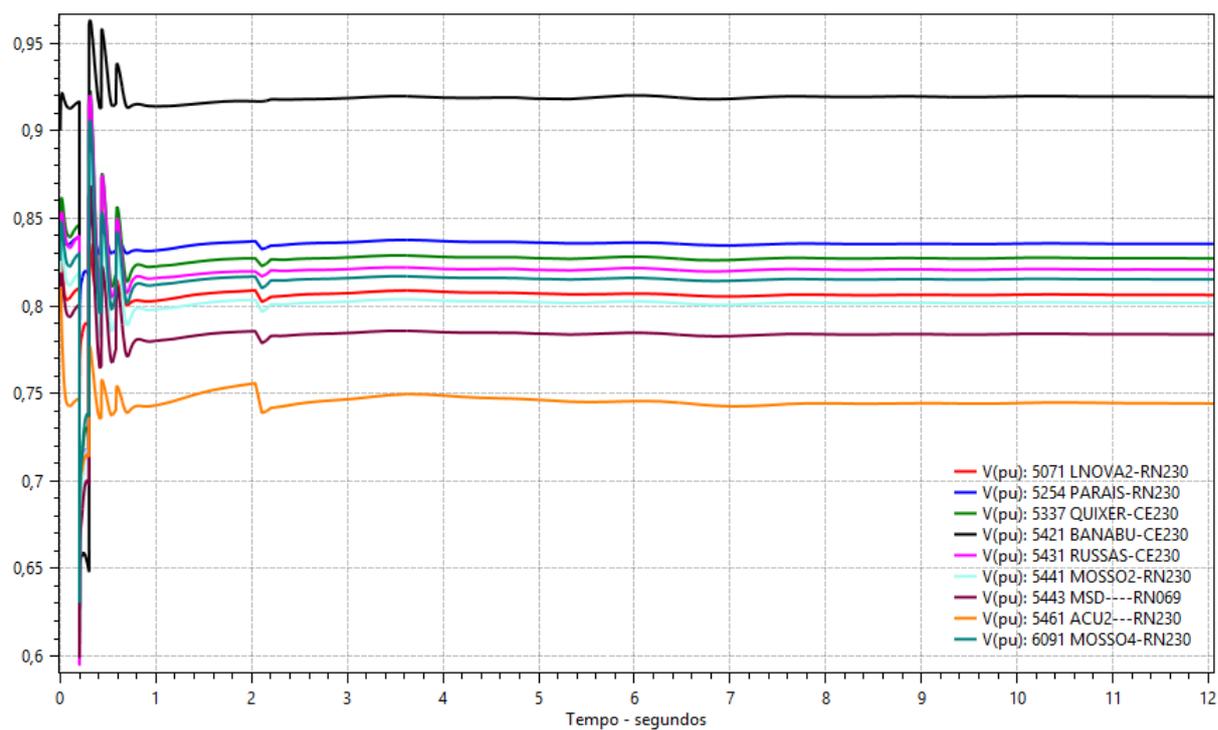


Figura 7.58: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II na carga média.

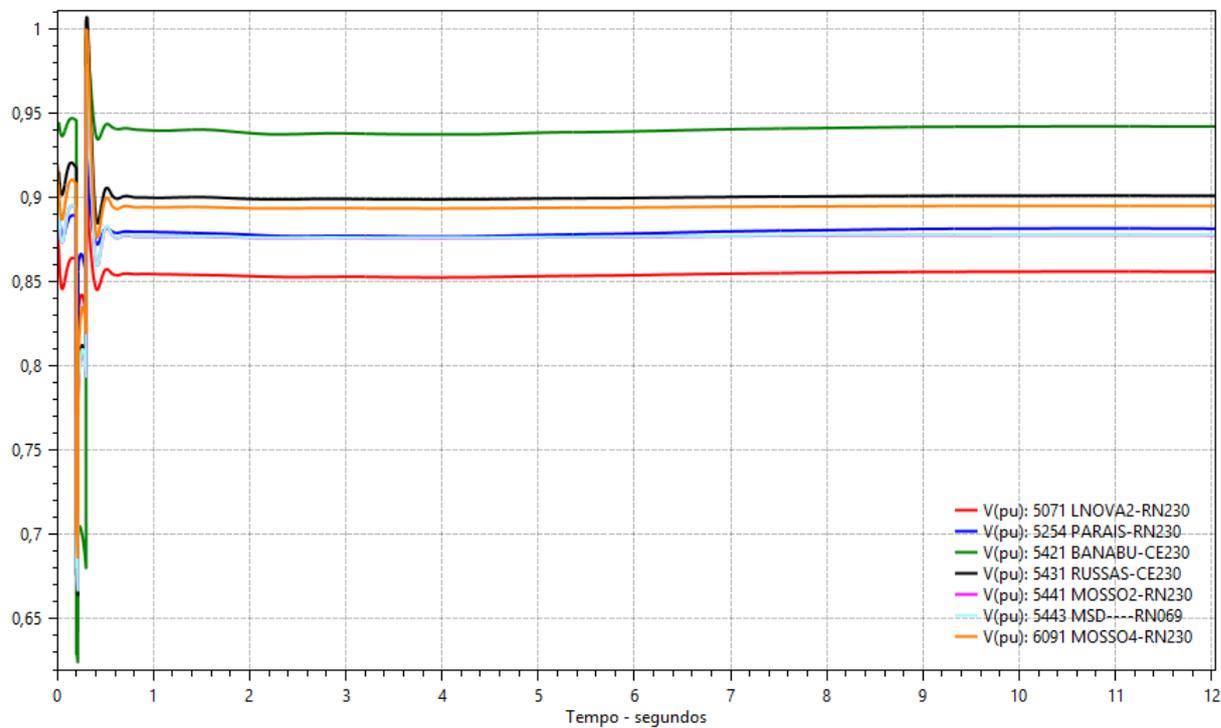


Figura 7.59: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II na carga leve.

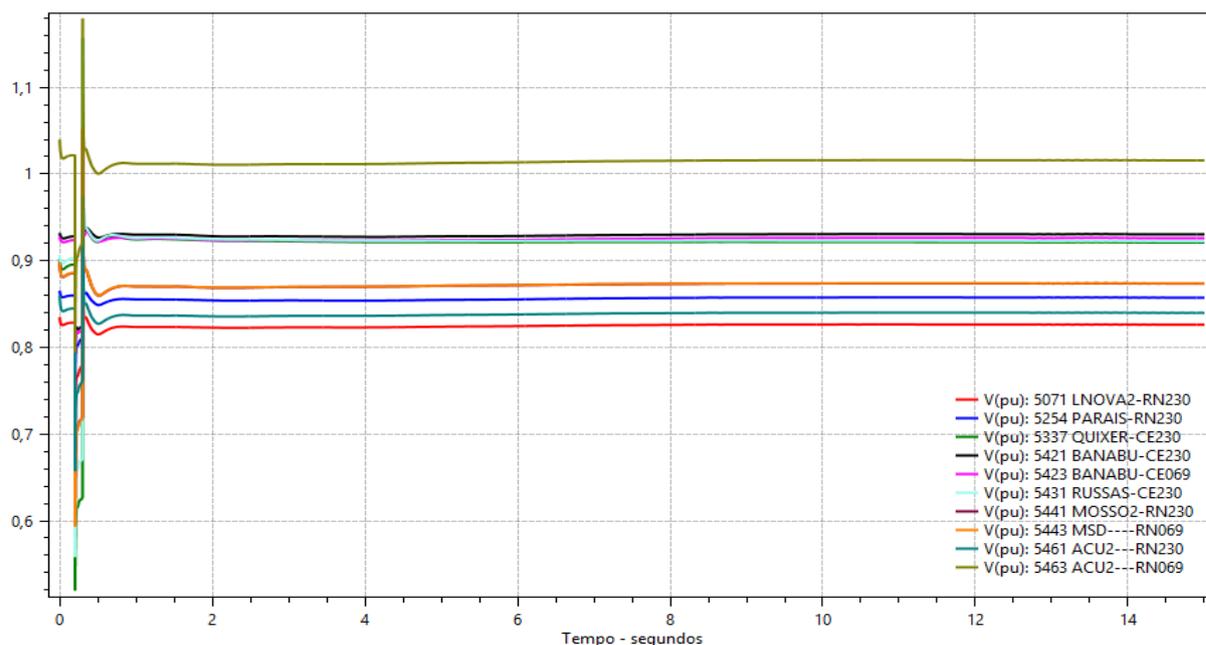


Figura 7.60: Dinâmica das tensões na contingência da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II na carga leve.

Observando-se a curva anterior, do modo fator de potência, numa janela de tempo de 1,2 segundos e percebe-se, a maioria dos barramentos monitorados permanecem dentro da faixa operativa, a exceção das subestações de Russas II e Quixeré que apresentam sobretensões. Isto porque no desligamento da LT 230 kV Quixeré / Mossoró II, se abre um anel de 230 kV composto por Banabuiú – Mossoró – Quixeré – Russas II – Banabuiú. A subestação de Quixeré possui apenas um consumidor que não representa uma carga tão significativa e, portanto, possui neste caso um efeito capacitivo relevante que reflete em Russas II onde deriva-se conjuntos eólicos com a faixa de potência reativa restrita como apresentado pela Figura 7.61.

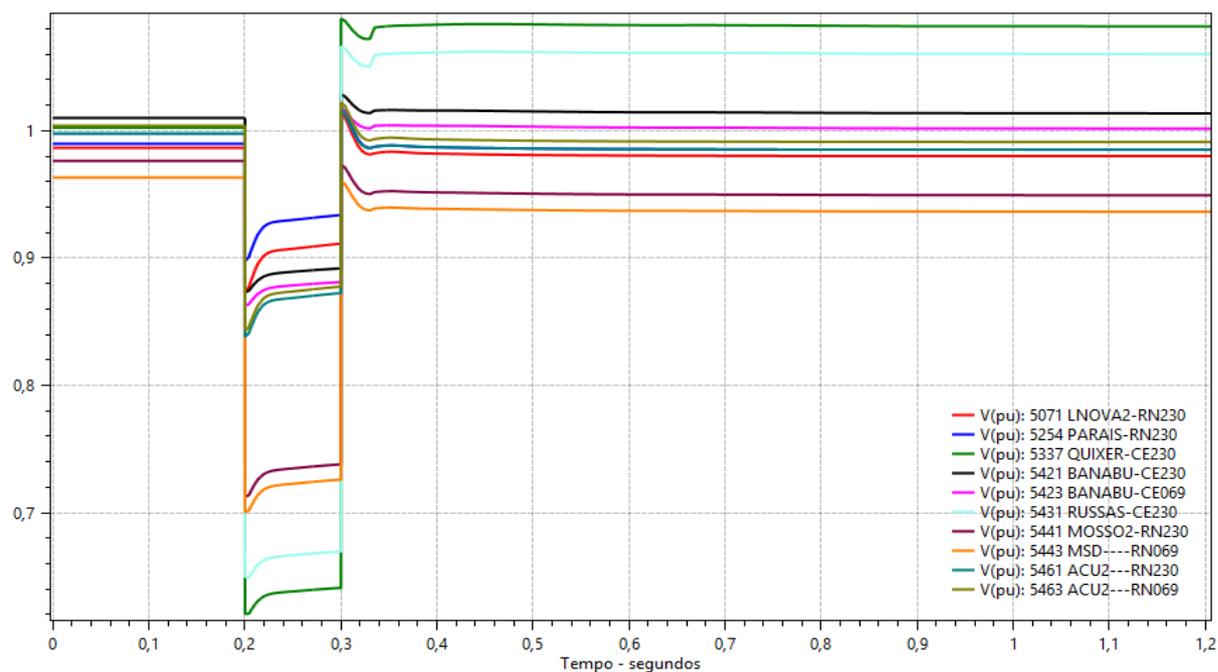


Figura 7.61: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: fator de potência na carga média.

Da mesma forma que foi realizado nas Áreas 1 e 2, a Área 3 representada pelas Figuras 7.62 e 7.63 são apresentados os perfis de tensão nas outras estratégias de controle para a MET mais restritiva do modo fator de potência (3.130 MW) e é constatado que as tensões após o distúrbio voltam a faixa operativa de tensão adequada. Logo após a abertura do circuito no modo de tensão verifica-se 10% e no modo potência reativa, 18,5%.

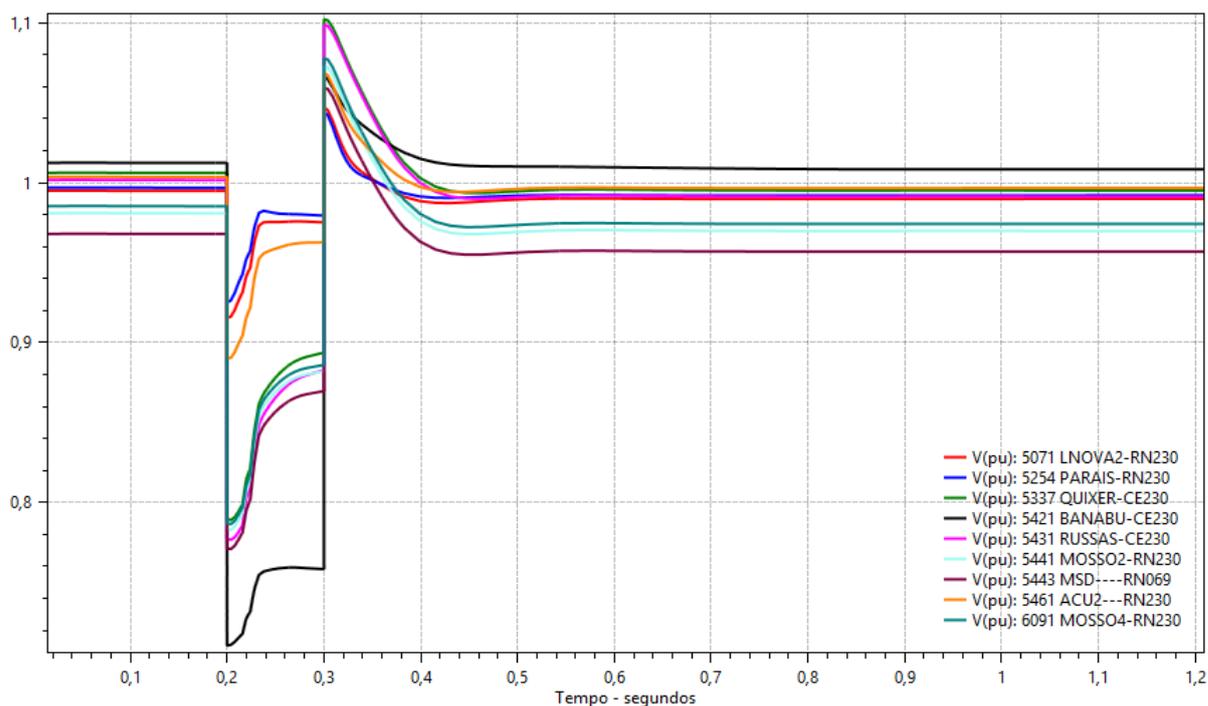


Figura 7.62: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: tensão terminal ou remota (3.130 MW).

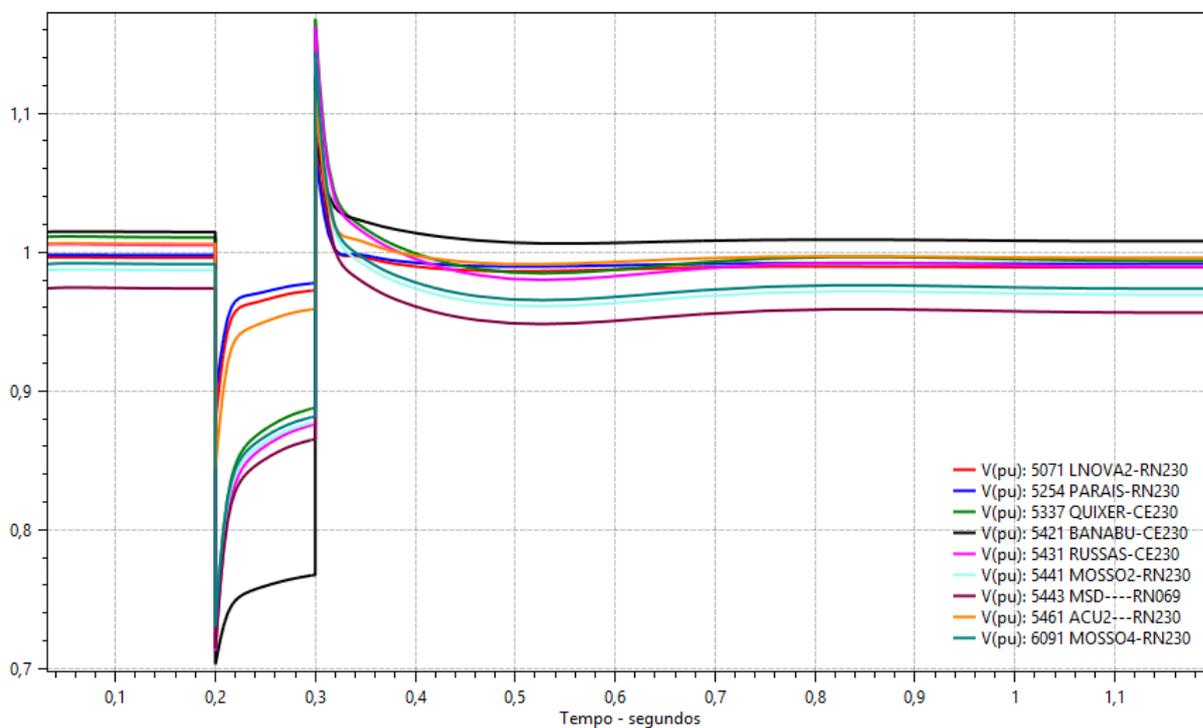


Figura 7.63: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa (3.130 MW).

Para as estratégias de controle tensão terminal na carga média e leve e o modo de potência reativa na carga leve, todos na direção #5, as margens reais obtidas são de 4.631 MW, 4.412 MW e 4.640 MW respectivamente conforme Figuras 7.64, 7.65 e 7.66.

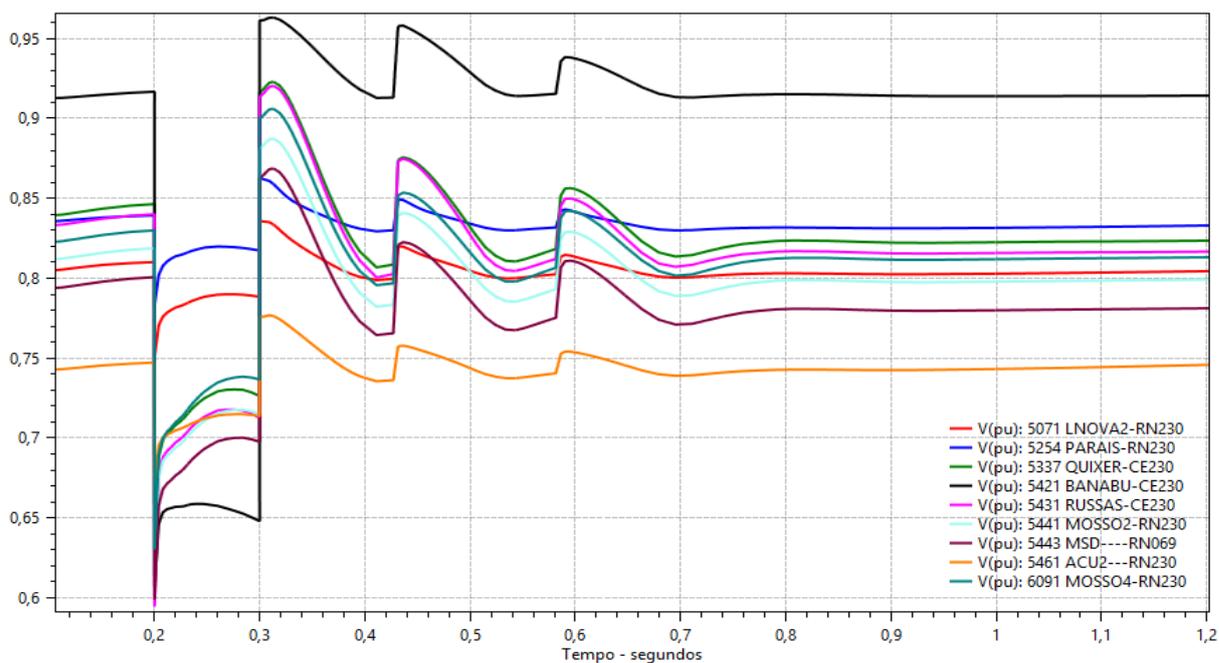


Figura 7.64: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: controle de tensão na carga média (MET).

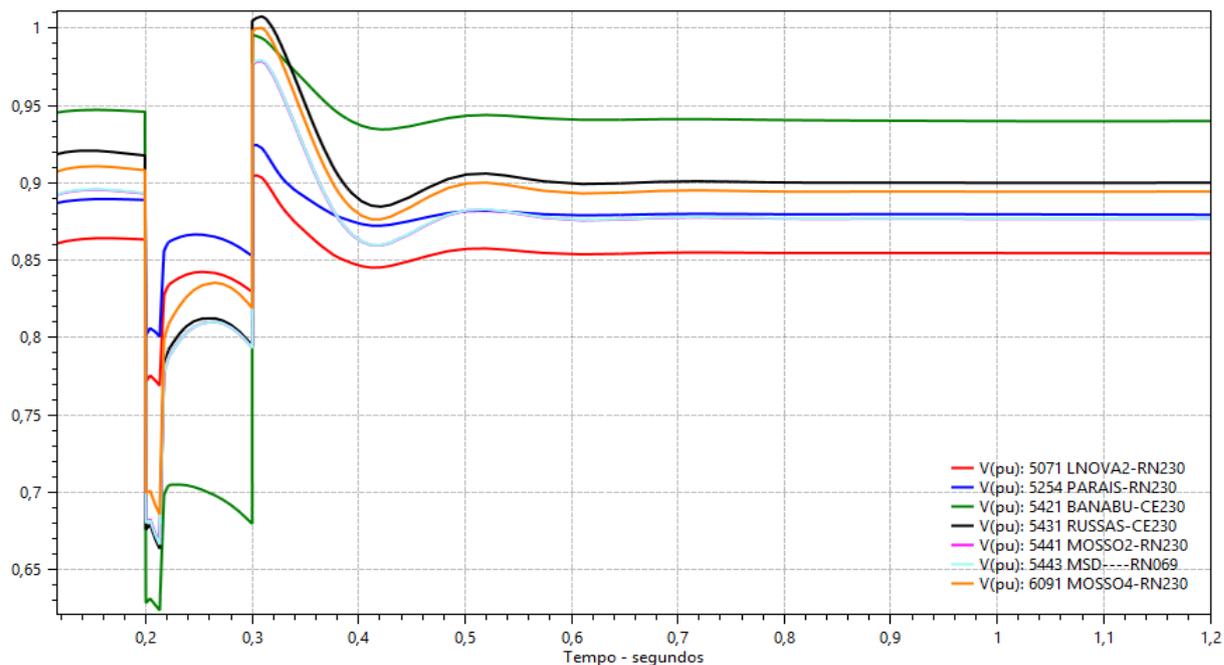


Figura 7.66: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: controle de tensão na carga leve (MET).

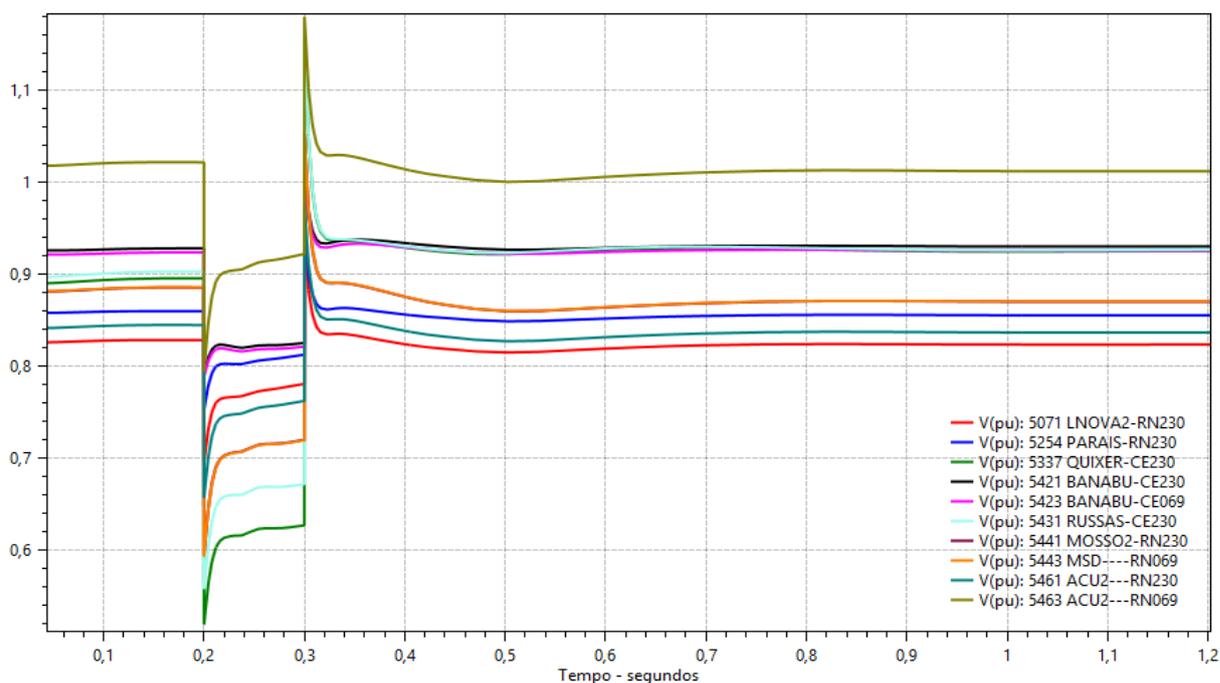


Figura 7.65: Perfil das tensões – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve (MET).

Observando-se as curvas acima percebe-se, apesar do colapso configurado pelo perfil das tensões, uma suavização na oscilação logo após a abertura do circuito contingenciado. Esta é outra característica da estratégia de controle de tensão terminal, ou seja, a suavização nas variações de tensão explicitado nas Figuras 7.64 e 7.65.

O comportamento da potência ativa e reativa é verificado através do conjunto eólico de Canoa Quebrada (barra 5439) derivado do 230 kV de Russas II.

Este comportamento para o modo de controle de tensão para a contingência crítica da LT 230 kV Banabuiú / Mossoró II, podem ser observadas pelas Figuras 7.67 e 7.68.

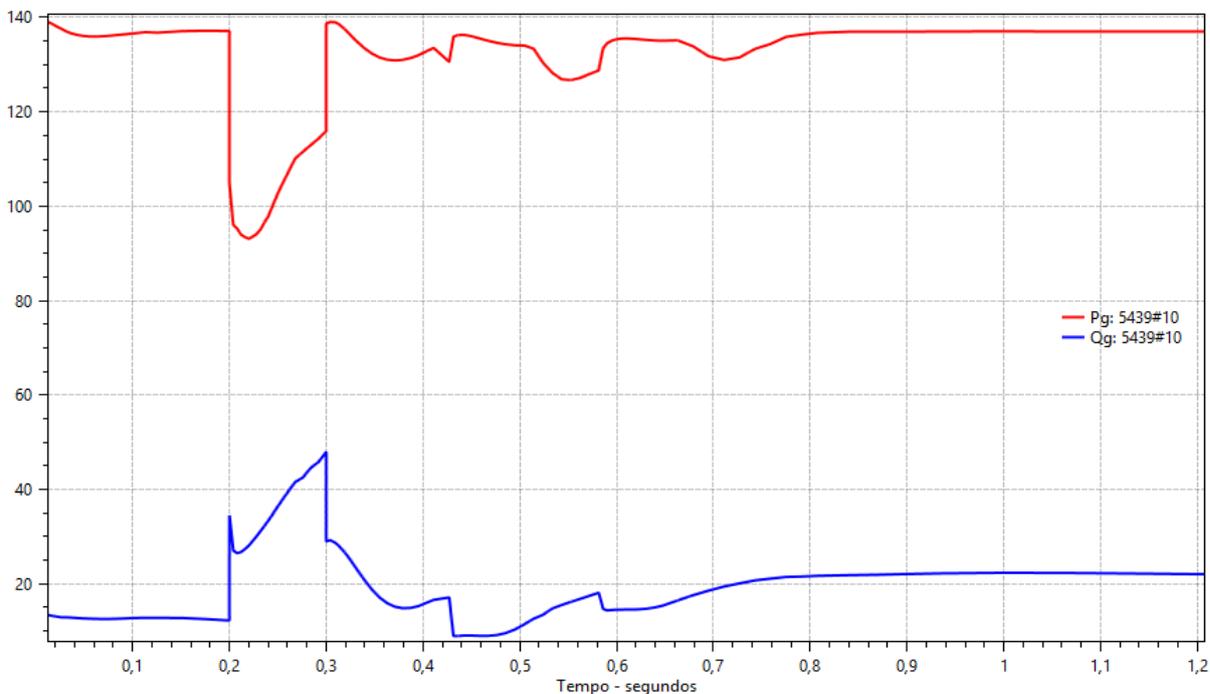


Figura 7.68: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga média.

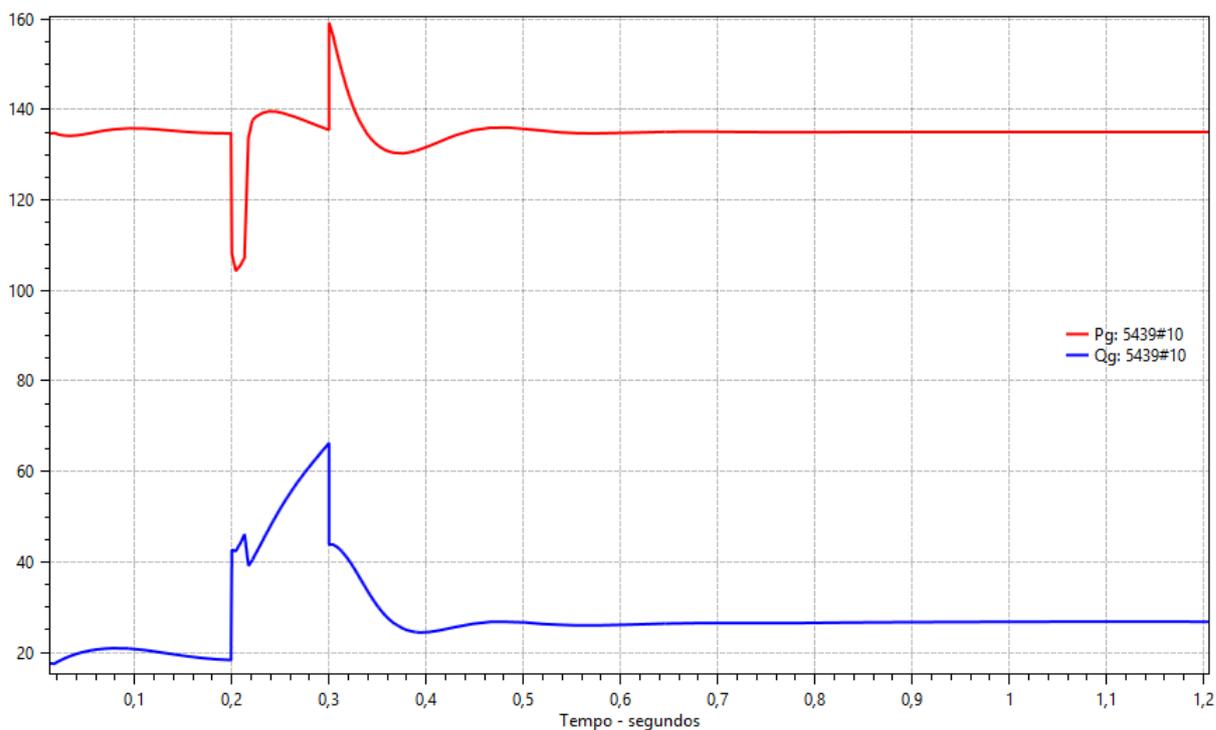


Figura 7.67: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve.

No modo de fator de potência segundo a Figura 7.69 indica um degrau decremental para acompanhar a variação negativa da potência ativa, durante a falta, de maneira que a função objetivo deste controle esteja atendida que é o controle do fator de potência. Consêguesse perceber esta característica pois o aerogerador avaliado está conectado próximo ao local da falta.

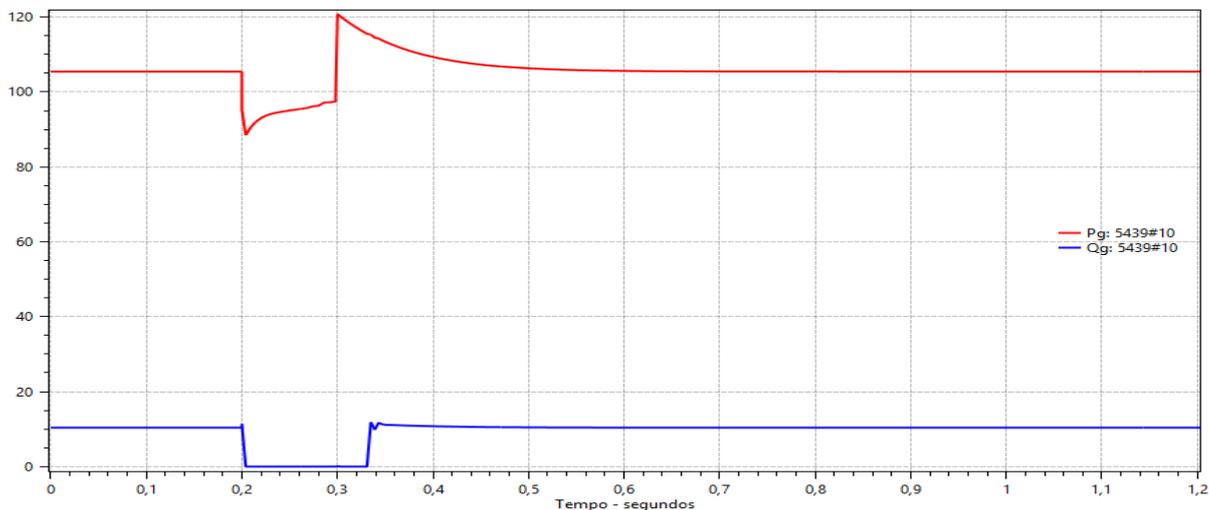


Figura 7.69: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: fator de potência na carga média.

Quanto a Figura 7.70 a injeção de potência reativa durante o defeito e um *undershoot* no momento da falta e um *overshoot* no momento da abertura do circuito sob defeito também devido a proximidade do aerogerador analisado em relação ao local da falta. E após a abertura da LT a potência reativa injetada é reajustada para atendimento a demanda de potência reativa local.

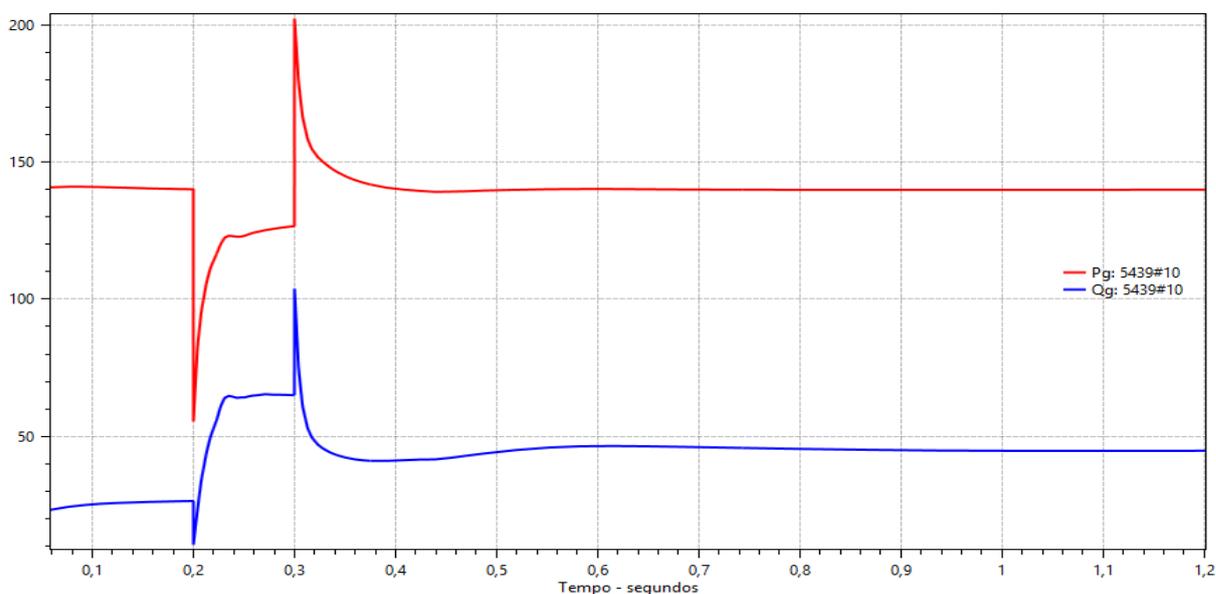


Figura 7.70: Potência ativa e reativa – Área 3 – Direção #5 – modo: potência reativa na carga leve.

7.4 Conclusões da Análise Dinâmica

Mais uma vez a ferramenta computacional ORGANON mostrou seu potencial na análise de estabilidade de tensão e conseqüentemente na avaliação de segurança da rede elétrica. Nesta análise pode-se verificar a atuação de SEP e seu reflexo nas variáveis do sistema, além de identificar os limites operativos e dinâmicos do sistema. Neste capítulo constatou-se que o modo de controle que melhor contribuiu nos casos apresentados foi o modo de tensão terminal pois além de proporcionar melhores perfis de tensão nos barramentos, também suavizava as variações de tensão e confere um aumento na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) quando comparado aos demais modos de controle. Observou-se também que o modo de fator de potência contribui com a redução das perdas elétricas do aerogerador o que barateia o seu custo operacional, todavia de acordo com os Procedimentos de Rede a conexão de um aerogerador ou qualquer outra forma de geração não pode reduzir o desempenho do sistema, pelo contrário, tem que contribuir para sua melhora ou ficar “neutro” sem contribuir mas também sem degradar. E no modo de potência reativa os resultados demonstraram que depende da situação energética e do patamar de carga para sua performance desempenhar um papel que atenda o sistema. Mesmo diante destas constatações o modo de controle a ser utilizado pode ser alterado de acordo com as condições do sistema para melhor atendê-lo.

Através da RSD foi possível demonstrar o efeito desses controles no sistema diante de perturbações que possam vir a ocorrer e se o ponto de operação atual é confiável de operar e quais medidas preventivas e/ou corretivas possam ser dirimidas ao longo da operação do sistema.

CAPÍTULO 8

8. Conclusões e Trabalhos Futuros

8.1 Considerações finais

Perante a abordagem realizada neste trabalho, pode-se fazer as seguintes constatações.

O Nordeste do Brasil apresenta o maior percentual da capacidade de geração eólica do país, com tendência de crescimento devido ao potencial ainda a ser explorado. Essa capacidade instalada de fontes renováveis intermitentes, no Nordeste brasileiro, tem-se tornado significativamente grande frente à sua carga. Nas avaliações, a característica de intermitência e variabilidade da fonte eólica foi um dos principais motivadores para a definição dos cenários que foram apresentados. Esta característica motivou, ainda, avaliações de desempenho com a variação da produção de energia eólica isso porque, apesar da contribuição destas fontes sob a ótica energética, nem sempre do ponto de vista elétrico essas fontes são uma solução e em vista disso faz-se necessário que estas fontes possuam requisitos técnicos que proporcionem melhorias a rede na qual estão conectadas.

Foi explanado também a importância desses geradores no suporte de tensão do sistema elétrico de potência e consequentemente na manutenção da estabilidade de tensão do mesmo. Além disso de acordo com os Procedimentos de Rede, normativo que regulamenta os requisitos para operação desses geradores no Brasil, ressalta que essas fontes não devem fragilizar a rede, além do seu estado atual e que as mesmas devem contribuir na melhoria do sistema.

Observou-se que a utilização de Regiões de Segurança para a avaliação do impacto da geração eólica sobre a estabilidade de tensão do sistema foi de suma importância para adquirir a sensibilidade necessária quanto as restrições operativas e mapear o efeito da variação da produção eólica no sistema sob um conjunto de contingências pré-definidas pelo usuário de modo a analisar a segurança operativa e propiciar ações preventivas além de identificar as contingências mais críticas.

Em relação ao estudo de estabilidade de tensão, utilizando o Sistema Elétrico Brasileiro, especificamente o Nordeste, as análises foram divididas em duas partes através dos capítulos 6 e 7, por meio da avaliação de três áreas de estudos distintas com características peculiares em cada uma, aplicando a ferramenta computacional ORGANON para o cálculo das regiões de segurança estática e dinâmica e das análises de regime dinâmico e da ferramenta ANAREDE para as análises estáticas.

Na primeira etapa, foram feitas análises em regime estático, utilizando como ferramentas as regiões de segurança estática e as curvas PV e QV em cenários de intercâmbio Nordeste Exportador e Importador em patamares de carga leve e média.

Também foi possível constatar, nessas simulações, tanto pelas curvas PV, quanto pelas curvas QV, que a o uso do controle dos aerogeradores pode melhorar a estabilidade de tensão e a margem de segurança da rede ao considerar a contribuição dos aerogeradores no controle de tensão.

Ainda nas análises estáticas, nos cenários com elevada produção eólica, demonstrou-se novamente a contribuição do suporte de potência reativa das usinas eólicas para aumento da margem de escoamento de geração eólica.

E por fim demonstrou com o uso do ANAREDE, ferramenta consagrada nos estudos elétricos do sistema de potência, pode-se obter um comparativo com os resultados do ORGANON, demonstrando este, resultados fidedignos quanto ao seu uso nas análises dos estudos elétricos da rede.

A segunda parte do estudo de estabilidade de tensão contemplou análises em regime dinâmico. O objetivo foi avaliar a contribuição dos controles dos aerogeradores na estabilidade de tensão. Portanto as avaliações em regime dinâmico iniciaram-se com a demonstração de três tipos de aerogeradores cada um com um modo de controle diferente, a saber, modo de controle de tensão terminal, modo de fator de potência e modo de injeção de potência reativa, em três áreas de estudo distintas do Nordeste Brasileiro.

A base de dados técnica para as simulações em regime dinâmico, contou com a Base de Dados dinâmicos do ANATEM disponibilizada pelo ONS e convertida na base do ORGANON em um modelo simplificado. Outro detalhe é que esta dissertação focou nos modelos DFIG e *Full Converter* devido a estas possuírem os conversores, o que propiciam a utilização dos modos de controle citados neste trabalho.

Os cenários utilizados, nessa parte da dissertação, foram os mesmos utilizados na avaliação estática de modo a ter uma comparação mais aprofundada com os resultados em regime estático. Nestas avaliações dinâmicas pode-se observar também a atuação de SEPs de corte de geração para determinadas contingências ou violações de limites térmicos de linhas de transmissão além de demonstrar que a RSD proporciona um aumento da região de segurança pois utiliza dos recursos de controle e regulação do sistema.

Na Área 1, por exemplo, referente ao oeste do Estado da Bahia, constatou-se o efeito das usinas eólicas e o seu papel estratégico na estabilidade de tensão, 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 e diminuir sua flexibilidade no suporte potência reativa em situações de elevada e reduzida geração eólica. 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 (Direção #16) o que apontou a significativa contribuição da manutenção dos níveis de tensão na área sob estudo.

Também nesta dissertação foi possível comparar as diferentes estratégias de controle de tensão desses geradores. Consta-se que os modos de controle de tensão terminal e injeção de potência reativa, em relação ao modo de controle de fator de potência apresentaram melhores resultados pelo fato de incrementar margem de estabilidade com o aumento do nível de tensão, porém o modo de injeção de potência reativa é uma injeção constante e seu valor depende do *setpoint* definido pelo operador podendo tanto ajudar quanto expor o sistema ao risco de sobretensões ou sobtensões até que seja definido um novo *setpoint* de potência reativa. Adicionalmente o modo de controle de tensão terminal suaviza as variações de tensão diante de contingências e possui uma faixa operativa de potência reativa mais ampla para o controle da estabilidade o que também acarreta no aumento das perdas elétricas, o que neste quesito, o modo de fator de potência contribui para reduzir. Neste contexto, das simulações realizadas verifica-se que a estratégia de controle de suporte de potência reativa baseada no modo de controle de tensão terminal contribui mais efetivamente para a regulação de tensão e para o suporte de potência reativa do sistema. Logo este modo de controle é o mais recomendado para uso dos aerogeradores pelas diversas características benéficas que esta estratégia agrega ao sistema como apresentado anteriormente, as quais influenciam na tomada de decisão de estratégia de controle mais adequada.

Assim, pode-se verificar também a necessidade de expansão e/ou reforços na rede de modo a garantir o aumento da capacidade de transmissão e o adequado suporte de potência reativa ao sistema. Conclui-se ainda que um dos desafios da operação do sistema é o gerenciamento dos recursos de potência reativa das fontes intermitentes perante as variações destas ao longo das variações diárias de carga garantindo o desempenho necessário para a segurança do sistema e minimizando as condições operativas de instabilidades que possam surgir na ocorrência de perturbações expondo o sistema elétrico de potência ao risco.

8.2 Recomendações para trabalhos futuros

As avaliações realizadas apresentaram a influência das estratégias de controle dos aerogeradores tanto do ponto de vista estático quanto do ponto de vista dinâmico no sistema elétrico de potência da Região Nordeste para a estabilidade de tensão com a utilização das regiões de segurança. Além das avaliações feitas nesta dissertação, outras questões relacionadas ao desempenho e a segurança do sistema relacionadas as fontes renováveis podem ser investigadas conforme relacionadas a seguir.

- Análise e comparativo da contribuição das usinas fotovoltaicas para o controle da estabilidade de tensão na rede de distribuição e na rede de transmissão.
- Avaliação da capacidade de hospedagem da rede diante da concorrência e complementariedade das diversas fontes no Sistema Interligado Nacional e suas influências na resposta dinâmica na rede e na estabilidade de tensão.
- Avaliar uma proposta de estratégias de controle de potência reativa distintas e coordenadas entre os aerogeradores.
- Aplicação de regiões de segurança para determinação da capacidade de hospedagem de geração adicional com base em critérios de estabilidade de tensão.
- Integração de renováveis (eólica e fotovoltaica) via sistema HVDC através de regiões de segurança.
- Integração de fontes eólicas offshore sob a ótica de estabilidade de tensão.
- Análise da participação das fontes renováveis intermitentes na recomposição de sistemas após blecautes.

Referências Bibliográficas

- [1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS: Boletim Mensal de Geração Eólica, junho 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>. Acesso em: 06 jun. 2020.
- [2] HOLTLINE, H.; TUOHY, A.; MILIGAN, M.; LANNOYE, E.; SILVA, V.; MÜLLER, S.; SÖDER, L. *The Flexibility Workout. IEEE Power & Energy Magazine, USA*, p. 53–62, oct./nov. 2013.
- [3] FERNANDES, D. J. S. G. Variabilidade e Intermitência das FER. In FERNANDES, D. J. S. G. Riscos e Incerteza das Fontes Renováveis de Produção de Energia Elétrica. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013. p. 38-44.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Base de Dados do ONS: Fator de Capacidade da Geração Eólica. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-de-energia>. Acesso em: 06 jun. 2020.
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Sistema de Supervisão e Controle da Rede de Gerenciamento de Energia – REGER/ONS: Histórico de Geração Eólica no Subsistema Nordeste. 2020.
- [6] NOVAES, P. A.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Análise de Estabilidade de Tensão para a Inserção de Geração Eólica em Regiões Litorâneas e de Chapadas no Nordeste do Brasil. XVIII ERIAC – Encontro Regional Ibero-Americano do Cigre, Foz do Iguaçu, 2019.
- [7] ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems. 2. ed. USA*: John Wiley & Sons, 2012. p. 53-77. ISBN: 978-1-119-94184-2.
- [8] NUNES, M. V. A. Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa e Variável. In NUNES, M. V. A. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003. cap. 2.
- [9] SANTOSO, S.; SINGH, M. *National Renewable Energy Laboratory – NREL: Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*. Report, Colorado, USA, 2011. NREL/SR-5500-52780
- [10] SOHN, A. P. Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.
- [11] PEREIRA, R. M. F. M. Estudo da Estabilidade Dinâmica de Tensão em Redes com Elevada Penetração de Energia Eólica. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Universidade do Porto, Porto, 2013. p. 26-42.

-
- [12] AKHMATOV, V. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power. Thesis (Doctor of Philosophy and the Danish Industrial Ph. D. degree)*. Technical University of Denmark, Orsted, 2003.
- [13] RAMOS, A.; TAVARES, C.; DE SENA, D. Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão. O setor elétrico, São Paulo, ed. 75, p. 50-59, abr. 2012.
- [14] KOSOW, I. L. Máquinas Elétricas e transformadores. 4. ed. Rio de Janeiro: Editora Globo, 1982.
- [15] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, C.; UMANS, S. D. Máquinas Elétricas, com Introdução à Eletrônica de Potência. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2007.
- [16] SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls. European Wind Energy Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark*, p. 53-56, jul. 2001.
- [17] *INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC: Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage, Report, Geneva, Switzerland, 2012. ISBN 978-2-8322-0340-8*
- [18] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6. rev.2019.08: Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 15 dez. 2019.
- [19] ROY, N. K.; POTA, H. R.; HOSSAIN, M. J.; CORNFORTH, D. *Impact of scig and dfig type Wind turbine on the stability of distribution networks: static and dynamics aspects, 11th ICEEE – International Conference on Environment and Electrical Engineering, Venice, Italy*, p. 543-548, may. 2012.
- [20] NOVAES, P. A.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; MEDEIROS, F. C. Análise do impacto de gerações renováveis sobre a margem de estabilidade de tensão por meio de regiões de segurança. XXV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, nov. 2019.
- [21] FERREIRA, F. M. C.; et al. Estudos e soluções para integração de usinas eólicas em redes fracas – experiência do planejamento da operação. XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, out. 2017.
- [22] GABE, I. J. Análise e Controle de Aerogeradores com Conversor Pleno Durante Afundamentos de Tensão. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2012. cap. 3.
- [23] LONDERO, R. R. Avaliação do Impacto da Integração de Aerogeradores na Estabilidade de Tensão de Longo Prazo em Sistemas Elétricos de Potência. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.

-
- [24] LOPES, B. I. D. L. Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004. cap. 2-3.
- [25] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. Palo Alto, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [26] MOHN, F. W. Uso de Modelos Desacoplados em Estudos de Estabilidade de Tensão. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- [27] TEIXEIRA, M. V. P. Análises Estática e Dinâmica da Atuação de Equipamentos de Controle na Estabilidade de Tensão. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- [28] *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n. 2, May 2004, pp. 1387-1401.
- [29] TAYLOR, C. W. *Power System Voltage Stability*. Palo Alto, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [30] CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. D. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Dordrecht, Springer Science+Business Media, 1998. ISBN: 978-0-387-75535-9.
- [31] SEYDEL, R. *From Equilibrium to Chaos: Practical Bifurcation and Stability Analysis*. Massachusetts, USA: Elsevier Science, 1988.
- [32] BERNARDON, D. P; SPERANDIO, M; DAZA, E. F. B. Análise de Sistemas de Transmissão e Estudos Relacionados Módulo 11 – Estabilidade de Tensão. Programa de Treinamento para Equipes de Tempo Real. 2016. Apostila. Universidade Federal de Santa Maria.
- [33] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3. rev.2018.08: Diretrizes e critérios para estudos elétricos. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 15 dez. 2019.
- [34] MARUJO, D. Detecção e Correção de Problemas Relacionados ao Efeito Oposto no Controle de Tensão e Potência Reativa. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.
- [35] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. *Discussion on some Voltage Collapse Indices*. *Electric Power Systems Research, Ireland*, v. 53, n.1, p. 53–88, 2000.
- [36] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALVES DA SILVA, A. P.; JARDIM, J. L. A.; et al. *A New Contingency Analysis Approach For Voltage Collapse Assessment*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, USA*, v. 25, p. 781-785, dec. 2003.
- [37] MOHN, F. W.; ZAMBRONI DE SOUZA A. C. *Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method*. *IEEE Transaction on Power Systems, USA*, v. 21, p. 1104-1114, aug. 2006.

-
- [38] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. *New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse. Thesis (Doctor of Philosophy Ph. D. degree). University of Waterloo, Waterloo, 1995.*
- [39] PAIVA, I. F. B. Comportamento da Curva QV nas Barras da Região Crítica de um Sistema Elétrico. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- [40] PEREIRA, L. C. S. Política de Controle de Tensão com a utilização da Curva QV. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- [41] *IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication: Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools.* Report. 2002. ISBN: 0780378695.
- [42] CASTRO, C. A.; DA SILVA, L. C. P.; FONTANA, E. P&D: Ferramenta Computacional para Análise de Segurança de Redes Elétricas com Relação à Estabilidade de Tensão. Seminário de Exposição do II Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Transmissão Paulista, 2005.
- [43] PINTO, S. S. Comparação da Função Energia com Curvas P-V e Q-V na Análise de Estabilidade de Tensão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.
- [44] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Vetor Tangente. XI CBA – Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, 1996.
- [45] CANIZARES, A. *Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems. Thesis (Doctor of Philosophy Ph. D. degree). University of Wisconsin, Madison, 1991.*
- [46] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. *New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations using Tangent Vectors. IEEE Transactions On Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1380-1387, aug. 1997.
- [47] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. *Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Studies. Electric Power System Research*, v. 47, p. 65-70, 1998.
- [48] RIZZOTTO, T. C. Contribuição dos Parques Eólicos para o Desempenho Estático e Dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica: Uma Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- [49] MONTICELLI, A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [50] SANTOS, P. H. L. Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional ORGANON. Projeto de Final de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- [51] NEVES, R. A. Investigação de Parâmetros que Provocam Diferenças entre Regiões de Segurança Estática e Dinâmica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

-
- [52] ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2002.
- [53] VENIKOV, V. A.; STROEV, V. A.; IDELCHICK, V. I.; TARASOV, V. I. *Estimation of electrical power system steady-state stability*. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 3, p. 1034–1041, may 1975.
- [54] SAUER, P. W.; PAI M. A. *Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian*, *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 5, n. 4, p. 1374–1383, nov. 1990.
- [55] VOURNAS, C. D.; SAUER, P. W.; PAI, M. A. *Relationships between voltage and angle stability of power systems*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 18, n. 8, p. 493–500, nov. 1996.
- [56] JARDIM, J. L. A. *Manual of ORGANON – Introduction Methodology*, v. 3, n. 1.1, apr. 2005.
- [57] JARDIM, J. L. *Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Function Methods*. Thesis (Doctor of Philosophy Ph. D. degree). University of London, London, 1994.
- [58] MORISON, K.; HAMADANIZADEH, H.; WANG, L. *Dynamic Security Assessment Tools*. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceeding*. Edmonton, Alta, Canada, v. 1, p. 282–286, 1999.
- [59] CHAVES, S. B. *Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência via aplicativo computacional integrado: Organon*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2008.
- [60] SNAIDER, A. *Avaliação automática da segurança de sistemas de potência com foco na operação em tempo-real*. Projeto de Final de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.
- [61] SNAIDER, A.; LAGE, F. R. *Utilização de Região de Segurança para Monitorar Rede Alterada Durante Intervenção Programada*. XIV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expensão Elétrica, Recife, set. 2018.
- [62] SARMIENTO, H.; PAMPIN, G.; BARAJAS, R.; CASTELLANOS, R.; VILLA, G.; MIRABAL, M. *Nomograms for Assistance in Voltage Security Visualization*. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, USA*, p. 1-6, mar. 2009.
- [63] ALMEIDA, F. C. B. *Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a partir de Regiões de Segurança Estática*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.
- [64] AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. *The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 1, p. 416-423, feb. 1992.

-
- [65] L. D. PENNA, M. A. QUADROS, S. D. TICOM, G. PIRES, R. A. LEITE, R. V. D. FARIA, C. A. S. NETO, M. C. PASSARO. Utilização da Ferramenta Organon nos Processos do ONS. XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, 2011.
- [66] P. H. L. SANTOS, C. A. S. NETO, S. B. CHAVES, L. MONTEATH, M. G. SANTOS, M. C. PASSARO. Utilização de Regiões de Segurança em Estudos de Planejamento da Ampliação da Rede, XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, 2012.
- [67] JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. *Design Features of a Dynamic Security Assessment System, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, New York, USA*, v. 1, p. 446-452, oct. 2004.
- [68] STOTT, B. *Power System Dynamic Response Calculations, in Proceeding of the IEEE*, v. 67, n. 2, p. 219-241, feb. 1979.
- [69] KIMBARK, E. W. *Power System Stability, New York: John Wiley & Sons*, 1995.
- [70] SANTOS, P. H. L.; NETTO, A. C.; NETO, C. A. S. Representação Completa x Representação Reduzida de Aerogeradores em Simulações de Transitórios Eletromecânicos. XIV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Recife, set. 2018.
- [71] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. ONS DPL 0055/2019 – Representação da Geração Eólica do SIN nas análises de Transitórios Eletromecânicos – Instruções e dados para simulação. mar. 2019.
- [72] ANDESA. RT-04-07.14 – Elaboração de Equivalentes de Parques Eólicos para Estudos de Regime Permanente e Dinâmico. ago. 2014.
- [73] MULJADI, E. et. al., *Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebec, Canada*, p. 18-22, jun. 2006.
- [74] SANTOS, V. Impacto da Realização de Equivalentes em Parques Eólicos para Estudos de Regime Permanente e Dinâmico no Sistema Elétrico Brasileiro. Projeto de Final de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica Eletrotécnica). Universidade de Pernambuco, Recife, 2012.
- [75] GASPAR, A. R.; MEDEIROS, A. D. R.; ALBUQUERQUE, A. N. C. et al. Avaliação do Desempenho de Modelos de Aerogeradores para Estudos de Transitórios Eletromecânicos. XIV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Recife, set. 2018.
- [76] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. SINDAT. Disponível em <<http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>>. Acessado em 03/03/2020.
- [77] SOUZA, S. O. Definição de Grupos Coerentes para Realização da Região de Segurança. Dissertação (Mestrado em Ciências Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

[78] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Base de Dados do ANATEM e do PacDyn. Disponível em <[https://sintgre.ons.org.br/sites/8/93/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx? Produto = Banco%20de%20dados%20de%20Anatem%20e%20PacDyn](https://sintgre.ons.org.br/sites/8/93/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?Produto=Banco%20de%20dados%20de%20Anatem%20e%20PacDyn)>. Acessado em 03/03/2020.

[79] CHI, Y.; LIU, Y.; WANG, W.; DAI, H. *Voltage stability analysis of Wind farm integration into transmission network*, *International Conference on Power System Technology, Chongqing, China*, p. 1-7, oct. 2006.

[80] FERREIRA, F. M. C.; GASPAR, A. R.; DE MELO FILHO, A. C. M. et al. Estudos e soluções para integração de usinas eólicas em redes fracas – experiência do planejamento da operação, XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, out. 2017.

[81] ZHOU, F.; JOOS, G.; ABBEY, C. *Voltage stability in weak connection wind farms*. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, San Francisco, USA*, v. 2, p. 1483-1488, jun. 2005.

[82] RAMOS, A. J. P.; NASCIMENTO FILHO, J. S. V.; VALENÇA, R. B. et.al. Desempenho comparativo de compensadores estáticos e STATCOM como recurso de controle para mitigar problemas de estabilidade de tensão em sistemas com elevados montantes de parques eólicos, XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, out. 2017.

[83] HA, L. T., SAHA, T. K. *Investigation of power loss and voltage stability limits for large Wind farm connections to a sub-transmission network*. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, USA*, v. 2, p. 2251-2256, jun. 2004.

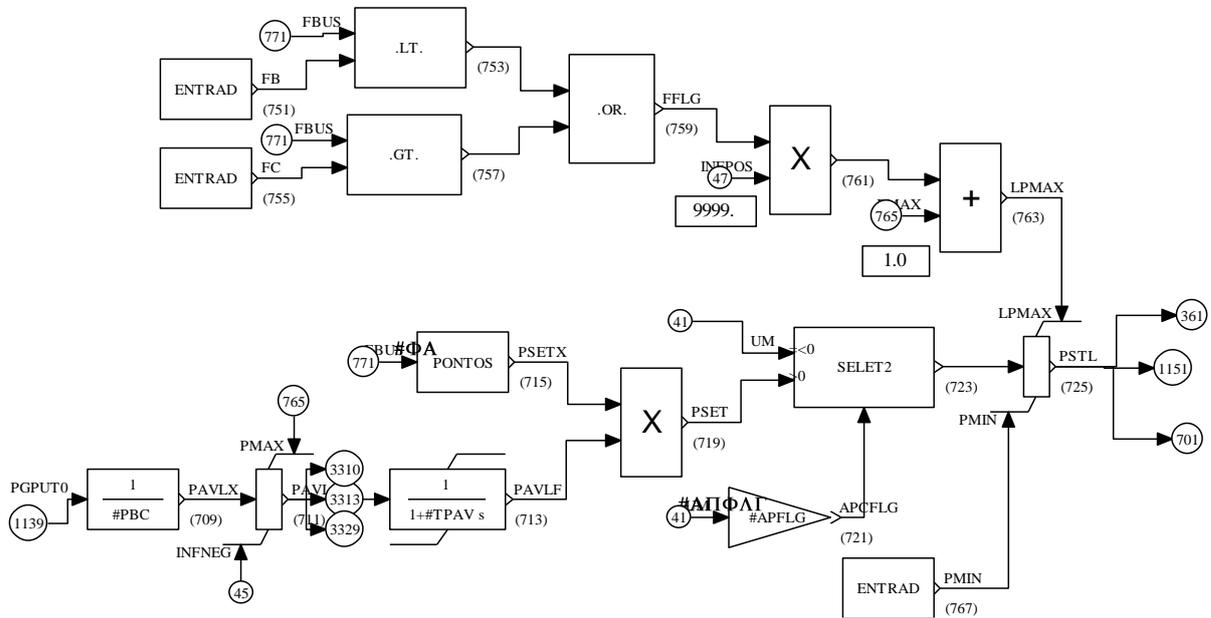


Figura A.4: DFIG – Controle de potência ativa.

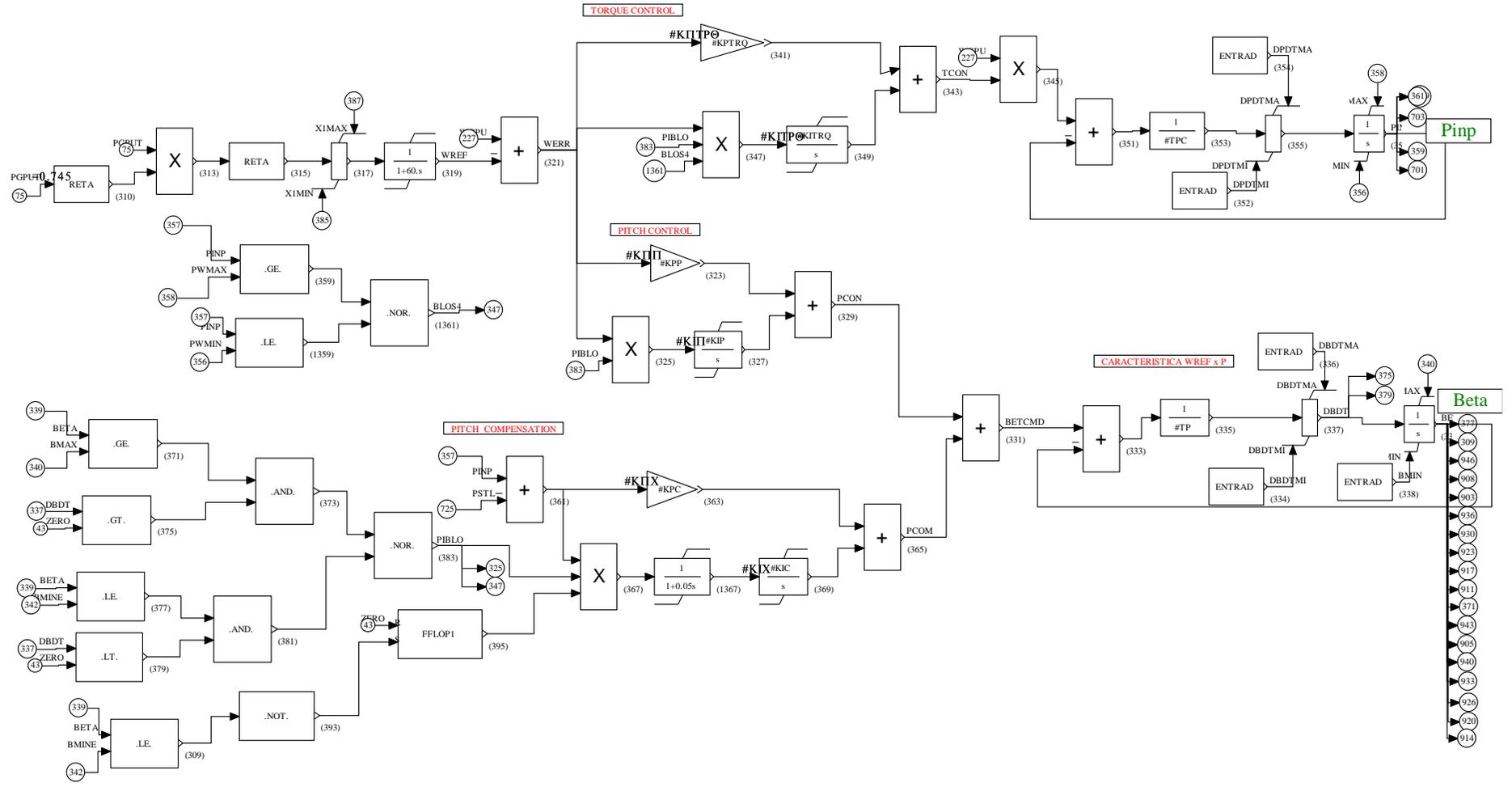


Figura A.5: DFIG - Controle de pitch e controle de torque.

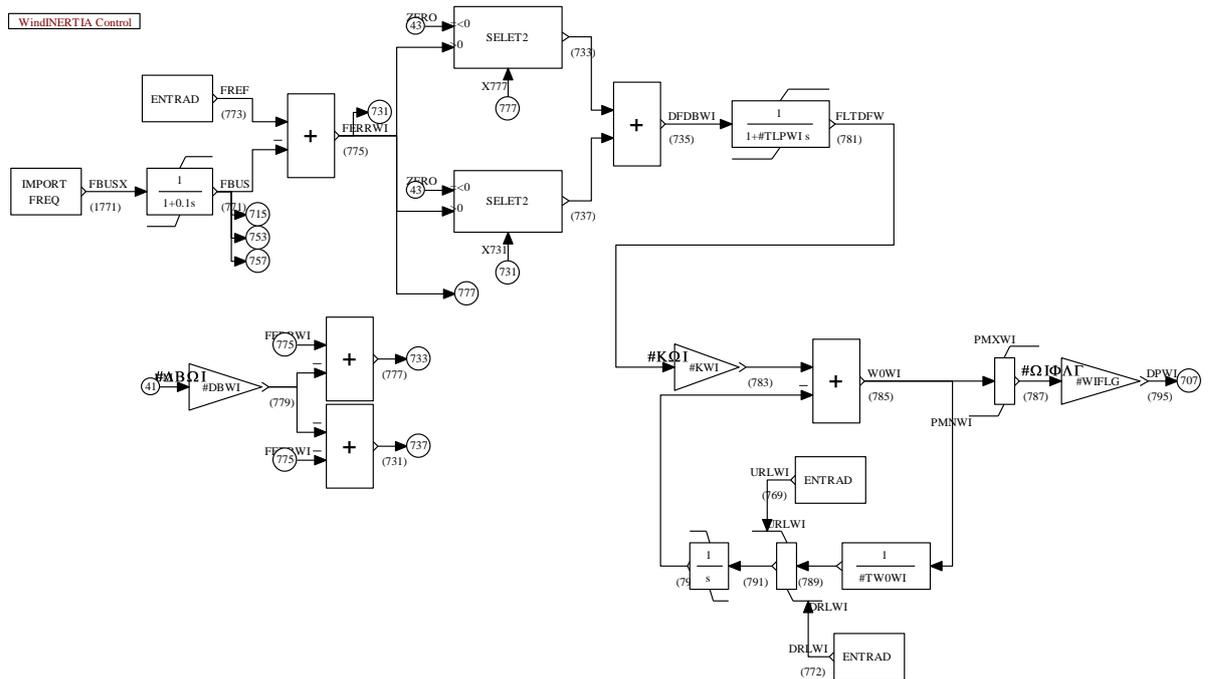


Figura A.6: DFIG – Controle de inércia sintética.

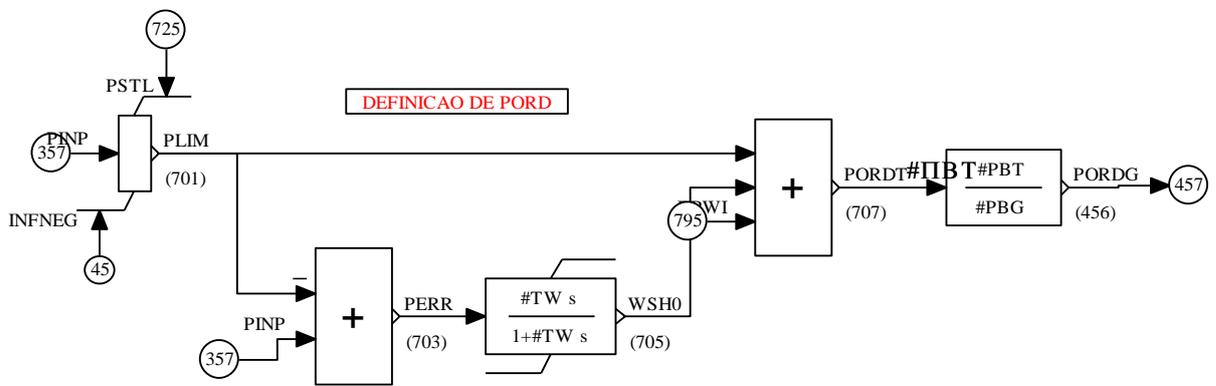


Figura A.7: DFIG – Malha de ordem de potência.

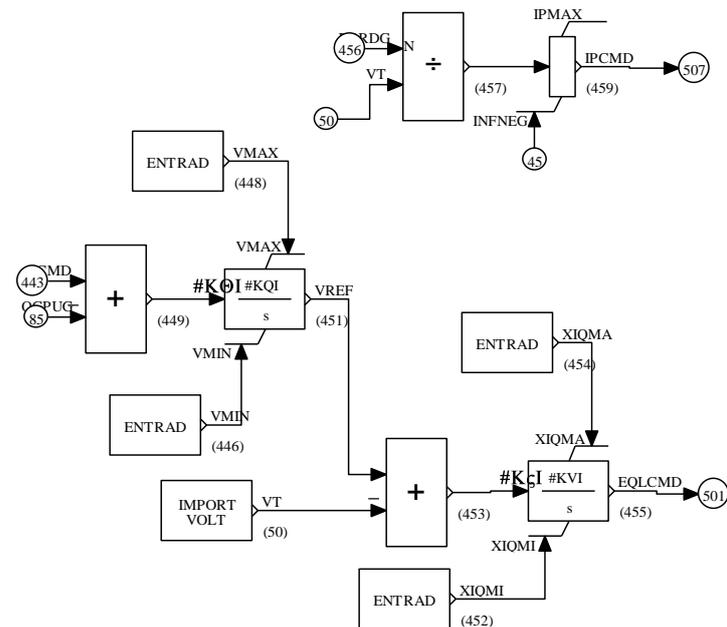


Figura A.9: DFIG – Controle elétrico.

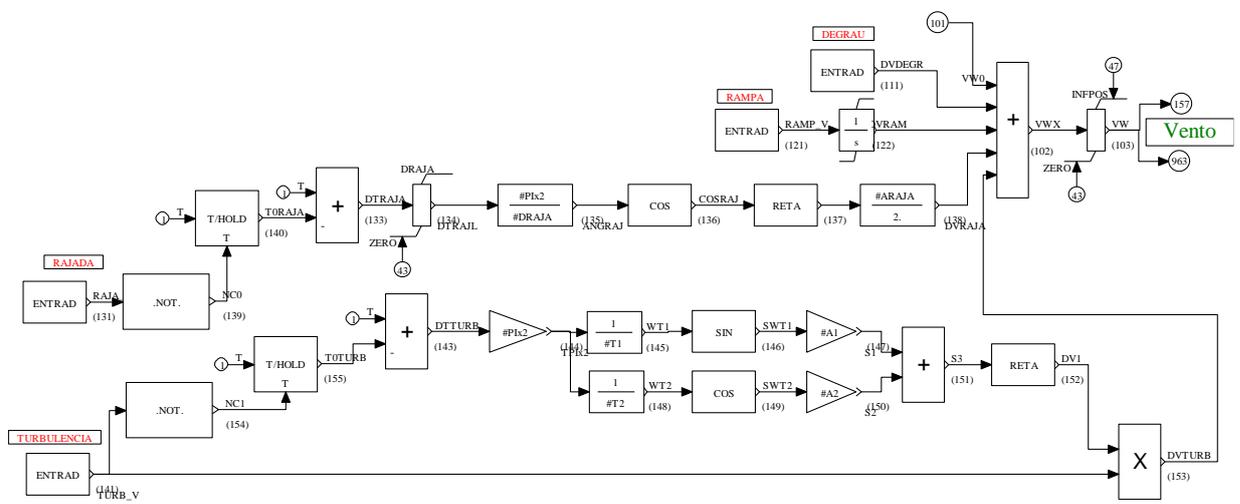


Figura A.10: DFIG – Eventos de vento.

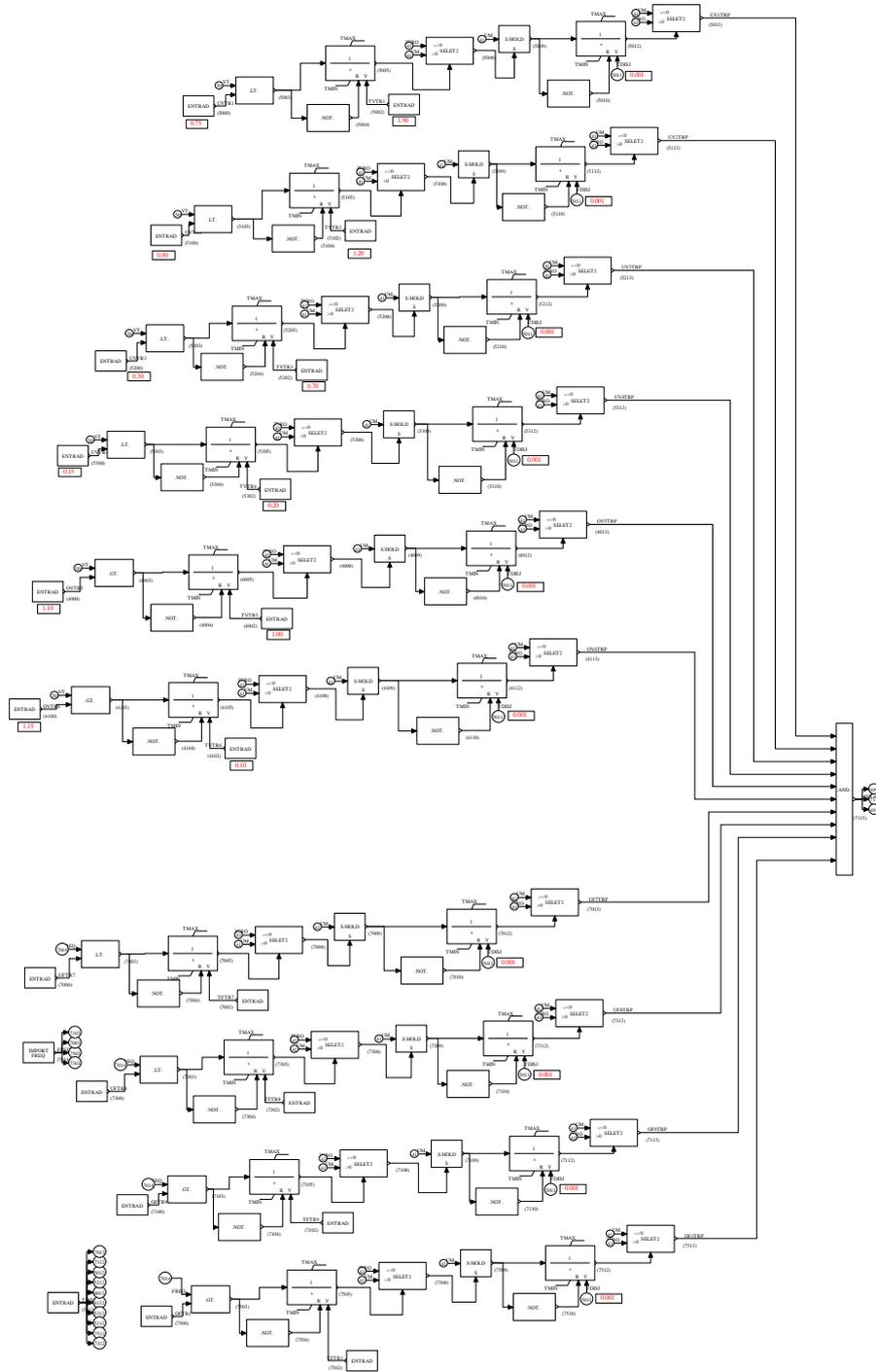


Figura A.11: DFIG – Proteções do aerogerador.

No modelo simplificado do aerogerador do modelo tipo DFIG as malhas de controle de pitch e o conjunto turbina/gerador foram desconsiderados uma vez que o seu impacto na resposta é pequeno devido a sua atuação lenta. As malhas de controle desabilitadas também foram excluídas, como a inércia sintética e os modos de controle de potência reativa e fator de potência. No modelo simplificado foram reduzidas as malhas de controle de corrente ativa e reativa considerando que o modelo opera com uma referência fixa de potência ativa e de tensão. No modelo completo essas referências são variáveis dentro de uma faixa estabelecida em função dos desvios em relação ao ponto de operação inicial, porém com constantes de tempo relativamente altas quando comparadas com as malhas de controle principais. A representação das proteções foi otimizada utilizando blocos contadores de tempo. A estrutura do modelo simplificado encontra-se nas Figuras A.13 a A.15.

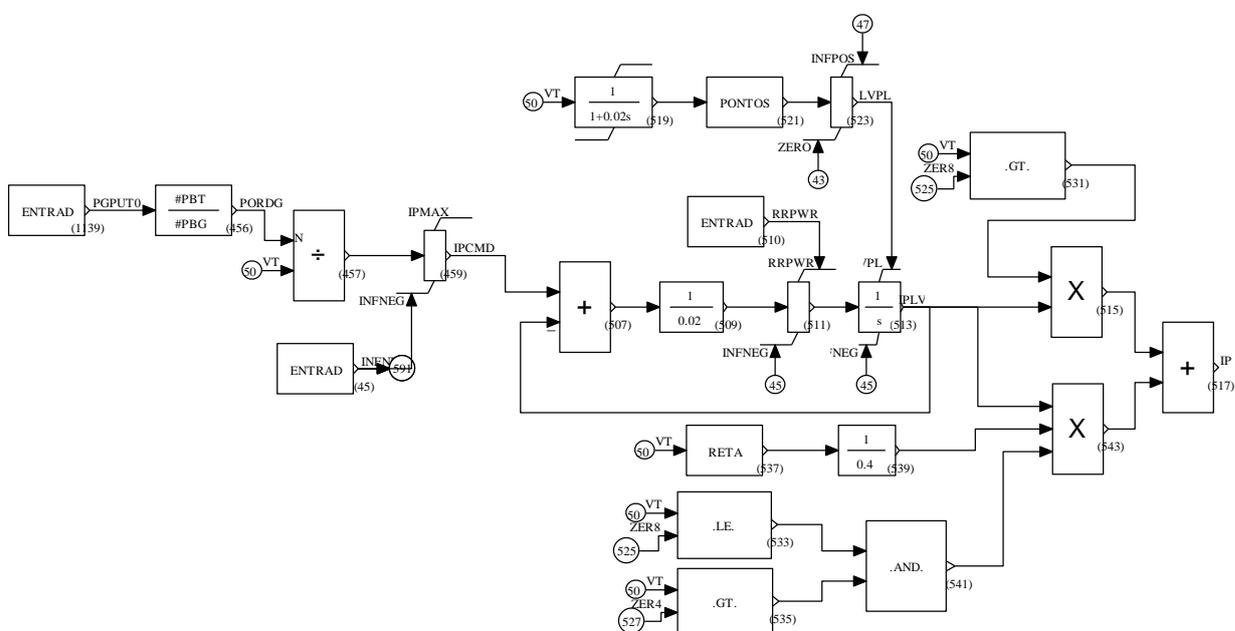


Figura A.13: DFIG Simplificado – Controle de potência ativa.

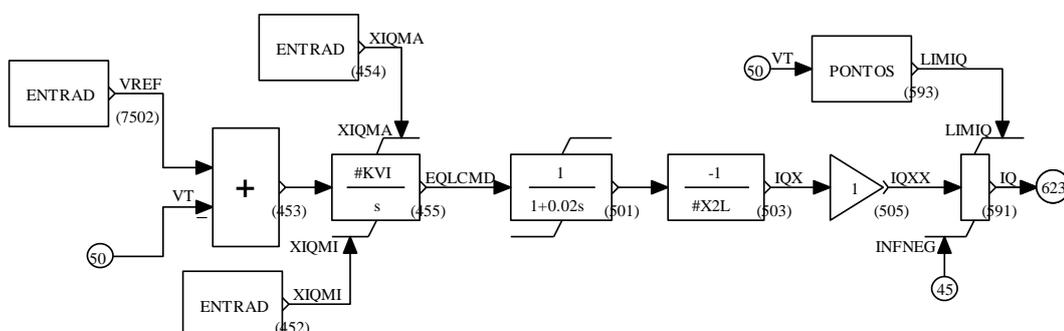


Figura A.14: DFIG Simplificado – Controle de potência reativa.

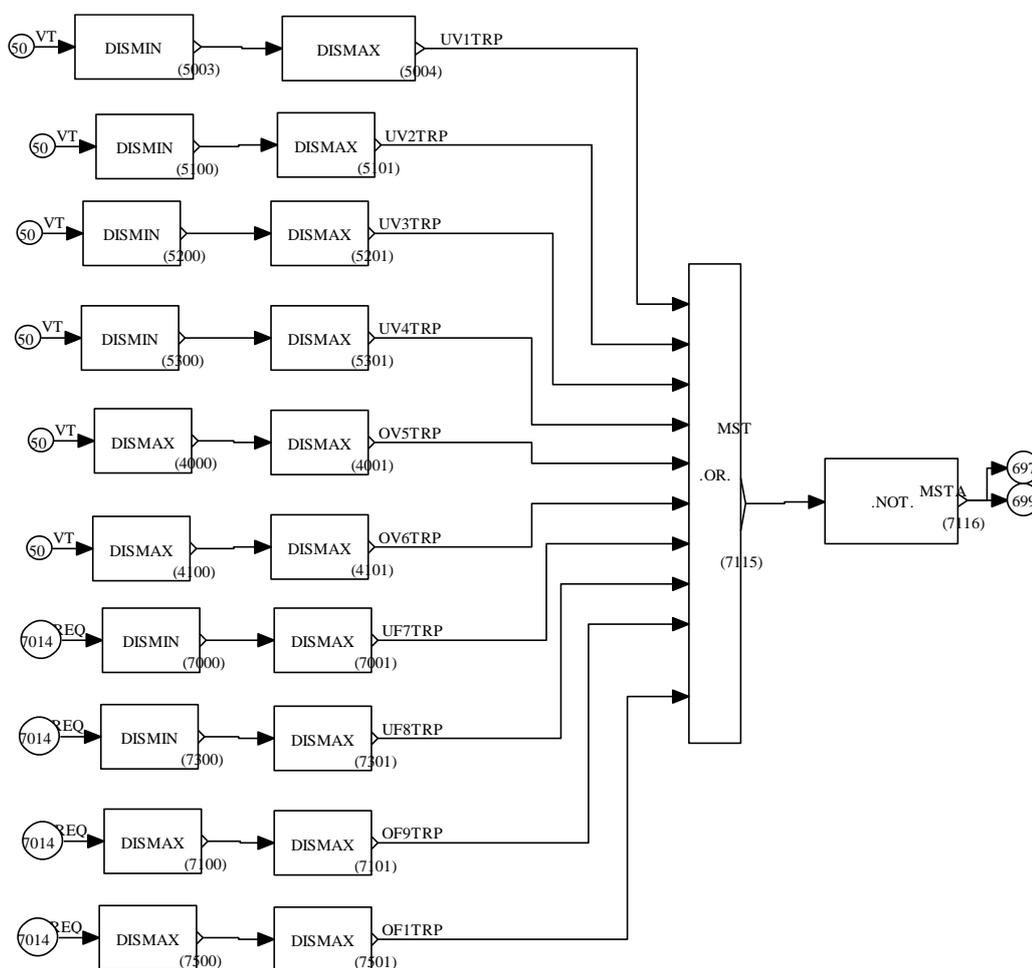


Figura A.15: DFIG Simplificado – Proteções de aerogeradores.

Modelo Full Converter:

O modelo do tipo Full Converter selecionado possui uma malha de controle da potência ativa, malha de controle de corrente reativa com modos de controle de tensão, potência reativa ou fator de potência, malhas de limitação de corrente dinâmicas e proteções de sobre/subtensão e sobre/subfrequência, conforme as Figuras A.16 a A.20.

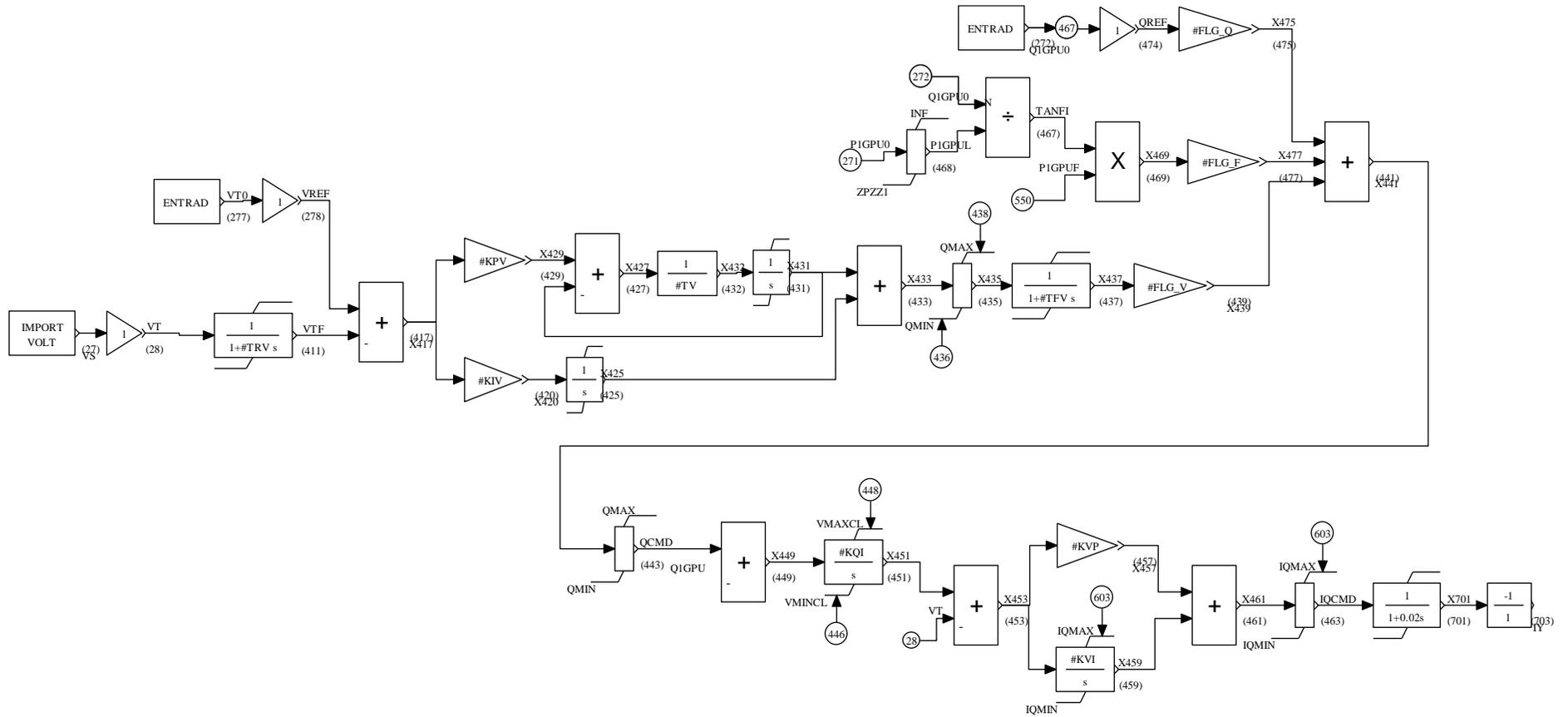


Figura A.16: Full Converter – Malha de controle de corrente reativa.

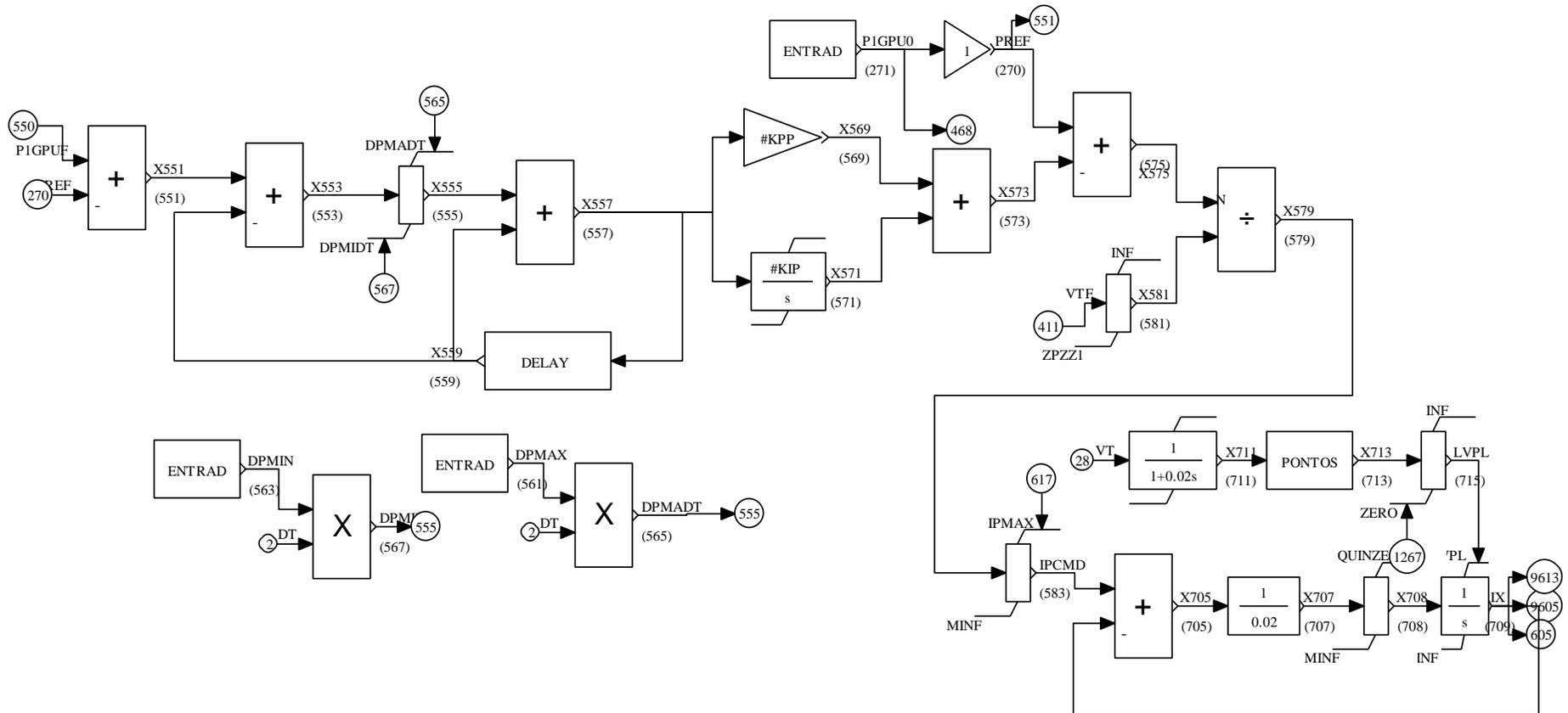


Figura A.17: Full Converter – Malha de controle de potência ativa.

No modelo simplificado foi eliminada a malha de controle que calcula a referência de potência, considerando uma potência constante na entrada da malha de controle de potência ativa. No modelo completo essa referência é variável dentro de uma faixa estabelecida em função dos desvios em relação ao ponto de operação inicial, porém com constantes de tempo relativamente altas quando comparadas com a malha de controle principal. Na malha de controle de corrente reativa foram eliminados os modos de controle que estavam inativos (controle de tensão e fator de potência). A malha de controle do PLL que gera uma referência angular também foi eliminada devido ao seu baixo impacto na dinâmica do modelo. As malhas das proteções do aerogerador foram otimizadas utilizando blocos contadores de tempo, porém preservando as características da malha original. As malhas do modelo simplificado encontram-se representadas nas Figuras A.21 a A.23.

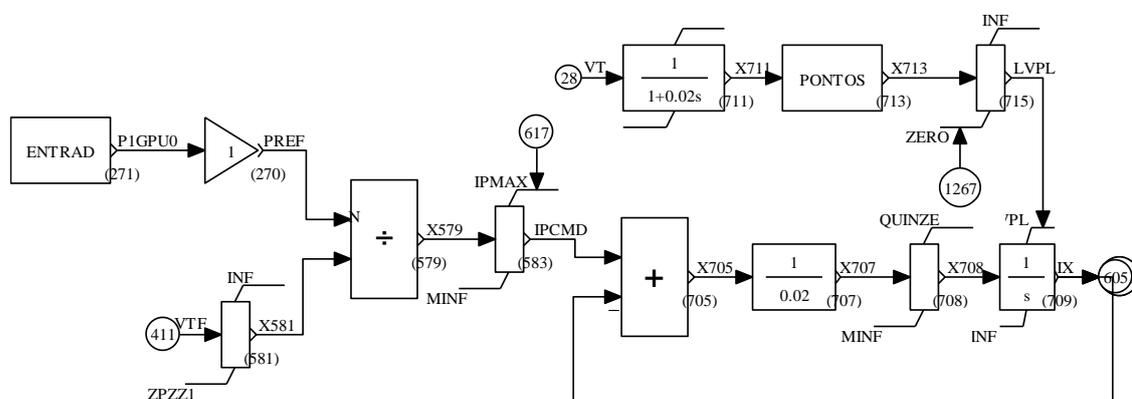


Figura A.21: Full Converter Simplificado – Malha de controle de potência ativa.

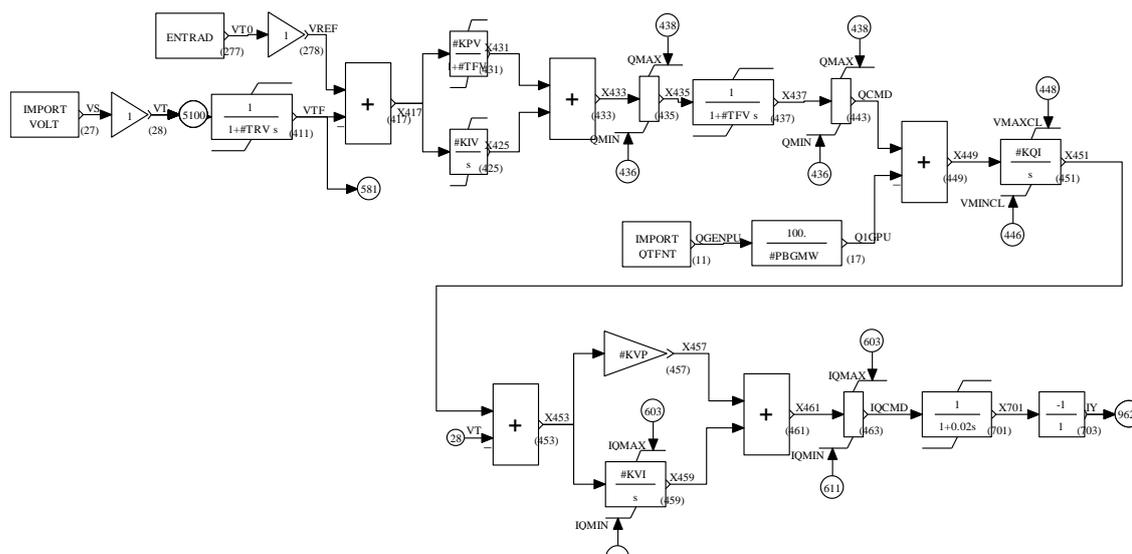


Figura A.22: Full Converter Simplificado – Malha de controle de corrente reativa.

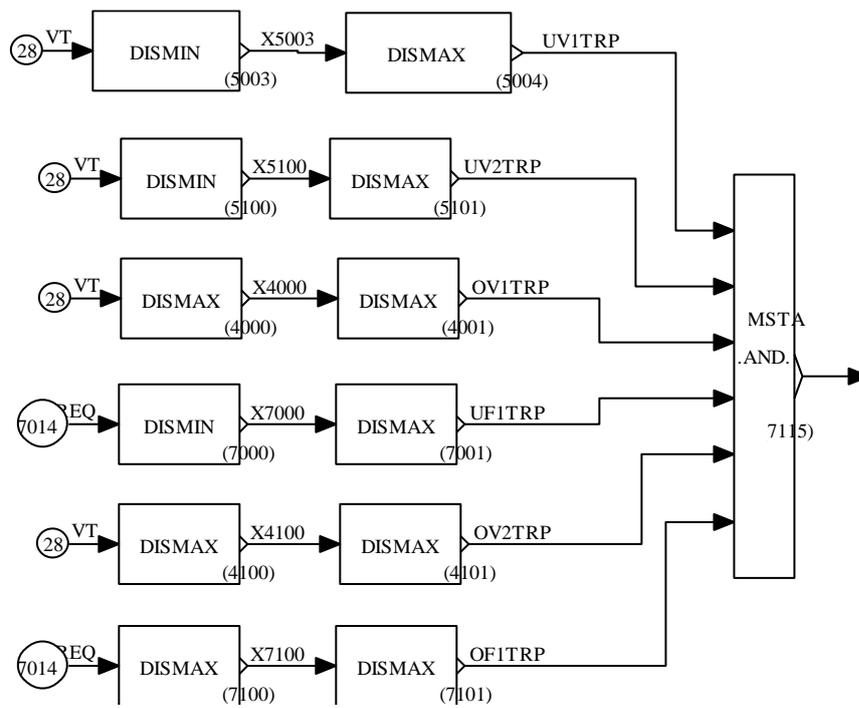


Figura A.23: Full Converter Simplificado – Proteções do aerogerador.