

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MATHEUS VARELA BRANCO

**ESTUDO SOBRE O USO DO STATCOM PARA A MELHORIA NO
CONTROLE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS EÓLICOS
DE GERAÇÃO**

FLORIANÓPOLIS, 2019.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MATHEUS VARELA BRANCO

**ESTUDO SOBRE O USO DO STATCOM PARA A MELHORIA NO
CONTROLE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS EÓLICOS
DE GERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Bruno S. Dupczak, Dr. Eng.

Coorientador:
Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2019.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Branco, Matheus Varela

Estudo sobre o uso do STATCOM para melhoria no controle e estabilidade de tensão em sistemas eólicos de geração / Matheus Varela Branco ; orientação de Bruno S.

Dupczak; coorientação de Daniel Tenfen. - Florianópolis, SC, 2019.

197 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Compensador síncrono estático. 2. Sistemas eólicos de geração. 3. Controle e estabilidade de tensão.
4. Compensação de reativos. 5. Alta penetração da geração eólica. I. S. Dupczak, Bruno. II. Tenfen, Daniel. III. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. IV. Título.

ESTUDO SOBRE O USO DO STATCOM PARA A MELHORIA NO CONTROLE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS EÓLICOS DE GERAÇÃO

MATHEUS VARELA BRANCO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 27 de junho, 2019.

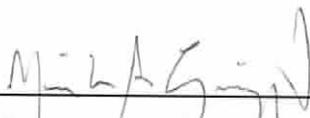
Banca Examinadora:



Bruno S. Dupczak, Prof. Dr. Eng.



Daniel Tenfen, Prof. Dr. Eng.



Murilo Reolon Scuzziato, Prof. Dr. Eng.



Fernando Lima de Souza, Eng.

Dedico este trabalho ao meu avô Atalibio (*in memoriam*),
que me motivou com seu exemplo de perseverança e fé.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom do conhecimento, por me dar fé para caminhar e por me dar resistência para não desistir do meu sonho, fato que inúmeras vezes pensei em fazê-lo.

Agradeço ao meus pais Patricia e Atalibio, pelo apoio no afeto, por me sustentarem perante ao caos emocional, por me apoiarem financeiramente por todos esses anos e principalmente por se dedicarem aos finais de semana e feriados para construir o meu sonho.

Agradeço a toda minha família por sempre acreditar na minha capacidade, em especial a minha tia Karine e tio Ricardo, por me abrigarem como um filho na sua residência durante a primeira fase e ao meu tio Fabricio, por me motivar e me auxiliar sem medir esforços.

Agradeço ao meu amigo Everson e minha segunda mãe Heloisa, que me abrigaram e me ajudaram com todas as suas forças. Obrigado por demonstrarem para mim que existem pessoas de bem e que desejam a nossa vitória.

Agradeço aos meus amigos de dentro e fora da faculdade, pela motivação, por me ouvir e me apoiar, mas principalmente por serem amigos com quem posso contar para qualquer situação.

Agradeço aos meus professores, por tamanha disponibilidade e paciência em nos ensinar, em especial ao meu orientador Prof. Bruno, por acreditar em um projeto audacioso e entender os momentos difíceis que passei nesse período.

Agradeço ao IFSC pela oportunidade de estudo, de intercâmbio e por tamanha qualidade no ensino, que fazem a excelência do curso de engenharia elétrica.

Agradeço a Cotesa Engenharia pela oportunidade de estágio e de absorção de experiências, em especial aos engenheiros Fernando e Mayke, por sempre me ensinarem e motivarem a continuar me especializando.

Por fim, agradeço a sociedade brasileira, pela oportunidade do ensino público de excelência e pelo fomento a presente pesquisa com a bolsa de iniciação científica.

“O impossível não é um fato, é uma opinião.”
Muhammad Ali.

RESUMO

No Brasil, a expansão da geração eólica na matriz de energia elétrica tem apresentado comportamento exponencial nos últimos anos. Nesse sentido, verifica-se que grande parte dos complexos eólicos necessitam de ferramentas adicionais em sua operação, para que sejam atendidos os requisitos técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no que diz respeito ao controle de tensão e compensação de reativos. As ferramentas de compensação de reativos empregadas nestes casos, em geral, são bancos de capacitores e reatores. Desse modo, o presente trabalho, apresenta a análise de viabilidade técnica da substituição destes elementos conectados por chave mecânica por um compensador síncrono estático (*Static Synchronous Compensator - STATCOM*) de potência nominal equivalente. Para isso, escolhe-se o complexo eólico Ventos da Bahia II, localizado no estado da Bahia em uma região do Sistema Interligado Nacional (SIN) com alta penetração da geração eólica. Inicialmente, efetua-se a delimitação da região escolhida e o levantamento dos dados técnicos das instalações por meio do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT). Na sequência, com uso da ferramenta computacional Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), efetua-se a criação dos cenários típicos de operação por meio do despacho da geração eólica e a análise de contingências simples para a determinação dos casos críticos. Os casos críticos são perturbações no SIN ou internas ao complexo eólico Ventos da Bahia II, que visam avaliar o comportamento dinâmico da região para a operação com bancos de capacitores e reatores e com a alteração para o STATCOM. Com isso, efetua-se as análises dinâmicas com a ferramenta computacional Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), sendo confirmada a viabilidade técnica desta substituição. Assim sendo, verificou-se que a substituição apresenta como principais vantagens a maior disponibilidade do complexo eólico, a redução da exposição dos equipamentos e aerogeradores as oscilações de tensão e melhor e mais rápida recomposição diante de perturbações. Ademais, neste trabalho verifica-se a dificuldade da operação de regiões com alta penetração eólica, sendo atualmente aplicado pelo ONS um compensador de reativos de alta potência operando de modo centralizado como serviço ancilar, para o devido escoamento da geração. Por fim, verifica-se na região escolhida, a limitação de fluxo de potência para a operação em anel perante contingências simples e a necessidade de revisão dos estudos de compensação de reativos de complexos eólicos. Dessa forma, o presente trabalho confirma a viabilidade técnica da implantação do STATCOM no complexo eólico Ventos da Bahia II e permite uma análise sistêmica sobre os impactos operacionais relacionados a regiões com alta penetração da geração eólica.

Palavras-chave: Compensador síncrono estático. Sistemas eólicos de geração. Controle e estabilidade de tensão. Compensação de reativos. Alta penetração da geração eólica.

ABSTRACT

In Brazil, the wind power generation expansion in the electrical energy matrix have been stated an exponential behavior in the last years. In the scenario, the large part of wind farms need additional tools in their operation to meeting the technical requirements of Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) concerning a voltage control and reactive power compensation. Thereby, the reactive power compensation tools applied are capacitors and reactors banks. The present work presents a technical feasibility analysis of the substitution of these elements connected by mechanical switches by a static synchronous compensator (STATCOM) with nominal power equivalent. For this, the wind farm Ventos da Bahia II was chosen, located in the state of Bahia in a region of Sistema Interligado Nacional (SIN) with high penetration of wind power generation. First, the selected region was delimited, and the technical data were obtained through the Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT). Then, using the Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) computational tool were created the operation typical scenarios through the wind power generation dispatch and the contingency analysis to determinate the critical cases. The critical cases were disturbances in SIN or internal to the wind farm Ventos da Bahia II, which aim to evaluate the dynamic behavior for the operation with capacitors and reactors banks and with the substitution by STATCOM. The dynamic analysis was performed with Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) computational tool, confirming the technical feasibility of this replacement. Therefore, the substitution shown like main advantages the major availability of the wind farm, the equipment and wind turbine exposition reduction to the voltage oscillations and a better and faster return to the power system after disturbances. Furthermore, the work verified the operation difficult in regions with high penetration of wind power generation region, being implanted by ONS a high-level reactive power compensator operating in centralized mode as ancillary service for the generation flow. Ultimately, the chosen region of SIN has a power flow limitation for the ring operation mode in event of disturbances and the necessity to review integration studies related to power reactive compensation in wind farms. Thus, the present work confirms the implantation of STATCOM technical feasibility in the wind farm Ventos da Bahia II and realizes a systemic analysis about operation impacts related to regions with high penetration of wind power generation.

Keywords: Static Synchronous Compensator. Wind power generation systems. Voltage control and stability. Reactive power compensation. High penetration of wind power generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Crescimento da capacidade instalada global da geração eólica.....	19
Figura 2-1 – Capacidade de geração do Brasil em operação – BIG	26
Figura 2-2 – Capacidade de geração do Brasil em operação e construção – BIG....	26
Figura 2-3 – Fluxo de ar por um cilindro de seção transversal conhecida	27
Figura 2-4 – Aerogerador Enercon E-141 EP4.....	31
Figura 2-5 – Regiões de operação de uma turbina eólica.....	31
Figura 2-6 – Quadro comparativo entre os tipos de controle de pás.....	32
Figura 2-7 – Principais partes do aerogerador Enercon E-141 EP4.....	33
Figura 2-8 – Aerogerador de velocidade constante conectado à rede elétrica	34
Figura 2-9 – Aerogerador de velocidade variável (limitada) conectado à rede elétrica.....	36
Figura 2-10 – Aerogerador de velocidade totalmente variável conectado à rede elétrica.....	36
Figura 3-1 – Topologias de conexão dos aerogeradores com os transformadores elevadores de média tensão.....	39
Figura 3-2 – Diagrama unifilar simplificado de uma CGE conectada ao SEP	40
Figura 3-3 – Modelos agregados de uma CGE	41
Figura 3-4 – Circuito esquemático de uma rede coletora com três alimentadores....	42
Figura 3-5 – Modelo equivalente da rede coletora	44
Figura 3-6 – Diagrama simplificado do modelo agregado – aerogerador único	45
Figura 3-7 – Circuito esquemático de um alimentador com três geradores distintos	46
Figura 3-8 – Modelo equivalente de um alimentador com aerogeradores distintos ..	47
Figura 3-9 – Diagrama unifilar simplificado do modelo agregado – múltiplos aerogeradores	49
Figura 3-10 – Faixa de geração e absorção de potência reativa no ponto de conexão.....	57
Figura 3-11 – Perfil do Controle de Tensão.....	58
Figura 3-12 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão	58
Figura 3-13 – Tensão nos terminais dos aerogeradores.....	59
Figura 3-14 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito	60
Figura 4-1 – Topologias básicas do SVC	65
Figura 4-2 – Curva característica (V-I) do SVC	65

Figura 4-3 – Topologia simplificada do STATCOM	66
Figura 4-4 - Topologia do VSC em ponte H	67
Figura 4-5 – Diagrama esquemático de operação do STATCOM.....	68
Figura 4-6 – Curva característica (V-I) do STATCOM.....	69
Figura 4-7 – Estrutura real do STATCOM	70
Figura 4-8 – Esquema simplificado de controle do STATCOM	71
Figura 4-9 – Circuito equivalente do STATCOM	72
Figura 4-10 – Circuito equivalente de relação entre CA e CC no STATCOM	73
Figura 4-11 – Curva P-V com STATCOM	78
Figura 5-1 – Região escolhida no SIN.....	81
Figura 5-2 – Modelo do circuito tipo 1 (C1)	92
Figura 5-3 – Modelo do circuito tipo 2 (C2)	92
Figura 5-4 – Diagrama unifilar	98
Figura 6-1 – Cenários de operação: comportamento da tensão nas barras	109
Figura 6-2 – Cenários de operação: aproveitamento da fonte primária	110
Figura 7-1 – Detalhe da posição do transformador 05T4	117
Figura 7-2 – (a) Fluxo de potência - transformador 05T4; (b) Tensões na barra de 230 kV MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV VB2; (d) Potência reativa no compensador estático 01Q1.	119
Figura 7-3 – Detalhe da posição da LT 500 kV MCP/OUR	121
Figura 7-4 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	122
Figura 7-5 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático 01Q1.....	125
Figura 7-6 – Detalhe da posição da LT 230 kV MCP/IRE	128
Figura 7-7 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	129
Figura 7-8 – Detalhe da posição do complexo eólico VB2	132
Figura 7-9 – (a) Tensões na barra de 500 kV de SPU; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	134

Figura 7-10 – (a) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	137
Figura 7-11 – (a) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	140
Figura 7-12 – (a) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (b) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	143
Figura 7-13 – (a) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (b) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1).....	146
Figura 9-1 – Janela principal do ANAREDE.....	160
Figura 9-2 – Atalhos da janela principal do ANAREDE.....	160
Figura 9-3 – Modelo reduzido.....	161
Figura 9-4 – Área de filtro.....	162
Figura 9-5 – Aba desenho.....	163
Figura 9-6 – Dados da barra 1.....	165
Figura 9-7 – Dados da barra 2.....	165
Figura 9-8 – Dados da barra 3.....	166
Figura 9-9 – Dados da barra 4.....	167
Figura 9-10 – Disposição das barras.....	167
Figura 9-11 – Grupo base de tensão.....	168
Figura 9-12 - Grupo limite de tensão.....	169
Figura 9-13 - Constantes básicas.....	169
Figura 9-14 – Linha de 1 para 2.....	170
Figura 9-15 – Linha de 1 para 3.....	171
Figura 9-16 – Linha de 2 para 4.....	171
Figura 9-17 – Linha de 3 para 4.....	172
Figura 9-18 – Diagrama final do caso exemplo.....	173
Figura 9-19 – Título do caso.....	174
Figura 9-20 – Diretório do arquivo histórico.....	174
Figura 9-21 – Casos do histórico.....	175
Figura 10-1 - Janela principal do ANATEM.....	177
Figura 10-2 – Comentários iniciais do código.....	178
Figura 10-3 – Salvando o caso exemplo no diretório do arquivo histórico.....	178

Figura 10-4 - Ordem recomendada para os Códigos de Execução	179
Figura 10-5 – Caso exemplo do Código de Execução TITU	180
Figura 10-6 – Caso exemplo do Código de Execução DARQ.....	181
Figura 10-7 – Preenchimento dos campos de acordo com a coluna.....	181
Figura 10-8 – Criação das pastas dos arquivos de saída	182
Figura 10-9 – Caso exemplo do Código de Execução DOPC.....	183
Figura 10-10 – Caso exemplo do Código de Execução ARQV	184
Figura 10-11 - Caso exemplo do Código de Execução DMDG	185
Figura 10-12 – Caso exemplo do Código de Execução DMAQ.....	186
Figura 10-13 - Caso exemplo do Código de Execução DEVT	188
Figura 10-14 – Caso exemplo do Código de Execução DSIM	189
Figura 10-15 – Caso exemplo do Código de Execução DPLT	190
Figura 10-16 – Caso exemplo do Código de Execução EXSI	190
Figura 10-17 – Caso exemplo do Código de Execução FIM.....	191
Figura 10-18 – Mensagem de simulação	191
Figura 10-19 – Relatório geral.....	192
Figura 10-20 – Relatório de mensagem	192
Figura 10-21 – Janela principal do PlotCepel.....	193
Figura 10-22 – Módulo da tensão na barra 1	194
Figura 10-23 – Módulo da tensão na barra 2	194
Figura 10-24 – Módulo da tensão na barra 3	195
Figura 10-25 – Módulo da tensão na barra 4	195

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Aplicações do STATCOM no mundo.....	22
Tabela 2 – Quadro comparativo entre tecnologias de aerogerador	51
Tabela 3 – Cenários da operação do SEP com a integração da geração eólica	52
Tabela 4 – Requisitos técnicos mínimos	54
Tabela 5 – Visão geral dos FACTS	63
Tabela 6 – Complexo eólico Ventos da Bahia II.....	80
Tabela 7 – Ferramentas computacionais para estudos elétricos	82
Tabela 8 – Limites de tensão para estudos elétricos	83
Tabela 9 – Tempos indicativos de eliminação de distúrbios	83
Tabela 10 – Casos de geração e carga	85
Tabela 11 – Fator de potência típico	86
Tabela 12 – Geração eólica da região delimitada do SIN	89
Tabela 13 – Dados do gerador DFIG	89
Tabela 14 – Dados do transformador elevador dos aerogeradores	91
Tabela 15 – Dados dos cabos da rede de média tensão	91
Tabela 16 – Rede de média tensão equivalente	91
Tabela 17 – Dados das linhas de transmissão.....	93
Tabela 18 – Dados dos transformadores	93
Tabela 19 – Compensadores conectados por chave mecânica nas barras	94
Tabela 20 - Compensadores conectados por chave mecânica nas linhas de transmissão	95
Tabela 21 – Compensador estático de reativos (01Q1)	95
Tabela 22 – Compensador síncrono (01K1).....	95
Tabela 23 -Transformador de conexão do compensador síncrono (04T7)	95
Tabela 24 – Dados iniciais do STATCOM.....	96
Tabela 25 – STATCOM (09ST)	96
Tabela 26 – Transformador de conexão do STATCOM	96
Tabela 27 – Cargas máximas da região selecionada.....	97
Tabela 28 – Cenários primários de geração eólica	99
Tabela 29 – Cenários primários de carga	99
Tabela 30 - Cenários de operação do SIN	100
Tabela 31 – Cenários 1 e 2: despacho da geração eólica	101

Tabela 32 – Cenários 3 e 6: despacho da geração eólica	102
Tabela 33 – Cenário 9: restrição de carga	103
Tabela 34 – Cenário 9: despacho da geração eólica	104
Tabela 35 – Cenário 4: despacho da geração eólica	105
Tabela 36 – Cenário 7: restrição de carga	105
Tabela 37 – Cenário 7: despacho da geração eólica	106
Tabela 38 – Cenário 8: restrição de carga	106
Tabela 39 – Cenário 5: despacho da geração eólica	107
Tabela 40 – Cenário 8: despacho da geração eólica	107
Tabela 41 – Lista de contingências	111
Tabela 42 – Indicadores de violação	111
Tabela 43 – Cenários de carga leve: análise de contingências	112
Tabela 44 – Cenários de carga média: análise de contingências	113
Tabela 45 – Cenários de carga pesada: análise de contingências	114
Tabela 46 – Dados de barra.....	162
Tabela 47 – Dados de linha.....	163
Tabela 48 – Campo do Código de Execução TITU	180
Tabela 49 – Campos do Código de Execução DARQ.....	180
Tabela 50 – Campos do Código de Execução DOPC.....	182
Tabela 51 – Campos do Código de Execução ARQV	183
Tabela 52 – Campos do Código de Execução DMDG	184
Tabela 53 – Campos do Código de Execução DMAQ	185
Tabela 54 – Campos do Código de Execução DEVT.....	187
Tabela 55 – Campos do Código de Execução DSIM	188
Tabela 56 – Campos do Código de Execução DPLT	189

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica

AG – Aerogerador

ANAREDE – Análise de Redes Elétricas

ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BAB – Babilônia

BIG – Banco de Informações de Geração

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CDU – Controladores Definidos pelo Usuário

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CGE – Central Geradora Eólica

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CGU – Central Geradora Undi-elétrica

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

CRI – Cristal

DFIG – *Doubly-fed Inductor Generator*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*

GOI – Gentio do Ouro I

GTO – *Gate Turn-off Thyristor*

GWEC – *Global Wind Energy Council*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IGCT – *Integrated Gate Commutated Thyristor*

IRE - Irecê

LEMT – Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão

MCP – Morro do Chapéu II

MCS – Morro do Chapéu Sul

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OUR - Ouroândia

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PLL – *Phase-locked Loop*

PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*

PR – Procedimentos de Rede

PROEÓLICA – Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica

PST – *Phase Shifting Transformer*

SAZ – Serra Azul

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*

SDB – Serra da Babilônia

SGFC – *Synchronous Generator Full Converter*

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINDAT – Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN

SPU - Sapeaçu

STATCOM – *Static Synchronous Compensator*

SVC – *Static Var Compensator*

TCR – *Thyristor Controlled Reactor*

TSC – *Thyristor Switched Capacitor*

TSR – *Thyristor Switched Reactor*

TSRA – *Tip Speed Ratio*

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

UTN – Usina Termonuclear

VB2 – Ventos da Bahia II

VSC – *Voltage Source Converter*

WEF – *Wind Energy Foundation*

WRIG – *Wound Rotor Induction Generator*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Contextualização	19
1.2	Definição do Problema	20
1.3	Justificativa	21
1.4	Objetivos	22
1.4.1	Objetivo Geral	22
1.4.2	Objetivos Específicos.....	22
1.5	Estrutura do trabalho	23
2	FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA	25
2.1	Energia eólica no Brasil	25
2.2	Aspectos gerais da fonte primária	27
2.3	Aerogeradores	30
3	CENTRAL GERADORA EÓLICA (CGE)	38
3.1	Modelo Agregado – Aerogerador único	41
3.2	Modelo Agregado – Múltiplos aerogeradores	46
3.3	Impactos da conexão de uma CGE no SEP	50
3.4	Requisitos de conexão de uma CGE no SIN	53
4	FACTS	62
4.1	SVC	64
4.2	STATCOM	66
4.2.1	Modelo e controles do STATCOM	70
4.2.2	Controle e estabilidade de tensão com STATCOM.....	76
5	ESTUDO DE CASO	80
5.1	APRESENTAÇÃO	80
5.2	METODOLOGIA	82
5.2.1	Modelo agregado – aerogerador único	84
5.2.2	Análise estática	84
5.2.3	Análise dinâmica	87
5.3	MODELAGEM DO SEP	88
5.3.1	Aerogeradores	89
5.3.2	Rede de média tensão	90
5.3.3	Linhas de transmissão e transformadores	92
5.3.4	Compensadores de reativos	94
5.3.5	Cargas.....	97
6	ANÁLISE ESTÁTICA	99
6.1	CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO SIN	99
6.1.1	Cenário 1 e 2: carga leve e geração máxima e média	100
6.1.2	Cenário 3, 6 e 9: carga leve, média e pesada e geração mínima	102
6.1.3	Cenário 4 e 7: carga média e pesada e geração máxima	104
6.1.4	Cenário 5 e 8: carga média e pesada e geração média.....	106
6.1.5	Avaliação do desempenho da operação do SIN	108
6.2	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS NO SIN	110
7	ANÁLISE DINÂMICA	116
7.1	CASOS CRÍTICOS DE OPERAÇÃO DO SIN	116

7.1.1	Caso 1: cenário 4 e contingência 7	117
7.1.2	Caso 2: cenário 5 e contingência 9	120
7.1.3	Caso 3: cenário 7 e contingência 9	124
7.1.4	Caso 4: cenário 9 e contingência 13	127
7.1.5	Análise geral dos casos críticos de operação do SIN	130
7.2	CASOS CRÍTICOS DE OPERAÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO VENTOS DA BAHIA II.....	132
7.2.1	Caso 5: cenário 8 e sobretensão sistêmica.....	133
7.2.2	Caso 6: cenário 1-2 e degrau de tensão no ponto de conexão com o SIN	136
7.2.3	Caso 7: cenário 1-2 e degrau de tensão no ponto de conexão com o SIN	138
7.2.4	Caso 8: cenário 4 e curto-circuito interno.....	142
7.2.5	Caso 9: cenário 4 e curto-circuito na barra de 34,5 kV	144
7.2.6	Análise geral dos casos críticos de operação do complexo eólico Ventos da Bahia II no SIN.....	147
8	CONCLUSÃO	149
8.1	TRABALHOS FUTUROS	151
	REFERÊNCIAS.....	152
9	APÊNDICE A – MANUAL BÁSICO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL ANÁLISE DE REDES ELÉTRICAS (ANAREDE).....	159
9.1	CASO EXEMPLO – FLUXO DE POTÊNCIA.....	162
10	APÊNDICE B – MANUAL BÁSICO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS (ANATEM)	176
10.1	CASO EXEMPLO – CURTO-CIRCUITO	177

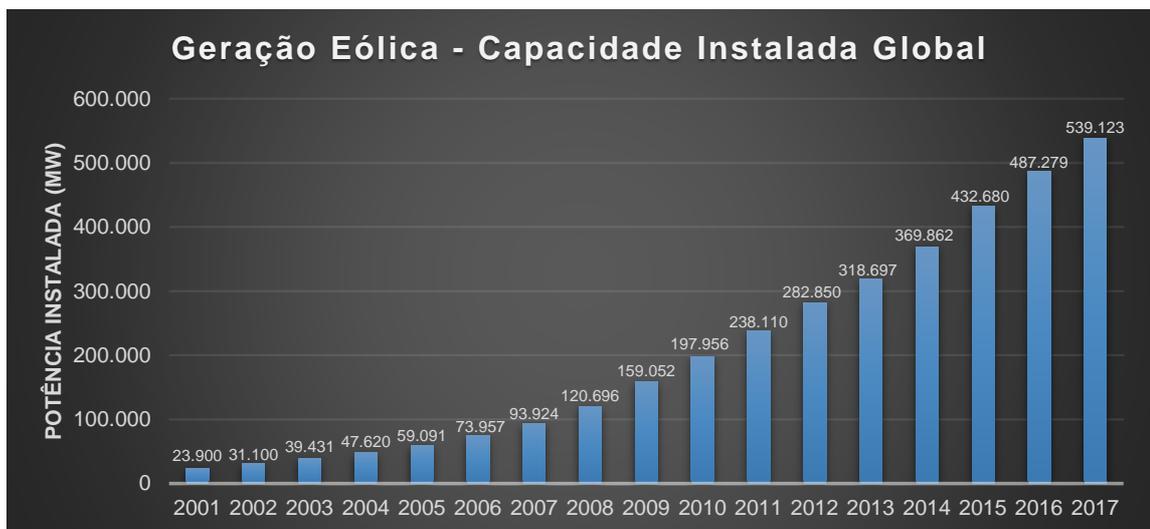
1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nas últimas décadas, é notável a expansão da participação das fontes renováveis na matriz de energia elétrica de diversos países. No caso da energia eólica, o avanço tecnológico dos aerogeradores, aliado ao aumento nos custos dos combustíveis fósseis e as políticas sustentáveis, tem atraído cada vez mais o interesse do mercado, tornando essa fonte a campeã de aproveitamento dentre as renováveis (LIPNICKI; STANCIU, 2010; RÊGO, 2017).

A Figura 1-1 apresenta a evolução da fonte eólica de 2001 a 2017, onde observa-se o comportamento exponencial no crescimento da capacidade instalada.

Figura 1-1 – Crescimento da capacidade instalada global da geração eólica



Fonte: adaptado de GWEC (2019).

No Brasil, a capacidade instalada é de cerca de 14,71 GW, com 583 parques eólicos e mais de 7.000 aerogeradores em operação. O país está na oitava posição no ranking mundial de capacidade instalada (ABEEÓLICA, 2019).

Entretanto, a integração das plantas eólicas de grande capacidade ao sistema de transmissão tem sido desafiadora. A medida que o nível de penetração da fonte eólica aumenta, os impactos na operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) tornam-se mais significativos (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

Para tal, visto a perspectiva de continuidade na expansão da geração eólica, tem-se realizado estudos para a avaliação dos impactos, dedicados ao controle e operação do SEP. Em diversos locais no mundo, os operadores do sistema de transmissão estão exigindo novos requisitos técnicos, a fim de sustentar a expansão (RÊGO, 2017).

1.2 Definição do Problema

A integração de sistemas eólicos de geração, como mencionado, vem apresentando desafios. Dentre eles, pode-se destacar a dificuldade no escoamento da energia, variabilidade da fonte primária, complexidade da previsão de geração, capacidade de se manter conectado à rede após faltas e a estabilidade transitória. Proveniente de tais desafios, observam-se problemas na qualidade da energia elétrica produzida, destacando-se as variações de tensão, intimamente relacionadas a desligamentos de usinas no SEP (LEÃO; ANTUNES; LOURENÇO; ANDRADE JR, 2009; CUSTÓDIO, 2009).

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através do módulo 3 dos Procedimentos de Rede (PR), determina os requisitos técnicos de conexão de uma instalação de geração ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Para atender os requisitos de conexão, e garantir o controle das variações de tensão na ocorrência de distúrbios, é necessário garantir a disponibilidade de potência reativa do SEP (ACKERMANN, 2005).

De modo geral, a capacidade individual de processamento de energia reativa pelos aerogeradores nem sempre permite atingir tais requisitos, exigindo a aplicação de ferramenta adicional. Para contornar essa limitação, o Compensador Síncrono Estático (*Static Synchronous Compensator* - STATCOM) apresenta-se como uma alternativa moderna e flexível, sendo capaz de atuar de forma rápida e eficiente na compensação de reativos (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

Desse modo, por meio de modelos de simulação, este trabalho procura abordar a integração de um STATCOM em uma usina eólica, analisando o atendimento dos requisitos técnicos do ONS, em relação ao controle e estabilidade de tensão, sob operação normal e em situações de contingências.

1.3 Justificativa

Com o aumento das conexões de usinas eólicas no Brasil, o ONS adequou o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede. A nova versão, abrange a Central Geradora Eólica (CGE), apresentando os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão (ONS, 2016a).

A avaliação do atendimento dos requisitos é feita através de estudos, dentre estes, a avaliação do controle e estabilidade de tensão possui caráter primordial. Com esta, verifica-se a necessidade de ferramenta adicional para a compensação de reativos.

Dentre as ferramentas de compensação de reativos, o STATCOM tem sido amplamente promovido pelas indústrias. Como atua de maneira ativa no SEP, amplia a capacidade de controle e estabilidade de tensão (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

O STATCOM tem sido utilizado em diversos países, para aplicações no aumento na capacidade de transmissão, melhora na estabilidade do sistema e redução de cintilação.

No Brasil, o Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão (LEMT) da Universidade Federal do Rio de Janeiro em conjunto com a empresa Adelco Sistemas e Energia, vem desenvolvendo um STATCOM (± 850 kvar) com aplicação na geração eólica. O projeto de pesquisa e desenvolvimento é conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em parceria com a PETROBRAS (LEMT, 2018).

A Tabela 1 apresenta algumas aplicações do STATCOM em usinas eólicas, sistemas de transmissão e fornalhas de arco.

Estes fatos, comprovam a conveniência de estudos relacionados a integração da fonte eólica, em especial, ao uso de ferramentas adicionais para o atendimento aos requisitos do ONS.

Os resultados positivos obtidos com o uso do STATCOM em diversos países salientam a importância da análise da resposta desta ferramenta frente a realidade do SIN.

Tabela 1 – Aplicações do STATCOM no mundo

Fabricante	País	Aplicação	Faixa de Operação	
			Indutivo (Mvar)	Capacitivo (Mvar)
ABB	Irlanda	Usina Eólica	12	12
ABB	Inglaterra	Usina Eólica	50	50
ABB	Inglaterra	Usina Eólica	45	45
ABB	Escócia	Usina Eólica	68	68
ABB	Noruega	Usina Eólica	6	6
ABB	Canadá	Transmissão	12	12
ABB	Chile	Transmissão	65	140
ABB	EUA	Transmissão	80	110
ABB	China	Fornalha de Arco	0	164
SIEMENS	Omã	Fornalha de Arco	100	100

Fonte: adaptado de ABB (2018a, 2018c, 2018d, 2018e, 2018f, 2018h) e SIEMENS (2018).

Portanto, este trabalho possui considerável contribuição na avaliação da redução dos impactos da conexão de uma CGE no SIN, associando uma nova ferramenta de resolução.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

Avaliar, por meio de estudo de caso, o uso do STATCOM para o controle e estabilidade de tensão em um sistema eólico de geração de energia elétrica conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.4.2 Objetivos Específicos

- a) Identificar os principais causadores do problema de controle e estabilidade de tensão em uma CGE;
- b) Verificar quais os limites permitidos de variação de tensão de acordo com a legislação vigente;
- c) Desenvolver um modelo de simulação do sistema elétrico contemplando, a usina eólica, a ferramenta de resolução do problema de controle e estabilidade de tensão e as demais instalações conectadas na área delimitada no SIN para o estudo;

- d) Avaliar o comportamento da tensão em condição normal de operação (carga leve, média e pesada) e sob contingências, considerando bancos de reatores e capacitores e o STATCOM;
- e) Verificar em quais situações os limites estabelecidos por legislação vigente foram extrapolados;
- f) Elencar as vantagens e desvantagens obtidas com o uso do STATCOM do ponto de vista do agente e do SIN.

1.5 Estrutura do trabalho

Com o objetivo de facilitar a leitura e compreensão deste trabalho, o mesmo está dividido em oito capítulos. Neste primeiro capítulo, apresenta-se uma contextualização do problema, definição do problema, justificativa e os objetivos.

O capítulo 2 trata dos fundamentos da energia eólica, apresentando conceitos pertinentes, dados correlacionados e modelos.

O capítulo 3 trata da CGE, apresentando os principais aspectos e modelos equivalentes para estudos sistêmicos.

O capítulo 4 trata dos sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada, apresentando os principais tipos e os mais adequados para sistema eólicos de geração em região continental.

O capítulo 5 trata da modelagem do sistema elétrico de potência aplicado no estudo de caso, apresentando os principais critérios e diretrizes da metodologia aplicada.

O capítulo 6 trata da análise estática do estudo de caso, apresentando despacho da geração, análise de contingências e determinação dos cenários críticos de operação.

O capítulo 7 trata da análise dinâmica do estudo de caso, apresentando as principais verificações da aplicação do STATCOM em sistemas eólicos de geração frente a equipamentos convencionais.

O capítulo 8 apresenta as conclusões do estudo de caso, apresentando os principais pontos verificados no estudo de caso e sugerindo temas para trabalhos futuros.

Portanto, este trabalho busca apresentar os fundamentos e o desenvolvimento do estudo de caso proposto.

2 FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA

2.1 Energia eólica no Brasil

A energia provinda dos ventos tem sido utilizada pelo homem a milhares de anos, como propulsão de barcos, moinhos de vento e bombeamento de água. No século XX, passou-se a utilizar tal energia com fonte primária para geração de energia elétrica, em redes isoladas ou conectadas a sistemas elétricos (WEF, 2018).

Nos anos 90, buscando alcançar as metas do Protocolo de Kyoto, muitos países inseriram programas de investimento e pesquisa em fonte limpas e renováveis. Com isso, houve um aumento significativo no número de fabricantes de aerogeradores, promovendo a tecnologia e reduzindo os custos por economia de escala (CUSTÓDIO, 2009).

Em 1992, entrou em operação no Brasil, o primeiro aerogerador do país e da América do Sul. A turbina eólica de 225 kW de potência, instalada no arquipélago de Fernando de Noronha, iniciou a inserção da fonte na matriz de energia elétrica brasileira (ABEEÓLICA, 2018).

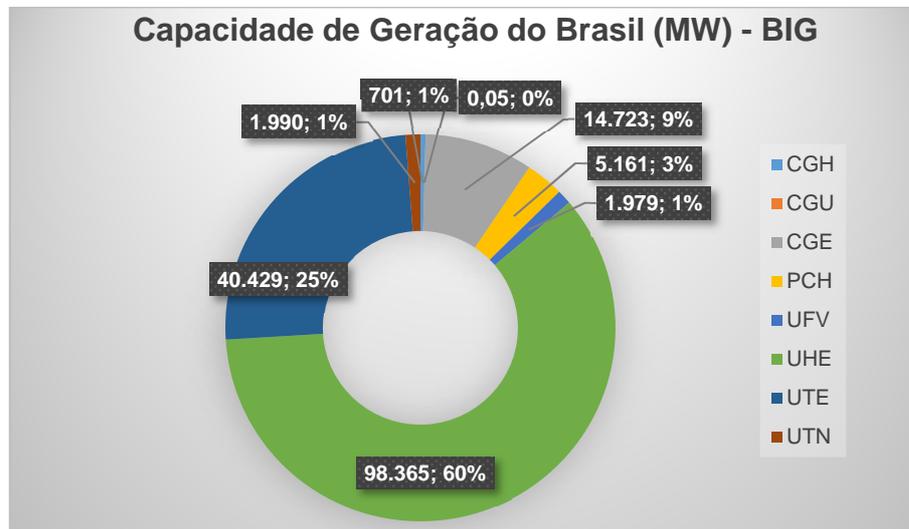
Na década seguinte, promoveu-se o Programa Emergencial de Energia Elétrica (PROEÓLICA), mais tarde, tornou-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), proporcionando o desenvolvimento da tecnologia no país (ABEEÓLICA, 2018).

Com início em 2009, os leilões de comercialização de energia elétrica voltados para fonte eólica no Brasil têm colocado a fonte em destaque no cenário nacional. Destacam-se os Leilões de Energia Reserva e Leilões de Fontes Alternativas, além da pequena escala integrada ao mercado livre (ABEEÓLICA, 2018).

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, cerca de 9% (14.723 MW) da matriz de energia elétrica brasileira com potência fiscalizada provém de fonte eólica. Os empreendimentos em construção (iniciada e não iniciada) estimam que a fonte deve representar 10% (19.977 MW) da matriz nos próximos anos (ANEEL, 2019a).

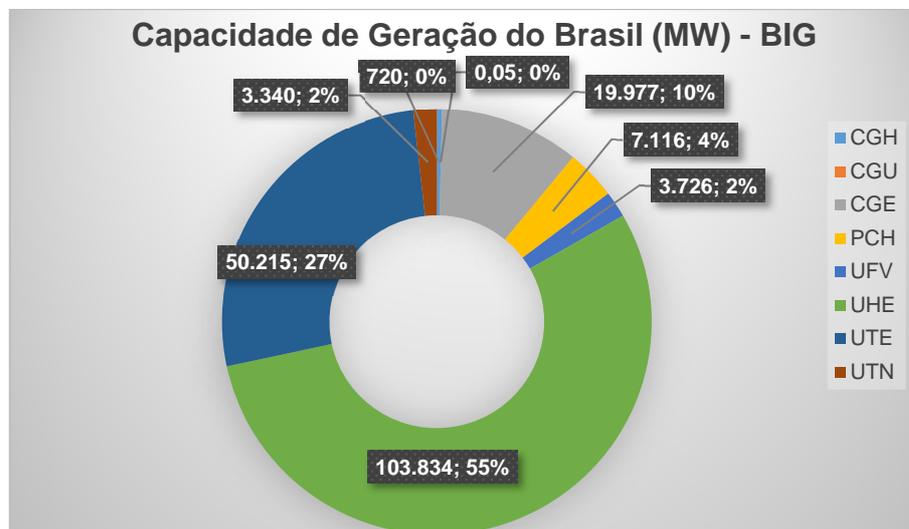
A Figura 2-1 apresenta a matriz em operação com potência fiscalizada. A Figura 2-2 apresenta o avanço da matriz com a capacidade contratada em construção para operação nos próximos anos.

Figura 2-1 – Capacidade de geração do Brasil em operação – BIG



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019a).

Figura 2-2 – Capacidade de geração do Brasil em operação e construção – BIG



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019a).

Isto posto, verifica-se a presença significativa da geração eólica no Brasil e o aumento da participação dessa fonte renovável na matriz energética. Como consequência, estudos correlacionados tomam relevância e aprimoram tal processo.

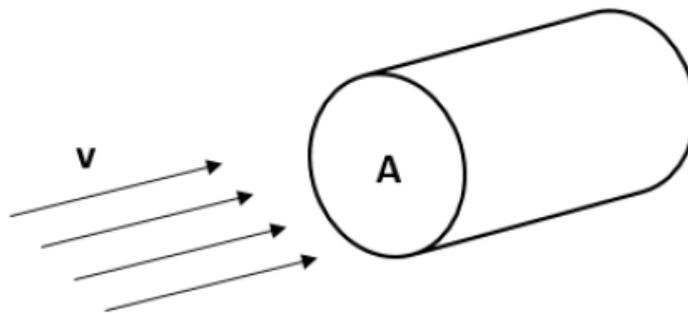
2.2 Aspectos gerais da fonte primária

A energia eólica é caracterizada como a energia cinética obtida pelo movimento do ar, o vento. De natureza estocástica, o estudo da energia eólica é primordial para o melhor aproveitamento da fonte (CUSTÓDIO, 2009).

A discrepância da radiação solar entre zonas equatoriais e polares, promove diferenças de pressão na superfície da terra, causando a movimentação do ar. Desse modo, pode-se atrelar a origem do vento à radiação solar (CASTRO, 2005).

Para analisar a potência disponível no vento, considera-se um cilindro com seção transversal conhecida, conforme apresentado na Figura 2-3. O fluxo de ar se move a uma velocidade conhecida, perpendicular à seção transversal do cilindro. A energia cinética sob análise é apresentada na Equação 2.1 (RÊGO, 2017).

Figura 2-3 – Fluxo de ar por um cilindro de seção transversal conhecida



Fonte: Rêgo (2017).

$$E = \frac{m u^2}{2} \quad (2.1)$$

Onde:

E = energia cinética (J)

m = massa de ar (kg)

u = velocidade da massa de ar em movimento (m/s)

Ao derivar a energia cinética no tempo obtém-se a potência disponível no vento, conforme apresentado na Equação 2.2.

$$P = \dot{E} = \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\dot{m} u^2}{2} \quad (2.2)$$

Onde:

P = potência disponível no vento (W)

\dot{E} = fluxo de energia (J/s)

t = tempo (s)

\dot{m} = fluxo de massa de ar (kg/s)

O fluxo de massa de ar é definido conforme apresentado na Equação 2.3.

$$\dot{m} = \rho u A \quad (2.3)$$

Onde:

ρ = massa específica do ar (kg/m³)

A = área da seção transversal (m²)

Ao substituir a Equação 2.3 na Equação 2.2, obtém-se a potência disponível no vento na seção conhecida do cilindro, conforme apresentado na Equação 2.4.

$$P = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (2.4)$$

Ao analisar a Equação 2.4, verifica-se a relevância da velocidade do vento na potência disponível. Para tal, o comportamento estocástico do vento torna complexa a exatidão nas previsões de disponibilidade de potência.

Atualmente, utilizam-se estações anemométricas para realizar medições de vento, cujos dados são registrados em períodos discretos. A análise dos dados é feita por distribuição probabilística, sendo a de Weibull considerada a mais adequada (CUSTÓDIO, 2009; CASTRO, 2005).

A Equação 2.5 apresenta a função densidade de probabilidade de Weibull.

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k} \quad (2.5)$$

Onde:

$f(\bar{u})$ = função densidade de probabilidade de Weibull (adimensional)

k = parâmetro de forma (adimensional)

c = parâmetro de escala (m/s)

\bar{u} = velocidade média do vento (m/s)

A velocidade média pode ser obtida através da Equação 2.6 ou de maneira aproximada através da Equação 2.7. A Equação 2.7, condiz com situações reais de distribuição discreta da velocidade média (CASTRO, 2005).

$$\bar{u}_{\text{anual}} = \int_0^{\infty} \bar{u} f(\bar{u}) d\bar{u} \quad (2.6)$$

Onde:

\bar{u}_{anual} = velocidade média anual (m/s)

$$\bar{u}_{\text{anual}} = \sum_{\bar{u}=0}^{\bar{u}=\text{máx}} \bar{u} f(\bar{u}) \quad (2.7)$$

Portanto, a probabilidade de uma determinada velocidade ocorrer está ligada ao parâmetro de forma (k) e ao parâmetro de escala (c). A variabilidade está diretamente relacionada com o parâmetro de forma, e o desvio padrão com o parâmetro de escala (CASTRO, 2005).

A energia disponível no vento é parcialmente transformada em energia mecânica por meio de uma turbina eólica, visto que há um limite na conversão. Este limite de conversão, foi determinado por Albert Betz, cujo valor ideal máximo é de aproximadamente 0,593 (CRESESB, 2018).

A Equação 2.8 apresenta a potência mecânica extraível dos ventos e a variáveis do coeficiente de potência.

$$P_{\text{mec}} = \frac{1}{2} \rho A u^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.8)$$

Onde:

P_{mec} = potência mecânica extraível do vento (W)

C_p = coeficiente de potência (adimensional)

λ = razão de velocidades na pá (*Tip Speed Ratio* - TSRA) (adimensional)

β = ângulo de passo (°)

Estes conceitos fundamentam o uso do recurso eólico e facilitam a compreensão de fenômenos típicos desta matriz. Dentre estes, destaca-se a variabilidade e dificuldade de previsão da potência mecânica disponível.

2.3 Aerogeradores

A turbina eólica é a máquina primária para a absorção e conversão da energia provinda dos ventos. A subdivisão é feita pela força atuante no seu movimento, são elas, as turbinas de arrasto (*drag*) e as turbinas de sustentação (*lift*) (ALBUQUERQUE; MATOS, 2016).

As turbinas eólicas também podem ser divididas pela posição do eixo principal, as turbinas de eixo horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*) e as turbinas de eixo vertical (*Vertical Axis Wind Turbine*). Na geração comercial de energia elétrica, as turbinas de eixo horizontal são amplamente aplicadas. A característica de sustentação, proporciona velocidades maiores que a do vento, provocando maior eficiência no processo de conversão de energia (ALBUQUERQUE; MATOS, 2016).

Neste trabalho, como o foco principal é a geração comercial de energia elétrica, as informações e conceitos presentes neste tópico estão direcionadas as turbinas horizontais.

A Figura 2-4 apresenta o aerogerador E-141 EP4 (4 MW) da Enercon com turbina horizontal.

Com relação ao controle de potência de uma turbina eólica, este é dividido em quatro regiões, determinadas pela velocidade do vento e pelos parâmetros nominais, conforme a Figura 2-5 (RÊGO, 2017):

- a) A Região 1 (*cut-in*) contempla velocidades de vento insuficientes para a entrada em operação;
- b) A Região 2 (*below rated*) contempla velocidades de vento com potência gerada variável;
- c) A Região 3 (*above rated*) contempla velocidades de ventos acima da nominal, operando em potência nominal;
- d) A Região 4 (*cut-out*) contempla velocidades insustentáveis pela turbina, onde a turbina é retirada de operação para evitar danos.

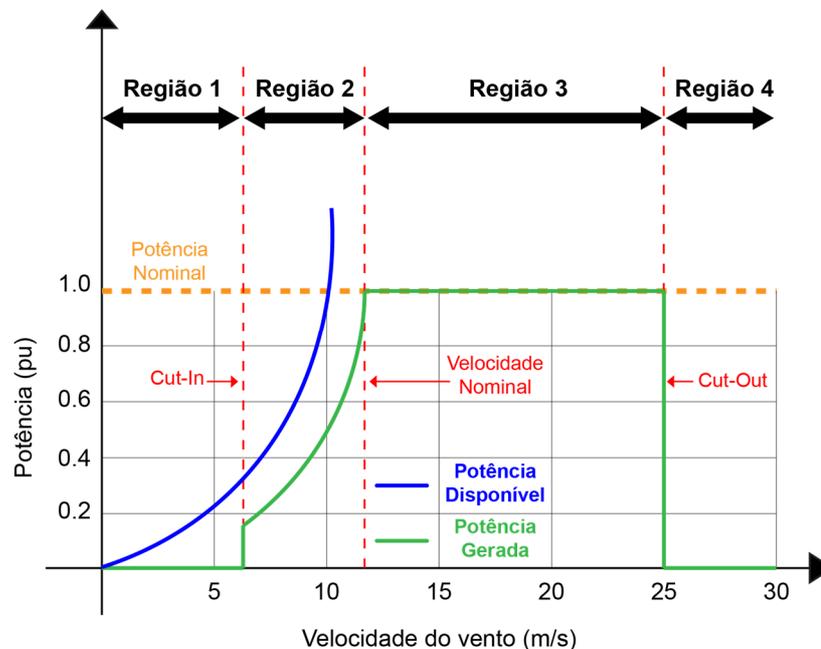
Figura 2-4 – Aerogerador Enercon E-141 EP4



Fonte: Enercon (2018a).

Para tal, as regiões de operação 2 e 3 permitem o controle ótimo do coeficiente de potência, com variações no ângulo de passo (β) e na razão de velocidades na pá (λ) (RÊGO, 2017).

Figura 2-5 – Regiões de operação de uma turbina eólica



Fonte: Adaptado de Rêgo (2017).

O controle de potência e velocidade das turbinas eólicas é feito através das pás, sendo passivo, ativo ou híbrido. O passivo é conhecido como controle por estol

(*stall control*), o ativo como controle de passo (*pitch control*) e o híbrido como controle por estol ativo (*active stall*): (CUSTÓDIO, 2009)

- a) O controle por estol, mantém as pás fixas em um ângulo de passo. Durante as velocidades indesejadas, as forças de sustentação são reduzidas suavemente e são produzidas forças de arrasto;
- b) O controle de passo proporciona mobilidade as pás, alterando o ângulo de passo conforme a velocidade incidente;
- c) O controle por estol ativo proporciona pequena variação no ângulo de passo, entretanto, o rotor movimentar-se reduzindo a sustentação das pás.

A Figura 2-6 apresenta o quadro de vantagens de cada tipo de controle de pás.

Figura 2-6 – Quadro comparativo entre os tipos de controle de pás

Controle por estol (<i>stall</i>)	Controle de passo (<i>pitch</i>)	Controle por estol ativo (<i>active stall</i>)
1) Sem sistemas de controle de passo. 2) Estrutura de cubo do rotor simples. 3) Menor manutenção. 4) Potência autocontrolada.	1) Controle da potência ativa sob todas as condições de vento. 2) Maior produção sob mesmas condições. 3) Freio aerodinâmico. 4) Pás com menor massa e carga das pás reduzidas para velocidades extremas.	1) Poucas mudanças no ângulo de passo para controle de potência. 2) Construção mais simples do que controle por passo. 3) Possibilidade de controle de potência para ventos com baixa velocidade.

Fonte: Adaptado de Custódio (2009).

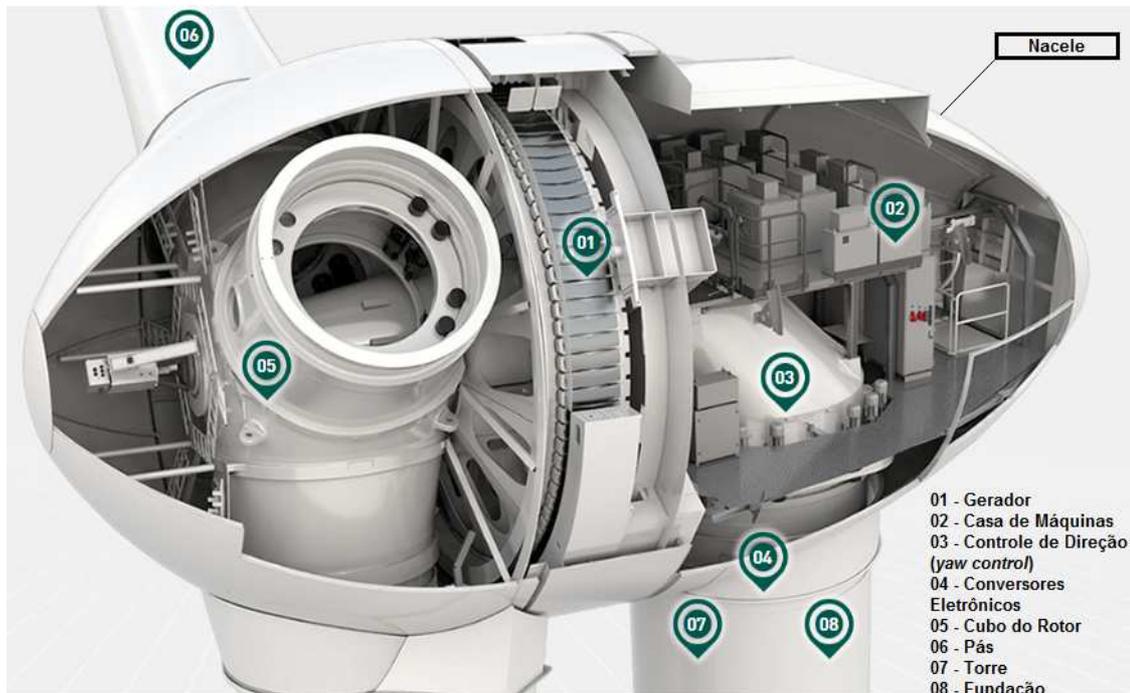
Realizada a análise dos tipos de turbinas eólicas e seus respectivos métodos de controle e operação, deve-se verificar a composição de um aerogerador, como apresentado na Figura 2-7.

Os aerogeradores são compostos basicamente pela estrutura de extração de potência e adequação de velocidade, estrutura de controle de direção (*yaw control*), e estrutura de sustentação (ENERCON, 2018b).

A estrutura de controle de direção é responsável pelo movimento do aerogerador em seu próprio eixo, para obtenção da direção ótima. A estrutura de conversão eletromecânica contempla o gerador de energia elétrica, possível conversor eletrônico e os controladores para operação com obtenção ótima de potência (ENERCON, 2018b).

Os aerogeradores possuem distinção por velocidade de operação, sendo de velocidade variável ou de velocidade constante. Para tanto, são necessárias ferramentas de controle de frequência (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 2-7 – Principais partes do aerogerador Enercon E-141 EP4



Fonte: Enercon (2018b).

Os geradores de energia elétrica utilizados em aerogeradores podem ser geradores em corrente contínua, geradores síncronos ou geradores de indução (assíncronos). A velocidade de operação pode ser constante, variável (limitada) ou totalmente variável. Como os geradores em corrente contínua são raramente utilizados, devido ao custo de aquisição e manutenção, este trabalho descreve apenas os demais tipos (PATIL; BHOSLE, 2013).

Os geradores síncronos como operam em velocidade síncrona, necessitam de um controlador rápido e eficaz, por conta de ventos turbulentos. Por outro lado, possuem a vantagem de uma maior capacidade de fornecimento de potência reativa (PATIL; BHOSLE, 2013).

Em contrapartida, os geradores de indução são mais baratos, menores e mais robustos a sobrecargas e curtos-circuitos. Entretanto, necessitam de mecanismos de controle de tensão e frequência, uma vez que possuem dificuldade

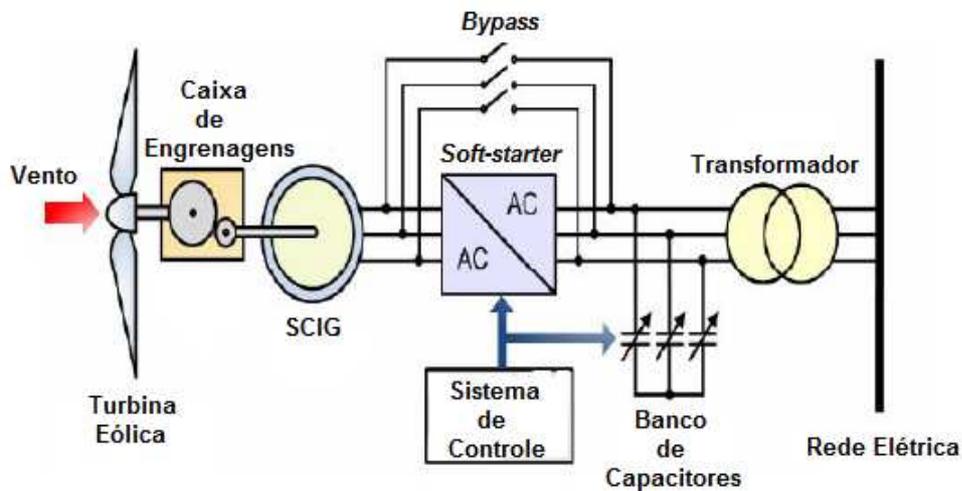
de gerar potência reativa e de controlar a frequência sob operação em velocidade variável (PATIL; BHOSLE, 2013).

Os geradores de velocidade constante são conectados diretamente a rede elétrica, com partida como motor por meio de conversor eletrônico (*soft-stater*) e posterior conexão à rede elétrica. Em geral, utilizam-se os geradores de indução gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator – SCIG*) operando com faixas de baixas velocidades (PATIL; BHOSLE, 2013).

Como estão conectados diretamente a rede, participam da regulação da frequência como geradores convencionais, porém, necessitam de um banco de capacitores para fornecer potência reativa. (RÊGO, 2017).

A Figura 2-8 apresenta as ligações a rede elétrica de um aerogerador de velocidade constante com gerador SCIG.

Figura 2-8 – Aerogerador de velocidade constante conectado à rede elétrica



Fonte: Adaptado de Patil e Bhosle (2013).

Os geradores de velocidade variável possibilitam maior extração de potência do vento, visto que são utilizados mecanismos sofisticados de controle ativo. Atualmente, o gerador de indução duplamente alimentado (*Doubly-fed Induction Generator - DFIG*) e gerador síncrono conectado à rede através de um conversor eletrônico (*Synchronous Generator Full Converter – SGFC*) são as duas principais configurações (RÊGO, 2017).

O DFIG e o SGFC como utilizam conversores eletrônicos, não auxiliam na regulação de frequência do sistema de forma intrínseca, uma vez que operam de maneira desacoplada (RÊGO, 2017).

Na aplicação com velocidade restrita (limitada), tem-se empregado o gerador de indução com controle de escorregamento (*Wound Rotor Induction Generator* – WRIG) e o DFIG (PATIL; BHOSLE, 2013; BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

O WRIG conecta-se diretamente a rede, onde variando o escorregamento de 0 a 10% maior que a velocidade síncrona, permite a operação em velocidade variável (PATIL; BHOSLE, 2013; BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

O DFIG conecta o estator diretamente a rede e o rotor através de conversor eletrônico *back-to-back* (retificador e inversor), controlando a corrente, frequência e ângulo de fase do rotor. Conseqüentemente, a faixa de escorregamento é mais ampla (-30% a 30%), provocando menores problemas mecânicos e maior controle de potência (PATIL; BHOSLE, 2013; BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

Todavia, devido à dificuldade de controle de tensão direto nos terminais, o DFIG não apresenta um grande suporte a correntes de falta, estando susceptível a desligamentos (PATIL; BHOSLE, 2013; BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

A Figura 2-9 apresenta as ligações a rede elétrica de um aerogerador de velocidade variável (limitada) com gerador DFIG.

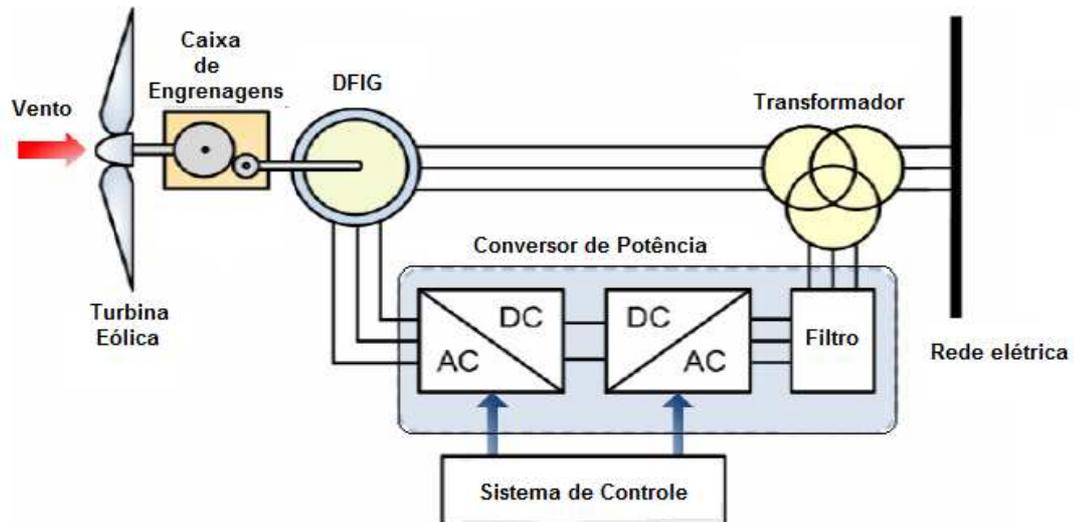
O uso de geradores síncronos apresenta a facilidade no controle de potência, porém, a operação em velocidade fixa não apresenta bons resultados, devido ao baixo amortecimento da máquina perante as variações da fonte primária (BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

Para tal, os geradores síncronos estão sendo utilizados com velocidade totalmente variada, conectando-se ao sistema elétrico através de conversores *back-to-back*. A aplicação elimina as caixas de engrenagens, um dos maiores causadores de problemas em aerogeradores (BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

De modo geral, o SGFC tem sido amplamente aplicado, destaca-se também a inserção gradual do gerador de ímãs permanentes (*Permanent Magnet*

Synchronous Generator – PMSG) em pequenas potências, devido a sua robustez, confiabilidade e simplicidade (BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

Figura 2-9 – Aerogerador de velocidade variável (limitada) conectado à rede elétrica

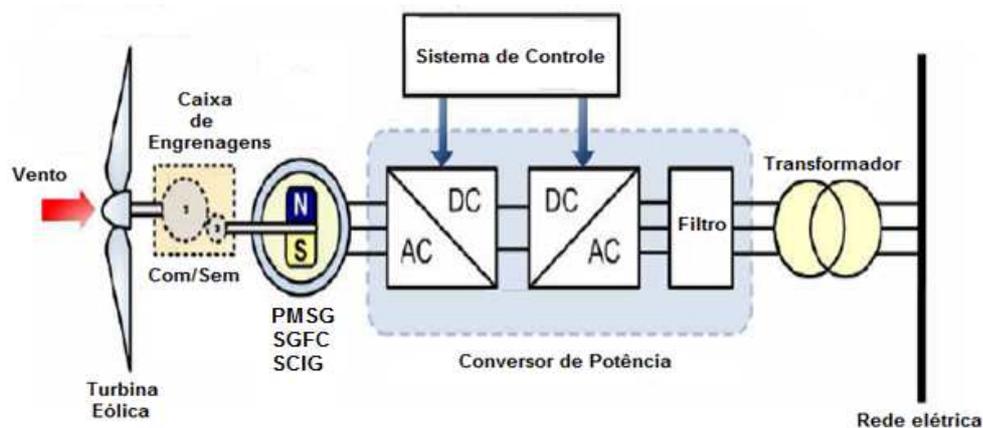


Fonte: Adaptado de Patil e Bhosle (2013).

Ademais, o gerador SCIG também pode ser utilizado com velocidade totalmente variável, conectado à rede elétrica através de um *back-to-back* (BALAKUMAR; RAMYA, 2017).

A Figura 2-10 apresenta as ligações a rede elétrica de um aerogerador de velocidade totalmente variável com gerador PMSG, SGFC e SCIG.

Figura 2-10 – Aerogerador de velocidade totalmente variável conectado à rede elétrica



Fonte: Adaptado de Patil e Bhosle (2013).

Como visto, as topologias de aerogeradores são as mais variadas possíveis, possuindo em sua grande maioria limitações mecânicas ou elétricas. As

mecânicas vinculadas primariamente a variabilidade da fonte primária e as elétricas ao controle de potência e conseqüente controle de tensão.

Com isso, as informações abordadas neste tópico são de grande importância, uma vez que provocam maior entendimento dos fenômenos relacionados a qualidade da energia elétrica em sistemas eólicos de geração.

3 CENTRAL GERADORA EÓLICA (CGE)

A ANEEL por meio da Resolução Normativa Nº 391, de 15 de dezembro de 2009, define o conceito de Centrais Geradoras Eólicas. As CGEs são instalações de produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento, com potência instalada superior a 5.000 kW (BRASIL, 2009).

No que diz respeito a localização, uma CGE pode ser instalada na região continental (*onshore*) ou na região marítima (*offshore*). No Brasil, os 583 parques eólicos em operação comercial estão na região continental, para tal, este trabalho apresenta apenas características desta configuração (ABEEÓLICA, 2019).

Na geração eólica de grande escala, pode-se dividir uma CGE em aerogeradores, rede coletora, subestação elevadora e linha de transmissão. O conjunto destas estruturas é responsável pela geração e transmissão da energia elétrica até o SEP (MULJADI et al., 2006).

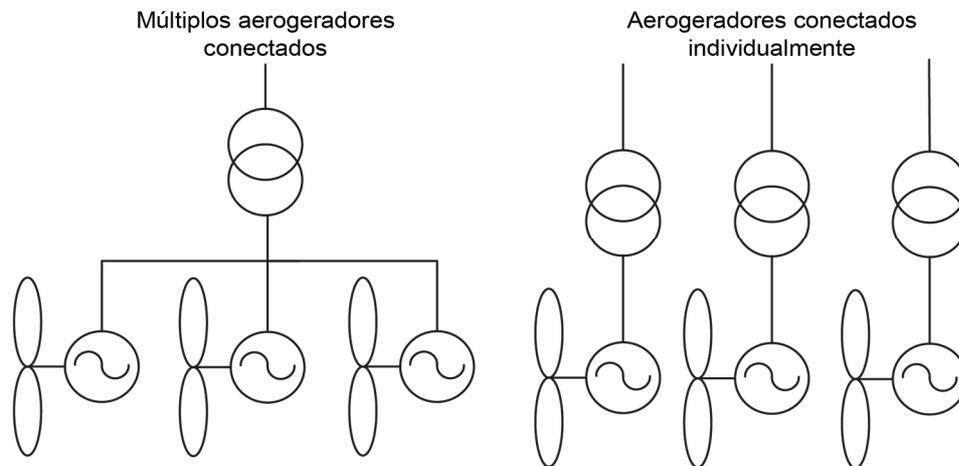
Os aerogeradores operam em baixa tensão (tipicamente 575 V ou 690 V), com potências nominais entre 1,5 MW a 5 MW por unidade. Na saída do aerogerador, dentro da torre ou próximo, o mesmo conecta-se a um transformador elevador de média tensão, tipicamente em 34,5 kV (MULJADI et al., 2006; BURTON et al., 2001).

A conexão com o transformador elevador inicia a rede coletora de média tensão, onde pode haver, um transformador para cada aerogerador ou um grupo de aerogeradores conectando-se a um transformador. As topologias são apresentadas na Figura 3-1 (BURTON et al., 2001).

A rede coletora de média tensão pode ser subterrânea ou aérea, sendo formada pelos circuitos alimentadores, que se unem na subestação elevadora. Cada alimentador, contempla um número de aerogeradores e forma uma rede de média tensão (MULJADI et al., 2006).

A subestação elevadora é responsável por proporcionar os níveis de tensão adequados para a subtransmissão ou transmissão (superiores a 60 kV). Nesta instalação, em geral, encontram-se os possíveis compensadores de reativos e filtros harmônicos (MULJADI et al., 2006).

Figura 3-1 – Topologias de conexão dos aerogeradores com os transformadores elevadores de média tensão



Fonte: Adaptado de BURTON et al. (2001).

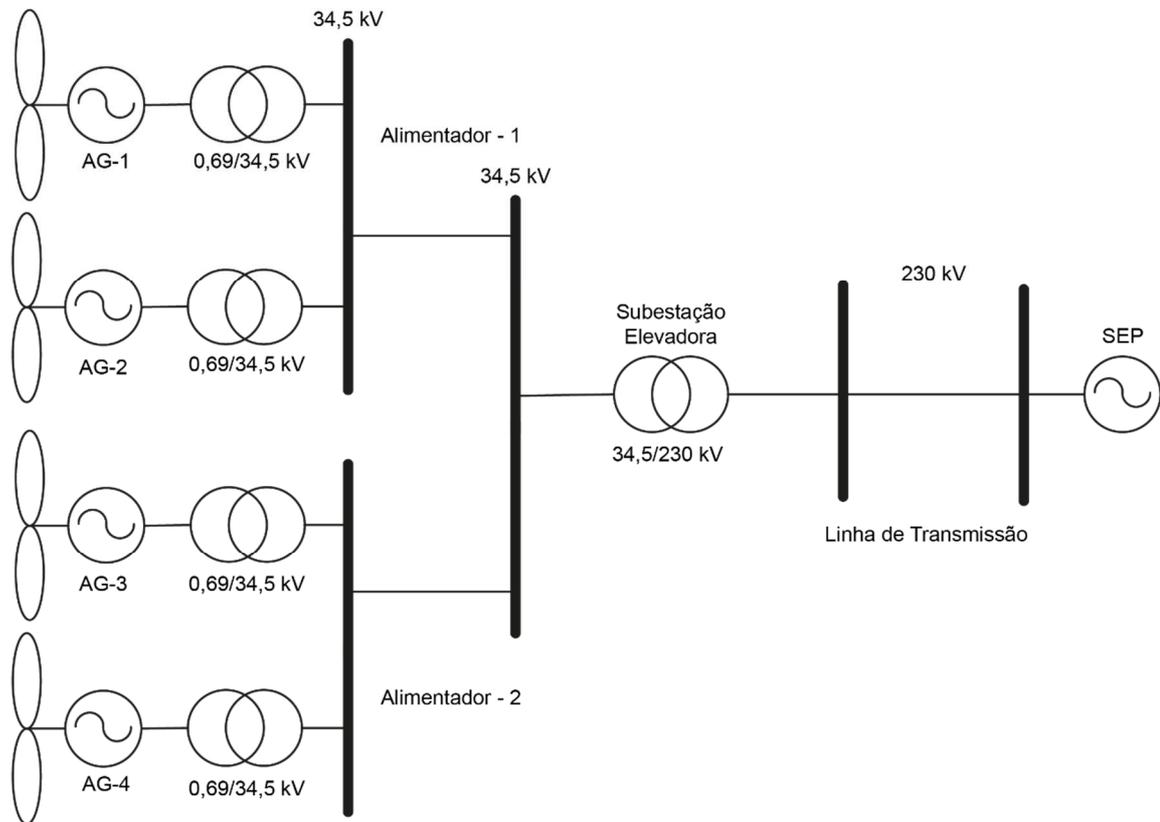
A Figura 3-2 apresenta o diagrama unifilar simplificado de um exemplo de CGE. No exemplo, a CGE é composta pelos aerogeradores, a rede coletora com dois alimentadores, subestação elevadora e a subestação onde localiza-se o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com o SEP.

Os modelos de representação de uma CGE para estudos de fluxo de potência apresentam duas formas mais praticadas. A primeira, leva em consideração a rede coletora e o aspecto individual de cada aerogerador, e a segunda, promove uma equivalência (agregado) da rede interna (ACKERMANN, 2005).

O modelo mais completo visa destacar os aspectos internos da CGE, formando uma análise individual e da relação dos aerogeradores com o sistema. Em contrapartida, o modelo agregado propõe um estudo sistêmico, colocando em destaque o efeito da CGE no sistema e vice-versa (ACKERMANN, 2005).

O modelo agregado indica dois modos de equivalência, com um aerogerador ou múltiplos aerogeradores, conforme a Figura 3-3. A escolha do modelo múltiplo está diretamente relacionada as diversidades consideradas na modelagem da CGE (MULJADI et al., 2006; MULJADI et al., 2008).

Figura 3-2 – Diagrama unifilar simplificado de uma CGE conectada ao SEP

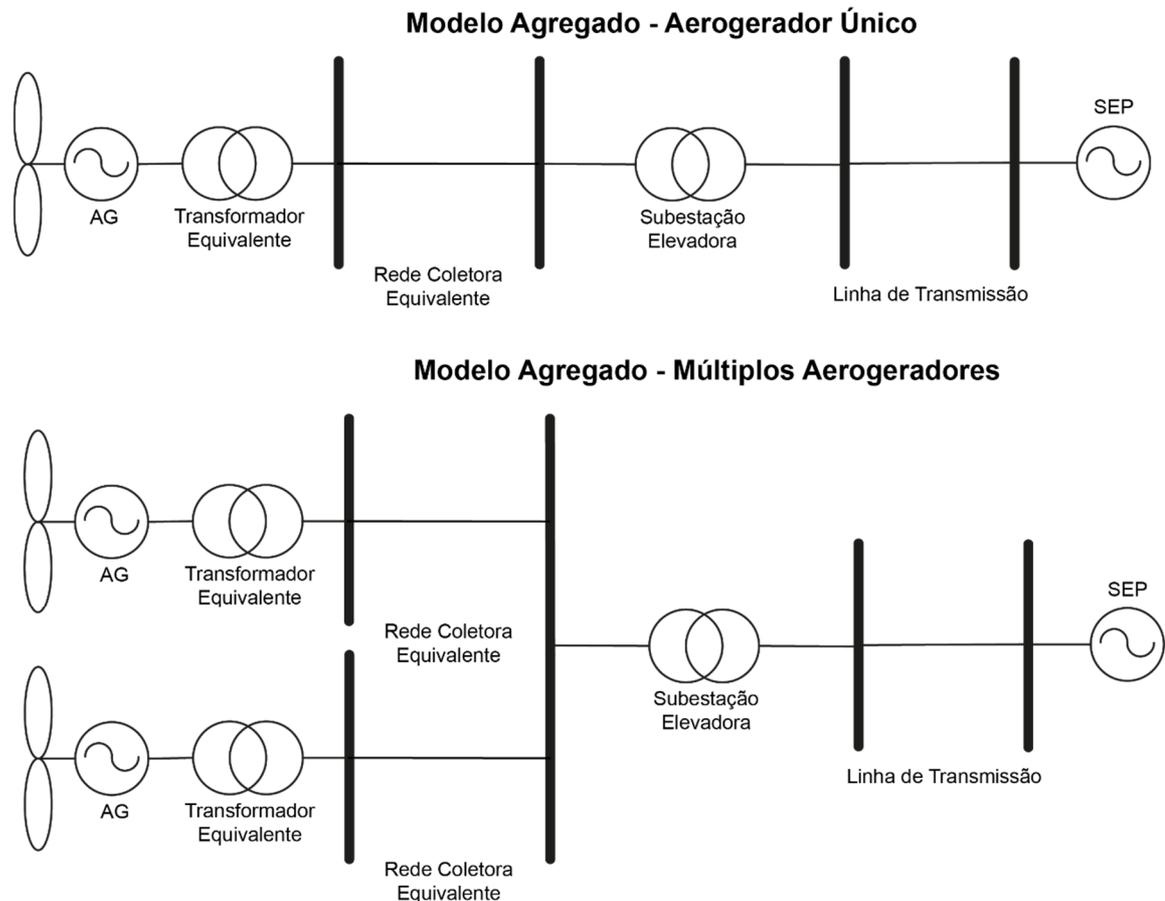


Fonte: Elaboração própria.

As diversidades podem estar relacionadas à velocidade do vento, impedâncias da rede coletora, tipos de aerogeradores e algoritmos de controle. Os distintos transformadores de conexão dos alimentadores na subestação e capacidades de curto-circuito das turbinas, também são outros parâmetros a serem considerados (MULJADI et al., 2008).

Para tal, nos dois próximos tópicos apresenta-se os modos de equivalência. A análise é feita através potência complexa na rede coletora, considerando uma planta da qual são conhecidos os valores de impedância dos transformadores elevadores e dos alimentadores da rede coletora.

Figura 3-3 – Modelos agregados de uma CGE



Fonte: Elaboração própria.

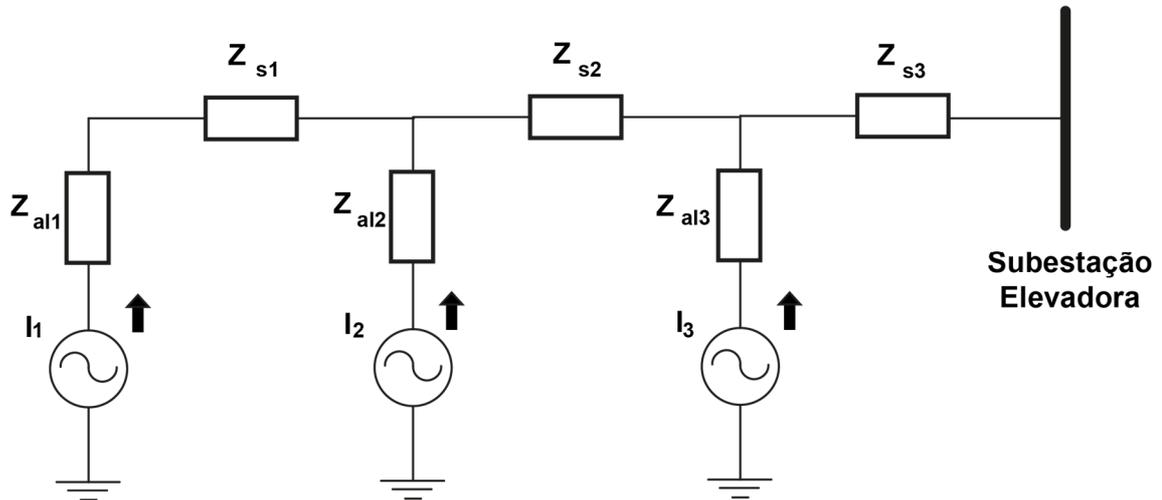
3.1 Modelo Agregado – Aerogerador único

Por meio da análise das instalações e equipamentos, caso verifique-se a aplicabilidade do modelo de único gerador, devem se fazer as seguintes aproximações (MULJADI et al., 2006):

- a) Os alimentadores estão conectados a múltiplos aerogeradores;
- b) A injeção de corrente de todas as turbinas é igual em módulo e ângulo;
- c) Os transformadores elevadores de cada aerogerador são desprezados nessa primeira análise;
- d) Os alimentadores possuem uma impedância série equivalente;
- e) A potência reativa gerada pelo fator capacitivo da rede de média tensão, baseia-se no fato que a tensão nas barras é um por unidade (1 pu);
- f) As interconexões de cada alimentador na barra principal da subestação elevadora apresentam impedâncias série.

A Figura 3-4 apresenta o circuito esquemático para análise da rede coletora, exemplificada com três alimentadores.

Figura 3-4 – Circuito esquemático de uma rede coletora com três alimentadores



Fonte: Adaptado de MULJADI et al. (2006).

Os alimentadores apresentam uma corrente que varia conforme o número de aerogeradores conectados a cada um. A corrente total da rede coletora é a composição destas correntes, conforme apresentado na Equação 3.1 e Equação 3.2.

$$I_t = I_1 + I_2 + I_3 \quad (3.1)$$

Onde:

I_t = corrente total da rede coletora (pu)

I_1 = corrente do alimentador 1 (pu)

I_2 = corrente do alimentador 2 (pu)

I_3 = corrente do alimentador 3 (pu)

Neste trabalho, todas as variáveis em **negrito** são números complexos.

$$I_t = n_1 I + n_2 I + n_3 I \quad (3.2)$$

Onde:

n_1 = número de aerogeradores conectados ao alimentador 1 (adimensional)

n_2 = número de aerogeradores conectados ao alimentador 2 (adimensional)

n_3 = número de aerogeradores conectados ao alimentador 3 (adimensional)

I = corrente de cada aerogerador (pu)

O estudo das perdas proporciona a elaboração de um modelo equivalente, passível de generalização para inúmeros alimentadores. No caso modelo, elenca-se três alimentadores e três interconexões, cuja potência complexa total é apresentada na Equação 3.3.

$$S_{pt} = S_{p,al1} + S_{p,s1} + S_{p,al2} + S_{p,s2} + S_{p,al3} + S_{p,s3} \quad (3.3)$$

Onde:

S_{pt} = potência complexa total na rede coletora (pu)

$S_{p,al1}$ = potência complexa no circuito alimentador 1 (pu)

$S_{p,al2}$ = potência complexa no circuito alimentador 2 (pu)

$S_{p,al3}$ = potência complexa no circuito alimentador 3 (pu)

$S_{p,s1}$ = potência complexa na interconexão dos alimentadores 1 (pu)

$S_{p,s2}$ = potência complexa na interconexão dos alimentadores 2 (pu)

$S_{p,s3}$ = potência complexa na interconexão dos alimentadores 3 (pu)

As equações 3.4, 3.5 e 3.6 definem a potência complexa em função da corrente injetada pelos aerogeradores e das impedâncias equivalentes dos elementos da rede coletora.

$$S_{p,al1} + S_{p,s1} = Z_{al1}n_1^2I^2 + Z_{s1}n_1^2I^2 \quad (3.4)$$

Onde:

Z_{al1} = impedância equivalente do alimentador 1 (pu)

Z_{s1} = impedância equivalente da interconexão 1 (pu)

$$S_{p,al2} + S_{p,s2} = Z_{al2}n_2^2I^2 + Z_{s2}(n_1 + n_2)^2I^2 \quad (3.5)$$

Onde:

Z_{al2} = impedância equivalente do alimentador 2 (pu)

Z_{s2} = impedância equivalente da interconexão 2 (pu)

$$S_{p,al3} + S_{p,s3} = Z_{al3}n_3^2I^2 + Z_{s3}(n_1 + n_2 + n_3)^2I^2 \quad (3.6)$$

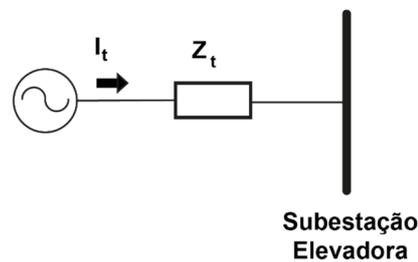
Onde:

Z_{al3} = impedância equivalente do alimentador 3 (pu)

Z_{s3} = impedância equivalente da interconexão 3 (pu)

Visto isso, o modelo equivalente é representado por apenas uma impedância e uma corrente equivalente, conforme apresentado na Figura 3-5. A potência complexa neste modelo é apresentada na Equação 3.7, com equivalência à Equação 3.3.

Figura 3-5 – Modelo equivalente da rede coletora



Fonte: Adaptado de MULJADI et al. (2006).

$$S_{pt} = Z_t I^2 \quad (3.7)$$

Onde:

Z_t = impedância equivalente da rede coletora (pu)

Por meio da análise da Equação 3.4, Equação 3.5 e Equação 3.6 pode-se observar o comportamento das mesmas com o aumento no número de alimentadores. Para tal, a Equação 3.8 apresenta um modelo genérico.

$$Z_t = \frac{\sum_{i=1}^{n_{al}} n_i^2 Z_{al_i} + \sum_{i=1}^{n_s} \left(\sum_{j=1}^{n_s} n_j \right)^2 Z_{s_i}}{\left(\sum_{i=1}^{n_{al}} n_i \right)^2} \quad (3.8)$$

Onde:

n_{al} = número total de alimentadores (adimensional)

n_s = número total de interconexões série de alimentadores (adimensional)

Os transformadores elevadores devem ser representados por um equivalente total, uma vez que cada um está conectado a um aerogerador e possuem

a mesma impedância. Deste modo, a impedância equivalente é apresentada na Equação 3.9.

$$Z_{teq} = \frac{Z_{tag}}{n_{ag}} \quad (3.9)$$

Onde:

Z_{teq} = impedância equivalente do transformador elevador (pu)

Z_{tag} = impedância individual de cada transformador elevador (pu)

n_{ag} = número de aerogeradores (adimensional)

Com relação ao efeito capacitivo, consideram-se os efeitos totais de cada alimentador, conforme Equação 3.10. Isto se deve, a consideração de que as tensões dos alimentadores estão sempre próximas a 1 pu, fato este, que está muito próximo da realidade em operação normal (MULJADI et al., 2006).

$$B_{tot} = \sum_{i=1}^{n_{al}} B_i \quad (3.10)$$

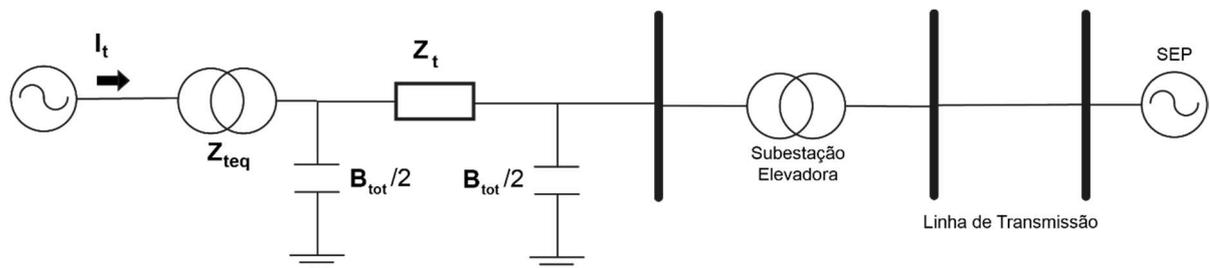
Onde:

B_{tot} = susceptância paralelo total da rede coletora (pu)

B_i = susceptância paralelo total de cada alimentador (pu)

Desse modo, o modelo agrupado com aerogerador único promove a equivalência da rede coletora sem alterar aspectos na subestação elevadora e na linha de transmissão. O diagrama unifilar simplificado é apresentado na Figura 3-6.

Figura 3-6 – Diagrama simplificado do modelo agrupado – aerogerador único



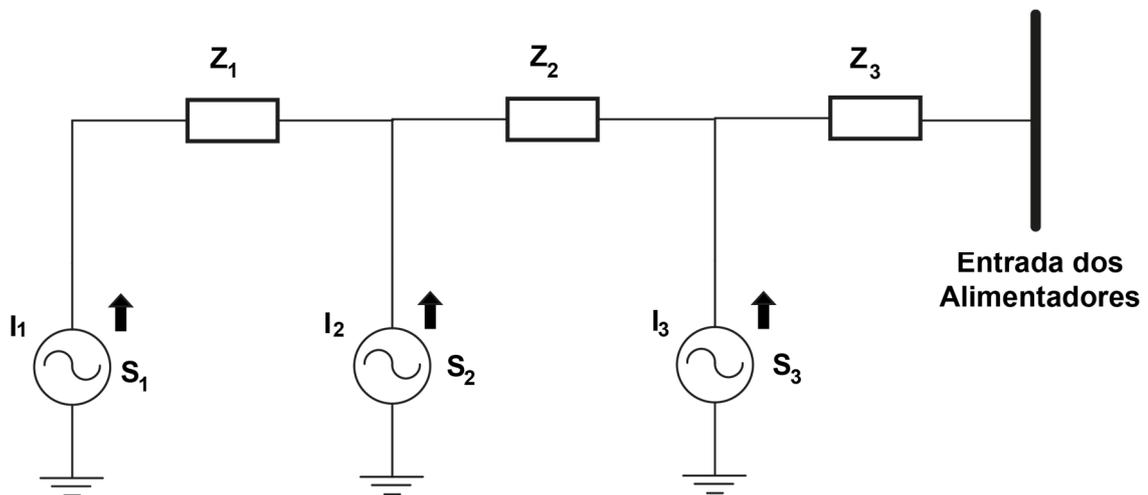
Fonte: Elaboração própria.

3.2 Modelo Agregado – Múltiplos aerogeradores

O modelo agregado com múltiplos aerogeradores, promove equivalências de acordo com as similaridades dos alimentadores e dos equipamentos que o compõem (MULJADI et al., 2008).

Com vistas a analisar as diferenças em um mesmo alimentador, propõe-se um sistema com três aerogeradores com potências nominais distintas. Neste modelo, não são considerados os transformadores elevadores, conforme apresentado na Figura 3-7 (MULJADI et al., 2008).

Figura 3-7 – Circuito esquemático de um alimentador com três geradores distintos



Fonte: Adaptado de MULJADI et al. (2008).

A obtenção de um modelo equivalente é feita através da análise da potência complexa, verificando a potência injetada pelos aerogeradores. A Equação 3.11 apresenta os valores totais de potência complexa (MULJADI et al., 2008).

$$S_{pm} = S_{p1} + S_{p2} + S_{p3} \quad (3.11)$$

Onde:

S_{pm} = potência complexa total do alimentador (pu)

S_{p1} = potência complexa na impedância Z_1 (pu)

S_{p2} = potência complexa na impedância Z_2 (pu)

S_{p3} = potência complexa na impedância Z_3 (pu)

A Equação 3.11 pode ser reescrita em termos das impedâncias de cada trecho do alimentador, conforme apresentado na Equação 3.12.

$$S_{pm} = \frac{S_1^2 Z_1}{V^2} + \frac{(S_1 + S_2)^2 Z_2}{V^2} + \frac{(S_1 + S_2 + S_3)^2 Z_3}{V^2} \quad (3.12)$$

Onde:

S_1 = potência complexa gerada pelo aerogerador do tipo 1 (pu)

S_2 = potência complexa gerada pelo aerogerador do tipo 2 (pu)

S_3 = potência complexa gerada pelo aerogerador do tipo 3 (pu)

Z_1 = impedância do trecho 1 do alimentador (pu)

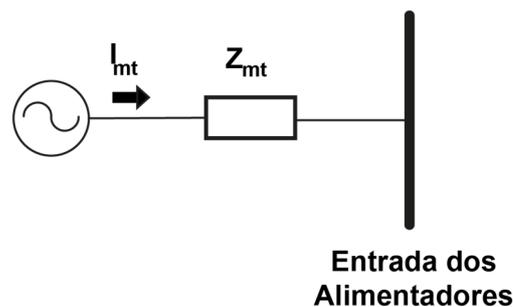
Z_2 = impedância do trecho 2 do alimentador (pu)

Z_3 = impedância do trecho 3 do alimentador (pu)

V = tensão nos alimentadores (pu)

Com isso, propõe-se o modelo equivalente do alimentador considerando as diferentes potências geradas, conforme apresentado na Figura 3-8 . A equivalência da Equação 3.13 com a Equação 3.12, permite obter a Equação 3.14 e a Equação 3.15.

Figura 3-8 – Modelo equivalente de um alimentador com aerogeradores distintos



Fonte: Adaptado de MULJADI et al. (2008).

$$S_{pm} = Z_{mt} I_{mt}^2 \quad (3.13)$$

Onde:

Z_{mt} = impedância equivalente do alimentador (pu)

I_{mt} = corrente total do alimentador (pu)

$$I_{mt} = \frac{\sum_{m=1}^n S_m}{V} \quad (3.14)$$

Onde:

n = número de aerogeradores (adimensional)

S_m = potência complexa do aerogerador (pu)

$$Z_{mt} = \frac{\sum_{m=1}^n (\sum_{m=1}^k S_m) Z_m}{\sum_{m=1}^n S_m} \quad (3.15)$$

Onde:

k = número de aerogeradores conectados ao segmento do alimentador (adimensional)

Z_m = impedância do segmento do alimentador (pu)

De um modo similar, verifica-se o modelo equivalente do transformador elevador. A potência total equivalente é apresentada na Equação 3.16.

$$S_{tt} = S_{t1} + S_{t2} + S_{t3} \quad (3.16)$$

Onde:

S_{tt} = potência complexa do transformador equivalente (pu)

S_{t1} = potência complexa do transformador 1 (pu)

S_{t2} = potência complexa do transformador 2 (pu)

S_{t3} = potência complexa do transformador 3 (pu)

A Equação 3.16 pode ser reescrita em termos das potências ativas geradas por cada aerogerador e as impedâncias dos transformadores, conforme a Equação 3.17.

$$S_{tt} = \frac{S_1^2 Z_{t1}}{V^2} + \frac{S_2^2 Z_{t2}}{V^2} + \frac{S_3^2 Z_{t3}}{V^2} \quad (3.17)$$

Onde:

Z_{t1} = impedância do transformador 1 (pu)

Z_{t2} = impedância do transformador 2 (pu)

Z_{t3} = impedância do transformador 3 (pu)

Com isso, verifica-se um modelo equivalente genérico para o transformador elevador, conforme apresentado na Equação 3.18.

$$Z_{tt} = \frac{\sum_{m=1}^n S_m^2 Z_{tm}}{\sum_{m=1}^n S_m^2} \quad (3.18)$$

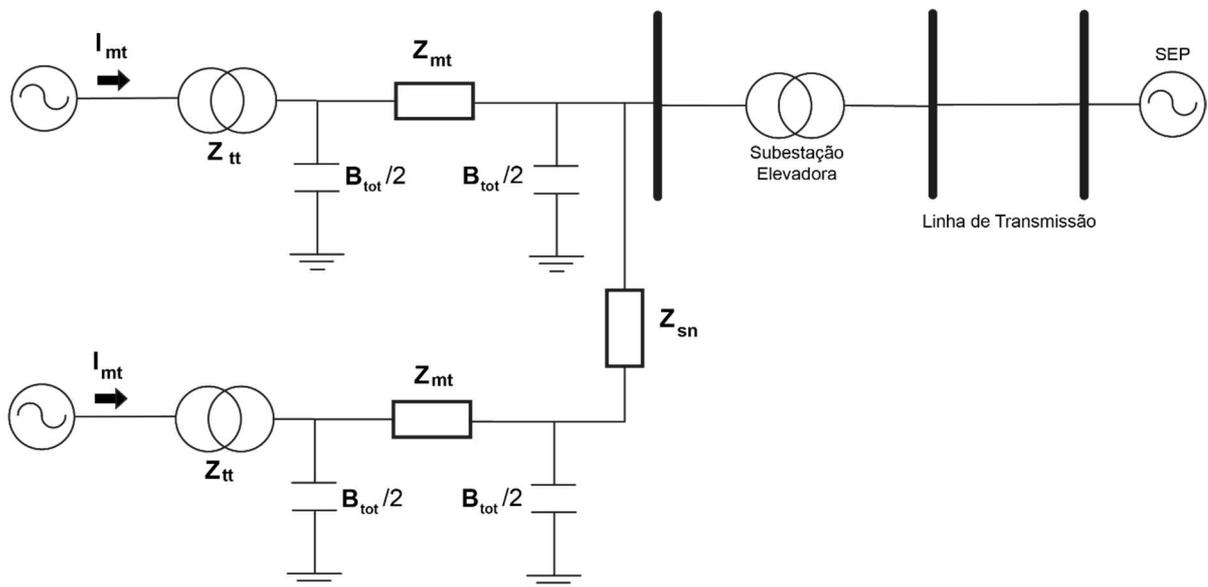
Onde:

Z_{tt} = impedância equivalente do transformador elevador (pu)

Z_{tm} = impedância do transformador elevador (pu)

Como visto, o modelo agregado de múltiplos aerogeradores não promove equivalências no ponto de conexão dos alimentadores. Para tal, as impedâncias série das interconexões dos alimentadores equivalentes constam no modelo final, conforme apresentado na Figura 3-9.

Figura 3-9 – Diagrama unifilar simplificado do modelo agregado – múltiplos aerogeradores



Fonte: Elaboração própria.

Na subestação elevadora e na linha de transmissão não são feitas equivalências. Com isso, são inseridos os parâmetros do transformador da subestação elevadora e da linha de transmissão para a conclusão do modelo.

O número de linhas de transmissão e barras entre o PAC e a barra infinita do sistema delimitado, fica a critério do estudo e da aplicabilidade do mesmo. De

maneira que, o gerador conectado a esta barra infinita represente a potência e a inércia do sistema externo (ACKERMANN, 2005).

Portanto, o modelo de uma CGE necessita majoritariamente dos dados de modelagem dos aerogeradores, da rede coletora, do transformador da subestação elevadora e da linha de transmissão. Com isso, realiza-se a elaboração de um modelo agregado para estudos de fluxo de potência.

3.3 Impactos da conexão de uma CGE no SEP

A inserção da geração eólica no SEP de diversos países está acontecendo de maneira muito rápida, com a intenção principal de reduzir a emissão de carbono e a dependência de combustíveis fósseis (RATHER et al.,2015).

A medida que o nível de penetração da geração eólica aumenta, a mesma deve apresentar uma operação cada vez mais similar as fontes convencionais, com rápido controle de geração e fornecendo serviços ancilares (RATHER et al.,2015).

Nesse sentido, busca-se reconhecer e avaliar os impactos causados pela conexão de uma CGE no SEP, considerando o crescimento exponencial da geração eólica no Brasil e as limitações do sistema de transmissão.

O nível de penetração da geração eólica é mensurado pela relação entre a potência instalada em uma região e a demanda máxima da mesma, sendo que níveis inferiores a 20% não têm exigido grandes ajustes na infraestrutura e operação do SEP (LEÃO; ANTUNES; LOURENÇO; ANDRADE JR, 2009).

A conexão de uma CGE no SEP exige um estudo detalhado dos seus impactos na qualidade e segurança no suprimento da energia elétrica, sendo estes uns dos principais parâmetros do projeto. Onde analisam-se as opções de conexão à rede, verificando as implicações técnicas e econômicas que determinam a atratividade do projeto (CUSTÓDIO, 2009).

A tecnologia do aerogerador aplicado tem extrema relevância nos impactos no SEP, devido principalmente ao suprimento de potência reativa e a variação de parâmetros elétricos por conta da variação da fonte primária.

Os aerogeradores à velocidade fixa convertem diretamente flutuações da fonte primária em flutuações no torque mecânico, conseqüentemente gerando flutuações de tensão e potência elétrica gerada. Tal fato, tem tornado comum a substituição desta tecnologia nas novas implantações por modelos com velocidade variável (LEÃO; ANTUNES; LOURENÇO; ANDRADE JR, 2009).

Os aerogeradores à velocidade variável possuem conversores eletrônicos integrados, tornando o controle de potência mais rápido e independente. Desta forma, estas topologias apresentam uma melhor resposta no controle de tensão em situações transitórias e dinâmicas (LEÃO; ANTUNES; LOURENÇO; ANDRADE JR, 2009).

A Tabela 2 apresenta um quadro comparativo entre as principais tecnologias de aerogerador aplicadas atualmente e suas interferências no SEP.

Tabela 2 – Quadro comparativo entre tecnologias de aerogerador

Aerogeradores no SEP		
Tipo de Gerador	Interferência	Causa(s)
Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (SCIG)	Necessidade de potência reativa	Gerador assíncrono.
	Flutuação de tensão e cintilações	Efeito de sombra da torre; Erro no passo da pá; Erro de direcionamento; Variações da velocidade do vento.
	Estabilidade de tensão – Pequenos e Grandes Distúrbios	Comportamento similar aos motores, demanda de potência reativa significativa.
Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	Sobretensão	Situação de falta, elevada sobrecorrente no elo CC.
	Harmônicos	Conversores eletrônicos.
	Estabilidade de tensão - Grandes Distúrbios	Comportamento similar aos motores, demanda de potência reativa significativa.
Gerador Síncrono (SGFC)	Controle de frequência	Desacoplamento total da frequência do SEP.
	Harmônicos	Conversores eletrônicos.

Fonte: Adaptado de HOSSAIN et al. (2012), LEÃO et al. (2009) e Custódio (2009).

Como visto, o gerador com velocidade fixa SCIG apresenta diversos impactos e compromete severamente o SEP, por outro lado, fica claro o motivo do aumento na implantação de geradores com velocidade variável como DFIG e SGFC.

De maneira geral, o fornecimento de reativo durante os distúrbios caracteriza-se como uma das grandes dificuldades dos aerogeradores, sendo este um ponto de vantagem na operação do síncrono, pouco aplicado devido ao alto custo.

Por vezes, a região geográfica de produção da geração eólica possui limitações no sistema de transmissão, caracterizando-se como uma sub-região com alta penetração eólica. Tal fato, amplia e reafirma a preocupação com a operação segura e confiável do SEP.

A garantia da confiabilidade e segurança do SEP durante a operação se torna mais exigente com o aumento da penetração eólica. O fato ocorre devido a desconexão da rede por eventos com variação de tensão relativamente pequena, um cenário comum atualmente (LEÃO; ANTUNES; LOURENÇO; ANDRADE JR, 2009).

Durante a operação do SEP alguns casos típicos ocorrem, causando necessidade de implantação de geração adicional ou redução no aproveitamento da fonte eólica devido à alta variabilidade. Dentre as principais dificuldades operativas com um nível de penetração em torno de 20%, pode-se considerar os casos apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Cenários da operação do SEP com a integração da geração eólica

Situação Problema do SEP	Operação do SEP
Geração eólica com produção nula e SEP com alto nível de carga	O SEP necessita de capacidade suficiente de geração com as demais fontes.
Geração eólica com produção elevada e SEP com alto nível de carga	O SEP limita a carga assumida pela geração eólica, uma vez que necessita que gerações adicionais permaneçam conectadas para retomada de carga em alterações de balanço de carga e vento.
Curto-circuito no SEP	Em caso de falta, o SEP deve ser robusto o suficiente para não comprometer a estabilidade de tensão e consequente saída de unidades geradoras e linhas de transmissão.
Transição de carga no SEP	O SEP deve ser bem dimensionado para os momentos de alteração brusca na geração eólica como um todo e a variação dos patamares de carga, com geração adicional equivalente.
Problemas internos do SEP	A limitação de capacidade de transmissão e a distância dos centros de geração eólica para os centros de consumo, pode exigir a reestruturação do SEP ou redução no aproveitamento da fonte eólica.

Fonte: Adaptado de SÖDER et al. (2007).

Assim sendo, os impactos da conexão de uma CGE no SEP são relacionados a qualidade da energia, estabilidade e dificuldades na operação. Os estudos de integração devem apresentar com detalhes os reais impactos e as soluções propostas para tais problemas.

Com relação a qualidade da energia elétrica e a estabilidade, muitas vezes resolvem-se com dispositivos adicionais como filtros harmônicos, armazenadores de energia e tecnologias de transmissão em corrente contínua e corrente alternada.

No caso da operação, fica claro que a expansão da geração eólica necessita da expansão em escala inferior de fontes ditas convencionais, uma vez que a segurança e confiabilidade do SEP depende de reservas de geração durante oscilações ou redução da fonte eólica.

Com isso, torna-se evidente a importância de estudos elétricos de impactos da conexão de uma CGE no SEP, avaliando a região de conexão, os requisitos técnicos exigidos pelo operador do sistema de transmissão e as medidas propostas pelo agente gerador para a mitigação dos mesmos.

3.4 Requisitos de conexão de uma CGE no SIN

Como visto, uma das principais etapas da expansão da capacidade de geração eólica é a verificação dos impactos no SEP em concordância com os requisitos técnicos exigidos pelo operador. No Brasil, o ONS determina tais requisitos para a conexão de uma CGE no SIN.

O módulo 3 dos Procedimentos de Rede (PR) referente ao acesso às instalações de transmissão, abrange e estabelece os requisitos técnicos mínimos para o agente de geração conectado ou que queira conexão em tensão superior a 69 kV na distribuidora ou em instalação de transmissora (ONS, 2016b).

Como método comprobatório de atendimento aos requisitos técnicos, no momento da solicitação de acesso, o agente de geração deve apresentar em seu parecer de acesso os estudos de integração do seu empreendimento às instalações de transmissora (ONS, 2018a).

Os estudos de integração devem conter pelo menos uma análise de curto-circuito, análise de fluxo de carga e análise de estabilidade eletromecânica, sendo que a última é necessária apenas para centrais acima de 5 MW (ONS, 2016c).

No submódulo 3.6 são definidos os requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de responsabilidade da transmissora. Com relação a CGE consideram-se os seguintes aspectos gerais: (ONS, 2016a)

1. Operação em regime de frequência não nominal;
2. Geração/absorção de potência reativa;
3. Modos de controle (tensão, potência reativa e fator de potência);
4. Operação em regime de tensão não nominal;
5. Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal;
6. Participação em SEP (desconexão ou redução de geração);
7. Potência ativa da saída;
8. Inércia sintética da central geradora eólica;
9. Participação no controle de sobrefrequência.

A Tabela 4 apresenta o quadro com os requisitos técnicos mínimos e os benefícios do ponto de vista sistêmico da aplicação.

Tabela 4 – Requisitos técnicos mínimos

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado. (d) Operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1). (e) Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz.	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.
Observação (1): A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.		

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
2. Geração/absorção de potência reativa	<p>Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a mesma deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo superior a 0,95.</p> <p>Nas condições em que os geradores não estejam produzindo potência ativa, a central de geração eólica deverá ter recursos de controle 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.</p> <p>A Figura 3-10 apresenta a faixa de atuação no ponto de conexão da CGE.</p>	Participação efetiva no controle de tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
3. Modos de controle	<p>A central geradora deve ser capaz de operar em 3 modos distintos de operação:</p> <p style="text-align: center;">Controle de tensão Controle de potência reativa Controle de fator de potência</p> <p>O modo de controle normal, será o modo de controle de tensão no barramento coletor (3) da central geradora, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência.</p> <p>Em função das necessidades do sistema, a central geradora poderá ser solicitada pelo ONS a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, em quaisquer dos pontos indicados no item 2.</p> <p>Quando operando em modo de controle de tensão, a central de geração deve ser capaz de prover um controle contínuo da tensão no barramento coletor (3), com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo (<i>droop</i>) ajustável numa faixa entre 2% e 7% na base da potência reativa nominal (4) da central geradora (com uma resolução de 0,5%).</p> <p>A Figura 3-11 apresenta o perfil de controle de tensão da CGE.</p>	Não definido pelo ONS.

Observação (3): O barramento coletor dos aerogeradores constará no Parecer de Acesso da CGE.

Observação (4): Obtida com potência ativa nominal e fator de potência igual a 0,95.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
4. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve ser capaz de operar: (a) Entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal por período de tempo ilimitado; (b) Entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos; (c) Entre 1,10 e 1,20 pu por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.	Evitar o desligamento da central gerador quando há variações de tensão no sistema.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
5. Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal ($V - Q/P_{\text{máx}}$)	A injeção de potência reativa, em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora deve ser garantido numa dada faixa operativa de tensões. A Figura 3-12 apresenta a faixa de atuação no ponto de conexão da CGE.	Garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência em toda a faixa operativa das tensões.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
6. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de <i>stall</i> das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.

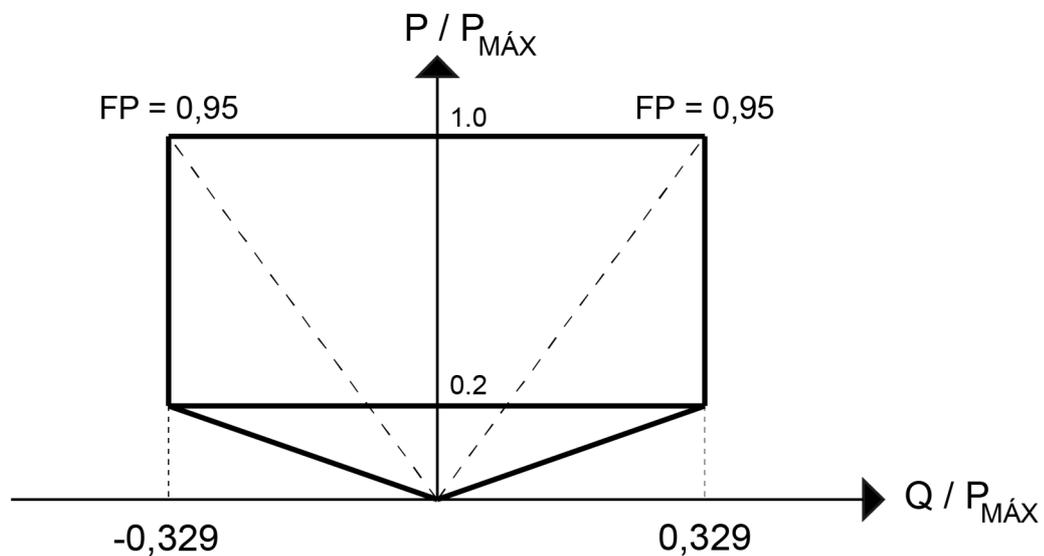
Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
7. Potência ativa de saída	(a) A potência de saída da central geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal. (b) Caberá ao ONS a responsabilidade de definir a rampa de recuperação da potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas. (c) Para tensões no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. (d) Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (2).	Garantir: (a) Adequada recuperação da potência de saída da central geradora quando do restabelecimento da tensão após um distúrbio; (b) A disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.
Observação (2): As condições de operação quase-estáticas são caracterizadas por gradientes de frequência $\leq 0,5\%/min$ e de tensão $\leq 0,5\%/min$.		

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
8. Inércia sintética da central geradora eólica	Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelos menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne ao seu valor nominal.	Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
9. Participação no controle de sobrefrequência	Os aerogeradores de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, que promovam a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de frequências de 60,2 Hz e 62,5 Hz. O ganho deve ser de 3%/0,1 Hz na base de potência disponível no aerogerador no momento.	Não definido pelo ONS.

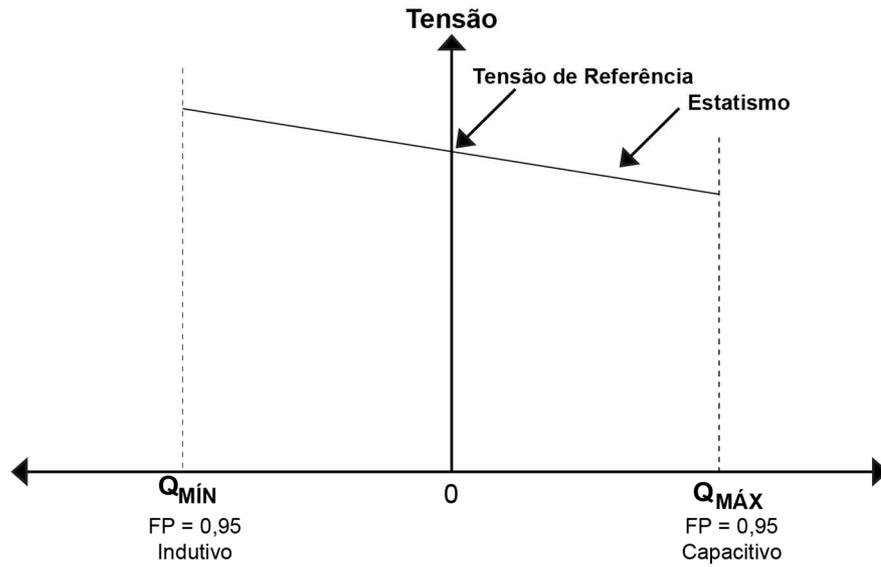
Fonte: Adaptado de ONS (2016a).

Figura 3-10 – Faixa de geração e absorção de potência reativa no ponto de conexão



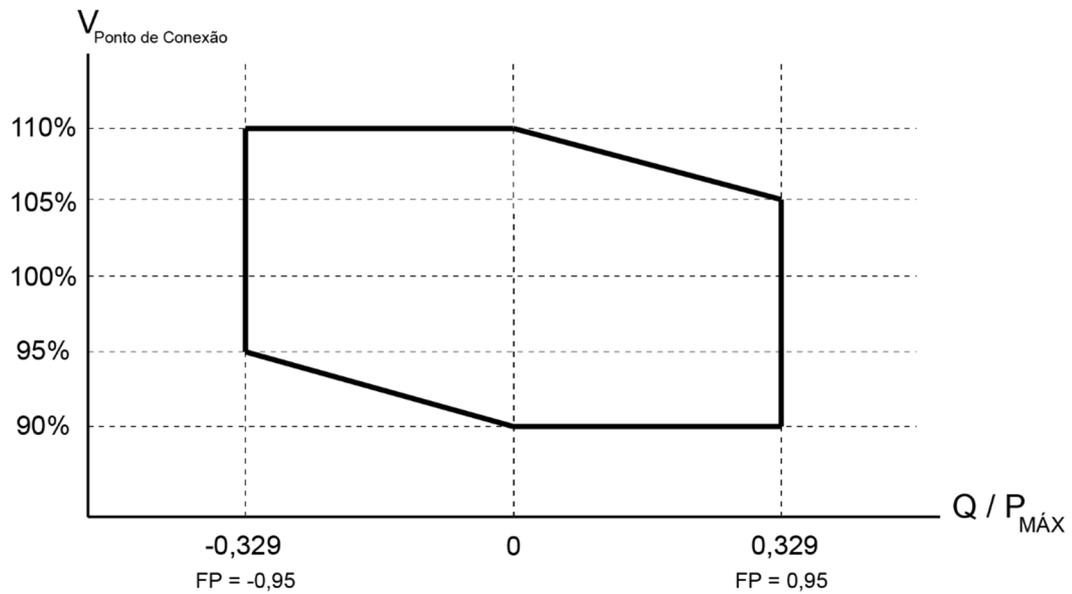
Fonte: ONS (2016a).

Figura 3-11 – Perfil do Controle de Tensão



Fonte: ONS (2016a).

Figura 3-12 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão



Fonte: ONS (2016a).

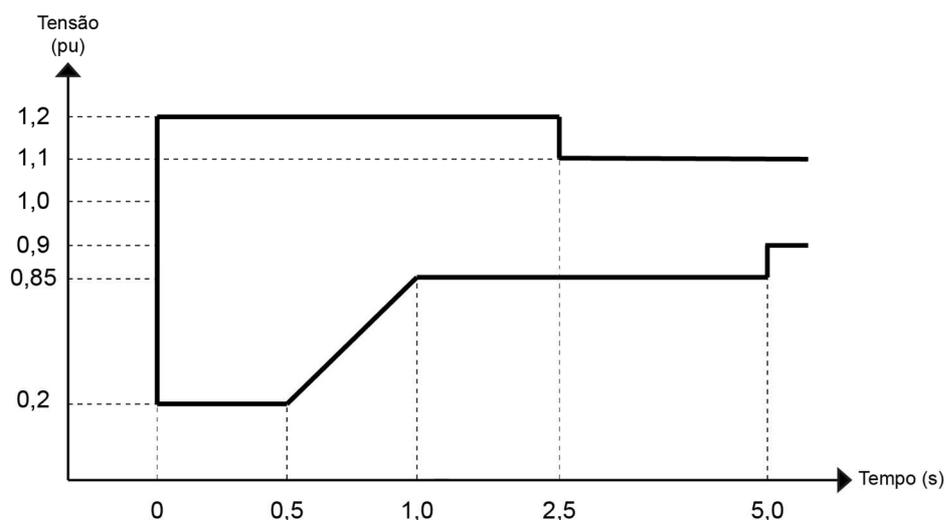
De modo geral, nota-se que os requisitos técnicos abordam especialmente um controle efetivo de potência ativa, auxílio no aumento da margem de estabilidade de tensão por meio de injeção de reativo e suporte de tensão e auxílio no controle de frequência do sistema.

Com relação ao controle de tensão, destacam-se a variedade nos modos de controle de tensão, a capacidade exigida de operação por fator de potência e a versatilidade no controle de reativo.

Neste sentido, o requisito de variação de tensão em regime permanente, exige que a CGE não apresente valores de variação superiores a 5% do nominal no ponto de conexão com a transmissora, em casos de manobras parciais ou totais, tempestivas ou não (ONS, 2016a).

Além disso, as variações temporárias de tensão nos terminais dos aerogeradores relacionadas a distúrbios na RB, se estiverem dentro dos níveis apresentados na Figura 3-13, não devem representar desligamentos. O intuito principal deste requisito é reduzir o problema de instabilidade de tensão e manter as CGEs conectadas para a recuperação da estabilidade (ONS, 2016a).

Figura 3-13 – Tensão nos terminais dos aerogeradores



Fonte: ONS (2016a).

Com vistas a ampliar o suporte ao sistema na recuperação de alterações no perfil de tensão, a CGE não deve ter desconexões e ainda deve fornecer um nível mínimo de reativo.

A CGE deve realizar injeção de reativo para tensões inferiores a 85% e absorver reativo para tensões superiores a 110%, iniciando o suprimento 30 ms após a detecção. A Figura 3-14 apresenta a curva de resposta requerida, cuja inclinação (**K**) é determinada pelo ONS, de acordo com o ponto de conexão (ONS, 2016a).

A corrente reativa a ser injetada depende diretamente do nível de tensão, conforme apresentado na Equação 3.19 e na Equação 3.20.

$$\Delta I_Q = I_Q - I_{Q0} \quad (3.19)$$

Onde:

I_Q = corrente reativa (A)

I_{Q0} = corrente reativa pré-distúrbio (A)

I_n = corrente nominal (A)

$$V_{pu} = \left(\frac{V_{pos}}{V_n} \right) \quad (3.20)$$

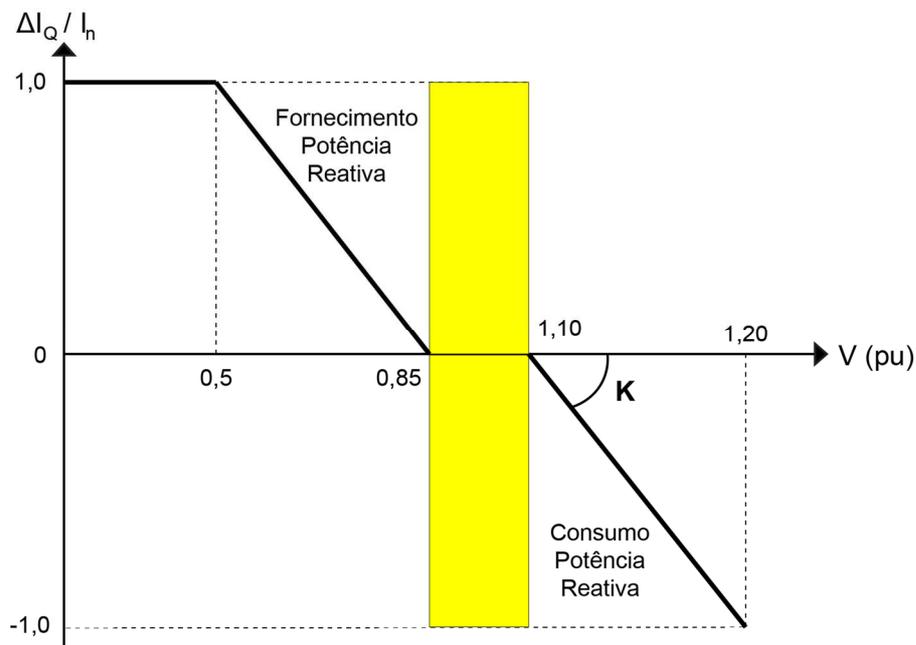
Onde:

V_{pu} = tensão de sequência positiva nos terminais do AG (pu)

V_{pos} = tensão de sequência positiva nos terminais do AG (V)

V_n = tensão nominal nos terminais do AG (pu)

Figura 3-14 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito



Fonte: ONS (2016a).

Portanto, os requisitos do ONS visam estabelecer principalmente os níveis mínimos de controle de tensão e frequência, buscando sempre a prevenção e redução de desligamentos que venham interferir na segurança e confiabilidade do SIN.

Por outro lado, fica evidente que em alguns casos são necessárias ferramentas adicionais para atingir tais requisitos, em especial de geração e absorção de reativo, devido ao ponto de conexão e/ou a tecnologia de aerogerador aplicada.

Tal fato, salienta o estudo apresentado neste trabalho, como uma análise dos impactos relacionados ao controle e estabilidade de tensão, buscando utilizar uma ferramenta eficaz para obter respostas condizentes aos requisitos técnicos do ONS.

4 FACTS

Como visto, a conexão de uma CGE no SEP ocasiona impactos na operação, sendo necessário, em alguns casos, a aplicação de ferramentas adicionais, para mitigar tais problemas e atingir os requisitos técnicos mínimos do ONS.

Nesse sentido, torna-se factível verificar quais as ferramentas mais sofisticadas atualmente aplicadas no sistema de transmissão, com atuação dinâmica e que possam auxiliar de maneira efetiva na redução destes impactos.

Os Sistema Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada (*Flexible AC Transmission Systems – FACTS*) são dispositivos que promovem a melhoria na performance de um SEP. O desenvolvimento destes dispositivos, baseia-se no princípio dos controladores ditos convencionais como transformadores defasadores, compensadores passivos de reativo, compensadores síncronos, dentre outros (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

Os dispositivos FACTS ampliaram sua capacidade com o avanço da eletrônica de potência, por meio de componentes semicondutores para níveis altíssimos de tensão (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

Com estes avanços, os FACTS apresentaram respostas mais rápidas, menores sobretensões em transitórios e a inserção suave e gradual de potência reativa, quando comparados as soluções tradicionais. Com isso, permitem a redução nos custos de manutenção, aumento da confiabilidade e o aumento da vida útil do sistema (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

As aplicações estão majoritariamente ligadas a redução de custos em expansões no SEP, como aumento ou inserção de subestações ou linhas de transmissão. Deste modo, os FACTS provocam melhorias na adaptabilidade as condições variáveis de operação e aprimoram o uso de instalações existentes (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

De forma geral, podem-se elencar as seguintes aplicações básicas: (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006)

- a) Controle de fluxo de potência;
- b) Aumento na capacidade de transmissão;
- c) Controle de tensão;

- d) Compensação de potência reativa;
- e) Aumento de estabilidade;
- f) Melhoria na qualidade da energia;
- g) Atenuação de cintilação;
- h) Condicionamento de potência;
- i) Interconexão de geração renovável e armazenamentos.

Os dispositivos de controle e compensação são divididos pela forma de conexão ao SEP, podendo estar em série, paralelo ou em série-paralelo. Tal fato, se aplica aos métodos convencionais e aos FACTS.

Os dispositivos convencionais são fixos ao sistema como o transformador defasador (*Phase Shifting Transformer – PST*) ou inseridos através de chaves mecânicas, colocando em operação componentes como resistor (R), indutor (L) ou capacitor (C) (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

Os FACTS utilizam-se de tiristores ou conversores fonte de tensão (*Voltage Source Converter – VSC*) para conectar os elementos (R, L, C) de maneira gradual ou com padrões de chaveamento (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

A Tabela 5 apresenta a visão geral dos FACTS em comparação com os dispositivos convencionais.

Tabela 5 – Visão geral dos FACTS

Dispositivos	Convencionais	FACTS	
	R, L, C, Transformador	Tiristores	VSC
Paralelo	Compensação Paralelo Conectada por Chave Mecânica (L,C)	Compensador Estático de Reativos (SVC)	Compensador Síncrono Estático (STATCOM)
Série	Compensação Série Conectada por Chave Mecânica (L,C)	Compensador Série Controlado por Tiristor (TCSC)	Compensador Série Síncrono Estático (SSSC)
Série-Paralelo	Transformadores Defasadores (PST)	Controlador Dinâmico de Fluxo (DFC)	Controlador de Fluxo de Potência Unificado/Interligado (UPFC/IPFC)
Série-Paralelo	-	Conversor de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC B2B)	Conversor de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC VSC B2B)

Fonte: Adaptado de Zhang, Rehtanz e Pal (2006).

Como este trabalho visa a geração eólica em regiões continentais, torna-se mais interessante o estudo detalhado dos dispositivos inseridos paralelos ao

sistema, onde promovem a compensação de potência reativa e consequente controle de tensão (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

4.1 SVC

O Compensador Estático de Reativos (*Static Var Compensator* – SVC) está no mercado desde os anos 70, onde possui a maior parcela dos dispositivos FACTS instalados. Basicamente, por meio de elementos passivos conectados a uma barra por tiristores, promove o controle da corrente (indutiva ou capacitiva) auxiliando na estabilidade da tensão (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

As topologias conectam reatores, capacitores ou ambos em uma barra de maneira controlada ou chaveada, onde pode-se elencar os tipos mais comuns: (LIPNICKI; STANCIU, 2010)

- a) Reator Controlado por Tiristor (*Thyristor Controlled Reactor* – TCR);
- b) Reator Chaveado por Tiristor (*Thyristor Switched Reactor* – TSR);
- c) Capacitor Chaveado por Tiristor (*Thyristor Switched Capacitor* – TSC);
- d) Combinado TSR/TSC ou TCR/TSC.

O TCR é composto basicamente de um reator conectado em série com válvulas de tiristores em antiparalelo, onde as válvulas são conectadas em série para atingir a tensão desejada. A operação é controlada pelo ângulo de disparo, onde se produz considerável conteúdo harmônico (SONG; JOHNS, 1999).

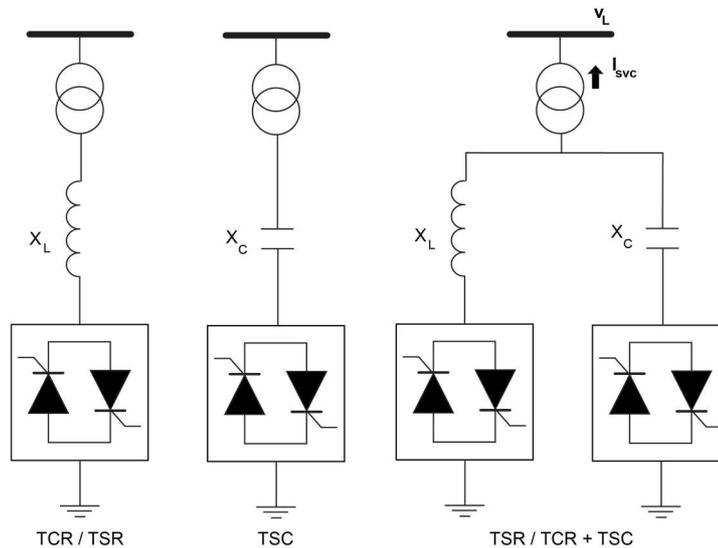
O TSR tem construção muito similar ao TCR, mas possui um controle fixo de disparo, em operação (90°) ou fora de operação (180°). Tal modo operativo não produz conteúdo harmônico, porém, reduz as possibilidades de aplicação (SONG; JOHNS, 1999).

O TSC insere capacitores de maneira gradual, operando com controle fixo e evitando transitórios perigosos. Em alguns casos, colocam-se reatores limitadores de corrente de *inrush* em série, promovendo uma conexão mais suave (SONG; JOHNS, 1999).

A Figura 4-1 apresenta as topologias básicas do SVC, para a redução da tensão nos tiristores, em geral, utilizam-se transformadores elevadores de

acoplamento. A versão combinada proporciona uma faixa maior de operação e torna-se uma opção viável para algumas aplicações.

Figura 4-1 – Topologias básicas do SVC

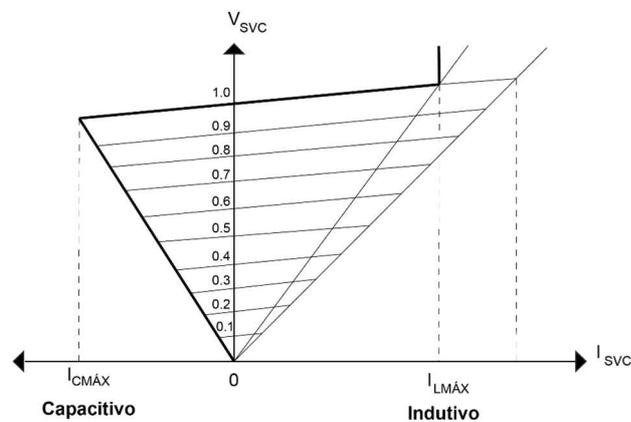


Fonte: Adaptado de Lipnicki e Stanciu (2010).

Como visto, estes dispositivos são severamente dependentes da tensão da barra ao qual estão conectados, limitando o poder de injeção de corrente nos dois quadrantes (indutivo e capacitivo). Desse modo, na ocorrência de faltas este tipo de topologia não proporciona uma resposta satisfatória na recomposição da tensão para valores nominais (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

A Figura 4-2 apresenta a curva característica de comportamento da tensão (V_{SVC}) e da corrente (I_{SVC}) do SVC nos dois quadrantes.

Figura 4-2 – Curva característica (V-I) do SVC



Fonte: Adaptado de Hingorani e Gyugyi (1999).

Por fim, o SVC tem se tornado desatualizado devido a sua alta dependência da tensão na barra, respostas lentas e dificuldade em aplicações dinâmicas (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

Desse modo, o SVC apresenta-se como uma solução com flexibilidade limitada, com produção de harmônicos relevante e uso de tecnologias ultrapassadas. Por outro lado, o STATCOM é uma alternativa mais atualizada e flexível, o qual será abordado no próximo tópico.

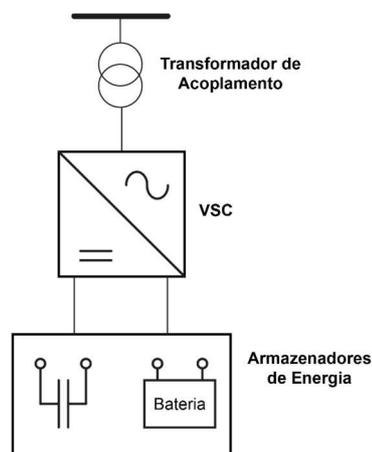
4.2 STATCOM

No ano de 1999 o primeiro STATCOM entrou em operação, recebendo este nome devido as suas características operativas similares ao compensador síncrono. Com construção baseada em dispositivos eletrônicos, o STATCOM proporciona maior flexibilidade ao sistema, maior confiabilidade e menores custos de operação e manutenção (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

O STATCOM consiste basicamente em um VSC, armazenador de energia e uma impedância de acoplamento (transformador elevador ou reator). Atualmente, os bancos de capacitores têm sido utilizados como armazenadores de energia, porém, na rede de distribuição estuda-se o uso de bancos de baterias para esta função (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

A Figura 4-3 apresenta os elementos básicos do STATCOM, utilizando um transformador elevador de acoplamento.

Figura 4-3 – Topologia simplificada do STATCOM



Fonte: Adaptado de Zhang, Rehtanz e Pal (2006).

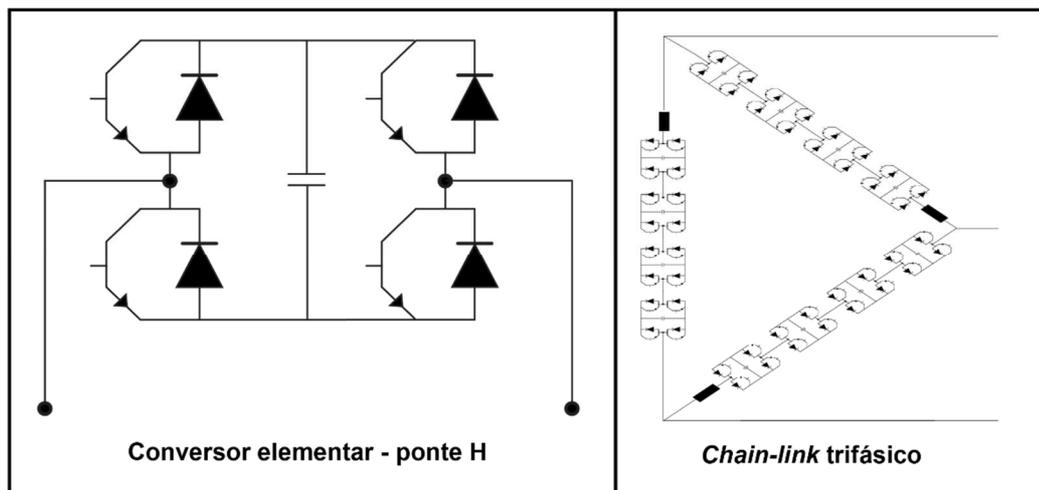
A construção do VSC é baseada em semicondutores, usualmente construído por Tiristor com Desligamento pela Porta (*Gate Turn-off Thyristor - GTO*), Tiristor Comutado por Comporta Integrada (*Integrated Gate Commutated Thyristor – IGCT*) ou com Transistor Bipolar de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor – IGBT*) (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

A tensão alternada trifásica produzida por meio de um VSC, em geral, é composta por conversores elementares agrupados. Os agrupamentos aplicados na indústria são de elementos em pontes H, pontes 6 pulsos e pontes 12 pulsos (HINGORANI; GYUGYI, 1999).

A Figura 4-4 apresenta um conversor elementar monofásico em ponte H com IGBT e diodo em antiparalelo conectados a um capacitor. Os componentes elementares conectam-se em série em cada fase, posteriormente em delta formando a topologia *chain-link* trifásica.

A tensão de saída final aproxima-se de um seno ideal, onde dificilmente utilizam-se filtros de saída. Os componentes elementares produzem forma de onda de tensão quadrada, retangular ou modulada por largura de pulso, as quais são defasadas entre si, produzindo uma forma de onda de saída praticamente livre de harmônicos (HINGORANI; GYUGYI, 1999).

Figura 4-4 - Topologia do VSC em ponte H



Fonte: Adaptado de ABB (2018g).

Como mencionado, o STATCOM é comparado com um compensador síncrono, devido principalmente a possibilidade de controle total da tensão de saída, de acordo com necessidade do sistema (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

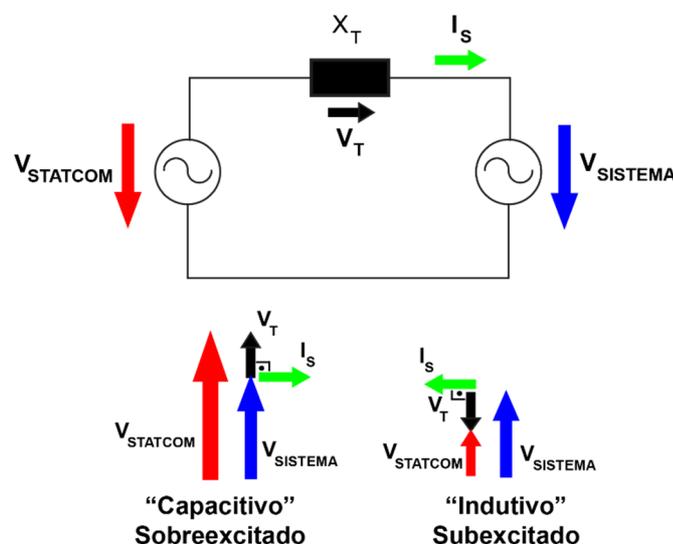
Assumindo um sistema sem perdas ativas, a tensão do compensador (V_{STATCOM}) está em fase com a tensão do sistema (V_{SISTEMA}). Desse modo, caso a tensão no compensador possuir menor magnitude que a tensão do sistema, a corrente (I_s) flui do sistema para o STATCOM, do contrário, flui do STATCOM para o sistema (LIPNICKI; STANCIU, 2010).

Assim sendo, o compensador com menor magnitude de tensão é dito “subexcitado” e quando maior “sobreexcitado”, comportando-se como um indutor e absorvendo reativo ou como um capacitor fornecendo reativo (SONG; JOHNS, 1999).

A Figura 4-5 apresenta o esquemático do princípio de operação do STATCOM e as devidas comparações a um compensador síncrono.

Na prática, as perdas ativas do STATCOM são compensadas pelo sistema através de uma pequena defasagem angular com a tensão do sistema. Com isso, por meio da absorção de potência ativa o compensador supre suas perdas e mantém a tensão no armazenador de energia constante (HINGORANI; GYUGYI, 1999).

Figura 4-5 – Diagrama esquemático de operação do STATCOM



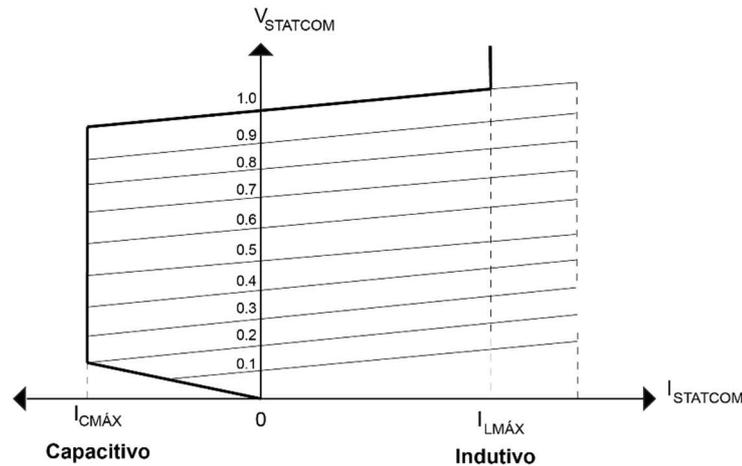
Fonte: Adaptado de Lipnicki e Stanciu (2010).

O comportamento da corrente de saída, visto que se trata de uma fonte de tensão, tem mínima dependência da tensão da barra do sistema ao qual está

conectado. Para tal, a corrente máxima de saída (capacitiva ou indutiva) está disponível mesmo em tensões baixíssimas do sistema, tipicamente 0,2 por unidade (HINGORANI; GYUGYI, 1999).

A Figura 4-6 apresenta a curva característica de comportamento da tensão ($V_{STATCOM}$) e da corrente ($I_{STATCOM}$) do STATCOM nos dois quadrantes.

Figura 4-6 – Curva característica (V-I) do STATCOM

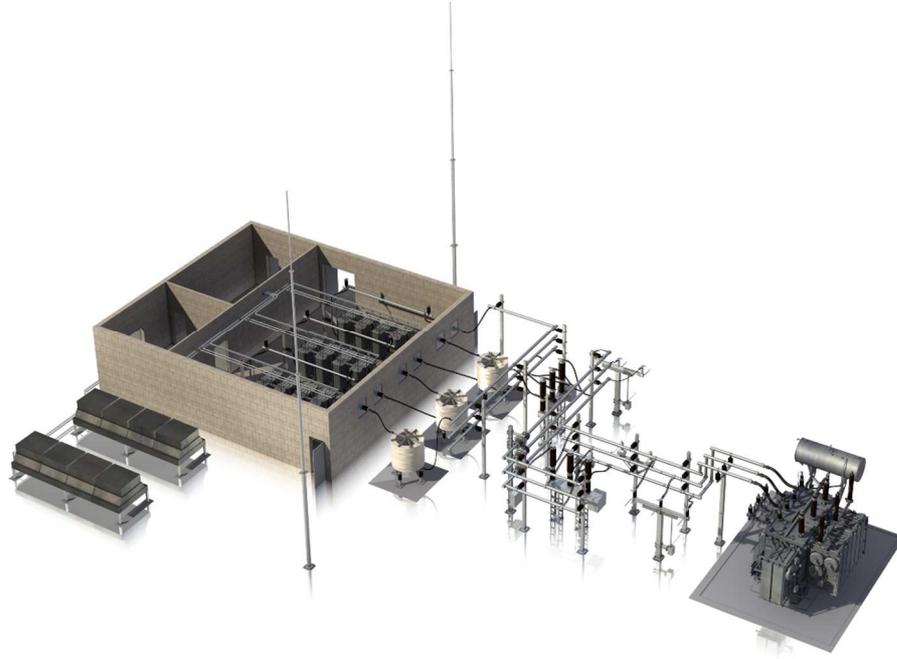


Fonte: Adaptado de Hingorani e Gyugyi (1999).

Visto isso, esta capacidade do STATCOM permite uma aplicação mais eficaz que o SVC no que diz respeito a estabilidade de tensão. Nas situações de variação de tensão no sistema, o controle e posterior estabilidade da tensão independe destas variações.

Do ponto de vista prático, a instalação de um STATCOM possui proporções relativamente grandes, com estruturas comuns a subestações como equipamentos de manobra, sistema de proteção e controle, transformador elevador, e as estruturas supracitadas.

A Figura 4-7 apresenta a instalação básica de um STATCOM, a qual pode ser integrada a uma subestação existente ou em inserida em determinado ponto do sistema. O controle é feito por sistemas avançados proporcionando maior dinamismo ao STATCOM e respostas rápidas a variações do sistema.

Figura 4-7 – Estrutura real do STATCOM

Fonte: ABB (2018b).

4.2.1 Modelo e controles do STATCOM

A aplicação do STATCOM para o controle e estabilidade de tensão caracteriza o equipamento como um controlador de potência reativa. A medida que avalia a tensão no ponto de conexão, o mesmo atua diretamente no fluxo de potência reativa e conseqüentemente no módulo da tensão.

O STATCOM operando como um controlador de potência reativa necessita de controle de sincronismo e controle de amplitude de tensão. O sincronismo é efetuado por meio de oscilador bloqueado em fase (*Phase-locked Loop – PLL*), auxiliando de forma indireta no controle do módulo da tensão (CAVALIERE, 2001).

O PLL tem como objetivo a identificação da frequência e fase das tensões de sequência positiva do SEP. Com isso, por meio de defasagens no sinal de sincronismo das tensões da rede em relação ao STATCOM, um fluxo de potência ativa altera a tensão no capacitor CC (CAVALIERE, 2001).

Como consequência do fluxo de potência ativa, a tensão CC pode aumentar ou diminuir, alterando diretamente a tensão CA do STATCOM e

coordenando o fluxo de reativo, visando atingir um valor de módulo de tensão referência (CAVALIERE, 2001).

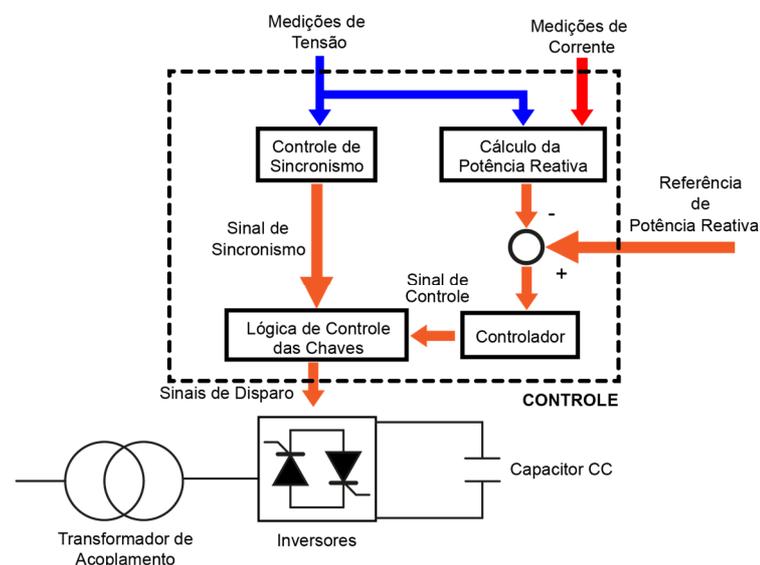
A Figura 4-8 apresenta o esquema simplificado do controle efetuado no STATCOM, considerando a compensação e reativo e controle de tensão.

De acordo com o princípio de operação e controle do STATCOM, pode-se produzir um circuito equivalente para estudos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos, com vistas a avaliar o impacto da inserção do dispositivo em um sistema conhecido.

O modelo proposto é composto por uma fonte de tensão CA em série com uma impedância, os quais conectam-se a uma barra do sistema. A equivalência assume um sistema trifásico balanceado e sem geração de conteúdo harmônico (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

O equivalente apresenta um modelo no qual o STATCOM é capaz de variar sua tensão conforme o controle aplicado. Como visto, a impedância equivalente representa o reator e/ou transformador elevador de acoplamento a barra do sistema.

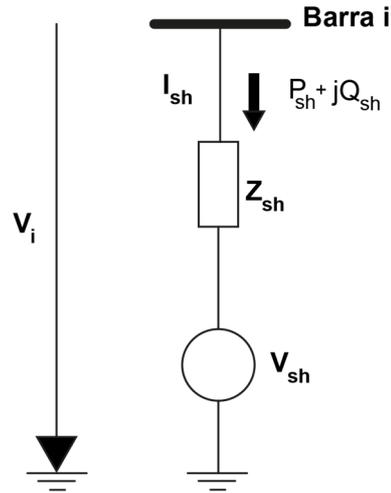
Figura 4-8 – Esquema simplificado de controle do STATCOM



Fonte: Adaptado de Cavaliere (2001).

A Figura 4-9 apresenta o modelo proposto do STATCOM para estudos sistêmicos de aplicação do dispositivo.

Figura 4-9 – Circuito equivalente do STATCOM



Fonte: Adaptado de Zhang, Rehtanz e Pal (2006).

Por meio da análise do modelo equivalente, considerando módulo e ângulo diferente para a tensão na barra e no STATCOM, o fluxo de potência é descrito pela Equação 4.2 e Equação 4.3. Com vistas a facilitar a análise, utiliza-se a admitância equivalente conforme a Equação 4.1 (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

$$Z_{sh} = \frac{1}{g_{sh} + jb_{sh}} \quad (4.1)$$

Onde:

Z_{sh} = impedância equivalente do STATCOM (pu)

g_{sh} = condutância equivalente do STATCOM (pu)

b_{sh} = susceptância equivalente do STATCOM (pu)

$$P_{sh} = V_i^2 g_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (4.2)$$

Onde:

P_{sh} = potência ativa da barra i para o STATCOM (pu)

V_i = módulo da tensão na barra i (pu)

V_{sh} = módulo da tensão no STATCOM (pu)

θ_i = ângulo da tensão na barra i (°)

θ_{sh} = ângulo da tensão no STATCOM (°)

$$Q_{sh} = -V_i^2 b_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh}) - b_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (4.3)$$

Q_{sh} = potência reativa da barra i para o STATCOM (pu)

A troca de potência ativa entre o sistema e o STATCOM é descrita pela Equação 4.4 e Equação 4.5.

$$P_{DC} = \text{Re}(\mathbf{V}_{sh} \mathbf{I}_{sh}^*) \quad (4.4)$$

Onde:

P_{DC} = potência ativa do STATCOM no lado em corrente contínua (pu)

\mathbf{I}_{sh} = corrente complexa do STATCOM (pu)

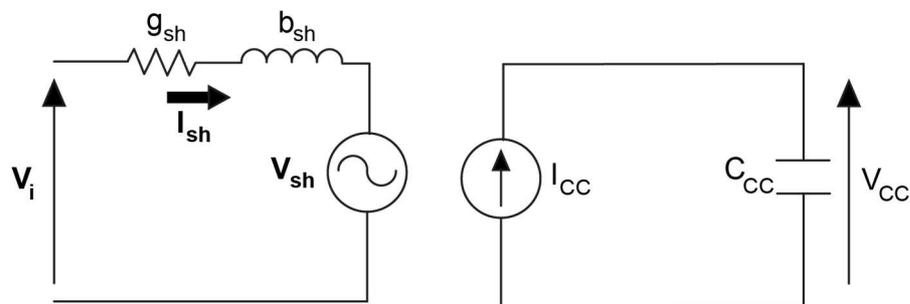
$$P_{DC} = P_{sh} \quad (4.5)$$

A representação do circuito equivalente demonstra apenas a parte CA da concepção do STATCOM, sendo que a fonte de tensão se limita pela potência do VSC. Nesse sentido, propõe-se modelos de relação entre as grandezas no lado CA e CC, visando inserir limites de capacidade para o equipamento.

No modelo sugerido, as grandezas no lado em CC do VSC são representadas por meio da conexão de uma fonte de corrente controlada em paralelo com um capacitor equivalente.

A Figura 4-10 apresenta a correlação entre os lados CA e CC na modelagem proposta para o controle do STATCOM.

Figura 4-10 – Circuito equivalente de relação entre CA e CC no STATCOM



Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

A tensão CA no STATCOM relaciona-se diretamente com a tensão do capacitor CC, considerando fatores de proporcionalidade, ganho e fase, conforme apresentado na Equação 4.6 (CEPEL, 2018).

$$\mathbf{V}_{sh} = K_c m_c V_{CC} e^{j\Psi} \quad (4.6)$$

Onde:

\mathbf{V}_{sh} = tensão CA complexa no STATCOM (pu)

K_c = constante de proporcionalidade para a fonte de tensão CA (adimensional)

m_c = fator de ganho da tensão CA do conversor pela modulação de amplitude (adimensional)

V_{CC} = tensão CC do capacitor (pu)

Ψ = ângulo da fonte de tensão no STATCOM em relação a tensão do sistema (°)

A corrente no lado CA do STATCOM relaciona-se diretamente com a corrente do capacitor CC, considerando fatores de proporcionalidade, ganho e fase, conforme apresentado na Equação 4.7 (CEPEL, 2018).

$$I_{CC} = K'_c m_c (\text{Re}(\mathbf{I}_{sh}) \cos(\Psi) + \text{Im}(\mathbf{I}_{sh}) \text{sen}(\Psi)) \quad (4.7)$$

Onde:

I_{CC} = corrente no lado CC do STATCOM (pu)

K'_c = constante de proporcionalidade para o cálculo da corrente CC (adimensional)

As constantes de proporcionalidade de tensão e corrente são apresentadas nas equações 4.8 e 4.9 (CEPEL, 2018).

$$K_c = a_{pu} n_c K_f \frac{V_{bCC}}{V_{bCA}} \frac{V_{bpt}}{V_{bst}} \quad (4.8)$$

Onde:

a_{pu} = tap do transformador do conversor (pu)

n_c = número de pontes em série no lado CA do conversor (adimensional)

K_f = fator de forma da tensão CA, dependente da modulação e controle (adimensional)

V_{bCC} = tensão base no lado CC do conversor (V)

V_{bCA} = tensão base no lado CA do conversor (V)

V_{bpt} = tensão base no lado primário do transformador (V)

V_{bst} = tensão base no lado secundário do transformador (V)

$$K'_c = \frac{S_{bCA}}{P_{bCC}} K_c \quad (4.9)$$

Onde:

S_{bCA} = potência complexa base do sistema (VA)

P_{bCC} = potência ativa base do lado CC do conversor (W)

Na sequência, verifica-se na Equação 4.10 o método de obtenção da capacitância do capacitor no lado CC, a qual possui dependência de uma constante de tempo (Equação 4.11) e da tensão CC (Equação 4.12), tais variáveis indicam o período pelo qual o STATCOM poderia fornecer sua potência nominal diante de baixa tensões no sistema (CAVALIERE, 2001).

$$C_{CC} = \frac{2 S_{ST} T_c}{V_{CC}^2} \quad (4.10)$$

Onde:

C_{CC} = capacitância do capacitor do lado CC (F)

S_{ST} = potência complexa nominal do STATCOM (VA)

T_c = constante de tempo do STATCOM (s)

$$T_c = \frac{2}{f n} \quad (4.11)$$

Onde:

f = frequência do sistema (Hz)

n = número de pulsos do conversor (adimensional)

$$V_{CC} = \frac{\pi V_{bCA}}{\sqrt{6}} \quad (4.12)$$

Com isso, o modelo equivalente pode ser aplicado a estudos de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos, ficando a critério da aplicação o modelo de controle utilizado. O controle pode ser desenvolvido para cada aplicação, uma vez que esteja dentro dos limites operativos do dispositivo.

Em aplicações práticas, por meio de medições instantâneas, alguns métodos têm sido aplicados controlando uma ou mais destas variáveis do modelo equivalente (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006):

- a) Magnitude da tensão da barra onde está conectado o STATCOM;
- b) Injeção de potência reativa na barra onde está conectado o STATCOM;
- c) Impedância do STATCOM;
- d) Magnitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente está adiantada da tensão do STATCOM em 90° ;
- e) Magnitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente está atrasada da tensão do STATCOM em 90° ;
- f) Tensão do STATCOM;
- g) Magnitude da tensão em uma barra remota;
- h) Fluxo de potência reativa;
- i) Potência aparente ou corrente da linha de transmissão local ou remota.

Em todos os métodos um valor referência da variável é especificado, para cada desvio o STATCOM atua de maneira a recompor o sistema. Nos controles 8 e 9 não há resposta garantida por parte do dispositivo, uma vez que sua aplicação não tem resposta efetiva em barras remotas (ZHANG; REHTANZ; PAL, 2006).

Desse modo, com a aplicação de métodos de controle sofisticados, o STATCOM apresenta diversos métodos de controle em tempo real, com a grande vantagem de auxiliar efetivamente o sistema durante períodos de instabilidade de tensão. Para tal, caracteriza-se como uma ótima ferramenta para aplicação em parques eólicos, reduzindo o número de desconexões.

4.2.2 Controle e estabilidade de tensão com STATCOM

Inicialmente, os estudos sobre estabilidade de tensão consideravam o fenômeno como relacionado a redes fracas e linhas de transmissão longas. Com o passar do tempo, o estudo de estabilidade e controle de tensão integrou o planejamento e operação do SEP, devido a relação direta com distúrbios de qualquer escala (KUNDUR, 1993).

A estabilidade de tensão consiste na capacidade de um SEP em adequar as tensões em todas as barras para níveis aceitáveis, sob condição normal e após distúrbios. Em suma, a capacidade de efetuar este controle está intimamente ligada ao atendimento da demanda de potência reativa (KUNDUR, 1993).

Nos estudos de planejamento e operação do SEP, avaliam-se as necessidades de implantação de reservas de potência reativa de geradores e compensadores. Entretanto, por conta da combinação de eventos ou condições operativas a demanda de reativo pode não ser atendida, levando a instabilidade de tensão (KUNDUR, 1993).

O STATCOM caracteriza-se como uma ferramenta de compensação de reativos, com atuação rápida e efetiva, visto que atua ativamente no SEP. Este fato, caracteriza-se como uma grande vantagem, uma vez que distúrbios não programados necessitam de atuações em poucos ciclos da frequência da rede.

No momento em que um SEP entra no estado de instabilidade de tensão, o perfil baixo de tensão prejudica o restabelecimento e provoca novos eventos, caracterizando o colapso de tensão e desligamentos em massa (KUNDUR, 1993).

A presença do STATCOM em parques eólicos, visa atuar diretamente na recomposição do SEP, evitando o desligamento dos aerogeradores e mitigando os riscos de colapso de tensão no SEP.

A análise de estabilidade de tensão envolve a avaliação para pequenos e grandes distúrbios, que consistem basicamente na presença dos seguintes eventos (KUNDUR, 1993):

- a) Grandes distúrbios: falta (curto-circuito), perda de carga ou perda de geração;
- b) Pequenos distúrbios: mudança gradual de carga.

Os grandes distúrbios definem a robustez de um SEP ou de uma área do mesmo, na qual pode-se avaliar critérios como redução repentina de geração ou carga e eventos como desligamentos intempestivos de linhas de transmissão.

A estabilidade de tensão relaciona-se diretamente com a potência transmitida, à medida que a demanda aumenta, mais próximo o SEP está do ponto de instabilidade. Os pontos de instabilidade são pontos críticos, chamados de limites de estabilidade em regime permanente, visto que um pequeno incremento de carga leva o SEP ao colapso de tensão (SANTOS, 2003).

Os limites de estabilidade em regime permanente têm como motivadores diversos fatores, dentre os quais destaca-se o limite de excitação das máquinas

síncronas, interligações fracas entre sistemas, fluxo de potência ativa e reativa e limite operativo de compensadores (SANTOS, 2003).

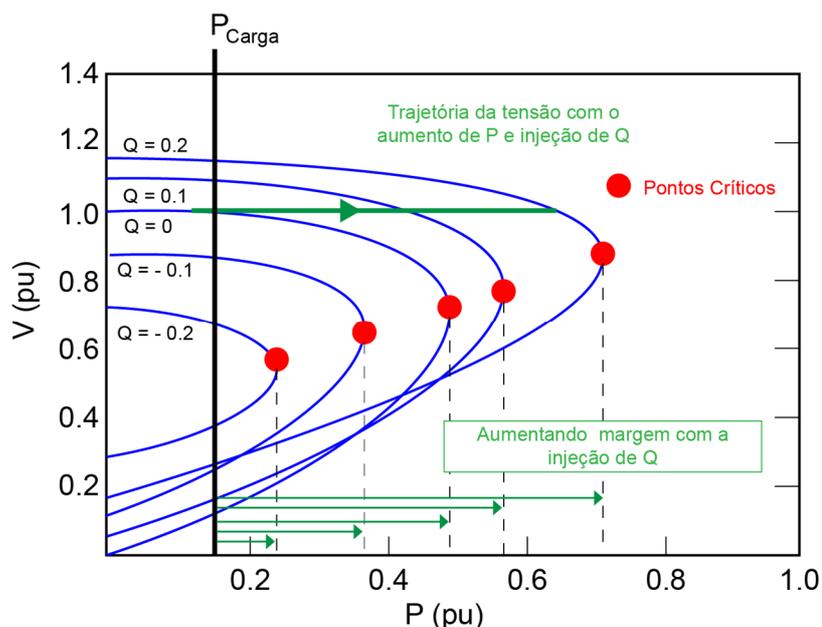
Nesse sentido, à medida que a carga do SEP aumenta, para que seja deslocado o ponto crítico de operação, existe a necessidade de injeção de potência reativa. Tal fato, ressalta o motivo pelo qual a presença do STATCOM aumenta os limites de potência transmitida em uma linha de transmissão.

A injeção de potência reativa e o deslocamento dos pontos críticos, caracteriza-se como uma medida de segurança para o SEP, chamada de margem de estabilidade. O principal objetivo é manter o sistema estável perante um aumento inesperado de demanda, devido a distúrbios não programados (SANTOS, 2003).

Um dos métodos de análise da estabilidade da tensão de acordo com a carga é a curva P-V. A curva apresenta os pontos críticos do sistema, as curvas de injeção de potência reativa e o comportamento da tensão de acordo com estas variáveis (SHAHNIA; RAJAKARUNA; GHOSH, 2015).

A Figura 4-11 apresenta uma curva P-V com o aprimoramento no desempenho do sistema com a inserção de um STATCOM, o qual é responsável pela injeção de reativo na barra ao qual está conectada.

Figura 4-11 – Curva P-V com STATCOM



Fonte: Adaptado de Shahnia, Rajakaruna e Ghosh (2015).

Assim sendo, torna-se claro a necessidade da implantação de compensadores de reativos no SEP, visando sempre a segurança diante de situações tempestivas. Na qual, uma ferramenta de ótimo desempenho dinâmico como o STATCOM, promove aumento nos limites de transmissão e rapidez na recomposição.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 APRESENTAÇÃO

No Brasil, o estado da Bahia ocupa a segunda colocação em potência instalada na geração eólica, com cerca de 3,93 GW em operação em 156 CGEs. Ademais, o estado possui um aumento previsto de cerca de 1,52 GW em construção iniciada ou não iniciada de 85 CGEs (ANEEL, 2019b).

Com relação aos empreendimentos de geração eólica em operação, verifica-se que grande parte está região da Chapada Diamantina, nos municípios de Bonito, Brotas de Macaúbas, Cafarnaum, Campo Formoso, Dom Basílio, Gentio do Ouro, Itaguaçu da Bahia, Morro do Chapéu, Mulungu do Morro, Ourolândia e Várzea Nova (BAHIA, 2019).

Nesse sentido, considerando a relevância do estado da Bahia na geração eólica do país e alta concentração dos aproveitamentos eólicos em uma região do estado, torna-se interessante a análise da aplicação do STATCOM nessa região do SIN.

Desse modo, verificou-se que o complexo eólico Ventos da Bahia II (VB2) com potência instalada relevante, conexão direta ao SIN e compensação de reativos por bancos de reatores e capacitores, caracteriza-se como uma alternativa viável e interessante para a aplicação do STATCOM.

A Tabela 6 apresenta os principais dados do empreendimento.

Tabela 6 – Complexo eólico Ventos da Bahia II

Potência Instalada (MW)	116,6
Número de Aerogeradores	53
Modelo do Aerogerador	Vestas - V110-2.2 MW
Número de CGEs	4
Linha de Transmissão (km)	33
Rede de Média Tensão (km)	24
Localização	Mulungu do Morro - BA
Investimento	R\$ 114.047.000,00
Proprietário	EDF EN do Brasil

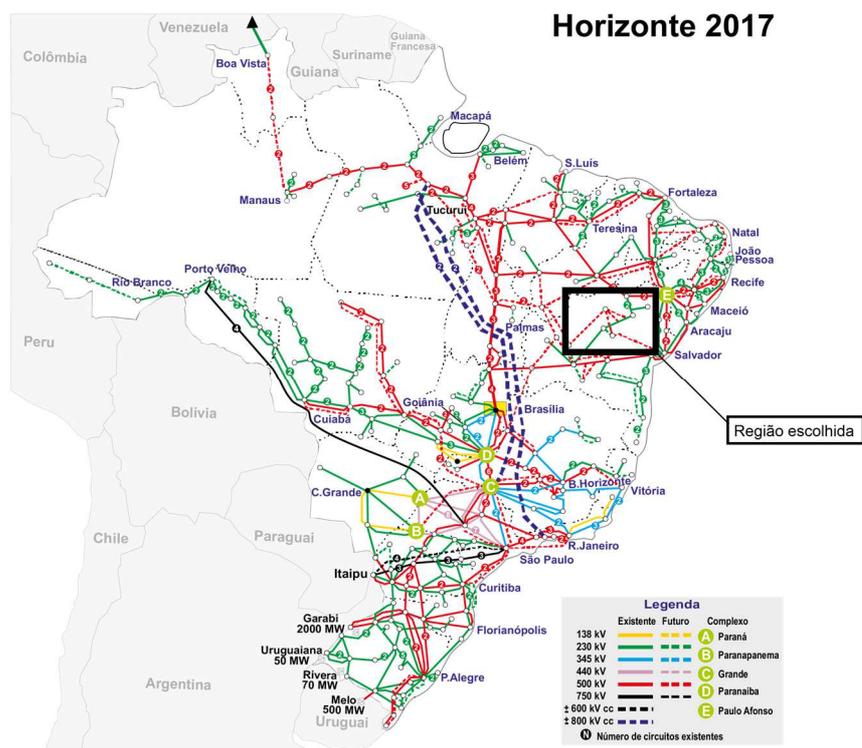
Fonte: Adaptado de Brasil (2019) e Exame (2019).

O estudo de caso torna-se mais relevante devido ao fabricante do aerogerador empregado no complexo eólico VB2, visto que a Vestas está presente em 79 países com potência total instalada de 97 GW. No Brasil, o fabricante apresenta cerca de 1,5 GW instalados com a maior presença no estado da Bahia, com cerca de 719 MW instalados (VESTAS, 2019).

Com relação ao SIN, o complexo eólico VB2 integra uma região do subsistema nordeste com alta penetração de geração eólica, na qual a delimitação proposta procura abordar esta característica e promover a avaliação da aplicação do STATCOM.

Assim sendo, para a melhor identificação geográfica e sistêmica da região de escolhida para o estudo de caso, apresenta-se a visão macro da delimitação proposta, conforme apresentado na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Região escolhida no SIN



Fonte: Adaptado de ONS (2019a).

Portanto, o estudo de caso proposto visa avaliar os principais impactos na operação do SIN de uma região com alta penetração de geração eólica, a importância dos serviços ancilares da região e os resultados da aplicação do STATCOM no complexo eólico VB2 frente as soluções empregadas atualmente.

5.2 METODOLOGIA

A integração de empreendimentos na rede básica exige um fluxo de dados e informações entre o ONS, o agente acessado e o agente acessante. Dentre eles, pode-se destacar os estudos para a integração do empreendimento à rede elétrica, realizado pelo agente acessante (ONS, 2016c).

No caso dos agentes geradores, como uma CGE, os estudos de integração devem conter ao menos análise de curto-circuito, análise de fluxo de potência e análise de estabilidade eletromecânica (ONS, 2016c).

As análises presentes nos estudos de integração devem utilizar os casos de referência fornecidos pelos ONS e as ferramentas computacionais indicadas pelos PR para estudos elétricos, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Ferramentas computacionais para estudos elétricos

ANAREDE	Análise de redes em regime permanente
ANATEM	Análise de estabilidade eletromecânica
ANAFAS	Análise de curto-circuito

Fonte: Adaptado de ONS (2016d).

Os estudos elétricos devem seguir os requisitos de conexão de uma CGE no SIN, conforme apresentado no capítulo 3.4 deste trabalho. Entretanto, para as análises efetuadas neste estudo de caso, destacam-se os seguintes requisitos aplicáveis:

- a) Geração e absorção de potência reativa;
- b) Modos de controle - controle de fator de potência;
- c) Operação em regime de tensão não nominal;
- d) Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal;
- e) Participação em SEP.

Além disso, o ONS determina quais as diretrizes e critérios a serem adotados na realização dos estudos elétricos, como segurança sistêmica, limites de tensão e tempos para eliminação de defeitos (ONS, 2018b).

A condição de segurança sistêmica propõe que não pode ocorrer violação dos critérios aplicados aos estudos elétricos e a consequente necessidade de efetuar

cortes de carga na ocorrência de contingências simples (critério N-1), sendo permitido cortes de carga apenas em contingências duplas ou superiores (ONS, 2018b).

Os limites de tensão definem os níveis de tensão máximos e mínimos esperados para as condições de operação normal e de emergência, conforme apresentado na Tabela 8.

Ademais, as energizações e desenergizações que ocorrem no SIN não devem promover variações de tensão superiores a 5% do valor de tensão nominal de operação (ONS, 2018b).

Tabela 8 – Limites de tensão para estudos elétricos

Tensão Nominal de Operação (kV)	Condição Operativa Normal (pu)	Condição Operativa de Emergência (pu)
< 230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
500	1,00 a 1,10	0,95 a 1,10

Fonte: Adaptado de ONS (2018b).

Nos estudos de estabilidade eletromecânica, com intuito de avaliar o comportamento dinâmico do SIN, definem-se os tempos de eliminação previstos para os distúrbios em cada nível de tensão.

Os tempos de eliminação são a soma do tempo para a atuação do relé de proteção diante de um distúrbio e a abertura efetiva do disjuntor, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Tempos indicativos de eliminação de distúrbios

Tensão Nominal de Operação (kV)	Tempo de eliminação (ms)	
	Sem falha do disjuntor	Com falha do disjuntor
500	100	250
230	150	500
69	800	1000

Fonte: Adaptado de ONS (2018b).

Nesse sentido, o presente trabalho realiza as análises de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica, aplicando os critérios e diretrizes apresentados,

com intuito de avaliar o controle e estabilidade de tensão no complexo VB2 como um agente acessante no SIN.

Como visto, atualmente o complexo eólico VB2 possui instalados bancos de reatores e capacitores conectados por chave mecânica, sendo conectados de acordo com a necessidade operacional.

Nesse sentido, o estudo de caso tem como objetivo comparar os compensadores de reativos atualmente instalados e um STATCOM de mesma potência, avaliando as principais alterações na operação sistêmica e do complexo eólico VB2.

A comparação entre as ferramentas de compensação de reativos é dividida em duas fases, na qual a Fase 1 contempla o cenário atual com banco de reatores e bancos de capacitores e a Fase 2 contempla a proposta de substituição destes equipamentos por um STATCOM.

5.2.1 Modelo agregado – aerogerador único

No complexo VB2 aplica-se na rede de média tensão interna o modelo de agregação de CGE para aerogerador único, sendo um modelo baseado na análise de perdas, conforme apresentado no item 3.1 deste trabalho.

Assim sendo, a validação comparativa entre as perdas do modelo completo e do modelo equivalente é efetuada por meio da ferramenta computacional PSIM desenvolvido pela Powersim.

Portanto, a aplicação no estudo de caso do modelo de agregação não considera o efeito capacitivo da rede de média tensão interna e limita o erro máximo da potência aparente total em 1% entre modelo completo e agregado.

5.2.2 Análise estática

Como visto, a análise de fluxo de potência é efetuada a partir dos casos de referência enviados pelo ONS, considerando os patamares de carga previstos e as alterações da topologia do SIN para os anos subsequentes.

No entanto, como o estudo de caso se utilizou de uma licença educacional da ferramenta computacional, o número de barras dos casos de referência supera o permitido, de no máximo 120 barras, não sendo possível a sua utilização.

Com isso, a análise de fluxo de potência necessita de diretrizes e critérios adicionais para a criação dos casos de referência, sendo denominada toda a análise em regime permanente de análise estática.

Nesse sentido, em consonância com os PR, a ferramenta computacional utilizada é a Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) desenvolvida pelo CEPEL, sendo considerada a mais utilizada no Brasil para análise de sistemas elétricos em regime permanente (CEPEL, 2019a).

A análise estática consiste basicamente na criação dos cenários de operação, do despacho das usinas e a análise de contingências simples, as quais devem atender as diretrizes e critérios apresentados no item 5.2 deste trabalho.

Na operação da região escolhida no SIN determinou-se três casos de geração e três casos de carga, de maneira aleatória, aos quais aplica-se o percentual em relação aos valores nominais, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Casos de geração e carga

Casos de Carga	Percentual Aplicado	Casos de Geração	Percentual Aplicado
Leve	10%	Mínima	0%
Média	50%	Média	50%
Pesada	100%	Máxima	100%

Fonte: Elaboração própria.

Os casos de geração e carga são combinados formando os nove cenários de operação, nos quais deve-se efetuar o despacho das usinas para o atendimento das cargas.

O despacho da geração eólica considera que todos os complexos eólicos estão operando com controle por fator de potência, aplicando o despacho como barra de carga (PQ), definindo os níveis de geração de potência ativa e reativa.

O fator de potência aplicado nas usinas e nas cargas considera um caso típico e de aplicação inflexível para reduzir o número de combinações de operação, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Fator de potência típico

Geração (adm)	0,95	Capacitivo
Carga (adm)	0,95	Indutivo

Fonte: Elaboração própria.

A geração eólica da região escolhida do SIN é considerada prioritária, à medida que se possível deve-se despachar a potência total disponível para o cenário em análise.

No caso de geração mínima, com geração nula de potência ativa, os aerogeradores podem operar como compensadores de reativos, atendendo ao requisito de geração e absorção de reativo estipulado pelo ONS.

O processo de despacho das usinas tem como principais verificações os níveis de tensão adequados e o fluxo de potência nos transformadores e linhas de transmissão.

Com relação aos compensadores de reativos convencionais, os bancos de capacitores e reatores presentes nas usinas são conectados conforme a necessidade do cenário de operação, para que os níveis de tensão permaneçam dentro do esperado.

Com isso, verifica-se o comportamento da tensão nas barras para cada cenário de operação, com intuito de avaliar as barras com níveis de tensão próximos dos limites de máximo e mínimo, consideradas barras críticas.

Na sequência, efetua-se a análise de contingências simples (critério n-1) para a região escolhida do SIN, na qual efetua-se a abertura das linhas de transmissão e de transformadores e desconexão de serviços ancilares para cada cenário de operação.

A análise de contingências tem como principais indicadores a monitoração dos limites de tensão nas barras e fluxo de potência das linhas de transmissão e transformadores, onde a violação de um ou de ambos indica um possível cenário crítico de operação.

Por fim, dentre os possíveis cenários críticos de operação são elencados os mais importantes, sendo descartados os cenários críticos com resposta similar ou que apresentam pouca relevância para o estudo de caso.

Portanto, a análise estática tem como principal função a obtenção dos cenários críticos de operação, os quais são verificados em detalhe por meio da análise dinâmica, para a comparação entre a Fase 1 (bancos de capacitores e reatores) e a Fase 2 (STATCOM).

5.2.3 Análise dinâmica

Com a definição dos cenários críticos para a operação do SIN e para a operação do complexo eólico VB2, aplica-se a ferramenta computacional Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) desenvolvida pelo CEPEL para as devidas análises em regime transitório.

O tempo total de simulação é de 60 segundos, iniciando a perturbação após 5 segundos do início, cuja duração da perturbação tem como referência os tempos indicativos apresentados na Tabela 9 para os casos sem falha do disjuntor.

Nos casos em que ocorrem violações de tensões nas barras ou fluxo de potência nas linhas de transmissão ou transformadores, aplica-se em conjunto com a perturbação o devido corte de carga, para que não sejam feitas alterações nos níveis de geração eólica.

Os casos de perturbações por curto-circuito nas linhas de transmissão e barras são sempre trifásicos, buscando sempre os piores níveis de tensão e o consequente aumento repentino na demanda de potência reativa no SIN.

Durante a análise dinâmica, os níveis normais de operação são indicados por linhas em azul, os níveis de operação de emergência são indicados por linhas em vermelho e as linhas em verde buscam representar os pontos máximos e mínimos atingidos durante a perturbação.

Nesse sentido, a análise dinâmica inicia avaliando os cenários críticos para o SIN, buscando identificar possíveis impeditivos ou melhorias sistêmicas da implementação do STATCOM no complexo eólico VB2 frente a operação atual.

Na sequência, efetua-se a análise dinâmica dos cenários críticos para o complexo VB2, efetuando perturbações internas e buscando eleger a melhor alternativa técnica entre a Fase 1 com bancos de capacitores e reatores e a Fase 2 com o STATCOM para o controle e estabilidade de tensão.

Além disso, a análise dinâmica tem como objetivo avaliar a relevância dos serviços ancilares na operação do SIN em regiões com alta penetração de geração eólica, observando os níveis de atuação destes equipamentos diante das perturbações.

Portanto, a análise dinâmica caracteriza-se como uma ferramenta importante na análise do desempenho de compensadores de reativos, permitindo verificar as vantagens e desvantagens perante as perturbações.

5.3 MODELAGEM DO SEP

Com a região escolhida para a delimitação do SIN, efetuou-se uma análise criteriosa da composição final do SEP do estudo de caso, avaliando a relevância dos elementos na operação. Para tal, os elementos com grande relevância para a análise dinâmica possuem maior detalhamento na modelagem.

Os dados para elaboração do modelo de simulação nas ferramentas computacionais foram obtidos majoritariamente no Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT) do ONS, por meio do acesso aos diagramas unifilares e aos dados nominais dos equipamentos.

Com relação aos modelos dinâmicos, os controladores foram obtidos por modelos predefinidos do ANATEM, sendo aplicados para os aerogeradores, barra infinita¹, compensadores síncronos e compensadores estáticos.

Nesse sentido, a seguir apresentam-se os principais métodos e critérios aplicados para a obtenção do modelo de simulação do presente estudo de caso, destacando os principais parâmetros de cada elemento.

¹ A barra infinita representa a interconexão com o SIN, sendo que a subestação escolhida para esta função possui conexão com um grande parque de geração térmica nas proximidades de Salvador, apresentando de fato a alta capacidade de geração desse tipo de barra.

5.3.1 Aerogeradores

A região delimitada do SIN possui apenas a presença de geração eólica e da barra infinita, sendo necessária a modelagem de todos os aerogeradores. Para tal, considerando a dificuldade de obter as informações de todos os complexos eólicos, aplica-se para os demais a mesma tecnologia presente em VB2.

O complexo eólico VB2 possui aerogeradores com máquinas do tipo DFIG, para as quais aplicou-se o requisito técnico do ONS para geração de potência reativa, sendo que cada aerogerador (AG) deve fornecer ou consumir 32,9% da sua potência nominal.

Assim sendo, verificou-se o número de aerogeradores de cada complexo eólico e a potência nominal total, sendo então determinados os níveis máximos de injeção ($Q_{\text{máx}}$) e consumo ($Q_{\text{mín}}$) de reativo, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Geração eólica da região delimitada do SIN

Complexo Eólico	Sigla	AGs	Potência (MVA)	Q _{máx} (Mvar)	Q _{mín} (Mvar)
VENTOS DA BAHIA II	VB2	53	116,6	38,4	-38,4
CRISTAL	CRI	39	89,7	29,5	-29,5
SERRA AZUL	SAZ	59	118,0	38,8	-38,8
MORRO DO CHAPÉU SUL	MCS	86	172,0	56,6	-56,6
SERRA DA BABILÔNIA	SDB	95	223,3	73,4	-73,4
BABILÔNIA	BAB	65	136,5	44,9	-44,9
GENTIO DO OURO I	GOI	131	335,0	110,2	-110,2

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Os dados para aplicação do gerador DFIG no modelo dinâmico foram obtidos em um caso exemplo fornecido pelo ANATEM para geração eólica, conforme apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados do gerador DFIG

Resistência do Estator (pu)	0,730
Constante de Inércia (s)	3,50
Indutância Transitória de Eixo Direto (pu)	0,033
Constante de Amortecimento (adm)	3,00

Fonte: Adaptado de ANDESA (2010).

Com relação ao modelo de controle dos aerogeradores, não pode ser aplicado o modelo de controle oferecido pelo fabricante Vestas, uma vez que a licença educacional tem limite de malhas de controle com no máximo 160 blocos.

Nesse sentido, como a operação dos aerogeradores possui controle por fator de potência e delimitou-se a potência reativa máxima e mínima, aplicou-se o modelo de controle padrão para máquinas síncronas.

Com isso, definiu-se toda a geração eólica que compõe a região delimitada do SIN, na qual aplicou-se os modelos típicos e os requisitos do ONS para a análise sistêmica.

5.3.2 Rede de média tensão

No complexo eólico VB2, com intuito de promover análises dinâmicas da operação do mesmo por meio de perturbações internas, aplica-se a modelagem da rede de média tensão por meio da agregação em aerogerador único, conforme o item 3.1 deste trabalho.

Para os demais complexos eólicos da região escolhida do SIN, não se aplica tal modelagem, uma vez que a análise da operação destas instalações tem viés sistêmico.

Inicialmente, verifica-se que a rede de média tensão do complexo eólico VB2 possui extensão total de vinte e quatro quilômetros, dividida em oito circuitos, sendo que em cada estrutura (poste) são instalados dois circuitos.

Com isso, determinou-se que cada circuito possui uma extensão média de seis quilômetros, com vão médio entre aerogeradores de quatrocentos metros. Os circuitos podem ser do tipo 1 (C1) com seis AGs ou do tipo 2 (C2) com 7 AGs, formando os modelos padrão de circuitos (SECCO, 2015).

Nesse sentido, verificou-se quais os cabos atualmente empregados em CGEs de complexos eólicos, considerando uma rede de média tensão aérea. Para os transformadores elevadores de cada aerogerador, aplicou-se uma impedância típica e uma potência nominal 5% superior a potência nominal de cada aerogerador (SECCO, 2015; JESUS, 2012).

Assim sendo, a Tabela 14 apresenta os dados do transformador elevador de cada aerogerador e a Tabela 15 apresenta os dados do fabricante de cabos escolhido.

Tabela 14 – Dados do transformador elevador dos aerogeradores

Potência (MVA)	Tensão AT (kV)	Tensão BT (kV)	Reatância Indutiva (%)	Reatância Indutiva AT (Ω)
2,3	34,5	0,69	10,00%	51,8

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 15 – Dados dos cabos da rede de média tensão

Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço - CAA (Série KCMIL) - Nexans						
Bitola (kcmil)	Seção Transversal de Alumínio (mm ²)	Seção Transversal do Condutor (mm ²)	Ampacidade (A)	Resistência Elétrica 60 Hz @ 75°C (Ω /km)	Reatância Indutiva (Ohm/km)	Tipo
266,80	135,39	153,00	450,0	0,3010	0,3837	Owl
477,00	242,31	255,77	640,0	0,1450	0,3639	Pelican
795,00	402,23	454,48	900,0	0,0860	0,3391	Cuckoo

Fonte: Adaptado de NEXANS (2019).

Com as impedâncias dos cabos e do transformador aplicou-se o método de agregação em aerogerador único para a obtenção da impedância equivalente de cada circuito, conforme apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 – Rede de média tensão equivalente

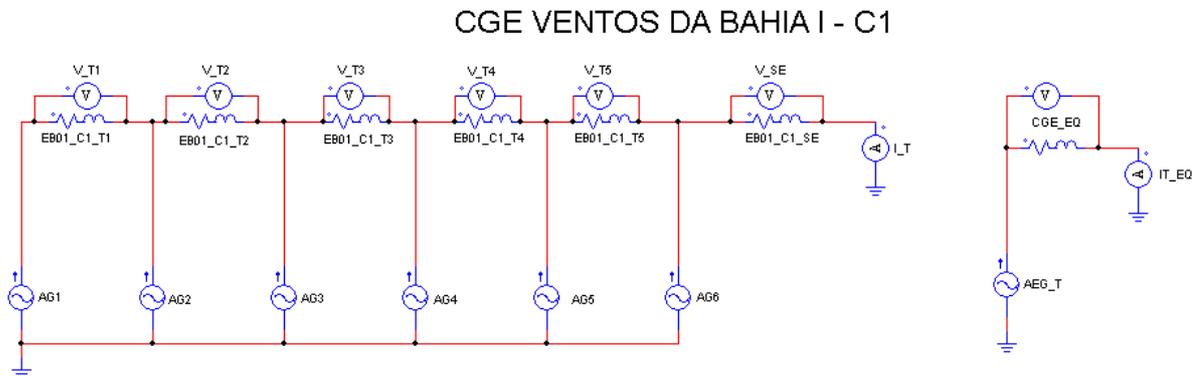
CGE	AGs	Potência (MVA)	Resistência Elétrica (Ω)	Reatância Indutiva (Ω)
EB01_C1	6	13,8	0,4569	10,2069
EB01_C2	7	16,1	0,4351	8,8862
EB03_C1	7	16,1	0,4351	8,8862
EB03_C2	7	16,1	0,4351	8,8862
EB09_C1	7	16,1	0,4351	8,8862
EB09_C2	6	13,8	0,4569	10,2069
EB18_C1	7	16,1	0,4351	8,8862
EB18_C2	6	13,8	0,4569	10,2069

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, com a utilização do PSIM efetuou-se a simulação para comparação da potência aparente total do modelo agregado e do modelo completo, para os quais obteve-se diferença inferior a 0,5% entre os dois tipos de circuito.

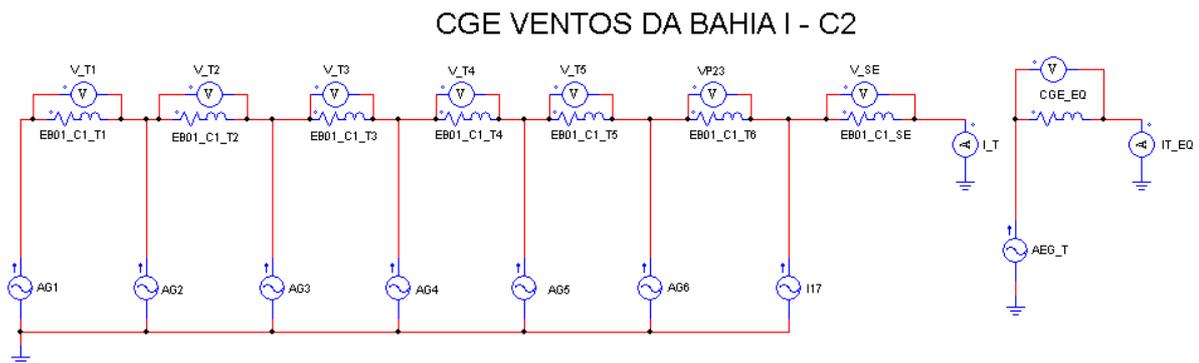
A Figura 5-2 apresenta o modelo aplicado na validação do circuito tipo 1 (C1) a Figura 5-3 apresenta o modelo aplicado na validação do circuito tipo 2 (C2).

Figura 5-2 – Modelo do circuito tipo 1 (C1)



Fonte: Elaboração própria.

Figura 5-3 – Modelo do circuito tipo 2 (C2)



Fonte: Elaboração própria.

5.3.3 Linhas de transmissão e transformadores

Os dados das linhas de transmissão e dos transformadores foram obtidos por meio do SINDAT, conforme apresentado na Tabela 17 e na Tabela 18, respectivamente.

As linhas de transmissão de conexão dos complexos eólicos ao SIN não possuem dados de capacidade de longa duração, sendo então aplicado um fator de 150% da potência nominal dos transformadores das geradoras.

Os complexos eólicos conectam-se todos a subestação Morro do Chapéu II (MCP), caracterizando-se como a barra principal da região delimitada do SIN, uma

vez que integra os setores de 230 kV e 500 kV e fornece os principais serviços ancilares.

O modelo do complexo eólico GOI aplicado ao estudo de caso não apresenta linhas de transmissão e transformadores, sendo uma das alternativas de redução do número de barras para uma avaliação sistêmica deste elemento.

Tabela 17 – Dados das linhas de transmissão

De	Para	Tensão (kV)	Capacidade de Longa Duração (MVA)	Extensão (km)	Resistência da Sequência Positiva (Ω)	Reatância da Sequência Positiva (Ω)	Susceptância da Sequência Positiva (Mvar)
SAZ	MCP	230	260	22	0,3675	1,728	3,2623
MCS	MCP	230	300	33	0,3343	2,2452	7,8318
VB2	MCP	230	200	33	0,3343	2,2452	7,8318
SDB	MCP	230	450	93	1,4241	8,6607	16,985
BAB	MCP	230	270	93	1,4241	8,6607	16,985
IRE	MCP	230	251	65	1,180	6,08	11,14
CRI	MCP	69	150	3,4	0,5101	2,8051	0,0058
OUR	MCP	500	2962	125	0,673	1,072	151,2
SPU	MCP	500	2659	271	0,182	2,942	438,95

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Tabela 18 – Dados dos transformadores

ID	SE	Potência (MVA)	Tensão AT (kV)	Tensão BT (kV)	Comutador Sob Carga	Reatância Indutiva (%)
04T1	VB2	130,0	230	34,5	+/- 8 x 1,25%	10,42%
04T2	MCP	150,0	230	69,0	-	8,75%
05T4	MCP	900,0	500	230,0	-	1,11%
05T5	MCP	900,0	500	230,0	-	1,11%
04T1	SAZ	87,0	230	34,5	+/- 12 x 1,25%	11,49%
04T2	SAZ	87,0	230	34,5	+/- 12 x 1,25%	11,49%
04T1	MCS	100,0	230	34,5	-	10,00%
04T2	MCS	100,0	230	34,5	-	10,00%
04T1	SDB	150,0	230	34,5	+/- 10 x 1,25%	9,82%
04T2	SDB	150,0	230	34,5	+/- 10 x 1,25%	9,82%
04T1	BAB	90,0	230	34,5	+/- 12 x 1,25%	13,33%
04T2	BAB	90,0	230	34,5	+/- 12 x 1,25%	13,33%
02T1	CRI	50,0	69	34,5	-	20,00%
02T2	CRI	50,0	69	34,5	-	20,00%
05T1	OUR	900,0	500	230,0	-	1,49%
05T2	OUR	900,0	500	230,0	-	1,49%

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

5.3.4 Compensadores de reativos

A região delimitada do SIN apresenta alguns tipos de compensação de reativos, sendo os bancos de capacitores (C) e bancos de reatores (R) conectados por chave mecânica representados com o maior número de elementos, com conexão na barra ou em linha de transmissão.

As linhas de transmissão do setor de 500 kV de conexão com as subestações de Ourolândia (OUR) e Sapeaçu (SPU) devido à alta susceptância necessitam de bancos de reatores.

A Tabela 19 apresenta os compensadores de reativos com conexão nas barras das respectivas subestações e a Tabela 20 com conexão nas linhas de transmissão.

Tabela 19 – Compensadores conectados por chave mecânica nas barras

Banco	ID	SE	Potência (Mvar)	Tensão (kV)
C	09H1	VB2	11,00	34,5
C	09H2	VB2	11,00	34,5
C	09H3	VB2	11,00	34,5
C	09H4	VB2	11,00	34,5
R	09E1	VB2	8,50	34,5
R	04E1	MCP	20,00	230,0
C	09H1	SAZ	5,334	34,5
C	09H2	SAZ	5,334	34,5
C	09H1	MCS	2,10	34,5
C	09H2	MCS	28,00	34,5
C	09H3	MCS	2,10	34,5
C	09H4	MCS	28,00	34,5
C	09H1	BAB	5,00	34,5
C	09H2	BAB	5,00	34,5
C	09H3	BAB	5,00	34,5
R	09E1	BAB	7,00	34,5
R	09E2	BAB	7,00	34,5

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Tabela 20 - Compensadores conectados por chave mecânica nas linhas de transmissão

Banco	ID	SE	Potência (Mvar)	Tensão (kV)
R	05E2	MCP	100,0	500,0
R	05E2	OUR	100,0	500,0
R	05E1	MCP	180,0	500,0
R	05E1	SPU	180,0	500,0

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Na região verifica-se a presença significativa de serviços ancilares, com um compensador estático de reativos (SVC) e um compensador síncrono, com pontos de operação conforme apresentado na Tabela 21 e na Tabela 22, respectivamente.

O compensador síncrono tem modelo de controle predefinido pelo ANATEM, com despacho como barra de geração (PV), com geração de potência ativa nula. Ademais, a Tabela 23 apresenta o transformador de conexão do compensador síncrono.

Tabela 21 – Compensador estático de reativos (01Q1)

Tensão AT (kV)	Tensão BT (kV)	Faixa Operativa (Mvar)	
500	30	-100,0	200,0

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Tabela 22 – Compensador síncrono (01K1)

Tensão (kV)	Faixa Operativa (Mvar)	
13,8	-15,0	30,0

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Tabela 23 -Transformador de conexão do compensador síncrono (04T7)

Potência (MVA)	Tensão AT (kV)	Tensão BT (kV)	Reatância Indutiva (%)
40,0	230	13,8	26,75%

Fonte: Adaptado de ONS (2019b).

Além disso, a proposta do estudo de caso depende da aplicação do STATCOM no complexo eólico VB2, sendo que os dados iniciais do equipamento são

baseados na potência atual do banco de capacitores e reatores atualmente empregados.

Para tal, aplica-se o modelo apresentado no item 4.2.1 deste trabalho para obtenção dos principais parâmetros do equipamento, considerando uma ponte trifásica com seis pulsos com modulação por largura de pulso senoidal, conforme indicação do manual do ANATEM.

A Tabela 24 apresenta os dados iniciais considerados, a Tabela 25 apresenta a faixa operativa e a Tabela 26 o transformador elevador de conexão com a barra de 34,5 kV da subestação VB2.

Tabela 24 – Dados iniciais do STATCOM

f (Hz)	60
n (adm)	6
Tc (s)	5,556E-03
Vca (kV)	13,80
Vcc (kV)	17,70
S (MVA)	50,0
Capacitância (uF)	1773

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 25 – STATCOM (09ST)

Tensão CC (kV)	Faixa Operativa (Mvar)	
17,70	-8,5	44,0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 26 – Transformador de conexão do STATCOM

Potência (MVA)	Tensão AT (kV)	Tensão BT (kV)	Reatância Indutiva (%)
50,0	34,5	13,8	10,00%

Fonte: Elaboração própria.

O controle aplicado no ANATEM para os compensadores estáticos da região escolhida (SVC – STATCOM) tem como padrão modelos predefinidos no ANATEM, para os quais apenas foram inseridos os dados de operação, armazenamento de energia e estatismo (taxa de fornecimento de reativo – Figura 4-6).

5.3.5 Cargas

As cargas inseridas na modelagem da região escolhida do SIN podem representar a conexão com as distribuidoras locais ou elos de transmissão não implementados por uma restrição de dimensão do SEP proposto.

A subestação SPU caracteriza-se como a barra infinita, com presença de geração térmica nas proximidades, sendo que a carga aplicada reflete a capacidade de transformação conectada as distribuidoras locais.

A subestação Irecê (IRE) caracteriza-se com uma subestação com elevada geração eólica, sendo então factível avaliar os impactos das perturbações na carga, sendo que a carga aplicada reflete a capacidade de transformação conectada as distribuidoras locais.

A subestação de OUR caracteriza-se como uma subestação de conexão com o SIN, sendo que a carga de sua barra reflete a capacidade de transmissão. Tal qual, nessa barra durante as análises estáticas e dinâmicas deve-se permitir níveis de tensão aplicados para a tensão de 230 kV, visto que o modelo não contempla a geração presente na mesma.

A Tabela 27 apresenta as cargas máximas de cada subestação, sendo que a carga de OUR foi obtida de maneira experimental, por meio de simulações sucessivas.

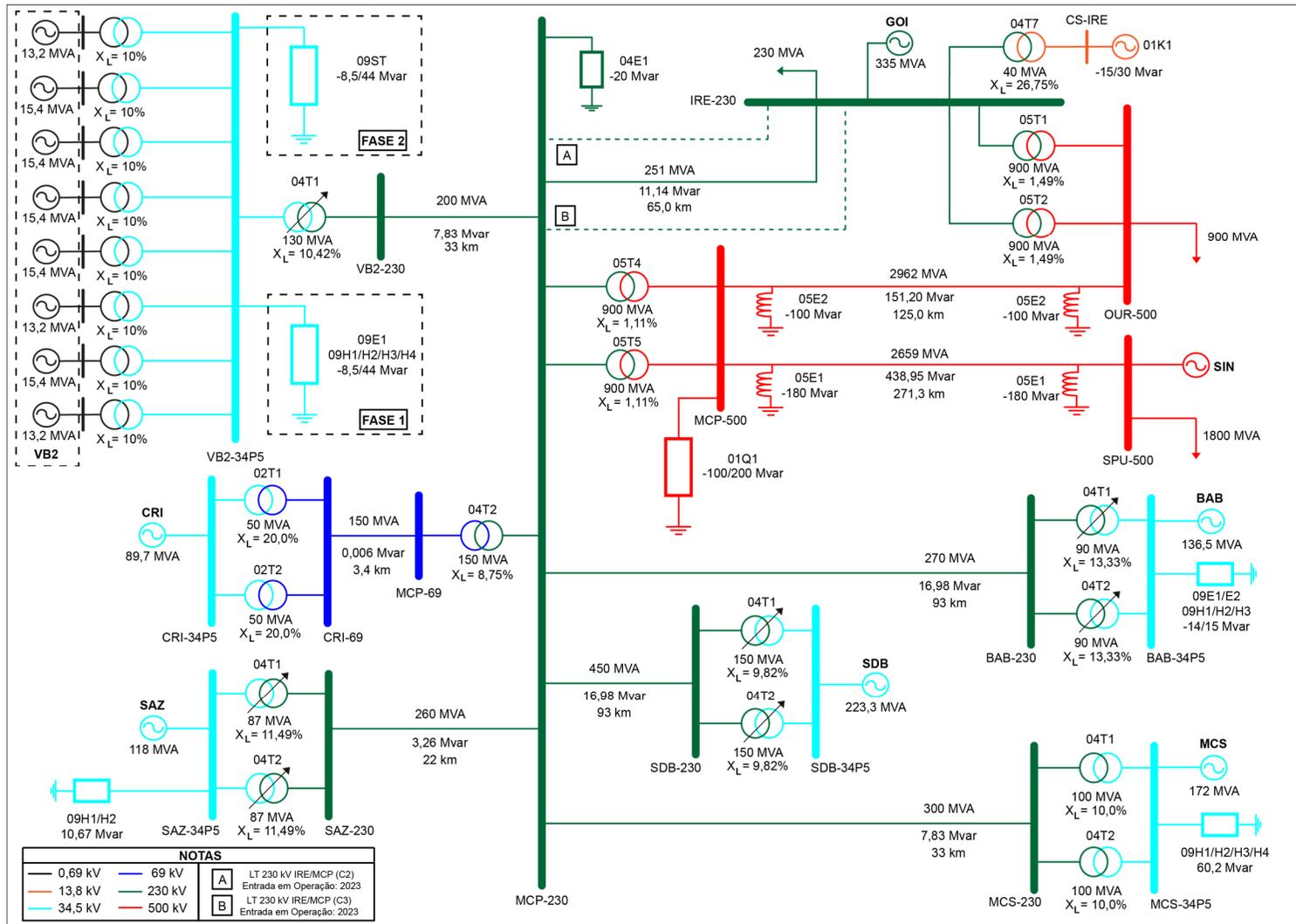
Tabela 27 – Cargas máximas da região selecionada

SE	Potência (MVA)	FP (adm) indutivo	P (MW)	Q (Mvar)
SPU	1800,0	0,95	1710,00	- 562,05
OUR	900,0	0,95	855,00	- 281,02
IRE	230,0	0,95	218,50	- 71,82

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, com todos os parâmetros definidos apresenta-se na Figura 5-4 o diagrama unifilar do SEP para a região escolhida do SIN, sendo este modelo aplicado ao presente estudo de caso.

Figura 5-4 – Diagrama unifilar



Fonte: Elaboração própria.

6 ANÁLISE ESTÁTICA

6.1 CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO SIN

Com a modelagem completa de todos os elementos que compõem o SEP da região escolhida do SIN, efetua-se a implementação do modelo na ferramenta computacional ANAREDE, para a análise estática do estudo de caso.

Inicialmente, aplicam-se as taxas aos cenários primários de geração eólica e de carga, para a obtenção dos valores de referência dos cenários de operação, conforme apresentado na Tabela 28 e na Tabela 29.

Tabela 28 – Cenários primários de geração eólica

Cenário	Taxa ²	VB2	CRI	SAZ	MCS	SDB	BAB	GOI	Total
Mínima	0%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Média	50%	58,3	44,9	59,0	86,0	111,6	68,3	167,5	595,5
Máxima	100%	116,6	89,7	118,0	172,0	223,3	136,5	335,0	1191,1

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 29 – Cenários primários de carga

Cenário	Taxa	IRE (MVA)	OUR (MVA)	SPU (MVA)	Total (MVA)
Leve	10%	23	70	180	273
Média	50%	115	350	900	1365
Pesada	100%	230	700	1800	2730

Fonte: Elaboração própria.

Na sequência, a combinação entre os três cenários primários de carga e os três cenários primários de geração formam-se os nove cenários de operação da região escolhida do SIN, conforme apresentado na Tabela 30.

Nesse sentido, para a criação dos cenários de referência do estudo de caso deve-se realizar o despacho da geração eólica para todos os cenários de operação,

² Taxa: percentual do valor nominal aplicado para a criação dos cenários de operação.

avaliando o aproveitamento da fonte primária, as restrições elétricas e o desempenho geral do SIN.

Assim sendo, considerando que no presente estudo de caso existem a Fase 1 (bancos de reatores e capacitores) e a Fase 2 (STATCOM), efetua-se o despacho para a Fase 1 e na sequência repete-se o processo para a Fase 2, obtendo pontos estáticos de operação muito similares.

Tabela 30 - Cenários de operação do SIN

Cenário	Carga	Geração
1	Leve	Máxima
2	Leve	Média
3	Leve	Mínima
4	Média	Máxima
5	Média	Média
6	Média	Mínima
7	Pesada	Máxima
8	Pesada	Média
9	Pesada	Mínima

Fonte: Elaboração própria.

6.1.1 Cenário 1 e 2: carga leve e geração máxima e média

Com a aplicação da carga leve ao SIN, verificou-se que devido a premissa de fixação da geração de reativo capacitivo, os limites de tensão não eram respeitados para valores superiores a 50% da capacidade de geração eólica.

Diante disso, considerando que o presente estudo de caso tem como objetivo avaliar os cenários críticos da operação, uniu-se os cenários 1 e 2 para uma análise conjunta, sem alteração da geração de reativo para o modo indutivo.

Por meio da análise de sensibilidade de tensão com incrementos de 5% no fator nominal da geração eólica, verificou-se que o complexo eólico SDB possui grande dificuldade de despacho, devido à relativamente alta susceptância da linha de transmissão de conexão no SIN.

Além disso, o complexo eólico SDB não apresenta nenhuma ferramenta de compensação de reativos em sua instalação, sendo então limitada a sua geração em 15% do valor nominal.

No complexo VB2 o banco de reatores (09E1) permaneceu conectado para o controle de tensão na barra de 34,5 kV, mantendo o nível de tensão dentro dos valores normais.

A Tabela 31 apresenta o despacho da geração eólica para os cenários 1 e 2, em que se torna claro que para a situação operativa aplicada o aproveitamento da fonte primária é prejudicado.

Tabela 31 – Cenários 1 e 2: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal ³	Potência Operação (MVA)	FP (adm) capacitivo	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
CRI	89,7	50%	44,9	0,95	42,61	14,00	29,51	-29,51
SAZ	118,0	50%	59,0	0,95	56,05	18,42	38,82	-38,82
MCS	172,0	50%	86,0	0,95	81,70	26,85	56,59	-56,59
SDB	223,3	15%	33,5	0,95	31,81	10,46	73,45	-73,45
BAB	136,5	50%	68,3	0,95	64,84	21,31	44,91	-44,91
GOI	335,0	50%	167,5	0,95	159,13	52,30	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

Diante disso, conclui-se que o complexo eólico SDB deveria apresentar ferramentas de compensação de reativos, devido à relativamente alta susceptância da linha de transmissão de conexão com o SIN. Além disso, o aproveitamento da geração eólica e consequente intercâmbio com o SIN é prejudicado por conta de restrições elétricas.

³ Fator Nominal: percentual do valor nominal aplicado no despacho.

6.1.2 Cenário 3, 6 e 9: carga leve, média e pesada e geração mínima

A geração mínima representa a situação operativa em que toda a geração eólica da região é nula, devido a velocidades de ventos superiores ou inferiores a faixa de operação dos aerogeradores.

Nesse sentido, os PR do ONS determinam que o complexo eólico deve permitir o controle e injeção de reativo ao SIN, considerando a capacidade nominal de geração e absorção de reativo.

No cenário 3 e no cenário 6 não foi necessária a atuação dos aerogeradores como compensadores de reativos, sendo apenas desconectados todos os bancos de reatores e mantidos os serviços auxiliares dinâmicos do SIN, o SVC (01Q1) e o compensador síncrono (01K1).

A Tabela 32 apresenta o despacho da geração eólica para os cenários 3 e 6, em que se torna claro que a operação para carga leve e média é atendida com facilidade pelo intercâmbio com o SIN.

Tabela 32 – Cenários 3 e 6: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	Potência Operação (MVA)	Q_{máx} (Mvar)	Q_{mín} (Mvar)
VB2-1	13,2	0%	0,0	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	0%	0,0	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	0%	0,0	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	0%	0,0	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	0%	0,0	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	0%	0,0	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	0%	0,0	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	0%	0,0	4,34	-4,34
CRI	89,7	0%	0,0	29,51	-29,51
SAZ	118,0	0%	0,0	38,82	-38,82
MCS	172,0	0%	0,0	56,59	-56,59
SDB	223,3	0%	0,0	73,45	-73,45
BAB	136,5	0%	0,0	44,91	-44,91
GOI	335,0	0%	0,0	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

No cenário 9, a operação com carga pesada apresentou a necessidade de efetuar o despacho da geração eólica como compensadores de reativos, devido às restrições elétricas.

Com a geração de reativo pelos aerogeradores e o suprimento da potência ativa e o excedente de reativo pelo intercâmbio com o SIN, verificou-se que os limites de tensão na barra OUR e o fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE não foram respeitados.

Desse modo, foi efetuada a restrição de carga nas barras de IRE e OUR em 65%, representando no caso de IRE uma restrição de carga para a distribuidora e em OUR uma restrição de intercâmbio de transmissão.

A Tabela 33 apresenta os novos valores de carga para o cenário 9, com carga pesada, considerando a aplicação das restrições de carga.

No complexo VB2 os bancos de capacitores (09H1/H2) foram conectados para o controle de tensão na barra de 34,5 kV, mantendo o nível de tensão dentro dos valores normais.

Tabela 33 – Cenário 9: restrição de carga

Cenário	Barra	Fator Nominal	Total (MVA)
Pesada	IRE	65%	150
Pesada	OUR	65%	455
Pesada	SPU	100%	1800

Fonte: Elaboração própria.

Com isso, efetuou-se o despacho da geração eólica para o cenário 9, conforme apresentado na Tabela 34.

Assim sendo, torna-se claro que na operação para carga pesada o intercâmbio com o SIN é limitado, devido a restrições de fluxo de potência no sistema de transmissão e limites de tensão.

Tabela 34 – Cenário 9: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	20%	0,00	0,87	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	20%	0,00	1,01	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	20%	0,00	1,01	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	20%	0,00	1,01	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	20%	0,00	1,01	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	20%	0,00	0,87	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	20%	0,00	1,01	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	20%	0,00	0,87	4,34	-4,34
CRI	89,7	30%	0,00	8,85	29,51	-29,51
SAZ	118,0	30%	0,00	11,65	38,82	-38,82
MCS	172,0	30%	0,00	16,98	56,59	-56,59
SDB	223,3	30%	0,00	22,03	73,45	-73,45
BAB	136,5	30%	0,00	13,47	44,91	-44,91
GOI	335,0	50%	0,00	55,11	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

6.1.3 Cenário 4 e 7: carga média e pesada e geração máxima

Os cenários 4 e 7 que complementam os casos com geração máxima, apresentam maior aproveitamento da fonte primária, sendo apenas mantida a restrição no complexo eólico SDB, devido à dificuldade do controle de tensão de sua barra.

De modo geral, houve a necessidade de conectar os bancos de reatores dos complexos eólicos para o controle de tensão, mantendo nos dois cenários os níveis de tensão elevados, mas dentro dos valores normais de operação.

No cenário 4, o despacho não foi total apenas nos complexos eólicos VB2, SDB e BAB devido a restrições elétricas no controle de tensão, conforme apresentado na Tabela 35.

Tabela 35 – Cenário 4: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	Potência Operação (MVA)	FP (adm) capacitivo	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	90%	11,9	0,95	11,29	3,71	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	90%	13,9	0,95	13,17	4,33	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	90%	13,9	0,95	13,17	4,33	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	90%	13,9	0,95	13,17	4,33	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	90%	13,9	0,95	13,17	4,33	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	90%	11,9	0,95	11,29	3,71	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	90%	13,9	0,95	13,17	4,33	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	90%	11,9	0,95	11,29	3,71	4,34	-4,34
CRI	89,7	100%	89,7	0,95	85,22	28,01	29,51	-29,51
SAZ	118,0	100%	118,0	0,95	112,10	36,85	38,82	-38,82
MCS	172,0	100%	172,0	0,95	163,40	53,71	56,59	-56,59
SDB	223,3	20%	44,7	0,95	42,42	13,94	73,45	-73,45
BAB	136,5	80%	109,2	0,95	103,74	34,10	44,91	-44,91
GOI	335,0	100%	335,0	0,95	318,25	104,60	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

No cenário 7, houve a necessidade de restrição de carga na barra de OUR, devido ao nível baixo de tensão, que representa uma restrição de intercâmbio com o SIN, conforme apresentado na Tabela 36.

Tabela 36 – Cenário 7: restrição de carga

Cenário	Barra	Fator Nominal	Total (MVA)
Pesada	IRE	100%	230
Pesada	OUR	75%	525
Pesada	SPU	100%	1800

Fonte: Elaboração própria.

Com relação a despacho, apenas o complexo eólico SDB por restrição elétrica do seu controle de tensão não está operando com geração máxima, conforme apresentado na Tabela 37.

Portanto, fica clara a necessidade de aplicação de uma ferramenta de controle de reativo no complexo SDB e que o aumento da carga está diretamente relacionado ao melhor aproveitamento da geração eólica.

Tabela 37 – Cenário 7: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	Potência Operação (MVA)	FP (adm) capacitivo	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	100%	13,2	0,95	12,54	4,12	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	100%	15,4	0,95	14,63	4,81	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	100%	15,4	0,95	14,63	4,81	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	100%	15,4	0,95	14,63	4,81	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	100%	15,4	0,95	14,63	4,81	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	100%	13,2	0,95	12,54	4,12	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	100%	15,4	0,95	14,63	4,81	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	100%	13,2	0,95	12,54	4,12	4,34	-4,34
CRI	89,7	100%	89,7	0,95	85,22	28,01	29,51	-29,51
SAZ	118,0	100%	118,0	0,95	112,10	36,85	38,82	-38,82
MCS	172,0	100%	172,0	0,95	163,40	53,71	56,59	-56,59
SDB	223,3	30%	67,0	0,95	63,63	20,91	73,45	-73,45
BAB	136,5	100%	136,5	0,95	129,68	42,62	44,91	-44,91
GOI	335,0	100%	335,0	0,95	318,25	104,60	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

6.1.4 Cenário 5 e 8: carga média e pesada e geração média

Os cenários 5 e 8 complementam os casos com geração média, com os melhores aproveitamentos da fonte primária, em que apenas existe a necessidade de restrição de geração do complexo eólico SDB devido ao problema de controle de tensão.

De modo geral, houve a necessidade de conectar os bancos de reatores dos complexos eólicos para o controle de tensão, mantendo nos dois cenários a tensão dentro dos valores normais.

Entretanto, nas barras do setor de transmissão verificou-se nos dois cenários o nível baixo de tensão em IRE e OUR, sendo necessário a restrição de carga em OUR no cenário 8, conforme apresentado na Tabela 38.

Tabela 38 – Cenário 8: restrição de carga

Cenário	Barra	Fator Nominal	Total (MVA)
Pesada	IRE	100%	230
Pesada	OUR	65%	455
Pesada	SPU	100%	1800

Fonte: Elaboração própria.

Com isso, apresenta-se o despacho da geração eólica para o cenário 5 na Tabela 39 e para o cenário 8 na Tabela 40.

Tabela 39 – Cenário 5: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	Potência Operação (MVA)	FP (adm) capacitivo	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
CRI	89,7	50%	44,9	0,95	42,61	14,00	29,51	-29,51
SAZ	118,0	50%	59,0	0,95	56,05	18,42	38,82	-38,82
MCS	172,0	50%	86,0	0,95	81,70	26,85	56,59	-56,59
SDB	223,3	35%	78,1	0,95	74,23	24,40	73,45	-73,45
BAB	136,5	50%	68,3	0,95	64,84	21,31	44,91	-44,91
GOI	335,0	50%	167,5	0,95	159,13	52,30	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 40 – Cenário 8: despacho da geração eólica

Sigla	Potência Nominal (MVA)	Fator Nominal	Potência Operação (MVA)	FP (adm) capacitivo	P (MW)	Q (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Qmín (Mvar)
VB2-1	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-2	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-3	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-4	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-5	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-6	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
VB2-7	15,4	50%	7,7	0,95	7,32	2,40	5,07	-5,07
VB2-8	13,2	50%	6,6	0,95	6,27	2,06	4,34	-4,34
CRI	89,7	50%	44,9	0,95	42,61	14,00	29,51	-29,51
SAZ	118,0	50%	59,0	0,95	56,05	18,42	38,82	-38,82
MCS	172,0	50%	86,0	0,95	81,70	26,85	56,59	-56,59
SDB	223,3	45%	100,5	0,95	95,44	31,37	73,45	-73,45
BAB	136,5	50%	68,3	0,95	64,84	21,31	44,91	-44,91
GOI	335,0	50%	167,5	0,95	159,13	52,30	110,22	-110,22

Fonte: Elaboração própria.

Desse modo, os cenários 5 e 8 apresentam-se como os mais eficientes do ponto de vista do aproveitamento da fonte primária, devido ao fato de reduzir o fluxo de potência no SIN, reduzindo as restrições elétricas da operação verificadas nos casos anteriores.

6.1.5 Avaliação do desempenho da operação do SIN

Com o despacho efetuado para a Fase 1, inserindo ou retirando o banco de reatores e os bancos de capacitores do complexo eólico VB2, efetuou-se o mesmo procedimento para a Fase 2 com o STATCOM, chegando a pontos de operação muito similares.

Com relação ao desempenho da operação no SIN, busca-se avaliar as principais restrições elétricas da operação, uma avaliação geral do comportamento da tensão nas barras e a avaliação do aproveitamento da fonte primária.

As principais restrições elétricas encontradas no despacho dos cenários de operação são basicamente a relativamente alta susceptância da linha de transmissão de conexão do complexo eólico SDB no SIN, o limite de fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE e as restrições de carga nas barras de IRE e OUR.

A tensão nas barras apresenta um comportamento padrão em que conforme a carga da região aumenta, as tensões nos complexos eólicos são mais bem controladas, sendo então verificado apenas como barras críticas as barras de IRE e OUR.

O aumento da carga e geração provoca redução na tensão nas barras de IRE e OUR, devido ao aumento de fluxo de potência. No caso de IRE, reflete uma limitação de transmissão, visto que no cenário 9 o limite da linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE foi atingido. No caso de OUR, reflete o fato do modelo proposto não contemplar a conexão desta subestação com o SIN por outro elo, não sendo factível dedicar um problema a esta barra.

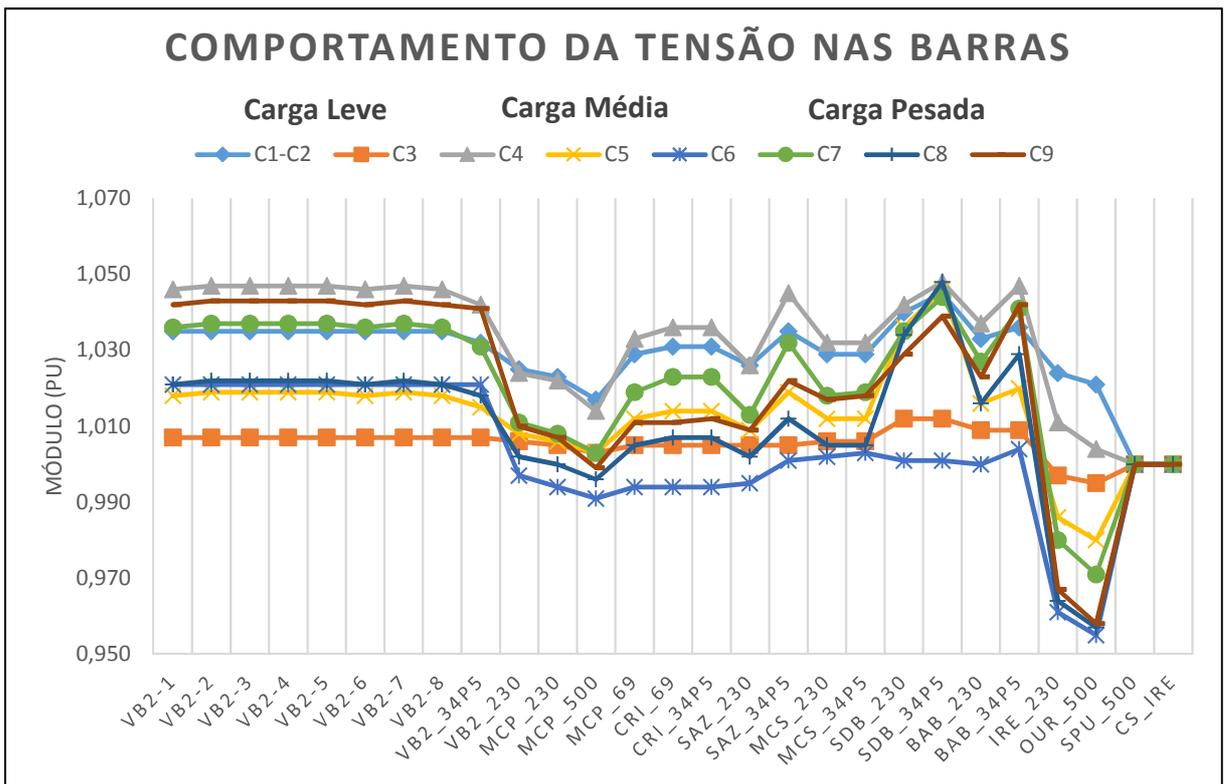
A Figura 6-1 apresenta o comportamento da tensão nas barras para os cenários de operação da região escolhida do SIN.

Assim como o comportamento da tensão torna-se mais facilmente controlado com a geração média e/ou carga média, o melhor aproveitamento da fonte primária está atrelado a esse ponto de operação.

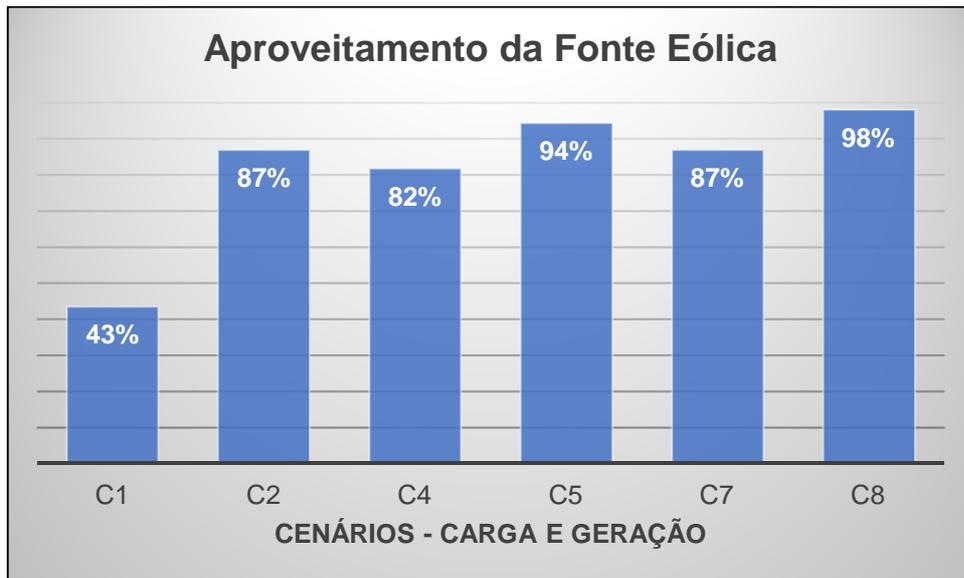
Para tal, desconsiderando os casos em que a fonte primária é nula ou superior aos valores permitidos de operação (cenários 3, 6 e 9), verificou-se qual o aproveitamento da fonte primária por meio da relação entre disponibilidade e despacho da geração eólica, conforme apresentado na Figura 6-2.

Com isso, verifica-se que os cenários 5 e 8 apresentam os melhores aproveitamentos da fonte primária, cuja similaridade é a geração média, e o pior cenário de aproveitamento é o primeiro, devido a situação operativa imposta pelo estudo de caso.

Figura 6-1 – Cenários de operação: comportamento da tensão nas barras



Fonte: Elaboração própria.

Figura 6-2 – Cenários de operação: aproveitamento da fonte primária

Fonte: Elaboração própria.

Diante disso, torna-se clara a complexidade da operação da região escolhida do SIN, com a necessidade de geração adicional de entrada rápida para o atendimento da intermitência e a avaliação constante da permanência de complexos eólicos devido a restrições elétricas.

Por fim, todo o processo complexo de operação da região do SIN tem como responsabilidade o aproveitamento ótimo da fonte eólica, como uma premissa de aproveitamento das fontes renováveis.

6.2 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS NO SIN

A análise de contingências para a região escolhida do SIN procura elencar dentre os cenários de operação, situações de perturbação caracterizadas como críticas, para que seja efetuada a análise dinâmica destes casos.

Nesse sentido, aplica-se a avaliação do critério (n-1) considerando um total de 16 contingências, que são basicamente a desconexão de todos os complexos eólicos, abertura de todas as linhas de transmissão e transformadores do sistema de transmissão e a desconexão dos serviços ancilares, conforme a lista apresentada na Tabela 41.

Tabela 41 – Lista de contingências

Nº	Descrição	Objetivo
1	Abertura da LT 230 kV VB2/MCP	Desconectar o complexo eólico VB2 do SIN
2	Abertura da LT 69 kV CRI/MCP	Desconectar o complexo eólico CRI do SIN
3	Abertura da LT 230 kV SAZ/MCP	Desconectar o complexo eólico SAZ do SIN
4	Abertura da LT 230 kV MCS/MCP	Desconectar o complexo eólico MCS do SIN
5	Abertura da LT 230 kV SDB/MCP	Desconectar o complexo eólico SDB do SIN
6	Abertura da LT 230 kV BAB/MCP	Desconectar o complexo eólico BAB do SIN
7	Abertura do transformador 05T4 de MCP	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
8	Abertura do transformador 05T5 de MCP	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
9	Abertura da LT 500 kV MCP/OUR	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
10	Abertura da LT 500 kV MCP/SPU	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
11	Abertura do transformador 05T1 de OUR	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
12	Abertura do transformador 05T2 de OUR	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
13	Abertura da LT 230 kV MCP/IRE	Reduzir a capacidade de transmissão do SIN
14	Desligamento da geração do complexo GOI	Desconectar o complexo eólico GOI do SIN
15	Abertura do transformador 04T7 de IRE	Desconectar o compensador síncrono do SIN
16	Desligamento do compensador estático 01Q1	Desconectar o SVC do SIN

Fonte: Elaboração própria.

A avaliação da criticidade de cada contingência perante cada cenário de operação ocorre por meio da monitoração dos níveis de tensão e dos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

Para tal, com intuito de melhor identificar os casos com problemas nas grandezas monitoradas, utiliza-se os indicadores de violação de tensão ou de fluxo de potência, conforme a Tabela 42.

Tabela 42 – Indicadores de violação

Tensão	MÁXIMO	Extrapolado o limite de tensão máxima - operação normal
Tensão	MÍNIMO	Extrapolado o limite de tensão mínima - operação normal
Fluxos	MÁXIMO	Extrapolado o limite de fluxo de potência - longa duração

Fonte: Elaboração própria.

Os cenários 1, 2 e 3 contemplam a operação do SIN sob carga leve, sendo que devido ao despacho da geração eólica, os cenários 1 e 2 são iguais. Para tal, ao aplicar as contingências, verificou-se pontos críticos apenas para o cenário 1-2, conforme apresentado na Tabela 43.

Tabela 43 – Cenários de carga leve: análise de contingências

Nº	Cenário 1-2		Cenário 3	
	Monitoração		Monitoração	
	Tensão	Fluxos	Tensão	Fluxos
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	MÁXIMO	-	-	-
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	MÁXIMO	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Na contingência 9 verificou-se a tensão acima do valor máximo de operação normal para o complexo eólico SDB, visto que durante o despacho o problema estava em seu limiar, com a redução da capacidade de transmissão se tornou evidente.

Na contingência 16 verificou-se um fato importante, em que a geração eólica opera em seu máximo, respeitando as restrições elétricas, e ao desconectar o serviço ancilar do compensador estático (01Q1) verificam-se níveis de tensão altos em diversas barras, caracterizando-se como um cenário crítico.

Os cenários 4, 5 e 6 contemplam a operação do SIN sob carga média, ao aplicar as contingências, verificou-se pontos críticos em todos, conforme apresentado na Tabela 44.

Tabela 44 – Cenários de carga média: análise de contingências

Nº	Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6	
	Monitoração		Monitoração		Monitoração	
	Tensão	Fluxos	Tensão	Fluxos	Tensão	Fluxos
1	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	MÍNIMO	-
5	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-
7	MÁXIMO	-	-	-	-	-
8	MÁXIMO	-	-	-	-	-
9	MÁXIMO	-	-	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
10	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	MÍNIMO	-
14	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-
16	MÁXIMO	-	-	-	MÍNIMO	-

Fonte: Elaboração própria.

O cenário 4 apresenta violação de tensão nas barras de geração do complexo eólico VB2, com a aplicação das contingências 7, 8 e 9, as quais estão atreladas ao intercâmbio com o SIN, caracterizando-se um cenário crítico para a operação de VB2.

Nos cenários 5 e 6 a contingência 9 de abertura da linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR causa extrapolação no limite de fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE.

Nesse sentido, torna-se claro que a operação em anel da região escolhida do SIN apresenta violação dos limites de transmissão, sendo necessário o corte de geração ou carga, caracterizando-se como um cenário crítico de operação do SIN.

No cenário 6, com a geração eólica nula as tensões nas barras de IRE e OUR extrapolam os limites de mínimo diversas vezes, para contingências relacionadas ao controle de reativo e limites de intercâmbio com o SIN, caracterizando-se como barras críticas na operação do SIN.

Para os cenários 4 e 6, verifica-se novamente a dependência do compensador estático (01Q1), em que seu desligamento reflete em extrapolação de limites de tensão no máximo para diversas barras do sistema e no mínimo para as barras críticas.

Os cenários 7, 8 e 9 contemplam a operação do SIN sob carga pesada, ao aplicar as contingências, verificou-se pontos críticos em todos, conforme apresentado na Tabela 45.

Tabela 45 – Cenários de carga pesada: análise de contingências

Nº	Cenário 7		Cenário 8		Cenário 9	
	Monitoração		Monitoração		Monitoração	
	Tensão	Fluxos	Tensão	Fluxos	Tensão	Fluxos
1	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	MÍNIMO	-
5	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	MÁXIMO	-	-	-
8	-	-	MÁXIMO	-	-	-
9	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
10	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	MÍNIMO	-	MÍNIMO	-	MÍNIMO	-
14	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	-
15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Nos cenários 7, 8 e 9 devido ao aumento da carga, verifica-se a fragilidade das barras de IRE e OUR, consideradas barras críticas, visto que violam o limite de tensão mínima para operação normal.

Nestas barras críticas, as contingências de redução de geração local, como no caso da contingência 14, e nos casos de abertura das linhas de transmissão, como nos casos das contingências 9 e 13, exige que seja efetuado um corte de carga e/ou geração devido as restrições elétricas.

Com o aumento da carga, a linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE apresenta problemas por conta da violação do limite de fluxo de potência, devido as contingências 9 e 14.

Na contingência 9, com o desligamento do elo entre MCP e OUR, o rearranjo do sistema de transmissão não possui capacidade de manter os níveis de geração e carga, devido a limitação da conexão entre MCP e IRE.

Na contingência 14, com o desligamento da geração do complexo GOI a parcela de atendimento local da carga da barra de IRE deixa de existir, sendo necessário maior intercâmbio com o SIN, sendo limitado pela conexão entre MCP e IRE.

No cenário 8, o complexo eólico SDB apresenta a violação do limite máximo de tensão devido a abertura dos transformadores 05T4 e 05T5, nas contingências 7 e 8, caracterizando a dependência do gerador com o máximo intercâmbio com o SIN.

Com relação ao modelo, a contingência 10 que desconecta a linha de transmissão de conexão com a barra infinita não apresentou violações e exigiu o desligamento por ilhamento de todos os elementos, validando o modelo aplicado no ANAREDE.

De modo geral, a operação do complexo eólico VB2 apresentou-se crítica para o cenário 4, com violação do limite máximo de tensão, sendo então factível de serem analisadas as principais contingências de modo dinâmico.

Para o SIN, verificou-se as barras críticas de IRE e OUR que representam o atendimento a carga e o limite de interconexão com o SIN por outro ponto não modelado, respectivamente.

Nesse sentido, dentro do problema de controle de tensão nas barras críticas entra o limite de transmissão verificado na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE que prejudica o atendimento a carga e o aproveitamento eólico.

Portanto, com a verificação dos principais casos críticos de operação para o SIN e para o complexo eólico VB2, deve-se efetuar a análise dinâmica destas perturbações observando a atuação de cada elemento do SEP.

7 ANÁLISE DINÂMICA

7.1 CASOS CRÍTICOS DE OPERAÇÃO DO SIN

Com os cenários de operação definidos e a análise de contingências da região escolhida do SIN, efetua-se a análise dinâmica dos cenários críticos de operação por meio da ferramenta computacional ANATEM.

Em linhas gerais, as contingências 4, 7, 8, 9, 13, 14 e 16 são responsáveis pela violação dos limites de tensão e/ou fluxo de potência para a análise de contingências dos nove cenários de operação, formando os cenários críticos.

A contingência 4 caracteriza-se pela abertura da linha de transmissão de 230 kV MCS/MCP, como a análise deste estudo de caso tem como objetivo manter a geração eólica sempre conectada, não se torna interessante a análise dinâmica desta perturbação.

As contingências 7 e 8, caracterizadas pela abertura dos transformadores 05T4 e 05T5, respectivamente, apresentam as mesmas violações para os cenários 4 e 8, sendo então aplicada a análise dinâmica da contingência 7 para o cenário 4, que apresenta violações no complexo eólico VB2.

A contingência 9, caracterizada pela abertura da linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR, possui violações para todos os cenários de operação, com exceção do cenário 3. Com isso, são escolhidos os cenários 5 e 7 para a análise dinâmica, devido a violação apenas de tensão no primeiro caso e a violação de tensão e fluxo de potência aliada com geração eólica máxima segundo caso.

A contingência 13 caracterizada pela abertura da linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE possui violações nos cenários 6 ao 9, com violação da tensão mínima de operação normal nas barras de IRE e OUR, sendo então efetuada a análise dinâmica para o cenário 9, que possui a peculiaridade da operação dos aerogeradores como compensadores de reativos.

As contingências 14 e 16 caracterizadas pela desconexão do complexo eólico GOI e desconexão no compensador estático 01Q1 não são interessantes para o presente estudo de caso, a primeira por reduzir a geração eólica total e a segunda

peelo fato de sua injeção ou absorção de potência reativa ser suprida pela barra infinita, inviabilizando a análise dos efeitos.

Portanto, com a definição e justificativa dos cenários críticos, efetua-se a análise dinâmica da região escolhida do SIN por meio de quatro casos, avaliando de modo geral a operação de uma região com alta penetração de geração eólica.

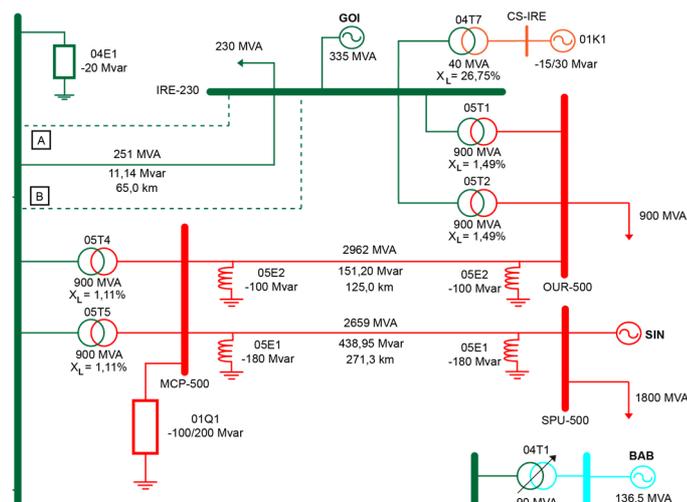
7.1.1 Caso 1: cenário 4 e contingência 7

No cenário 4, com carga média e geração máxima, a análise das contingências 7 e 8 com a abertura dos transformadores de potência 05T4 e 05T5 apontaram sobretensão em algumas barras no SIN, com tensões superiores aos níveis normais de operação.

Como são eventos similares, o caso 1 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN apenas para a contingência 7, caracterizando o desligamento do transformador 05T4 pela atuação de uma proteção intrínseca.

O transformador 05T4 conecta-se entre o setor de 230 kV e o setor 500 kV da subestação MCP, conforme apresentado na Figura 7-1, sendo um elo de suma importância para intercâmbio de energia com o SIN.

Figura 7-1 – Detalhe da posição do transformador 05T4



Fonte: Elaboração própria.

Para tal, torna-se interessante verificar os impactos desta perturbação e a contribuição do complexo eólico VB2 na recomposição perante a fase 1 (considerando o uso de bancos de reatores e capacitores) e a fase 2 (com o uso do STATCOM).

Nesse sentido, sem a presença de curto-circuito, não se altera de modo significativo a demanda de potência reativa, efetuando-se uma análise comparativa do desempenho do SIN frente a alteração da fase 1 para a fase 2.

A perturbação consiste no desligamento do transformador 05T4 após 5 segundos do início da simulação, interrompendo o fluxo de potência pelo elemento de cerca de 280 MVA, conforme apresentado na Figura 7-2-a.

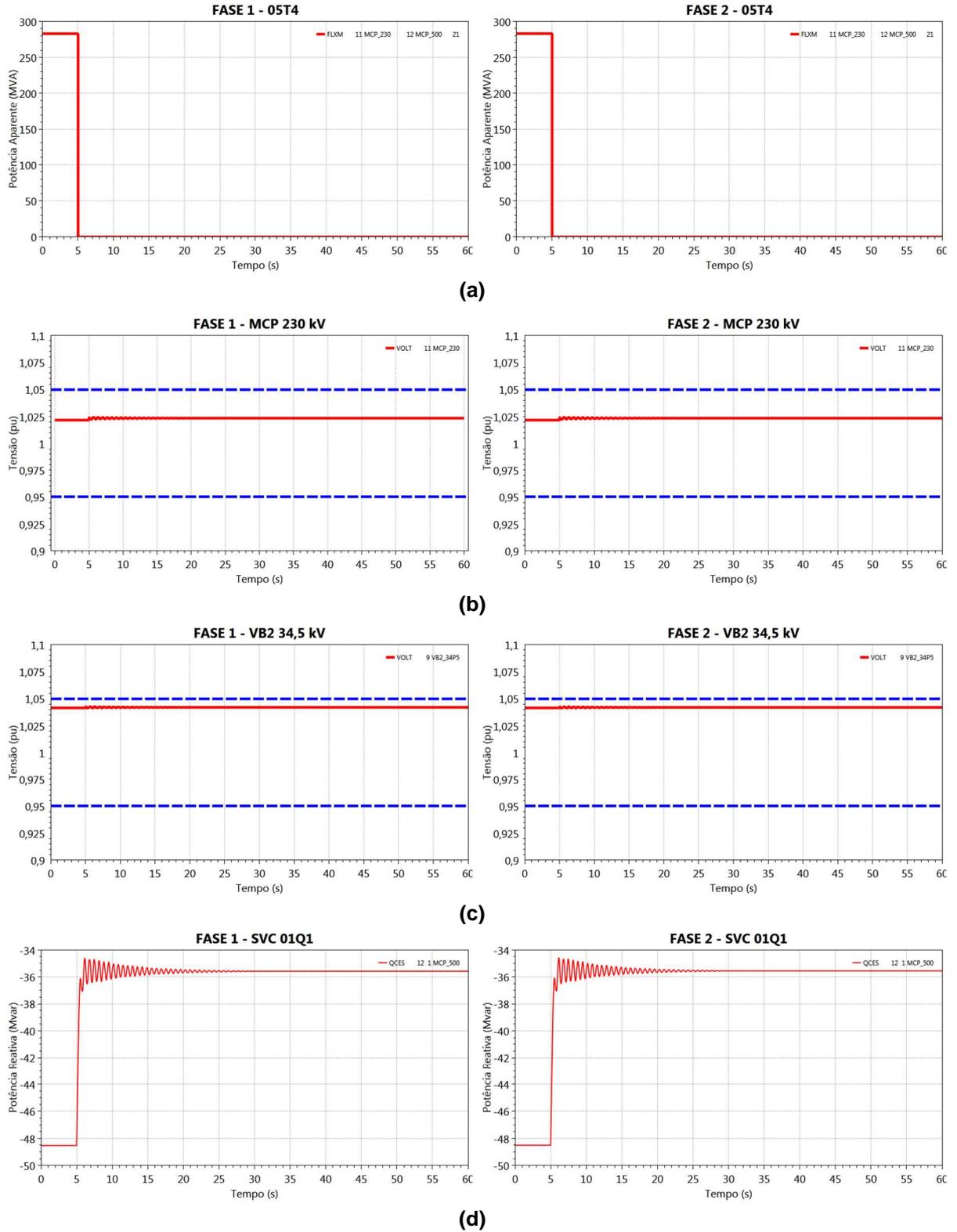
As tensões nas barras de 230 kV de MCP e de 34,5 kV de VB2 não sofrem alterações significativas, permanecendo dentro dos limites de operação normal durante a perturbação e na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-2-b e na Figura 7-2-c.

Os compensadores nas fases 1 e 2 não apresentaram alterações significativas com relação a operação, visto que não houve elevada demanda adicional de reativo ou alteração brusca na tensão.

As cargas nas barras de IRE e OUR sofreram uma redução muito pequena, caracterizando que o desligamento do elemento não provocou cortes de carga significativos no SIN, alterando apenas o necessário para manter os níveis de tensão dentro dos valores de operação normal.

O compensador estático 01Q1 apresentou uma alteração significativa no ponto de operação, reduzindo cerca de 12 Mvar de potência reativa absorvida, conforme apresentado na Figura 7-2-d.

Figura 7-2 – (a) Fluxo de potência - transformador 05T4; (b) Tensões na barra de 230 kV MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV VB2; (d) Potência reativa no compensador estático 01Q1.



Fonte: Elaboração própria.

De modo geral, o SIN comportou-se dentro do esperado para a perturbação, operando sem grandes prejuízos aos geradores e a carga, considerando

o desligamento de um elemento. As tensões permaneceram dentro dos limites de operação normal e não houve violação do limite de fluxo de potência das linhas de transmissão.

Na recomposição no SIN não houve prejuízos ao aproveitamento eólico, com restabelecimento sem necessidade de desligamento de geração eólica, em especial pela contribuição do compensador da subestação MCP.

Com relação ao complexo eólico VB2, as fases 1 e 2 obtiveram respostas muito similares, visto que este caso não apresenta a necessidade de alteração dinâmica de operação indutiva para capacitiva dos compensadores.

Contudo, as tensões em diversas barras do SIN estão bem próximas ao limite máximo de operação normal, sendo que qualquer outra alteração na configuração deve afetar diretamente os níveis de geração eólica do SIN.

7.1.2 Caso 2: cenário 5 e contingência 9

No cenário 5, com carga média e geração média, a análise da contingência 9 com a abertura da linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR apontou a violação do fluxo de potência da linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE, devido aos níveis de carga e geração.

A linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR caracteriza-se como uma rota de escoamento da geração eólica e de suprimento das cargas locais em momentos de baixos níveis de geração eólica, conforme apresentado na Figura 7-3.

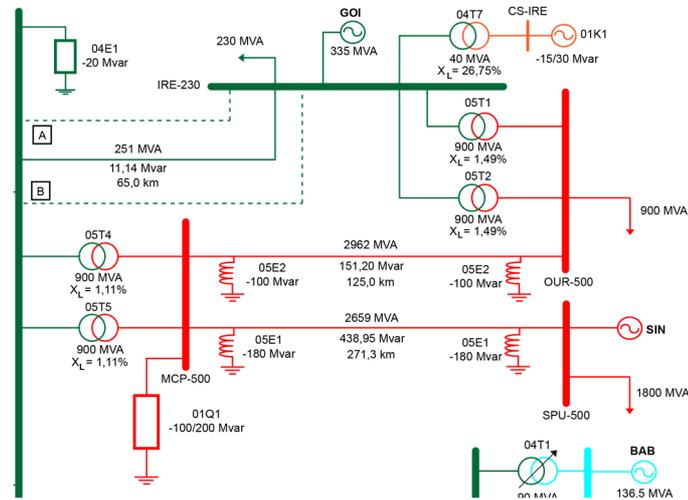
A linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE conecta-se ao complexo eólico GOI, com a maior potência instalada da região escolhida do SIN, um importante agente para o aproveitamento eólico.

Assim sendo, torna-se interessante verificar o impacto na carga e geração do SIN com o desligamento da linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR, verificando um caso real de limitação de fluxo potência.

Com isso, o caso 2 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN com esta contingência, com vistas a analisar a necessidade de corte de carga

e a contribuição da alteração proposta no complexo eólico VB2, da fase 1 com bancos de reatores e capacitores e a fase 2 com o STATCOM.

Figura 7-3 – Detalhe da posição da LT 500 kV MCP/OUR



Fonte: Elaboração própria.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR após 5 segundos do início da simulação, com duração de 100 ms.

Ao fim da duração da perturbação, efetua-se a abertura dos terminais do circuito, interrompendo o fluxo de potência pelo elemento antes da perturbação de cerca de 211 MVA, conforme apresentado na Figura 7-4-a.

A tensão na barra de 230 kV de MCP apresenta uma variação brusca durante a perturbação, retornando na sequência aos níveis de operação normal, conforme apresentado na Figura 7-4-b.

A tensão na barra de 34,5 kV da VB2 apresenta uma redução levemente inferior ao limite de operação de emergência, retornando aos níveis de operação normal ao término da perturbação.

Com relação a comparação da operação entre a fase 1 com bancos de reatores e capacitores e a fase 2 com STATCOM, verifica-se que a fase 2 apresenta maior valor de tensão durante a perturbação e afasta-se do limite inferior de operação mais rapidamente, conforme apresentado na Figura 7-4-c.

Os compensadores nas fases 1 e 2 apresentam diferenças significativas na operação, devido à alta demanda de potência reativa durante a perturbação. Para tal,

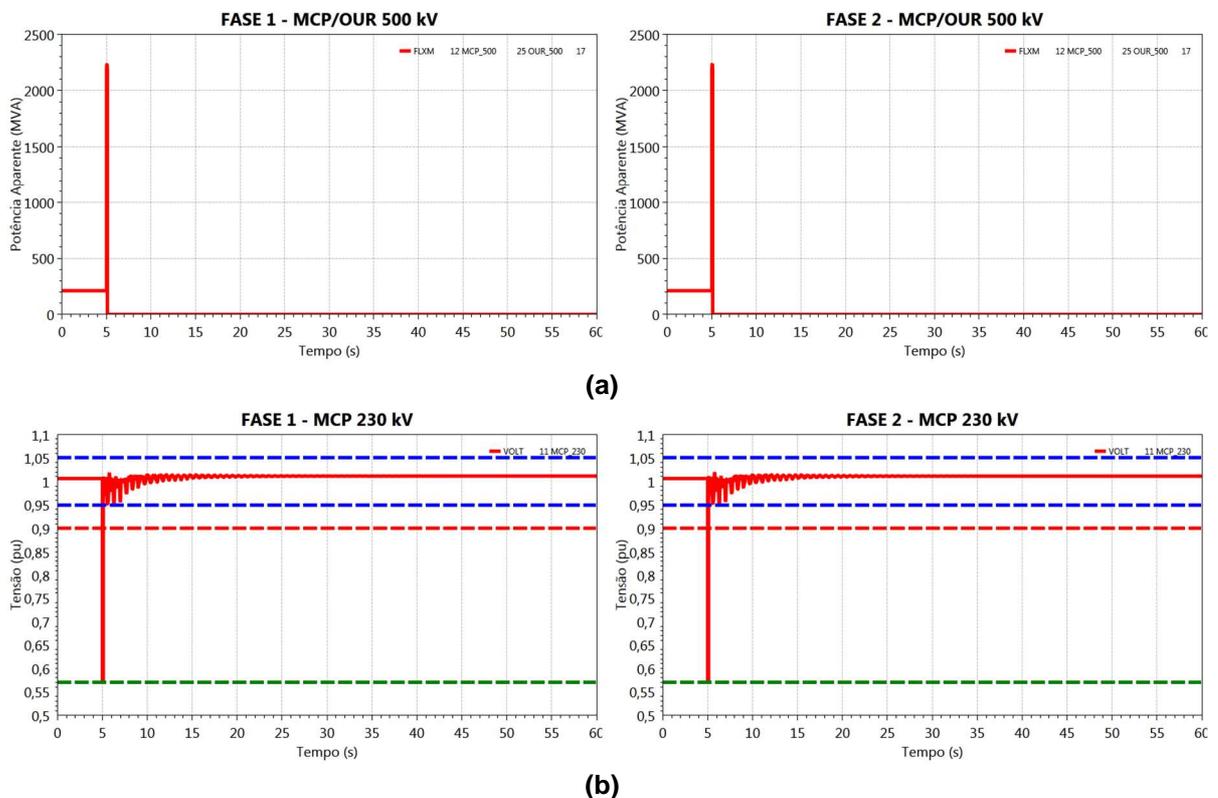
verifica-se que a fase 2 com o STATCOM oferece auxílio na recomposição, passando da operação indutiva para capacitiva em valor nominal, mesmo com a redução da tensão na barra de conexão.

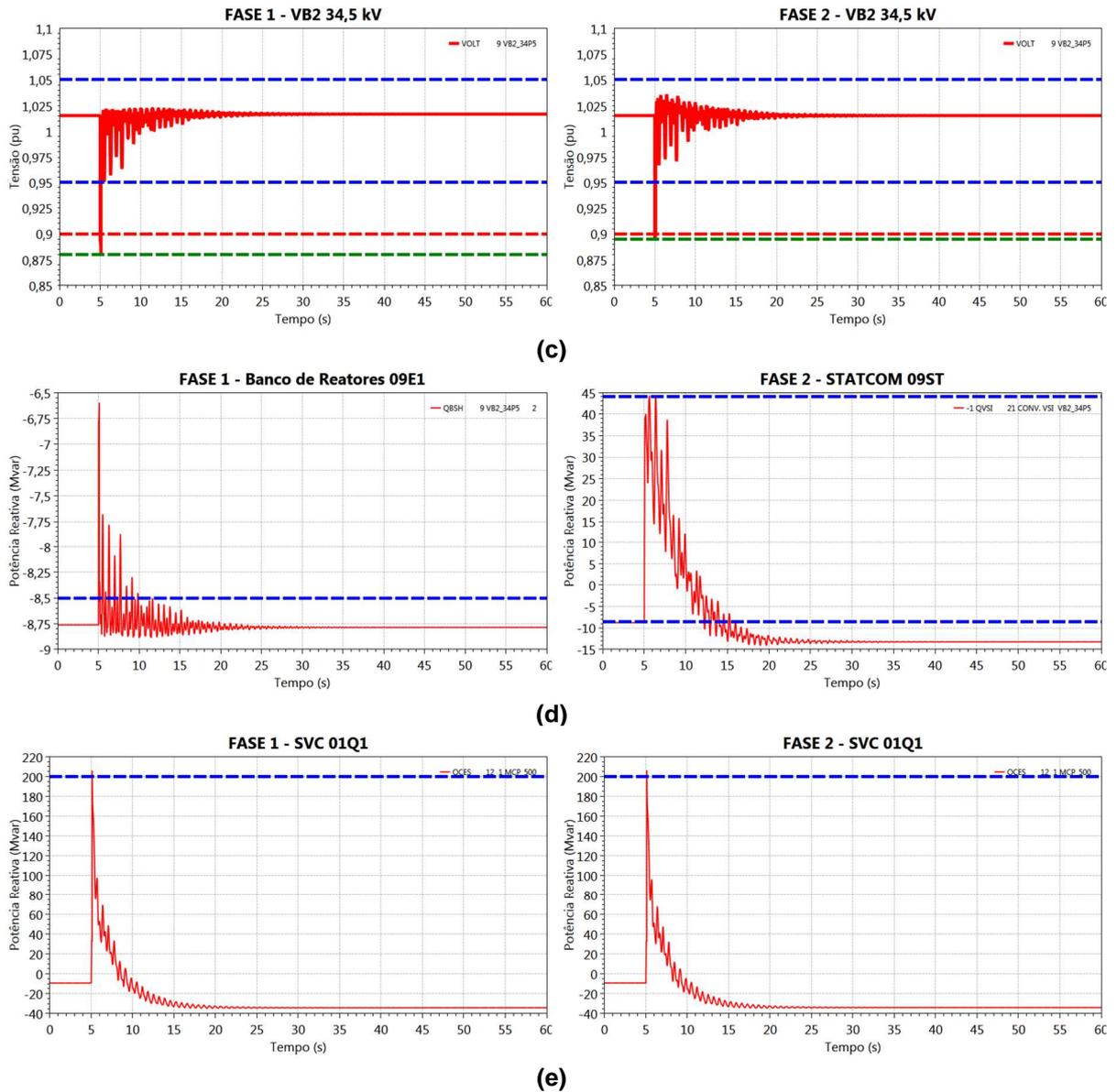
Assim sendo, torna-se claro o fato de que os bancos de reatores e capacitores da fase 1 possuem grande dependência da tensão na barra de conexão e o STATCOM na fase 2 apresenta reposta dinâmica rápida, conforme a Figura 7-4-d.

Com o a violação do limite de fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV MCP-IRE efetuou-se um corte de carga na barra de OUR de 20%, para que fosse respeitado o limite de operação de longa duração.

O compensador estático 01Q1 apresentou uma alteração significativa no ponto de operação, fornecendo potência nominal no momento da perturbação, sendo um importante agente na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-4-e.

Figura 7-4 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1)





Fonte: Elaboração própria.

De modo geral, o caso 2 permite verificar a limitação na operação da região escolhida do SIN perante tal perturbação, sendo uma escolha do operador a preferência entre o aproveitamento eólico ou a redução de carga, que representa a limitação do fluxo de potência.

No momento da perturbação verifica-se níveis de tensão inferior aos limites de operação de emergência em diversas barras, no qual vale ressaltar a importância do compensador estático 01Q1 na recomposição, alternando para operação em potência reativa capacitiva nominal.

Com relação ao complexo eólico VB2, as fases 1 e 2 apresentaram respostas muito distintas, na qual verifica-se a melhora na qualidade de recomposição com a operação dinâmica do STATCOM.

Portanto, o caso 2 apresenta uma situação operativa crítica em que o aproveitamento da fonte eólica pode ser prejudicado por limites de fluxo de potência em linhas de transmissão, uma vez que a prioridade de atendimento é a carga.

7.1.3 Caso 3: cenário 7 e contingência 9

No cenário 7, com carga pesada e geração máxima, a análise da contingência 9 com a abertura da linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR apontou a violação do limite de tensão mínima de operação normal em IRE e OUR e a violação do fluxo de potência da linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE, devido aos níveis de carga e geração.

Como visto no caso 2, a linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR caracteriza-se pelo elo importante com o SIN, sendo então identificado que o aumento do nível de geração e carga aumenta severamente os efeitos na operação da região escolhida do SIN.

Nesse sentido, o caso 3 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN com a mesma contingência do caso 2 para um nível mais elevado de geração e carga, verificando a contribuição da alteração proposta no complexo eólico VB2, da fase 1 com bancos de reatores e capacitores e a fase 2 com o STATCOM.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR após 5 segundos do início da simulação, com duração de 100 ms.

Ao fim da duração da perturbação, efetua-se a abertura dos terminais do circuito, interrompendo o fluxo de potência pelo elemento antes da perturbação de cerca de 288 MVA, conforme apresentado na Figura 7-5-a.

A tensão na barra de 230 kV de MCP apresenta uma variação brusca durante a perturbação, retornando na sequência aos níveis de operação normal, conforme apresentado na Figura 7-5-b.

A tensão na barra de 34,5 kV apresenta um valor mínimo durante a perturbação levemente inferior ao limite de operação de emergência para a operação na fase 1 com banco de reatores 09E1 e não ultrapassa o valor de operação de emergência na fase 2 com o STATCOM.

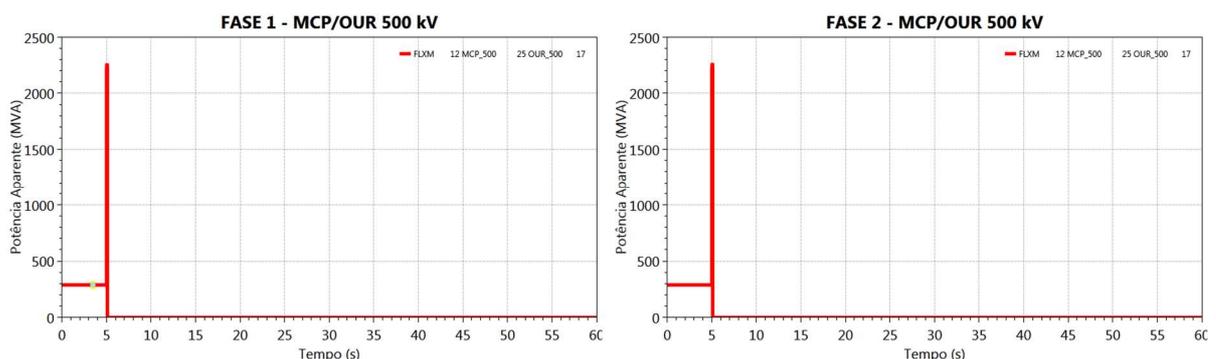
Por outro lado, verifica-se uma sobretensão acima do valor de operação normal na fase 2, devido a alteração na operação do STATCOM para o modo capacitivo, conforme apresentado na Figura 7-5-c.

Com relação aos compensadores nas fases 1 e 2 apresentam operação similar ao caso 2, com a alternância do STATCOM para o modo capacitivo no auxílio da retomada do SIN, conforme apresentado na Figura 7-5-d.

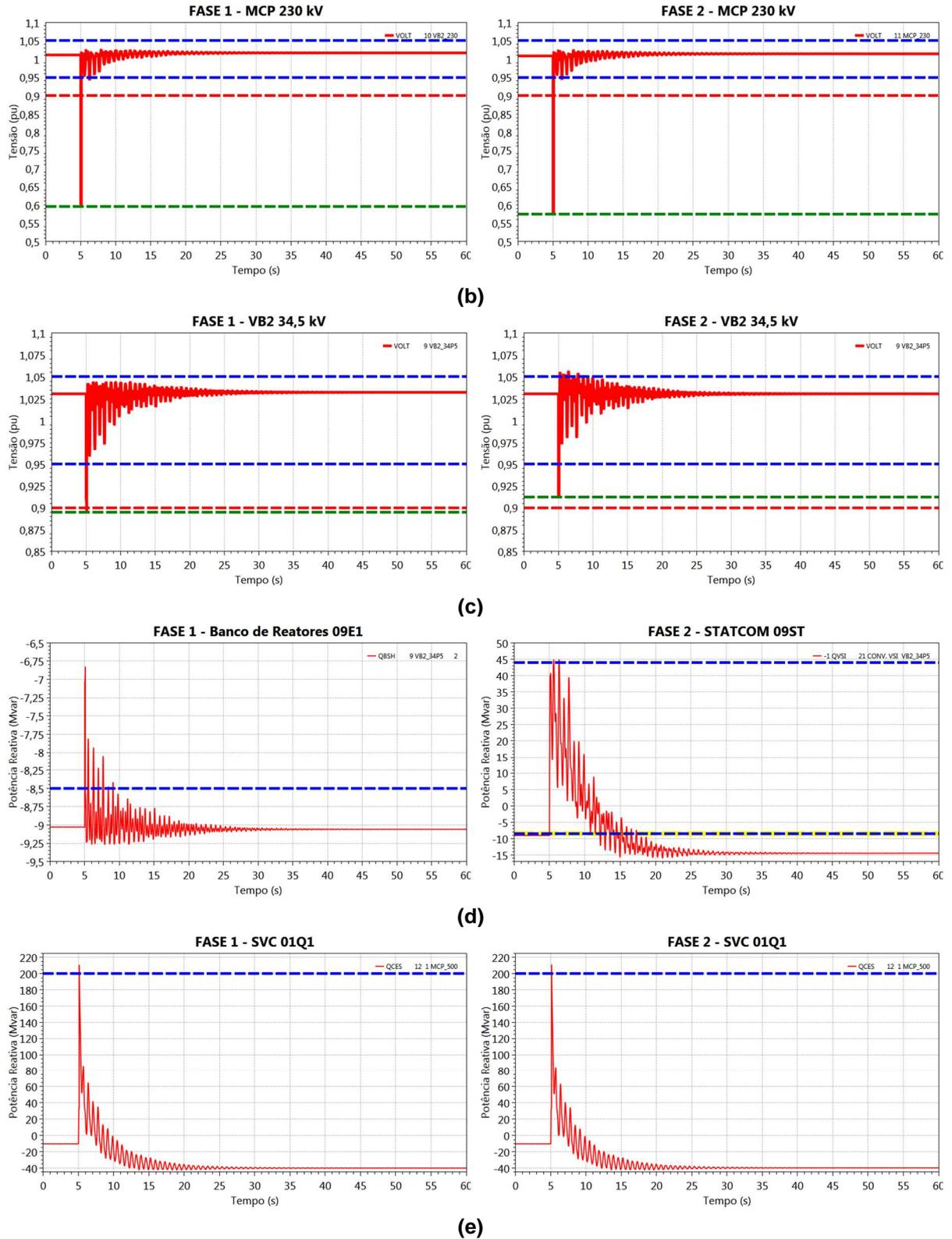
A violação dos limites de tensão nas barras de IRE e OUR e do fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV MCP-IRE fez necessário um corte de carga na barra de OUR de 35%, para que os devidos limites fossem respeitados.

O compensador estático 01Q1 apresentou novamente uma alteração significativa no ponto de operação, fornecendo potência nominal no momento da perturbação, sendo um importante agente na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-5-e.

Figura 7-5 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 500 kV MCP/OUR; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático 01Q1.



(a)



Fonte: Elaboração própria.

Em linhas gerais, o caso 3 apresenta similaridade nas limitações abordadas no caso 2, porém, verifica-se em especial que a necessidade do aumento de corte

carga para 35% em relação aos 20% aplicado no caso 2, reflete que o aproveitamento eólico seria mais afetado.

Com isso, uma vez que a geração eólica deveria ser aproveitada ao seu máximo, uma contingência como esta reflete que o limite de transmissão da região escolhida do SIN necessita de um maior escoamento de potência, sem considerar as novas instalações de geração previstas.

No contexto do complexo eólico VB2, verifica-se que o maior nível de geração reduz a diferença das respostas para a fase 1 com o banco de reatores e a fase 2 com o STATCOM, indicando que a necessidade de operação do STATCOM com potência nominal capacitiva está atrelada a recomposição do SIN.

Portanto, o caso 3 apresenta uma situação operativa crítica em que o aproveitamento da fonte eólica pode ser prejudicado por limites de fluxo de potência em linhas de transmissão, e o fornecimento de reativo por parte dos compensadores estáticos do SIN, serviço ancilar ou não, auxilia a todos os geradores.

7.1.4 Caso 4: cenário 9 e contingência 13

No cenário 9, com carga pesada e geração mínima, a análise da contingência 13 com a abertura da linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE apontou a violação dos limites de tensão mínima de operação normal nas barras IRE e OUR, consideradas as barras críticas da região escolhida do SIN.

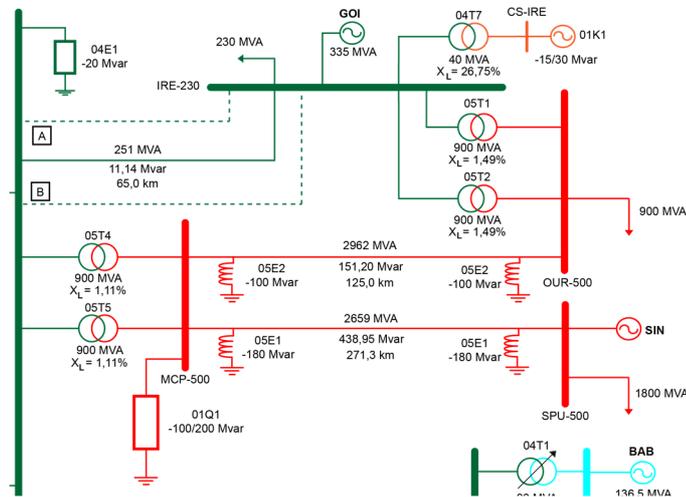
A linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE caracteriza-se como um elo importante para o escoamento da geração eólica e o atendimento das cargas nas barras de IRE e OUR, conforme abordados nos casos 2 e 3. A localização do elemento na região escolhida do SIN é apresentada na Figura 7-6.

O cenário 9 apresenta a característica de operação dos aerogeradores como compensadores de reativos e a conexão dos bancos de capacitores 09H1/H2 no complexo eólico VB2, dois fatos que tornam interessante a análise do comportamento dinâmico do SIN.

Com isso, o caso 4 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN com esta contingência, com vistas a analisar a necessidade de corte de carga

e a contribuição da alteração proposta no complexo eólico VB2, da fase 1 com os bancos de capacitores e a fase 2 com o STATCOM.

Figura 7-6 – Detalhe da posição da LT 230 kV MCP/IRE



Fonte: Elaboração própria.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE após 5 segundos do início da simulação, com duração de 150 ms.

Ao fim da duração da perturbação, efetua-se a abertura dos terminais do circuito, interrompendo o fluxo de potência pelo elemento antes da perturbação de cerca de 190 MVA, conforme apresentado na Figura 7-7-a.

A tensão na barra de 230 kV de MCP apresenta uma variação brusca durante a perturbação, retornando na sequência aos níveis de operação normal, conforme apresentado na Figura 7-7-b.

A tensão na barra de 34,5 kV apresentou um comportamento diferente em relação aos casos 2 e 3, em que não ultrapassou os limites de operação de emergência para um curto-circuito com alta demanda de reativo.

Com relação a comparação da operação entre a fase 1 com bancos de capacitores e a fase 2 com STATCOM, verifica-se que a fase 1 apresentou maior valor mínimo durante a perturbação e afasta-se do limite inferior com mais rapidez, conforme apresentado na Figura 7-7-c.

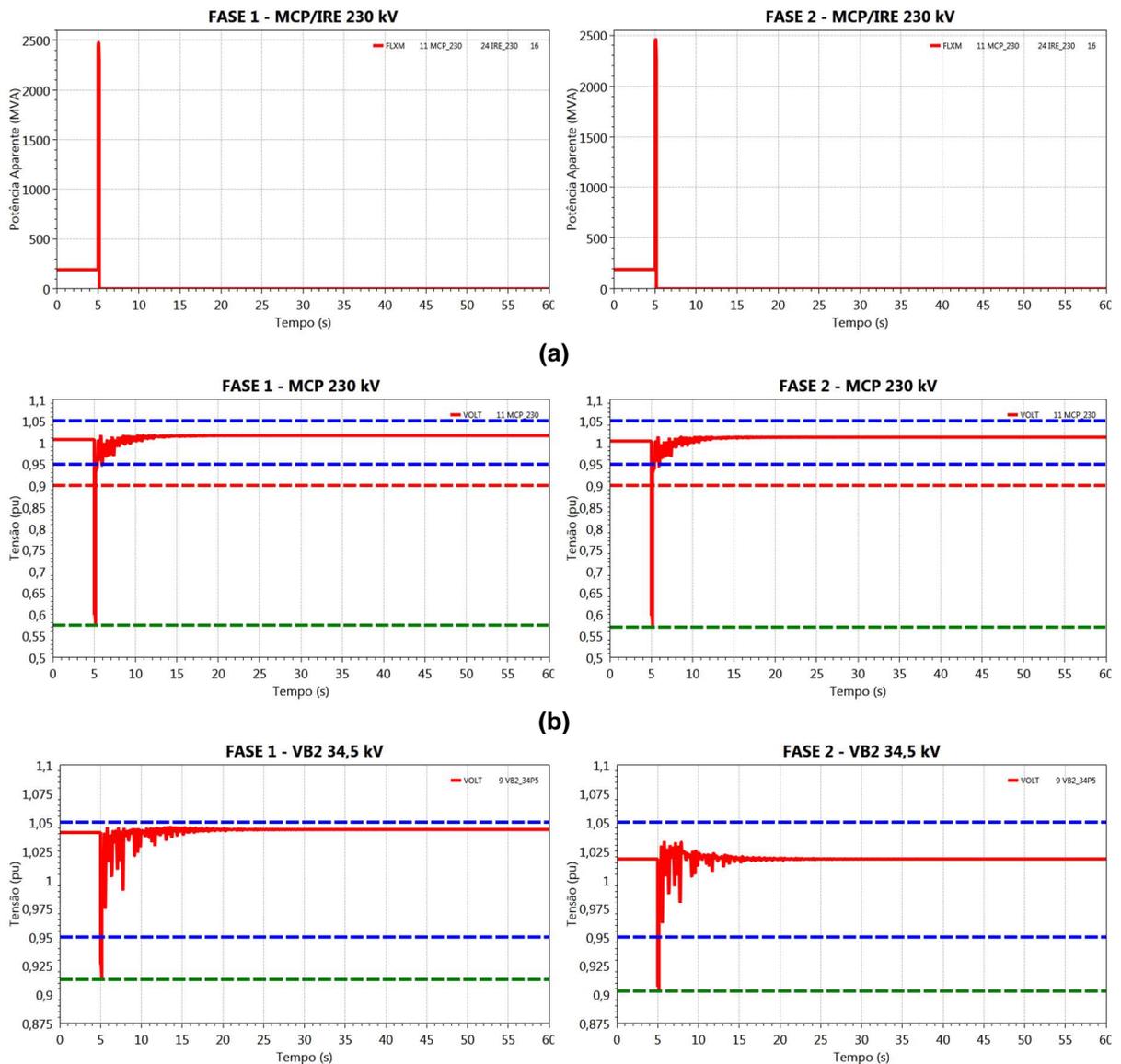
O comportamento de melhor desempenho da fase 1, tem como principal motivo a operação com dois bancos de capacitores (H1/H2) de 22 Mvar, sendo que a

fase 2 com STATCOM procura um ponto de operação com injeção inferior e altera o valor apenas no momento da perturbação, conforme apresentado na Figura 7-7-d.

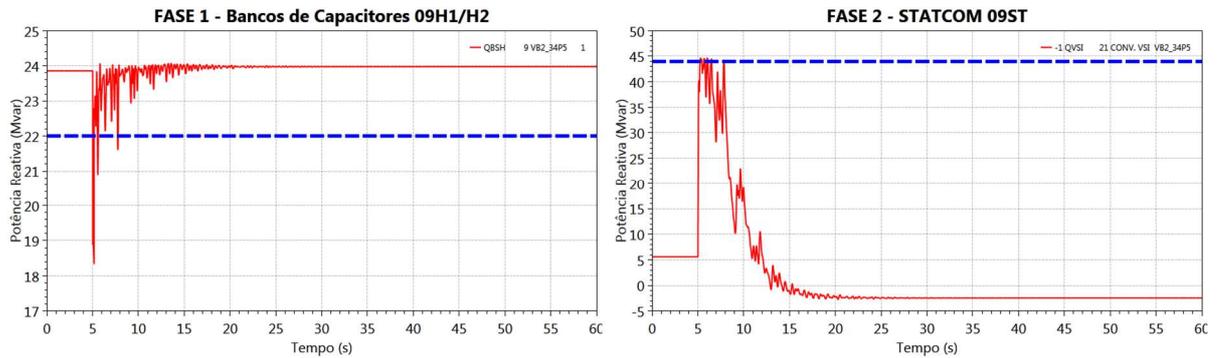
Com o a violação do limite mínimo de tensão nas barras IRE e OUR efetuou-se um corte de carga nestas barras de 30%, para que fosse respeitado o limite de operação normal.

O compensador estático 01Q1 apresentou uma alteração significativa no ponto de operação, porém, diferente dos demais casos com a operação dos geradores como compensadores de reativos não foi necessário atingir o limite de operação nominal, conforme apresentado na Figura 7-7-e.

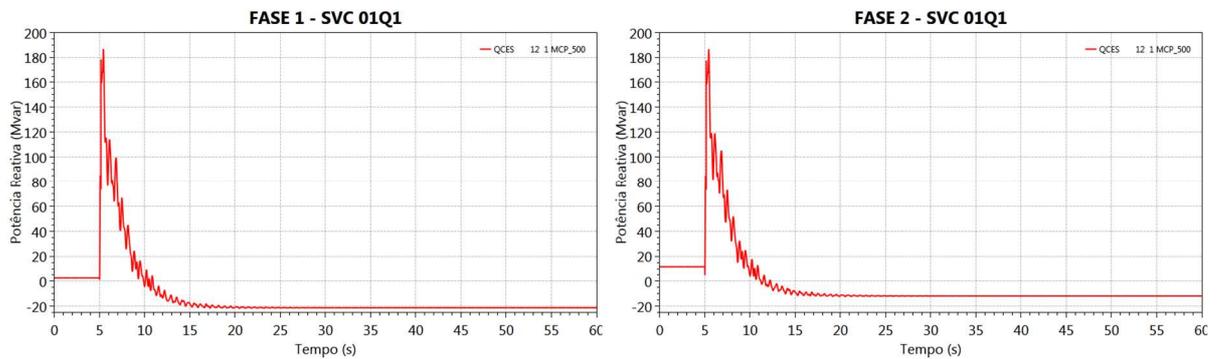
Figura 7-7 – (a) Fluxo de potência aparente na linha de transmissão de 230 kV MCP/IRE; (b) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (c) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1).



(c)



(d)



(e)

Fonte: Elaboração própria.

Em linhas gerais, o caso 4 apresenta um cenário de geração eólica nula, com operação dos aerogeradores como compensadores de reativos, verificando que as barras críticas apresentam dificuldade de operação em todos os casos.

As barras de IRE e OUR são consideradas críticas para a região do SIN escolhida, devido principalmente a característica de barra de carga e pela demanda estimada máxima, considerando o consumo total de potência de transformação pelas distribuidoras, pouco provável de ocorrer.

Portanto, por meio da análise do caso 4, torna-se claro que um SEP com alta penetração de geração eólica, necessita de recursos adicionais como fornecimento de reativos e geração de base em suas proximidades para o atendimento pleno das cargas perante perturbações.

7.1.5 Análise geral dos casos críticos de operação do SIN

Os casos críticos da operação da região escolhida do SIN demonstraram a complexidade de maximizar o aproveitamento eólico perante perturbações de grande

porte, sendo então efetuados alguns cortes de cargas que representam a necessidade da operação real em desconectar complexos eólicos.

Como visto na análise de contingências estáticas, os pontos críticos da região são as barras de carga de IRE e MCP e o fluxo de potência na linha de transmissão de 230 kV IRE/MCP.

Com relação ao limite de fluxo de potência são previstas para 2023 a entrada em operação de dois novos circuitos de 230 kV entre IRE/MCP, adicionando uma capacidade de transmissão total de 1250 MVA, conforme as indicações **A** e **B** da Figura 5-4.

Desse modo, torna-se claro que existe uma limitação de fluxo de potência prejudicial para o aproveitamento eólico, em que estes novos circuitos devem considerar os complexos eólicos em construção com operação prevista para os próximos anos.

O compensador estático 01Q1 demonstrou-se de fato muito importante para recomposição do SIN, visto que diante de todas as perturbações houve absorção dos efeitos pelo elemento.

A operação do complexo eólico VB2 para a fase 1 com banco de capacitores e reatores e a fase 2 com STATCOM obteve operação similar, sem grande influência do STATCOM, sinalizando positivamente a sua implantação.

A operação na fase 2 com o STATCOM apresenta-se como uma aplicação viável, sem interferências prejudiciais ao SIN, não sendo efetivo diante de grandes perturbações, mas sempre alternando sua operação no auxílio a recomposição.

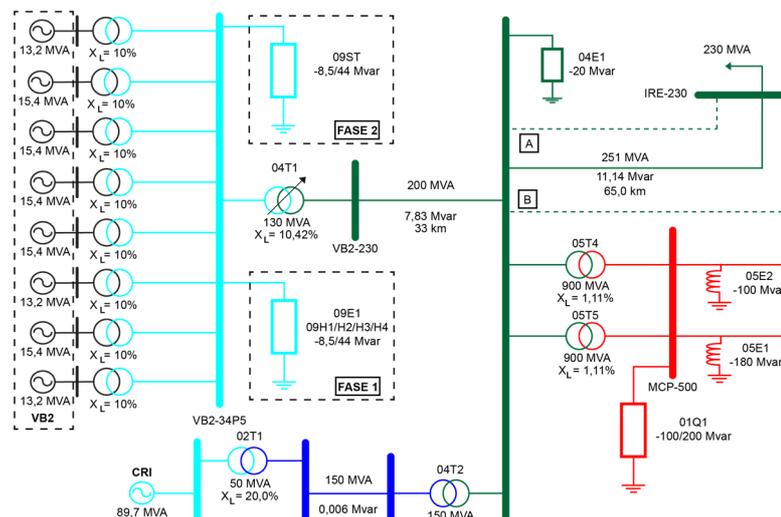
Por fim, a análise dos casos críticos de operação da região escolhida do SIN permite validar a dificuldade de operação de regiões com alta penetração de geração eólica, em que são necessárias ferramentas de compensação de reativos e limites excessivos de fluxo de potência no sistema de transmissão.

7.2 CASOS CRÍTICOS DE OPERAÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO VENTOS DA BAHIA II

Na sequência da análise dinâmica dos casos críticos do SIN, torna-se necessário efetuar análises para os casos críticos de operação do complexo eólico VB2, que consistem em perturbações no ponto de conexão com o SIN, sistêmicas e internas, avaliando o desempenho da alteração proposta entre fase 1 e 2.

Como para a maioria dos complexos eólicos da região escolhida do SIN, o complexo eólico VB2 conecta-se ao SIN por meio da subestação MCP no setor de 230 kV, conforme apresentado na Figura 7-8.

Figura 7-8 – Detalhe da posição do complexo eólico VB2



Fonte: Elaboração própria.

Nesse sentido, as análises consistem em verificar a robustez do complexo eólico VB2 perante o requisito de conexão do ONS para operação em regime de tensão não nominal, conforme apresentado no item 3.4 deste trabalho, com detalhe de tempos e níveis de tensão na Figura 3-13.

As perturbações consistem em sobretensões sistêmicas, curto-circuito no ponto de conexão com SIN com severidades distintas e curto-circuito na barra de conexão dos compensadores de reativos MVA com severidades distintas.

A perturbação de sobretensão sistêmica ocorre sob o cenário 8, com carga pesada e geração média, em que há geração de potência ativa pelo complexo eólico VB2 e o banco de capacitores está conectado.

As perturbações de curto-circuito no ponto de conexão ocorrem sob o cenário 1-2, com carga leve e geração máxima, em que há problemas de sobretensão em toda a região do SIN e necessidade de conexão do banco de retores na fase 1.

Por fim, as perturbações de curto-circuito internas no ponto de conexão dos compensadores de reativos na fase 1 e 2 ocorrem sob o cenário 4, com carga média e geração máxima, em que há problemas de sobretensão apenas no complexo eólico VB2.

Portanto, com a definição e justificativa dos casos críticos, efetua-se a análise dinâmica dos mesmos, verificando sob a ótica do agente gerador quais os impactos da implantação do STATCOM na fase 2.

7.2.1 Caso 5: cenário 8 e sobretensão sistêmica

No cenário 8, com carga pesada e geração média, verifica-se que a operação do complexo VB2 pode operar sem compensação de reativos ou com o banco de capacitores 09H1 conectado, obtendo respostas muito similares para a operação do SIN.

Com isso, efetua-se a conexão do banco de capacitores 09H1 no complexo eólico VB2 e aplica-se a perturbação de sobretensão sistêmica, com a elevação da tensão na subestação SPU (barra infinita) para 1,2 pu.

Os requisitos técnicos do ONS exigem operação em regime de tensão não nominal para 120% da tensão nominal por um tempo mínimo de 2,5 segundos, conforme apresentado no Item 3.4 deste trabalho.

Por conta de uma limitação do ANATEM, não se pode aplicar a sobretensão diretamente nos terminais do aerogerador, como sugerido nos PR, uma vez que o evento de degrau de tensão aplica-se apenas as barras infinitas.

Desse modo, o caso 5 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN para esta perturbação, avaliando o comportamento do complexo eólico VB2 quando ocorre uma sobretensão e o banco de capacitores está conectado para a fase 1, em comparação com a operação com o STATCOM na fase 2.

A perturbação consiste na aplicação de um degrau de tensão na barra de 500 kV de SPU após 5 segundos do início da simulação, com duração de 2,5 segundos, conforme apresentado na Figura 7-9-a.

A tensão na barra de 34,5 kV do complexo eólico VB2 não sofre alterações significativas na operação, sendo menos afetada por alterações sistêmicas de tensão na fase 2, conforme apresentado na Figura 7-9-b.

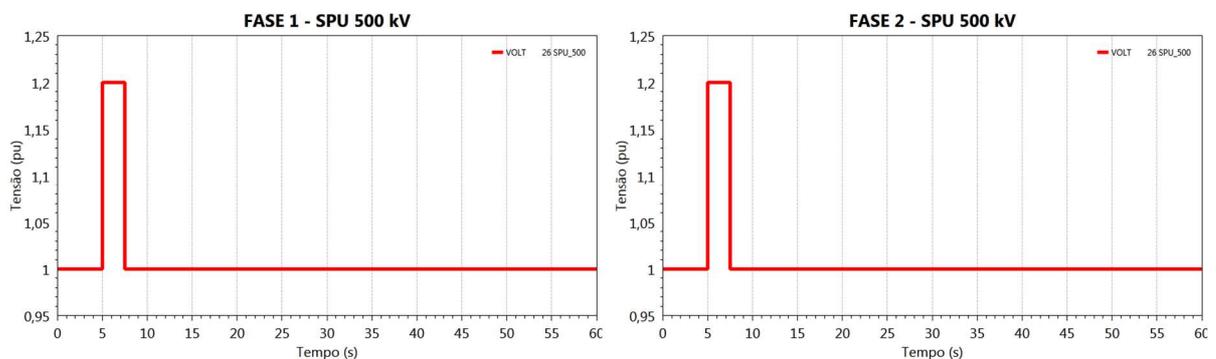
Na fase 1, o banco de capacitores 09H1 apresenta uma pequena alteração na injeção de reativo, elevando o valor de potência reativa, devido à elevação da tensão na barra de 34,5 kV.

Na fase 2, o STATCOM sofre uma alteração operativa para o modo indutivo nominal, conforme Figura 7-9-c, provocando a alteração mínima na tensão da barra de 34,5 kV, conforme apresentado na Figura 7-9-b.

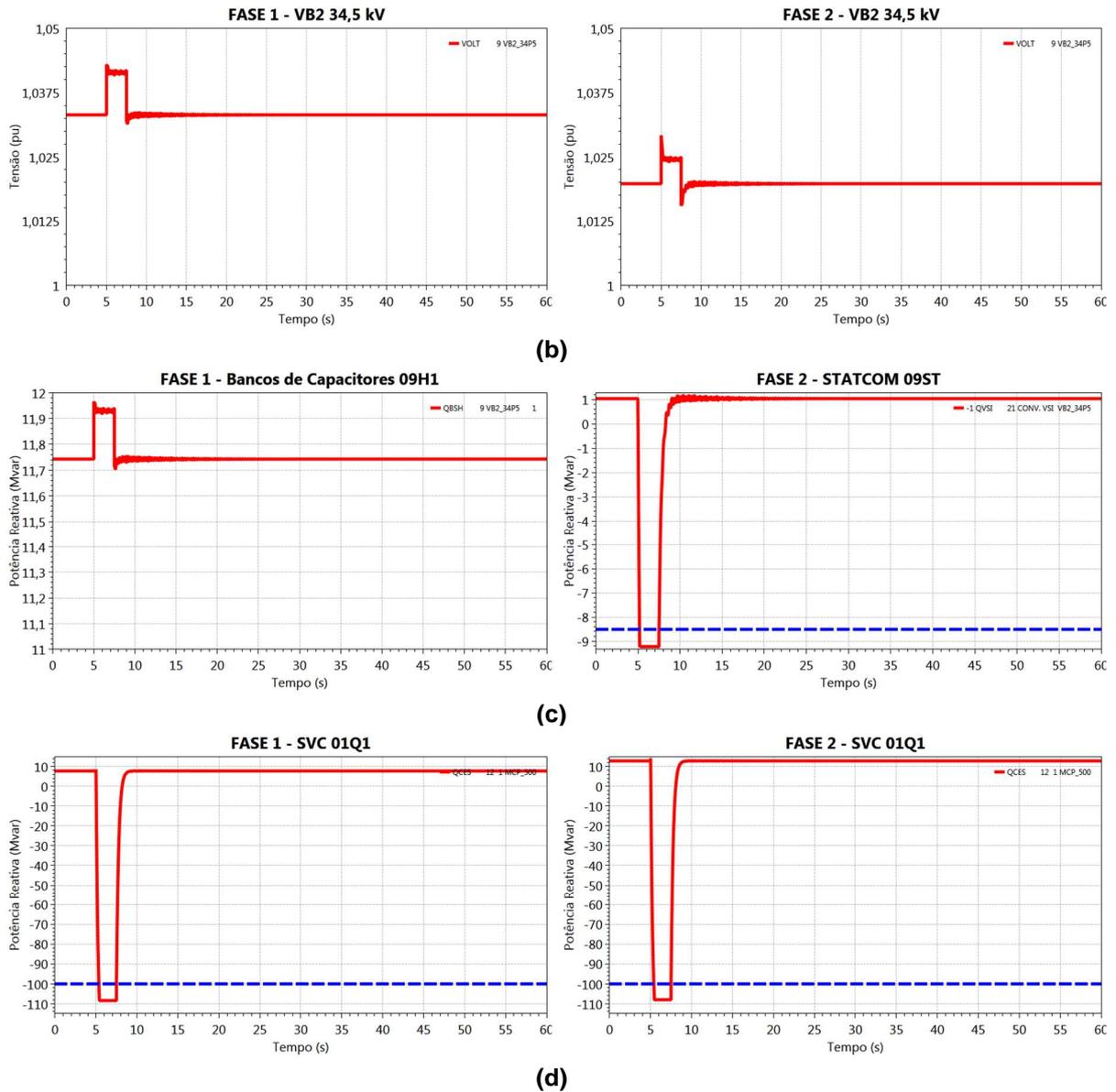
As cargas de IRE e OUR sofreram uma restrição de cerca de 5%, devido a sobretensão sistêmica e o novo ponto de operação da região escolhida do SIN, visto que suas tensões se encontravam próximo ao limite mínimo de operação normal antes da perturbação.

O compensador estático 01Q1 apresentou alteração significativa no ponto de operação, absorvendo a capacidade total de reativo para manter os níveis de tensão dentro nos valores adequados na RB, conforme apresentado na Figura 7-9-d.

Figura 7-9 – (a) Tensões na barra de 500 kV de SPU; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1)



(a)



Fonte: Elaboração própria.

De modo geral, o caso 5 busca apresentar um cenário crítico de operação do complexo eólico VB2, em que ocorre uma sobretensão sistêmica e o banco de capacitores está conectado, podendo oferecer níveis de tensão prejudiciais aos aerogeradores e ao SIN.

Nesse sentido, verifica-se que o STATCOM permite amenizar os efeitos da perturbação dinamicamente, oferecendo maior robustez ao SIN e a operação do complexo eólico VB2, com menor exposição dos aerogeradores as oscilações sistêmicas de tensão.

Por fim, ressalta-se a importância do compensador estático 01Q1 para a maior robustez da operação da região escolhida do SIN, absorvendo grande

quantidade de reativo e atenuando os níveis de tensão até os complexos eólicos na barra de 230 kV de MCP.

7.2.2 Caso 6: cenário 1-2 e degrau de tensão no ponto de conexão com o SIN

No cenário 1-2, com carga leve e geração máxima, verifica-se que o banco de reatores 09E1 encontra-se em operação na fase 1, sendo interessante verificar o comportamento da tensão na barra de 34,5 kV de VB2 sob uma variação de tensão no ponto de conexão com o SIN.

Os requisitos técnicos do ONS exigem operação em regime de tensão não nominal para 20% da tensão nominal por um tempo mínimo de 0,5 segundos, conforme apresentado no Item 3.4 deste trabalho.

Nesse sentido, torna-se interessante efetuar a avaliação da operação do SIN e do complexo eólico VB2 perante um curto-circuito na barra de 230 kV de MCP, ponto de conexão de grande parte dos complexos eólicos.

Com isso, provoca-se uma condição de alta demanda de reativo e baixos níveis de tensão, fato que tem relevância na análise da operação com o banco de reatores 09E1 na fase 1 e com o STATCOM na fase 2.

Para tal, o caso 6 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN para esta perturbação, avaliando o comportamento do complexo eólico VB2 diante de um curto-circuito no ponto de conexão com o banco de reatores conectado, em comparação com a operação com o STATCOM.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito com redução da tensão para 0,2 pu na barra de 230 kV de MCP após 5 segundos do início da simulação, com duração de 150 ms, conforme apresentado na Figura 7-10-a.

A tensão na barra de 34,5 kV do complexo eólico VB2 excede os limites de operação de emergência durante a perturbação, em que a fase 1 com banco de reatores atinge um valor mínimo de tensão durante a perturbação menor, conforme apresentado na Figura 7-10-b.

A recomposição na fase 2 com o STATCOM tem maior rapidez e eficácia, uma vez que expõe os aerogeradores a níveis inferiores ao limite de emergência

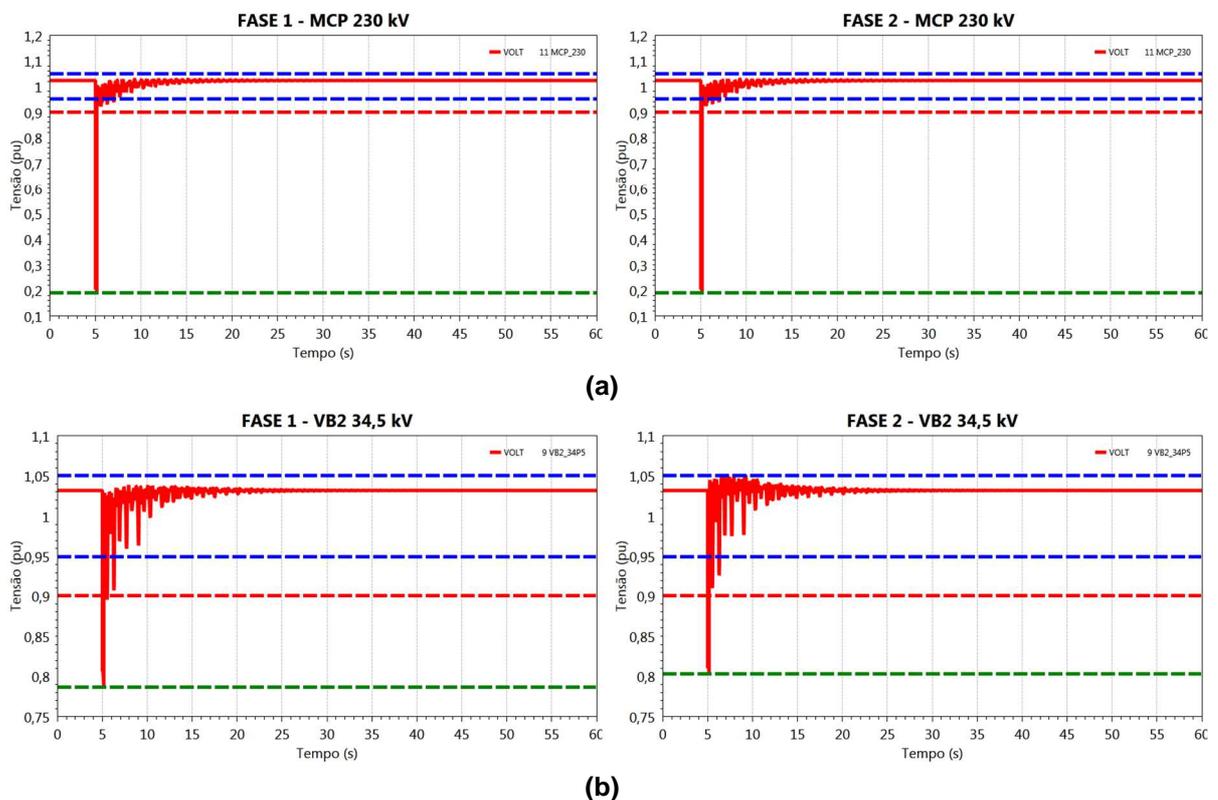
apenas durante a perturbação, diferente da operação na fase 1, que permanece no limite de emergência durante os dois segundos seguintes.

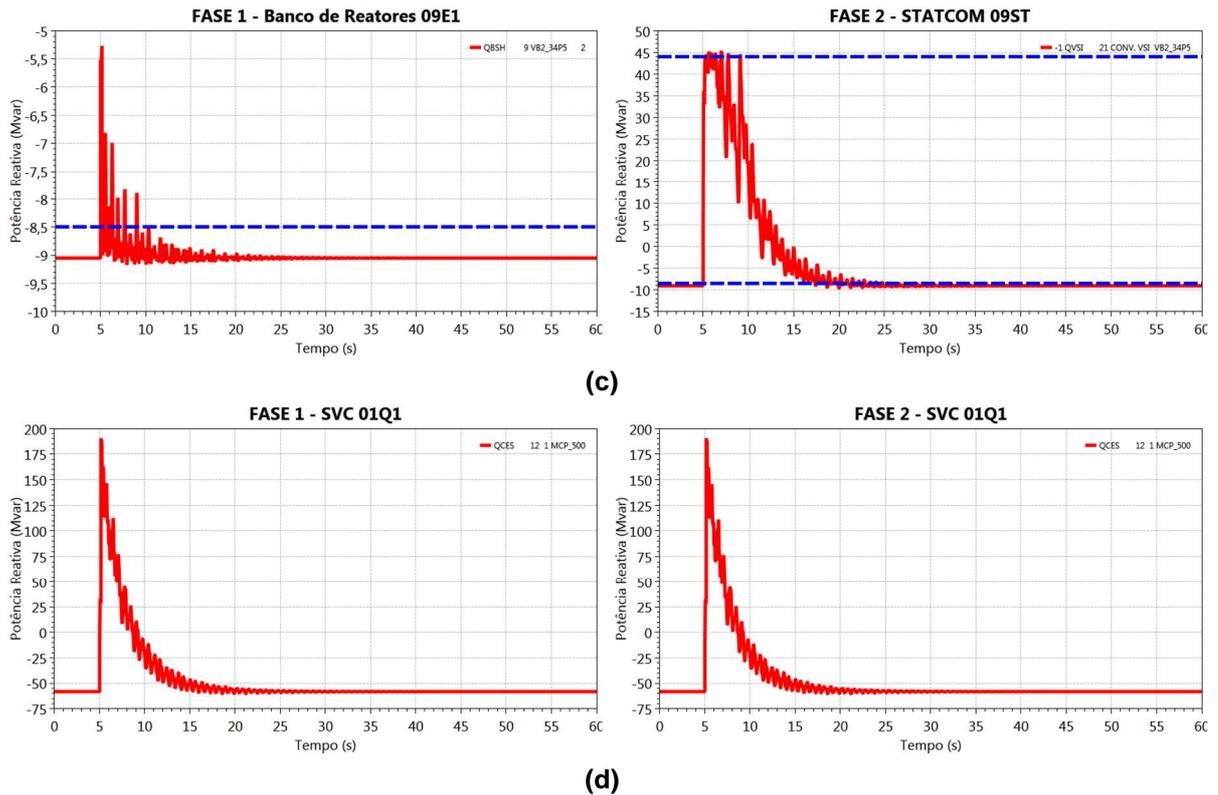
Com relação aos compensadores de reativos, nota-se a alternância da operação do STATCOM na fase 2, auxiliando na recomposição da tensão, e a dependência da potência reativa absorvida pelo banco de reatores com a variação da tensão, reduzindo os impactos negativos deste elemento na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-10-b.

As cargas não sofreram alterações após a retomada dos níveis de operação normal de tensão, demonstrando a robustez da região escolhida do SIN no atendimento a carga apenas pelo intercâmbio com o SIN.

O compensador estático 01Q1 apresentou novamente alteração significativa no ponto de operação, fornecendo quase a capacidade total de reativo para manter os níveis de tensão dentro nos valores adequados na RB, conforme apresentado na Figura 7-10-d.

Figura 7-10 – (a) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1)





Fonte: Elaboração própria.

De modo geral, em oposição ao caso 5 o caso 6 apresenta um cenário crítico de operação do complexo eólico VB2, em que devido a uma perturbação no SIN há a necessidade de fornecer reativo, e no momento o despacho prevê um banco de reatores, podendo gerar maior dificuldade na recomposição.

Nesse sentido, verifica-se que o STATCOM na fase 2 apresenta uma resposta melhor e mais rápida para a perturbação, além de fornecer quantidade nominal de reativo ao SIN, promovendo maior robustez a operação do complexo eólico VB2 e garantindo mais tempo de conexão.

Por fim, ressalta-se a importância do compensador estático 01Q1 para a maior robustez da operação da região escolhida do SIN, fornecendo grande quantidade de reativo e restabelecendo os níveis de tensão adequados para a operação normal.

7.2.3 Caso 7: cenário 1-2 e degrau de tensão no ponto de conexão com o SIN

De modo similar ao caso 6, o caso 7 busca avaliar o comportamento do complexo eólico VB2 no cenário 1-2, carga leve e geração máxima, para um degrau

de tensão no ponto de conexão quando o banco de reatores 09E1 está conectado na fase 1.

Os requisitos técnicos do ONS exigem operação em regime de tensão não nominal para 85% da tensão nominal por um tempo mínimo de 5 segundos, conforme apresentado no Item 3.4 deste trabalho.

Nesse sentido, torna-se interessante efetuar a avaliação da operação do SIN e do complexo eólico VB2 perante um curto-circuito na barra de 230 kV de MCP, com um nível de tensão durante a perturbação mais elevado e com maior duração.

Para tal, o caso 7 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do SIN para esta perturbação, avaliando o comportamento do complexo eólico VB2 diante de um curto-circuito no ponto de conexão com o banco de reatores conectado para a fase 1, em comparação com a operação com o STATCOM na fase 2.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito com redução da tensão para 0,55 pu na barra de 230 kV de MCP após 5 segundos do início da simulação, com duração de 5 segundos, conforme apresentado na Figura 7-11-a.

A tensão na barra de 34,5 kV do complexo eólico VB2 atinge os limites de operação de emergência durante toda a perturbação para operação na fase 1 com banco de reatores, sendo que o STATCOM na fase 2 permite que a tensão não se aproxime deste limite, conforme apresentado na Figura 7-11-b.

A tensão na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 do complexo eólico VB2 supera os limites de operação normal para a operação na fase 1 e permanece dentro dos limites de operação normal para a operação na fase 2, conforme apresentado na Figura 7-11-c.

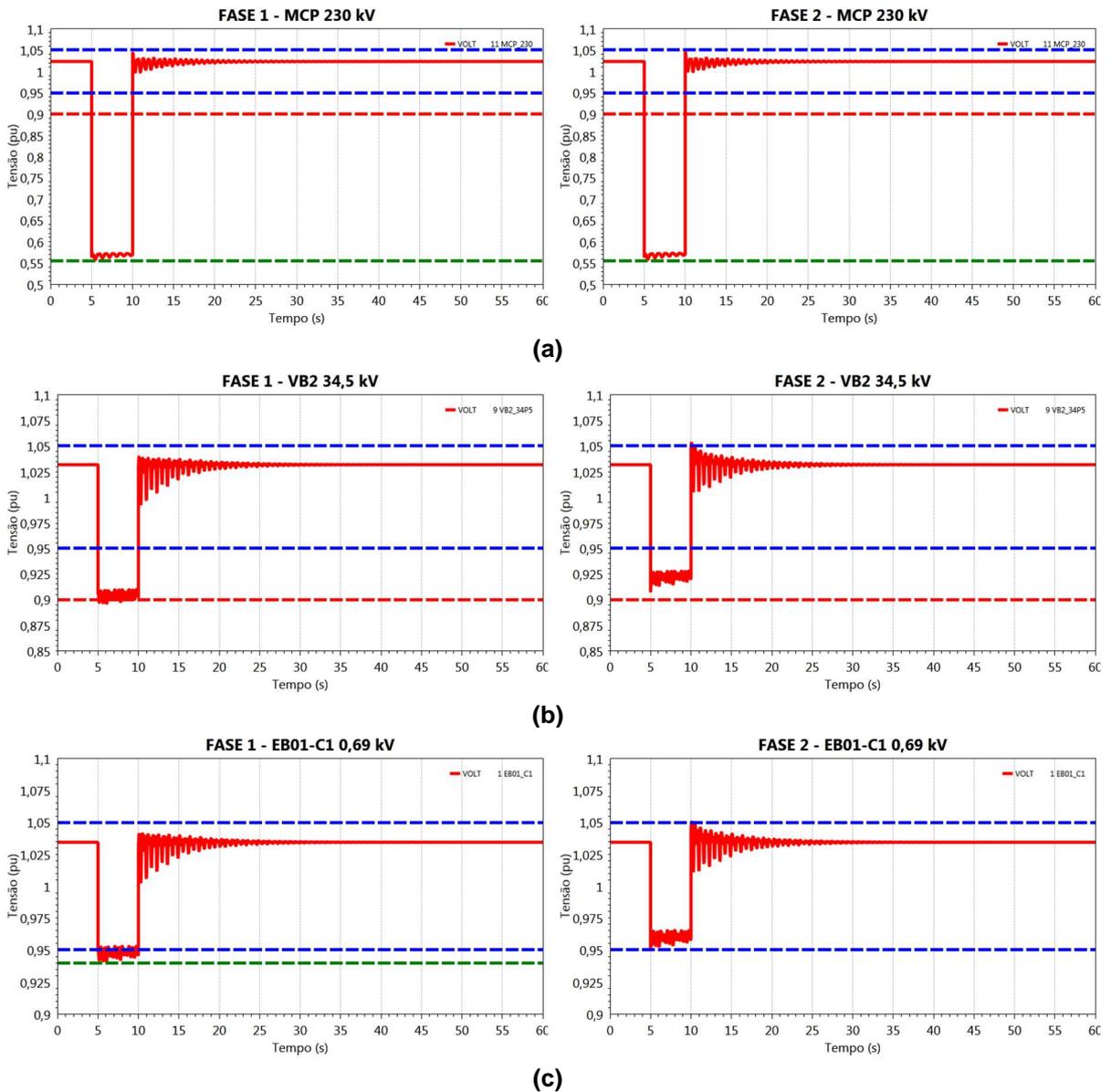
O comportamento da tensão nas demais barras de 0,69 kV do complexo eólico VB2 são muito similares ao apresentado para a CGE EB01-C1 na Figura 7-11-c em que todos extrapolam o limite de tensão para operação normal na fase 1.

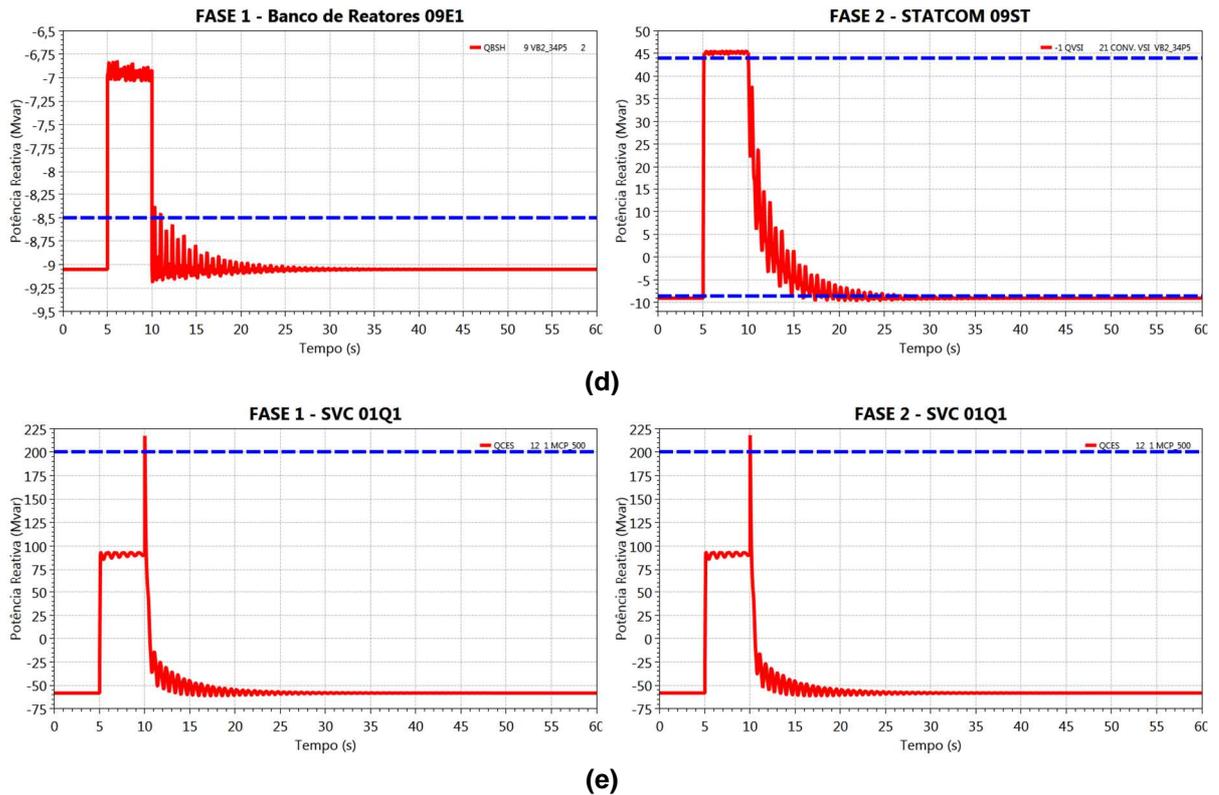
Com relação aos compensadores de reativos, nota-se a alternância da operação do STATCOM na fase 2, auxiliando na recomposição da tensão, e a dependência da potência reativa absorvida pelo banco de reatores com a variação da tensão, reduzindo os impactos negativos deste elemento na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-11-d.

As cargas não sofreram alterações após a retomada dos níveis de operação normal de tensão, demonstrando a robustez da região escolhida do SIN no atendimento a carga apenas pelo intercâmbio com o SIN.

O compensador estático 01Q1 apresentou novamente alteração significativa no ponto de operação, fornecendo a capacidade total de reativo para manter os níveis de tensão dentro nos valores adequados na RB, conforme apresentado na Figura 7-11-e.

Figura 7-11 – (a) Tensões na barra de 230 kV de MCP; (b) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (c) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (d) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (e) Potência reativa no compensador estático (01Q1)





Fonte: Elaboração própria.

Assim como no caso 6, o caso 7 buscar abordar situações em que há redução na tensão e demanda de reativo excessiva no ponto de conexão, e no momento o despacho prevê um banco de reatores, gerando menor auxílio por parte do complexo eólico VB2 na recomposição.

De todo modo, verifica-se em mais uma situação que o STATCOM com a operação na fase 2 apresenta uma resposta melhor e mais rápida para a perturbação. Neste caso, os aerogeradores ficaram expostos na fase 1 a níveis inferiores ao valor de operação normal por mais de 5 segundos, podendo gerar a redução da vida útil dos equipamentos.

Por fim, o compensador estático 01Q1 novamente fornece grande quantidade de reativo, promovendo maior robustez a região escolhida do SIN e mantendo os complexos eólicos conectados.

7.2.4 Caso 8: cenário 4 e curto-circuito interno

No cenário 4, com carga média e geração máxima, verificou-se que a tensão nos aerogeradores do complexo eólico VB2 opera no limite máximo de operação normal, devido ao despacho de potência reativa capacitiva determinado.

Além disso, devido ao nível de tensão elevado neste cenário, a fase 1 encontra-se com o banco de capacitores 09E1 conectado, sendo interessante efetuar verificações de degrau de tensão na barra de 34,5 kV.

Para tal, o caso 8 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do complexo eólico VB2 perante um curto-circuito na barra de 34,5 kV, com operação com o banco de reatores 09E1 na fase 1 e com o STATCOM na fase 2.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito com redução da tensão para 0,20 pu na barra de 34,5 kV de VB2 após 5 segundos do início da simulação, com duração de 150 ms, conforme apresentado na Figura 7-12-a.

A tensão na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 do complexo eólico VB2 supera os limites de operação de emergência, chegando a níveis de tensão próximos a 0,5 pu na fase 1 e na fase 2, conforme apresentado na Figura 7-12-b.

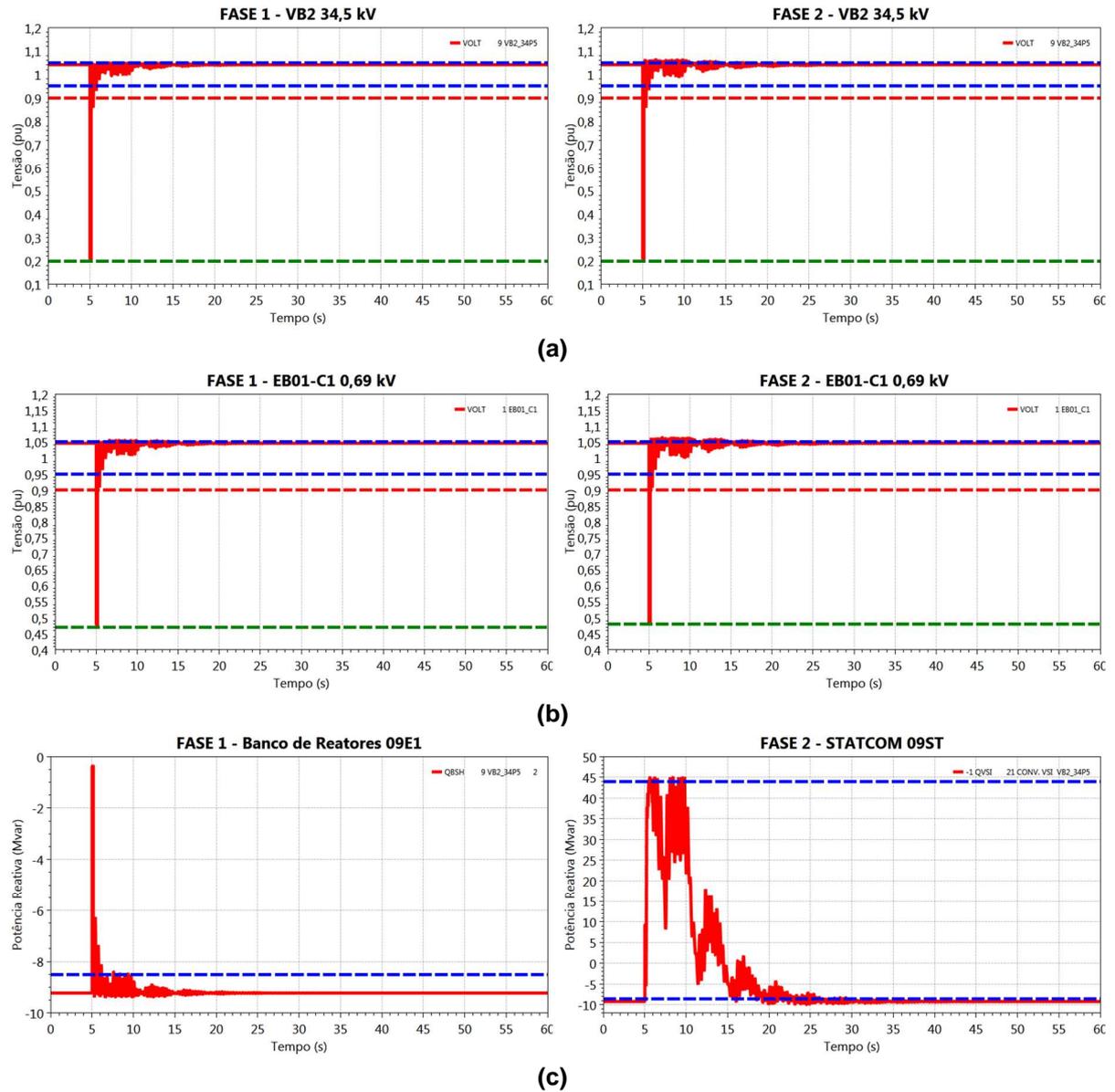
O comportamento da tensão nas demais barras de 0,69 kV do complexo eólico VB2 são muito similares ao apresentado para a CGE EB01-C1 na Figura 7-12-b em que todos extrapolam o limite de tensão para operação de emergência nas fases 1 e 2.

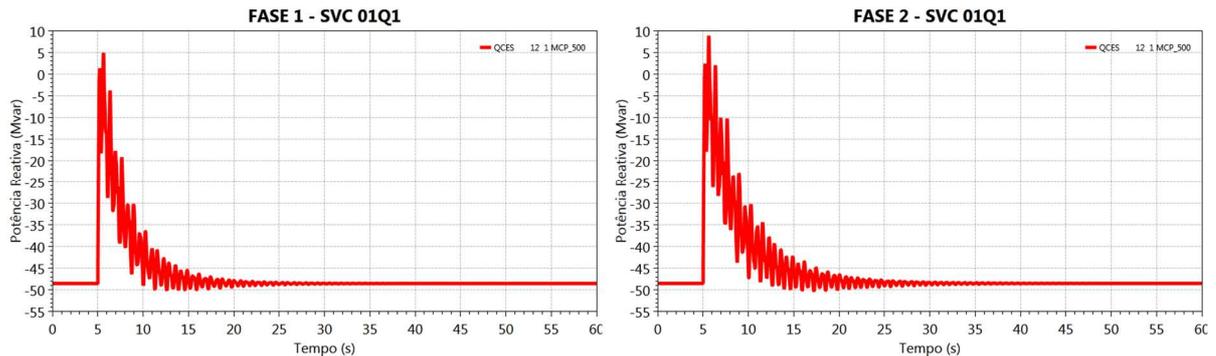
Com relação aos compensadores de reativos, nota-se a alternância da operação do STATCOM na fase 2, auxiliando na recomposição da tensão, e a dependência da potência reativa absorvida pelo banco de reatores com a variação da tensão, reduzindo os impactos negativos deste elemento na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-12-c.

As cargas não sofreram alterações após a retomada dos níveis de operação normal de tensão, demonstrando a robustez da região escolhida do SIN no atendimento a carga apenas pelo intercâmbio com o SIN.

O compensador estático 01Q1 apresentou novamente alteração significativa no ponto de operação, saindo do modo de absorção de reativo para injeção de reativo em nível mínimo, conforme apresentado na Figura 7-12-d.

Figura 7-12 – (a) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (b) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1)





(d)

Fonte: Elaboração própria.

Desse modo, verifica-se que o caso 8 demonstra que a fase 1 e a fase 2 são vulneráveis ao curto-circuito na barra de conexão de 34,5 kV, em que a alternância do STATCOM para o modo capacitivo apenas está suprindo a falta, sem auxílio significativo na recomposição, um fato esperado para esta perturbação.

Com relação a exposição dos aerogeradores, na sua concepção são esperados níveis baixos de tensão por curto espaço de tempo, devido à grande severidade da perturbação aplicada a barra de 34,5 kV.

O compensador estático 01Q1 atuou novamente, deixando de absorver reativo para fornecer reativo para a perturbação e consequente a recomposição dos níveis de tensão de operação normal na RB.

Portanto, torna-se claro e um comportamento previamente esperado que para curto-circuito na barra de conexão do STATCOM, a sua operação torna-se ineficaz, e o compensador estático 01Q1 tem relevância para perturbações internas ao complexo eólico VB2.

7.2.5 Caso 9: cenário 4 e curto-circuito na barra de 34,5 kV

De modo similar ao caso 8, o caso 9 busca no cenário 4, carga média e geração máxima, avaliar uma perturbação na barra de 34,5 kV do complexo eólico VB2 de maior duração e maior nível de tensão.

Como visto, os níveis de tensão de operação para a fase 1 com banco de reatores 09E1 e na fase 2 com o STATCOM são elevados e próximos do limite máximo de operação normal, sendo interessante efetuar verificações para um degrau de tensão na barra de 34,5 kV.

O degrau de tensão tem valor menos acentuado do que no caso 8, com intuito de avaliar a resposta para alterações no padrão de tensão em qualquer local no setor de 34,5 kV da subestação VB2, em que o tempo de atuação máximo previsto ONS é de 800 ms.

Para tal, o caso 9 tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico do complexo eólico VB2 perante um curto-circuito na barra de 34,5 kV, com operação com o banco de reatores 09E1 na fase 1 e com o STATCOM na fase 2.

A perturbação consiste na aplicação de um curto-circuito com redução da tensão para 0,85 pu na barra de 34,5 kV de VB2 após 5 segundos do início da simulação, com duração de 800 ms, conforme apresentado na Figura 7-13-a.

A tensão na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 do complexo eólico VB2 não supera os limites de operação de emergência na fase 1 e na fase 2, conforme apresentado na Figura 7-13-b.

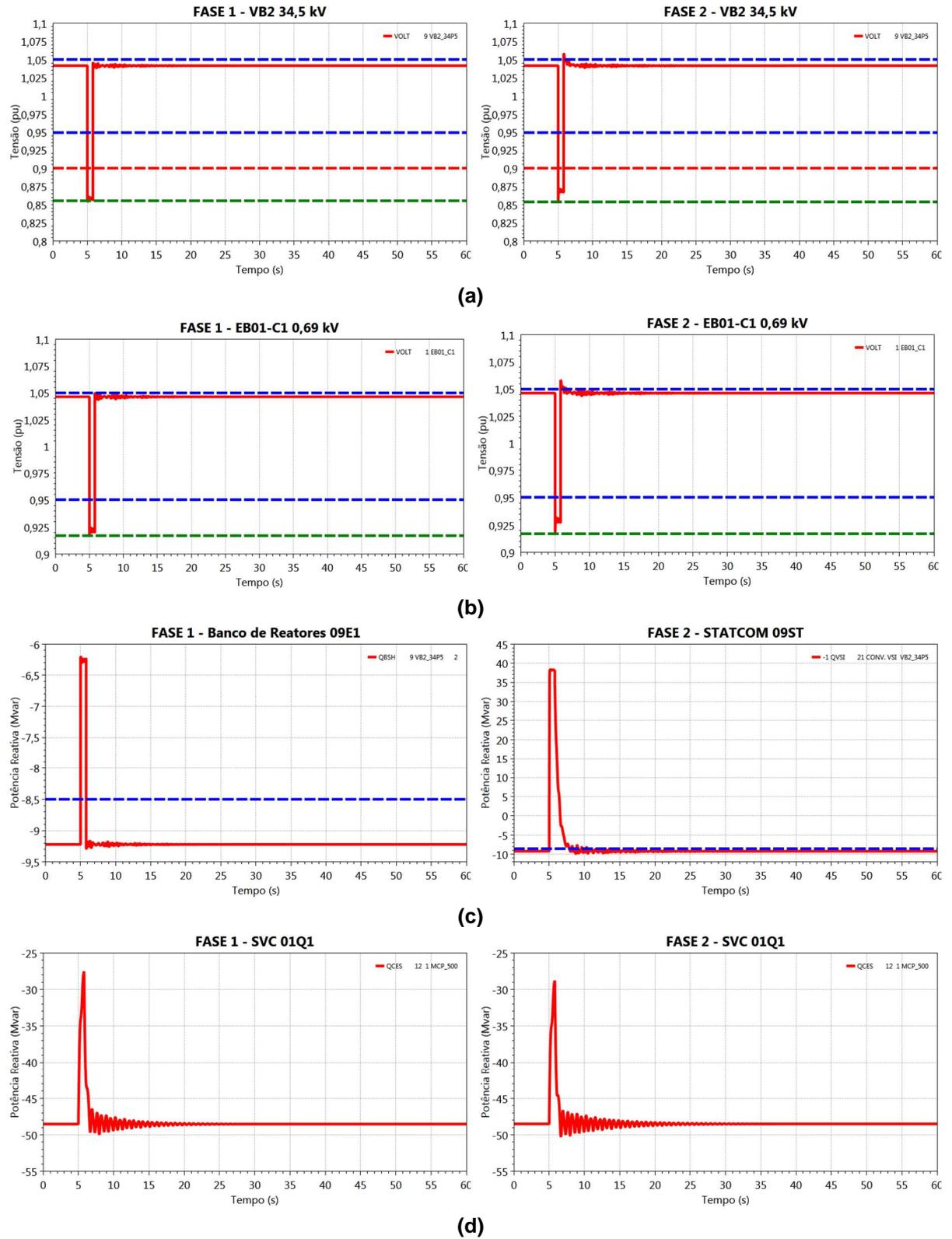
O comportamento da tensão nas demais barras de 0,69 kV do complexo eólico VB2 são muito similares ao apresentado para a CGE EB01-C1 na Figura 7-13-b em permanecem dentro do limite de tensão para operação de emergência para as fases 1 e 2.

Com relação aos compensadores de reativos, nota-se a alternância da operação do STATCOM na fase 2, auxiliando na recomposição da tensão, e a dependência da potência reativa absorvida pelo banco de reatores com a variação da tensão, reduzindo os impactos negativos deste elemento na recomposição, conforme apresentado na Figura 7-13-c.

As cargas não sofreram alterações após a retomada dos níveis de operação normal de tensão, demonstrando a robustez da região escolhida do SIN no atendimento a carga apenas pelo intercâmbio com o SIN.

O compensador estático 01Q1 reduz o seu nível de absorção de reativo para manter as tensões dentro dos limites de operação normal na RB, conforme apresentado na Figura 7-13-d.

Figura 7-13 – (a) Tensões na barra de 34,5 kV de VB2; (b) Tensões na barra de 0,69 kV da CGE EB01-C1 (c) Potência reativa nos compensadores fase 1 e 2; (d) Potência reativa no compensador estático (01Q1)



Fonte: Elaboração própria.

Desse modo, como no caso 8, verifica-se novamente que a fase 1 e a fase 2 são vulneráveis ao curto-circuito na barra de conexão de 34,5 kV, com o STATCOM sem efeito significativo durante e na recomposição da perturbação.

O compensador estático 01Q1 atuou novamente, deixando de absorver reativo para fornecer reativo para a perturbação e conseqüente a recomposição dos níveis de tensão de operação normal na RB.

Portanto, confirma-se em mais uma análise que o comportamento previamente esperado que para curto-circuito na barra de conexão do STATCOM, a sua operação torna-se ineficaz, e o compensador estático 01Q1 tem relevância para perturbações internas ao complexo eólico VB2.

7.2.6 Análise geral dos casos críticos de operação do complexo eólico Ventos da Bahia II no SIN

Os casos críticos da operação do complexo eólico VB2 colocam em evidências os impactos na vida útil dos equipamentos e ao tempo de disponibilidade do gerador no SIN de acordo com o mecanismo de compensação de reativos utilizado.

Com relação a fase 1, com os bancos de capacitores e reatores, verifica-se que sob contingências seu impacto favorável ou desfavorável na recomposição da tensão é atenuado severamente pelo nível de tensão na barra de conexão.

Nesse sentido, na fase 1 nos casos 6 e 7 verifica-se a potência reativa absorvida e injetada sendo reduzida com o módulo da tensão, um comportamento esperado, mas como visto pode ser prejudicial aos aerogeradores, colocando os mesmo sob níveis de tensão baixos durante um período de tempo elevado.

Além disso, os casos críticos abordam situações em que se encontra um banco de capacitores conectado e ocorre uma sobretensão ou um banco de reatores conectado e ocorre um curto-circuito, sendo que as estas ferramentas estáticas podem ser prejudiciais na recomposição e até mesmo causar colapsos de tensão.

Em contrapartida, na fase 2 com o STATCOM por meio da dinâmica proposta pelo compensador de reativos, verifica-se o auxílio imediato na recomposição, sendo um elemento ativo na operação, amenizando oscilações de

tensão nos aerogeradores e no comutador sob carga do transformador elevador 04T1 (34,5/230 kV).

Entretanto, nas fases 1 e 2 verifica-se um comportamento esperado, em que diante de perturbações de alta severidade e baixa severidade na barra de conexão em 34,5 kV a operação dos compensadores de reativos não promove resultados significativos.

Com relação a interação com o SIN, o compensador estático 01Q1 e a barra infinita oferecem subsídios a demanda de reativo de perturbações internas ao complexo eólico VB2, atenuando os efeitos na RB e conseqüentemente aos demais agentes geradores.

Portanto, por meio da análise dinâmica de casos críticos da operação do complexo eólico VB2, verifica-se de fato as vantagens técnicas oferecidas pela alteração dos bancos de capacitores e reatores por um STATCOM de potência equivalente.

8 CONCLUSÃO

A região do subsistema nordeste escolhida para as análises deste trabalho, possui cerca de 8,1% da geração eólica em operação no Brasil. De modo isolado, esta região apresenta um índice de penetração eólica de 40,6%, considerando o cenário proposto neste trabalho para carga pesada.

Nesse âmbito operacional adverso, o complexo eólico VB2 encontra-se atualmente com um banco de reatores e quatro bancos de capacitores instalados, para controle e estabilidade de tensão. Neste trabalho, foram efetuadas as análises estáticas e dinâmicas comparando a substituição destes elementos por um STATCOM com potência nominal equivalente.

Com isso, verificou-se que de fato é tecnicamente viável tal substituição, sem gerar prejuízos na operação do SIN e do complexo eólico VB2, incorrendo em vantagens técnicas para o agente gerador e para o SIN.

As vantagens relacionadas ao agente gerador são a atenuação dinâmica das oscilações de tensão sistêmicas ou internas, mais rapidez e eficácia na recomposição de perturbações sistêmicas ou internas e redução da exposição dos aerogeradores a níveis críticos de tensão.

Tais vantagens, tem como principais benefícios ao agente gerador a maior disponibilidade para geração, a redução de exposição dos comutadores sob carga para ajustes de tensão e o aumento da vida útil dos aerogeradores pelo menor estresse mecânico e elétrico em sua operação.

Do ponto de vista da operação do SIN, verifica-se o auxílio no suprimento de reativo durante perturbações sistêmicas por parte do complexo eólico VB2 e a redução das desconexões por restrições elétricas, devido ao aspecto dinâmico do STATCOM, tornando a operação mais segura e confiável.

Em contrapartida, verificou-se nos casos específicos de perturbações na barra de conexão do STATCOM que o mesmo não apresenta vantagens em relação as instalações atuais, sendo necessário o aumento da potência reativa na faixa capacitiva, gerando maior robustez ao equipamento neste aspecto.

Com relação a região escolhida do SIN, as análises estáticas e dinâmicas indicaram restrições elétricas relacionadas ao limite de fluxo de potência na conexão entre IRE e MCP e a necessidade de adequação na compensação de reativos do complexo eólico SDB. Tais restrições, apresentam redução no aproveitamento da geração eólica em seu despacho e perante perturbações no setor de 500 kV da região.

Com relação ao limite de fluxo de potência entre IRE e MCP são previstas a entrada em operação em 2023 de duas novas linhas de transmissão, ampliando em 1250 MVA a capacidade e permitindo a operação do elo sob contingências simples.

Além disso, as análises estáticas e dinâmicas apresentaram o papel fundamental dos serviços ancilares e dos compensadores de reativos instalados nos complexos eólicos, gerando um fator de relação entre potência instalada de geração eólica e compensadores de reativos para região de 2,3 MW/Mvar.

Nesse sentido, destaca-se o papel fundamental do SVC 01Q1, como um serviço ancilar com nível de potência elevado e operando de modo centralizado, atenuando todas as perturbações sistêmicas e internas dos complexos eólicos.

À vista disso, torna-se clara a política operativa do ONS para o melhor escoamento da geração eólica, com a instalação de um compensador de reativos centralizado, aliado aos requisitos técnicos diferenciados para estes agentes.

Com isso, o ONS promove a redução dos custos de implantação e operação dos complexos eólicos e conseqüentemente torna mais competitivo o preço da energia elétrica produzida por estes agentes.

Todavia, regiões como a apresentada neste trabalho em que o potencial eólico é elevado, verifica-se um índice de penetração severo, exigindo medidas para sustentar tal expansão. Atualmente no SIN, as medidas aplicadas representam em encargos para o consumidor, por meio de serviços ancilares.

Por fim, chama-se a atenção para uma reavaliação dos requisitos técnicos da geração eólica, devido a sua atual representatividade na matriz e prospecção de expansão.

Ademais, recomenda-se a revisão periódica da necessidade de adequação da compensação de reativos em instalações com estudos de integração aprovados

no passado, que geram prejuízos aos demais geradores, como no caso verificado para o complexo eólico SDB.

Dessa forma, o presente trabalho confirmou a viabilidade técnica da implantação do STATCOM no complexo eólico VB2 e permitiu uma análise sistêmica sobre os aspectos operacionais relacionados a compensação de reativos para controle e estabilidade de tensão, em sub-regiões com alta penetração da geração eólica.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

A avaliação dos impactos técnicos e financeiros da alta penetração da geração eólica no SIN, apresenta quantidade razoável de assuntos complementares a discussão do tema deste trabalho.

No âmbito técnico, sugere-se os seguintes temas:

- Avaliação da troca do compensador estático (SVC) 01Q1 do setor de 500 kV de MCP por um STATCOM de potência nominal equivalente;
- Avaliação do controle de frequência em regiões do SIN com alta penetração da geração eólica;
- Avaliação do crescimento dos serviços ancilares no SIN correlacionados a expansão da geração eólica no país;
- Avaliação dos impactos técnicos da alteração dos requisitos técnicos mínimos do ONS para valores aplicados na realidade de um país estrangeiro, com alta penetração da geração eólica.

No âmbito financeiro, sugere-se os seguintes temas:

- Análise de viabilidade econômico-financeira da alteração dos bancos de capacitores e reatores pelo STATCOM no complexo eólico VB2, considerando as benéficas como maior disponibilidade e vida útil dos equipamentos;
- Análise dos impactos no custo da energia elétrica provinda da geração eólica, caso os encargos relacionados aos serviços ancilares para escoamento desta geração fossem repassados aos seus agentes geradores;
- Avaliar os impactos nos custos de expansão e operação do SIN devido a capacidade adicional do sistema de transmissão, necessária em regiões com alta penetração de geração eólica.

REFERÊNCIAS

ABB. **ABB advanced power electronics:** STATCOM for wind farm to meet grid code requirements. Disponível em: <http://www.tut.fi/eee/research/adine/materiaalit/Active%20network/STATCOM/ABB%20STATCOM%20Wind%20Ireland_EN.pdf>. Acesso em: 05 mai. 2018a.

_____. **ABB to showcase new generation SVC light technology at Cigré.** Disponível em: <<http://www.abb.com.br/cawp/seitp202/4EAE3A9EB75BCEC6C1257D3C0037EB8A.aspx>>. Acesso em: 28 mai. 2018b.

_____. **Cerro Navia:** FACTS for grid voltage stabilization and increased power transmission capability in Chile. Disponível em: <http://new.abb.com/facts/references/reference_cerro_navia>. Acesso em: 05 mai. 2018c.

_____. **Holly, Texas:** STATCOM replaces critical urban generation for voltage control and stability. Disponível em: <http://new.abb.com/facts/references/reference_holly>. Acesso em: 05 mai. 2018d.

_____. **PCS 6000 STATCOM:** dynamic reactive power compensation – medium voltage. Disponível em: <[http://new.abb.com/power-converters-inverters/energy-storage-grid-stabilization/static-synchronous-compensator-\(statcom\)/pcs-6000-statcom](http://new.abb.com/power-converters-inverters/energy-storage-grid-stabilization/static-synchronous-compensator-(statcom)/pcs-6000-statcom)>. Acesso em: 05 mai. 2018e.

_____. **PCS100 STATCOM:** ABB helps one of the world's largest wind turbine companies connect their wind turbines to the grid. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/11eb1b434ae30116c1257ab60081bbf3/2UCD401157%20ABB%20and%20Vestas.pdf>>. Acesso em: 05 mai. 2018f.

_____. **STATCOM:** Static compensator (STATCOM). Disponível em: <<https://new.abb.com/facts/statcom>>. Acesso em: Acesso em: 28 mai. 2018g.

_____. **Zhangjagang plant, eastern China:** SVC light for grid code compliance of 220 kV steel plant connection. Disponível em: <http://new.abb.com/facts/references/reference_zhangjagang>. Acesso em: 05 mai. 2018h.

ACKERMANN, Thomas. **Wind power in power systems**. 1. ed. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2005. 745 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações de geração: capacidade de geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.

Acesso em: 14 fev. 2019a.

_____. **Banco de informações de geração: capacidade de geração no estado**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>>.

Acesso em: 18 mai. 2019b.

ALBUQUERQUE, I. M.; MATOS, F. F. S. A characterization of vertical axis wind turbines. **IEEE Latin America Transactions**, n° 14, 10, p.4255-4260, out, 2016.

ANAREDE. Versão 10.02.03. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

ANATEM. Versão 11.04.00. Rio de Janeiro: CEPEL, 2018.

ANDESA. **Modelagem de aerogeradores Vestas para transitórios eletromecânicos com o ANATEM**. Recife; 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Energia eólica chega a 14,71 GW de capacidade instalada**. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-chega-a-1471-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em: 14 fev. 2019.

_____. **Energia eólica: o setor**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

BAHIA. Secretaria do Planejamento. **Bahia é o primeiro em energia eólica no país**. Disponível em: <<http://www.seplan.ba.gov.br/2019/04/799/Bahia-e-o-primeiro-em-energia-eolica-no-pais.html>>. Acesso em: 18 mai. 2019.

BALAKUMAR, N.; RAMYA, G. Effectual and lossless electrical power generation methodology using wind-lens technology. **Asian Journal of Applied Science and Technology**, n° 1, 1, p. 12-17, fev, 2017.

BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução normativa n. 391, de 15 de dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2009391.pdf>>. Acesso em: 05 mai. 2018.

_____. Ministério do Planejamento. **Usina eólica - Ventos da Bahia II - BA**. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/obra/76915>>. Acesso em: 17 mar. 2019.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind energy handbook**. 1. ed. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2001. 617 p.

CASTRO, Rui M. G. **Energias renováveis e produção descentralizada: introdução à energia eólica**. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2005. 82 p.

CAVALIERE, C. A. C. **Análise de STATCOM operando em sistemas desbalanceados**. 2001. 212 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. ANAREDE – Análise de Redes Elétricas. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>. Acesso em: 24 mai. 2019a.

_____. **Análise de transitórios eletromecânicos V11.04.00**: manual do usuário. 1. ed. Rio de Janeiro: Departamento de redes elétricas, 2018. 373 p.

_____. **ANATEM – análise de transitórios eletromecânicos**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm>>. Acesso em: 09 jan. 2019b.

_____. **Programa de Análise de Redes V10.02.03**: manual do usuário. 1. ed. Rio de Janeiro: Departamento de redes elétricas, 2017. 354 p.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **3. Energia e potência extraída do vento**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=221>. Acesso em: 19 abr. 2018.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.

ENERCON. **E-141 EP4**. Disponível em: <<https://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-141-ep4/>>. Acesso em: 21 abr. 2018a.

_____. **WEC components:** constant innovation. Disponível em: <<https://www.enercon.de/en/technology/wec-components/>>. Acesso em: 21 abr. 2018b.

EXAME. **EDF faz pedido de equipamentos para projeto eólico na Bahia.** Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/negocios/edf-faz-pedido-de-equipamentos-para-projeto-eolico-na-bahia/>>. Acesso em: 17 mar. 2019.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report.** Disponível em: <<http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2019.

GRAINGER, John J.; STEVENSON, William D. **Power system analysis.** 1. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1994. 814 p.

HINGORANI, G. Narain.; GYUGYI, Laszlo. **Understanding FACTS:** concepts and technology of flexible AC transmission systems. 1. ed. Nova Iorque: IEEE Press, 1999. 429 p.

HOSSAIN, M.J.; HEMANSHU, R. P.; MAHMUD, M.A.; RAMOS, R. A. Investigation of the impacts of large-scale wind penetration on the angle and voltage stability of power systems. **IEEE Systems Journal**, nº 1, 6, p.76-84, mar, 2012.

JESUS, Vinicius M. **Detalhamento das etapas, requisitos e estudos necessários para o aceso de fazendas eólicas ao sistema interligado nacional.** 87f. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control.** Nova Iorque: McGraw-Hill, 1993.

LABORATÓRIO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA E MÉDIA TENSÃO. **Projeto STATCOM-BR.** Disponível em: <<http://www.lemt.ufrj.br/php/read/projectoEspecifico.php?idProject=22&category=C>>. Acesso em: 05 mai. 2018.

LEÃO, R. P. S.; ANTUNES, F. L. M.; LOURENÇO, T. G. M.; ANDRADE JR, K. R. A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid. **IEEE Latin America Transactions**, nº 7, 6, p.620-629, dez, 2009.

LIPNICKI, P.; STANCIU, T. M. **Reactive Power Control for Wind Power Plant with STATCOM**. 2010. 92 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Tecnologia da Energia, Universidade de Aalborg, Dinamarca.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; ELLIS, A.; MECHENBIER, J.; HOCHHEIMER J.; YOUNG, R.; MILLER, N.; DELMERICO, R.; ZAVADIL, R.; SMITH, J. C. Equivalencing the collector system of a large wind power plant. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p.1-9, 2006.

MULJADI, E.; PASUPULATI, S.; ELLIS, A.; KOSTEROV, D. Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p.1-9, jul, 2008.

NEXANS. **Cabos do alumínio nu com alma de aço – CAA (série KCMIL)**. Disponível em: https://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/navigate_213630/Cabos_de_Alum_nio_Nu_com_Alma_de_A_o_CAA_Serie_KCMIL_.html. Acesso em: 22 mar. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. Disponível em: <http://sindat.ons.org.br>. Acesso em: 05 abr. 2019b.

_____. **Sobre o SIN**: mapas. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 18 mai. 2019a.

_____. Submódulo 18.2: relação dos sistemas e modelos computacionais. 2016d. 33 p.

_____. Submódulo 23.3: diretrizes e critérios para estudos elétricos. 2018b. 112 p.

_____. Submódulo 3.1: acesso às instalações de transmissão – visão geral. 2016b. 8 p.

_____. Submódulo 3.3: solicitação de acesso. 2018a. 22 p.

_____. Submódulo 3.4: informações para a solicitação de acesso. 2016c. 45 p.

_____. Submódulo 3.6: requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. 2016a. 38 p.

PATIL, N. S.; BHOSLE, Y. N. A review on wind turbine generator topologies. **International Conference on Power, Energy and Control**, p. 625-629, 2013.

PLOTCEPEL. Versão 6.1.0. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

RATHER, Z. H.; CHEN, Z.; THOGERSEN, P.; LUND, P. Dynamic reactive power compensation of large-scale wind integrated power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, nº 5, 30, p.2516-2526, set, 2015.

RÊGO, L. de O. **Análise do Impacto da Geração Eólica na Regulação de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica**. 2017. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SANTOS, C. H. R. R. **Influência do STATCOM na estabilidade de sistemas elétricos de potência**. 2003. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

SECCO, Gustavo P. **Procedimento para estudos de coordenação das proteções elétricas em centrais de geração eólica**. 2015. 125 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SIEMENS. **Optimal dynamic grid stabilization**. Disponível em: <<https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/high-voltage/facts/portfolio/svcplus.html>>. Acesso em: 05 mai. 2018.

SÖDER, L.; HOFMANN, L.; ORTHS, A.; HOLTINEN, H.; WAN, Y.; TUOHY, A. Experience from wind integration in some high penetration area. **IEEE Transactions on Energy Conversation**, nº 1, 22, p.4-12, mar, 2007.

SONG, Y. H.; JOHNS, A. T. **Flexible AC Transmission Systems (FACTS)**. 1. ed. Londres: IET, 1999. 596 p.

VESTAS. **A Vestas no Brasil**. Disponível em: <http://br.vestas.com/#!grid_0_content_1_Container>. Acesso em: 17 mar. 2019.

WIND ENERGY FOUNDATION. **History of Wind Energy**. Disponível em: <<http://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history/>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

WINDOWS 7 Ultimate. Versão Service Pack 1. MICROSOFT, 2011.

ZHANG, X. P.; REHTANZ, C.; PAL, B. **Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control**. 1. ed. Berlin: Springer, 2006. 400 p.

9 APÊNDICE A – MANUAL BÁSICO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL ANÁLISE DE REDES ELÉTRICAS (ANAREDE)

O programa computacional Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) caracteriza-se como uma ferramenta de análise de sistema elétricos de potência em regime permanente (CEPEL, 2019a).

No Brasil, o programa ANAREDE é o mais utilizado em análises em regime permanente, com usuários como entidades do setor, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), agentes de geração, transmissão e distribuição, grandes consumidores, universidades e empresas de consultoria (CEPEL, 2019a).

No geral, o ANAREDE possui um conjunto de aplicações integradas, nas quais pode-se destacar para a versão V10.02.03 (CEPEL, 2017):

- a) Programa de fluxo de potência;
- b) Programa de equivalente de redes;
- c) Programa de análise de contingências;
- d) Programa de análise de sensibilidade de tensão;
- e) Programa de fluxo de potência continuado;
- f) Programa de definição de redes complementar e de simulação;
- g) Programa de análise de corredores de recomposição.

A interface com usuário pode feita por meio de linhas de comando ou interface gráfica com editor de diagramas unifilares. No presente manual, apresenta-se apenas a utilização da interface gráfica, uma vez que se caracteriza como a opção mais intuitiva.

A interface gráfica consiste basicamente em uma janela principal, modelo reduzido da rede elétrica e a área de filtro. O ponto positivo desta interface é o fato de seguir os padrões do sistema operacional na disposição das opções.

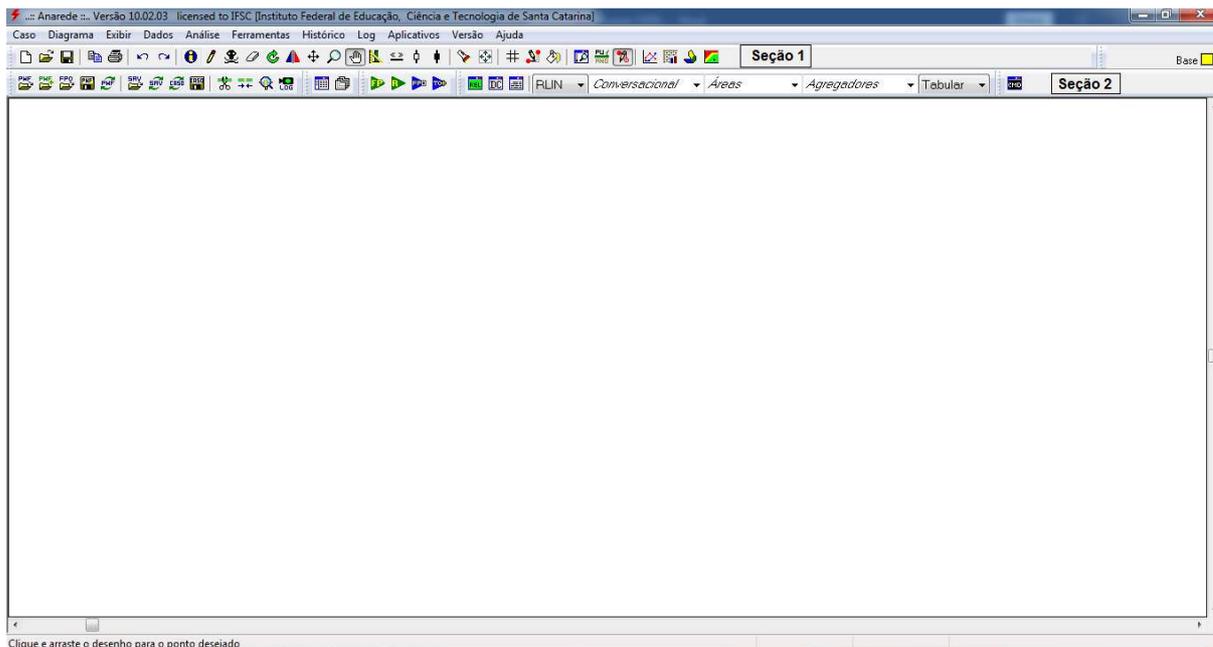
A janela principal pode ser dividida em duas seções, cujas funções são facilmente identificadas ao passar o mouse sobre os ícones (CEPEL, 2017):

- a) Seção 1: permite acesso as funções de gerenciamento de dados, impressão, funções de desenho e ativação de outras janelas do programa;

- b) Seção 2: permite o acesso ao gerenciamento de arquivos, acesso ao gerenciador de dados e ao diálogo de integração de dados, fluxo de potência, recomposição, relatórios e outros.

A Figura 9-1 apresenta a janela principal e as divisões das seções 1 e 2. A Figura 9-2 apresenta os atalhos da janela principal padrão do ANAREDE.

Figura 9-1 – Janela principal do ANAREDE



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-2 – Atalhos da janela principal do ANAREDE



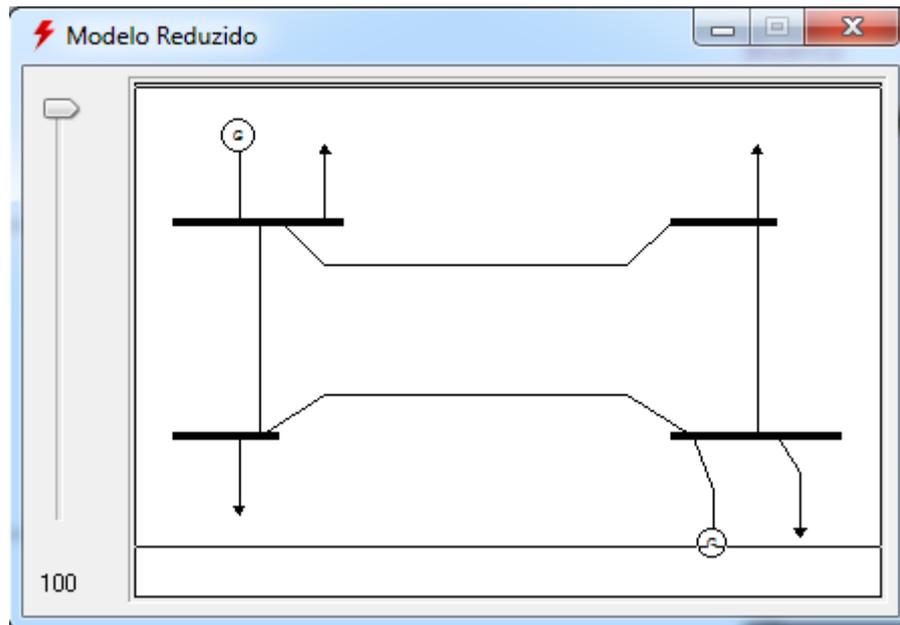
Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Dentre os atalhos, destaca-se a presença de programas de apoio, que são o PlotCEPEL, FormCEPEL, EditCEPEL e VisorChart. Os demais atalhos são relacionados com a utilização completa da ferramenta.

A interface também conta com o modelo reduzido, a qual permite ao usuário selecionar a parte de interesse da rede elétrica em estudo, ideal para análises em grandes redes.

A Figura 9-3 apresenta a ferramenta, cuja seleção ocorre via barra ou seleção manual do usuário.

Figura 9-3 – Modelo reduzido



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Por fim, a interface conta com a ferramenta área de filtro, permitindo ao usuário selecionar para os elementos a grandeza a ser monitorada e a sua habilitação da visualização no diagrama. As barras, linhas de transmissão, transformadores e compensadores não podem ter desabilitada as suas visualizações no diagrama.

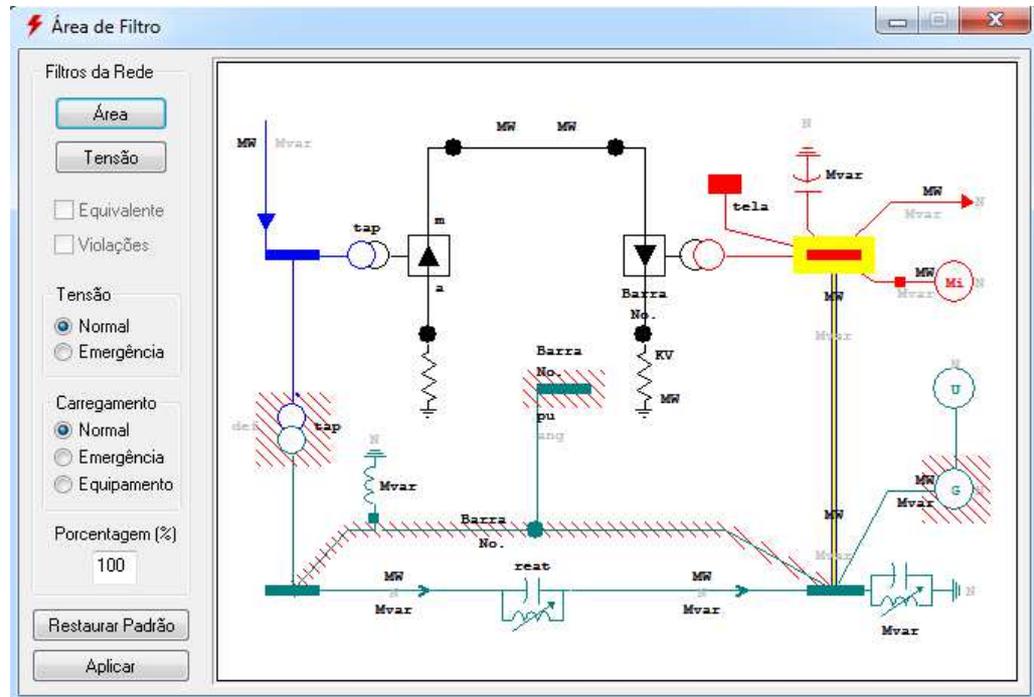
A área de filtro também conta com filtros de violação, com elementos hachurados em azul para subtensão e limite mínimo de geração de reativo e elementos hachurados em vermelho para sobretensão, limite máximo de geração de reativo e superação do carregamento de linhas de transmissão e transformadores.

A Figura 9-4 apresenta a área de filtro, os filtros podem ser aplicados por área ou por nível de tensão.

De modo geral, a interface gráfica apresenta todos os mecanismos necessários para a execução de todas as funcionalidades do software. O controle de

execução é feito por meio da barra de menus ou pelos atalhos apresentados anteriormente.

Figura 9-4 – Área de filtro



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

9.1 CASO EXEMPLO – FLUXO DE POTÊNCIA

Com intuito de demonstrar a utilização do ANAREDE para resolução de um problema de fluxo de potência, apresenta-se um exemplo resolvido no livro *Power System Analysis* (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

A Tabela 46 apresenta os dados de barra e a Tabela 47 apresenta os dados de linha, considerando a base de potência de 100 MVA e de tensão de 230 kV.

Tabela 46 – Dados de barra

Barra	Tipo	V (pu)	Ângulo (°)	Pg (MW)	Pd (MW)	Qg (Mvar)	Qd (Mvar)
1	Referência	1	0	-	50	-	30,99
2	PQ	-	-	0	170	0	105,35
3	PQ	-	-	0	200	0	123,94
4	PV	1,02	-	318	80	-	49,58

Fonte: Adaptado de Grainger e Stevenson (1994).

Tabela 47 – Dados de linha

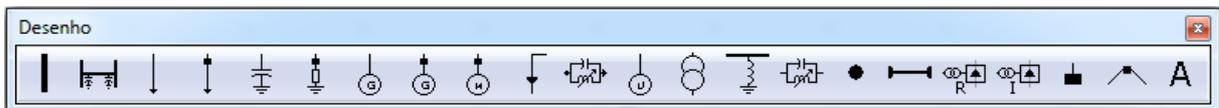
LT	R (pu)	X (pu)	Shunt (Mvar)
1-2	0,01008	0,0504	10,25
1-3	0,00744	0,0372	7,75
2-4	0,00744	0,0372	7,75
3-4	0,01272	0,0636	12,75

Fonte: Adaptado de Grainger e Stevenson (1994).

Os primeiros elementos do diagrama são as barras, como o ANAREDE utiliza o formato numérico inglês, todas as grandezas devem ser inseridas com ponto na separação dos decimais.

Para iniciar o desenho do diagrama deve-se clicar no atalho  ou pressionar F3, selecionando na aba de desenho os elementos ou clicando com o lado direito do mouse e selecionando os elementos. A Figura 9-5 apresenta a aba de desenho, cujo primeiro elemento é a **Barra CA**.

Figura 9-5 – Aba desenho



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Na aba **Desenho** ao passar o mouse pelos elementos pode-se verificar as descrições, selecionando um elemento e clicando com o lado esquerdo do mouse na área livre do diagrama altera-se a posição do elemento, com o lado direito o elemento é rotacionado.

Com elemento na posição desejada, clica-se duas vezes com o lado esquerdo do mouse sobre o elemento para fixá-lo. Com isso, a aba de **Dados de Barra CA** surge na tela para o devido preenchimento.

Observação: para facilitar a melhor disposição dos elementos, aconselha-se inserir o Grid por meio do atalho .

Os campos para o preenchimento dos dados da barra não são todos obrigatórios, de modo que em sua grande maioria apresentam valores padrão de interesse do usuário. Assim sendo, apresenta-se a seguir uma breve descrição de cada campo:

- a) Número: número de identificação da barra CA;
- b) Nome: identificação alfanumérica da barra;
- c) Tensão: valor inicial da magnitude de tensão, caso sejam a barra de referência ou barras PV, insere-se o valor fixo;
- d) Ângulo: ângulo de fase inicial da tensão na barra;
- e) Tipo: 0 – PQ, 1 – PV, 2 – Referência, 3 – PQ VLIM (barra de carga com limite de tensão);
- f) VDef: valor da tensão definição, aplica-se para as cargas em função da tensão;
- g) Grupo limite de tensão: definir um grupo de limite de tensão para a barra, em caso de não preenchimento, os limites são padronizados em 0.8 e 1.2 p.u;
- h) Grupo base de tensão: definir um grupo de base de tensão para a barra, em caso de não definição, a base de tensão padrão é 1 kV;
- i) Área: número da área ao qual pertence a barra;
- j) Barra controlada: definir barra com tensão controlada;
- k) Modo de visualização: 0 – barra normal, 1 – barra midpoint, 2 – barra auxiliar;
- l) Carga: inserir a carga ativa e reativa da barra;
- m) Geração: inserir o valor de geração ativa e reativa da barra;
- n) Geração reativa: inserir os valores de máximo e mínimo de reativo, necessário quando há presença de gerador na barra;
- o) Shunt: inserir o valor da compensação shunt na barra, equivalente ou individualizado;
- p) Carga individualizada: carga com parâmetros de corrente constante e impedância constante definidos.

No caso exemplo, a primeira barra é a de referência (barra de folga), sendo que foram inseridos apenas os dados obrigatórios. Com relação ao limite de geração de reativo, foram inseridos o máximo e mínimo permitido, visto que o problema não apresenta estas restrições.

A Figura 9-6 apresenta o preenchimento da **Barra 1 (referência)** considerando apenas os campos obrigatórios.

As barras de carga exigem a inserção da tensão de definição e a informação da geração nula. Com relação a carga, o número limitado de casas decimais do ANAREDE não permitiu a inserção do valor exato.

A Figura 9-7 apresenta o preenchimento da **Barra 2 (Carga)** e a Figura 9-8 apresenta o preenchimento da **Barra 3 (Carga)** considerando apenas os campos obrigatórios.

Figura 9-6 – Dados da barra 1

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-7 – Dados da barra 2

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-8 – Dados da barra 3

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

No caso das barras de geração, deve-se inserir o módulo da tensão, a potência ativa gerada e os limites de geração de reativo. Como visto anteriormente, o caso não apresenta limite de reativo.

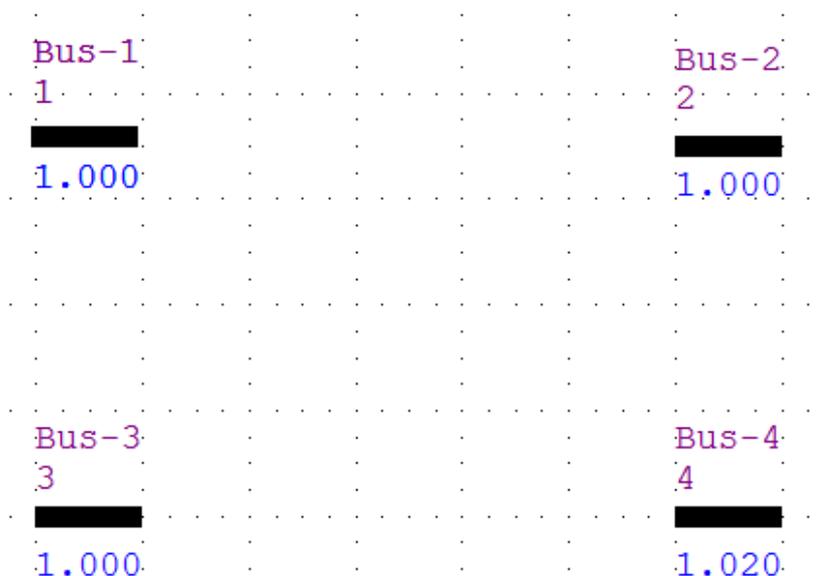
A Figura 9-9 apresenta o preenchimento da **Barra 4 (geração)** considerando apenas os campos obrigatórios.

Com todas as barras inseridas a Figura 9-10 apresenta um modelo de disposição do diagrama. Para prosseguir, deve-se inserir o grupo base de tensão, uma vez que preferiu-se utilizar o limite de tensão padrão.

Figura 9-9 – Dados da barra 4

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-10 – Disposição das barras



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

O acesso aos **Dados de Grupo Base de Tensão** é feito por meio da barra de menus **Dados** → **Grupos** → **Grupos Base de Tensão**, onde pode-se selecionar o **ID** inserindo a tensão, a cor e a espessura das conexões do grupo.

A Figura 9-11 apresenta o **ID: 1** inserido em todas as barras, visto que a base de tensão é a mesma para todos. Com todas as características do grupo inseridas, clica-se em **Alterar** e **Fechar**.

Figura 9-11 – Grupo base de tensão



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

O acesso aos **Dados de Grupo Limite de Tensão** é feito por meio da barra de menus **Dados** → **Grupos** → **Grupos Limites de Tensão**, onde pode-se selecionar o **Grupo** inserindo os limites de tensão máxima e mínima.

A Figura 9-12 apresenta os valores padrão para este campo, os quais foram utilizados neste caso exemplo.

Com isso, deve-se verificar a base de potência do sistema acessando as **Constantes Básicas** por meio da barra menus **Dados** → **Constantes** → **Básicas**, alterando o campo **Base de Potência CA**.

A Figura 9-13 apresenta os valores padrão para este campo, a base do caso exemplo é igual a padrão, não necessitando de alterações.

Figura 9-12 - Grupo limite de tensão

Dados de Grupo Limite de Tensão (DGLT)

Grupo: 1

Tensão Mínima: 0.8 p.u. Tensão Mínima em Emergência: 0.8 p.u.

Tensão Máxima: 1.2 p.u. Tensão Máxima em Emergência: 1.2 p.u.

Alterar Limpar Fechar

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-13 - Constantes básicas

Constantes Básicas

Base de Potência CA (BASE) Base de Potência CC (DASE)

100 MVA 100 MW

Impedância Mín. Circ. CA (ZMIN) Impedância Máx. Circ. CA (ZMAX)

0.001 % 500 %

Histórico ANAREDE (HIST) Perda Geração Equivalente (PGER)

470 reg 30 %

Tensão Mínima Carga f(V) (VFLD) Passos Tap Discreto (TSTP)

70 % 33

Linhas por Página Relatório (LPRT) Vídeo (LCRT)

60 LPRT 96 LCRT

Alterar Fechar

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Com todas estas definições realizadas, pode-se iniciar o processo de inserção das linhas de transmissão. Para tal, deve-se selecionar o segundo ícone da aba desenhos ou clicar com o lado direito do mouse no modo desenho e escolher **Linha CA**.

Com o elemento selecionado, clica-se com o lado esquerdo do mouse na barra DE, em seguida clica-se na barra PARA. Com isso, a aba **Dados de Circuito CA** abra-se automaticamente, com as barras DE-PARA preenchidas.

Os campos para o preenchimento dos dados da linha de transmissão não são todos obrigatórios, de modo que em sua grande maioria apresentam valores padrão de interesse do usuário. Assim sendo, apresenta-se a seguir uma breve descrição de cada campo:

- a) Número: número de identificação do circuito CA;
- b) Barra proprietária: inserir o proprietário do circuito, barra DE ou barra PARA;
- c) Capacidade: capacidade de carregamento do circuito CA sob condição normal, emergência e equipamento;
- d) Tap: inserir o tap entre as barras, se houver;
- e) Barra controlada: caso presente tap, o campo indica qual barra o transformador deve controlar a tensão;
- f) Resistência: resistência série percentual;
- g) Reatância: reatância série percentual;
- h) Susceptância: valor shunt total do circuito em termos de potência reativa.

A Figura 9-14 apresenta o preenchimento da primeira linha, todos os dados preenchidos são obrigatórios. Com relação as capacidades, considerando que não existem restrições, aplicou-se capacidades máximas fictícias.

Figura 9-14 – Linha de 1 para 2

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

A Figura 9-15, a Figura 9-16 e a Figura 9-17 apresentam as demais linhas de transmissão, seguindo os dados do caso exemplo.

Figura 9-15 – Linha de 1 para 3

Dados de Circuito CA (DLIN)

Circuito

Barra De: 1 Nome: Bus-1 Ligado

Barra Para: 3 Nome: Bus-3 Ligado

Número: 2 Circuitos existentes

Barra Proprietária

De

Para

Barra Controlada

Direção De

Direção Para

Ligado

Capacidade

Normal: 9999 MVA

Emergência: 9999 MVA

Equipamento: 9999 MVA

Resistência: 0.744 %

Reatância: 3.72 %

Susceptância: 7.75 Mvar

Tap

Especificado:

Mínimo:

Máximo:

Defasamento: graus

Steps:

Controle Congelado

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-16 – Linha de 2 para 4

Dados de Circuito CA (DLIN)

Circuito

Barra De: 2 Nome: Bus-2 Ligado

Barra Para: 4 Nome: Bus-4 Ligado

Número: 3 Circuitos existentes

Barra Proprietária

De

Para

Barra Controlada

Direção De

Direção Para

Ligado

Capacidade

Normal: 9999 MVA

Emergência: 9999 MVA

Equipamento: 9999 MVA

Resistência: 0.744 %

Reatância: 3.72 %

Susceptância: 7.75 Mvar

Tap

Especificado:

Mínimo:

Máximo:

Defasamento: graus

Steps:

Controle Congelado

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Figura 9-17 – Linha de 3 para 4

Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Com estes elementos e dados inseridos, pode-se realizar o **Fluxo de Potência** por meio do atalho  ou pelas teclas Ctrl + R. Para avaliar os resultados, basta selecionar o atalho de **Informações**  e clicar sobre o elemento desejado.

Entretanto, para a melhor leitura e visualização do diagrama, sugere-se a utilização de ferramentas para organização. Para tal, deve-se verificar a necessidade aumentar as barras, rearranjar e alinhar as linhas de transmissão.

Para **Alterar o Tamanho das Barras** deve-se clicar sobre o atalho  ou pressionar F12, para aumentar de tamanho basta clicar com o lado esquerdo do mouse e para diminuir o lado direito.

Com esta ferramenta ativa, ao clicar sobre as linhas de transmissão as mesmas são deslocadas, podendo ser uma ferramenta de auxílio na melhor disposição das mesmas.

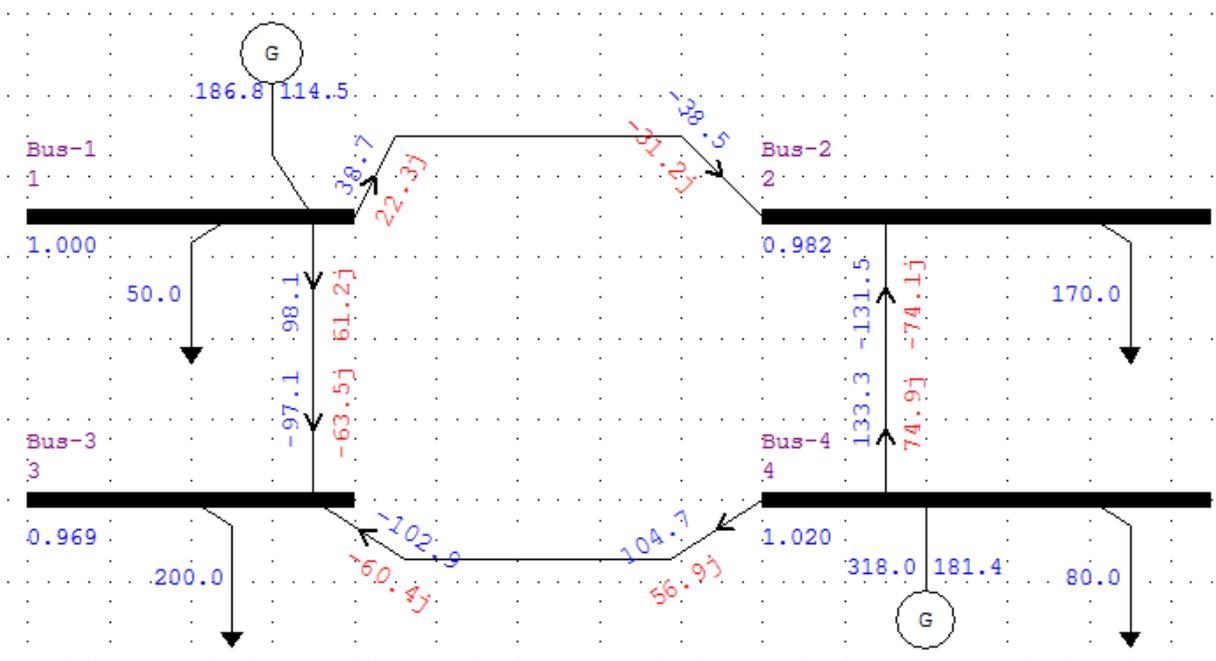
O **Ponto de Quebra**  acessível na aba desenho, auxilia no melhor arranjo por meio da construção de curvas nas linhas de transmissão. Tal fato, ajuda a melhorar a visualização dos dados nos elementos.

Com elementos em boa disposição, deve-se **Alinhar os Elementos** por meio do atalho  ou pela tecla F11, selecionando toda a área do diagrama para que os elementos sejam alinhados.

Por fim, sabe-se da existência de elementos implícitos, os geradores, as cargas e os elementos shunts do modelo π da linha de transmissão. Neste caso exemplo, aplicou-se apenas os geradores  e as cargas  disponíveis na aba **Desenho**.

A Figura 9-18 apresenta o diagrama final com o problema de fluxo de potência resolvido, com resposta similar a bibliografia, uma vez que não foi possível inserir os valores exatos de carga.

Figura 9-18 – Diagrama final do caso exemplo



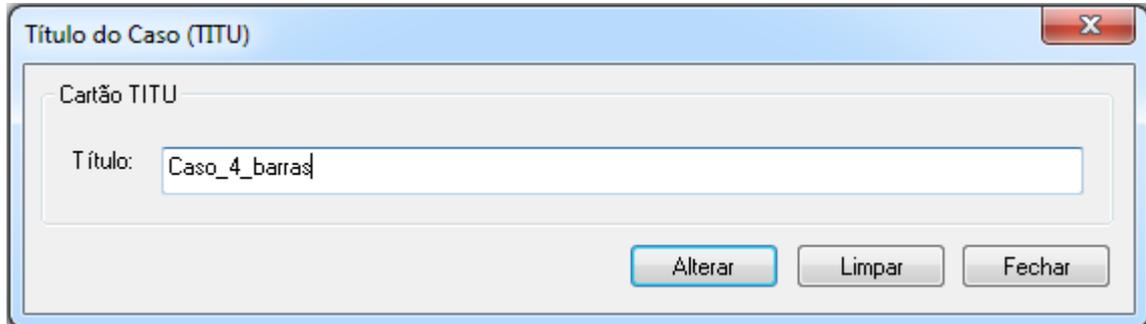
Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Ao salvar o caso no diretório de preferência, verifica-se a presença do diagrama com extensão (.lst) e o caso com extensão (.pwf), sendo que para a análise de transitórios existe a necessidade de obter-se o caso histórico.

Para facilitar, deve-se inserir um título oficial para o caso, por meio da barra de menus **Dados** → **Título**, clicando em **Alterar** e **Fechar** o título inserido deve

aparecer na barra superior. A Figura 9-19 apresenta a tela para inserção do **Título do Caso**.

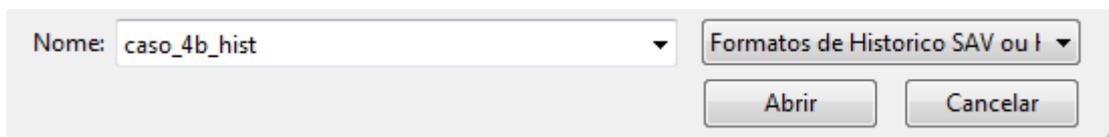
Figura 9-19 – Título do caso



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Com isso, cria-se o arquivo histórico acessando a barra de menus **Histórico** → **Abrir**, o diretório do arquivo caso será aberto, insere-se o nome do arquivo e clica-se em **Abrir**. A Figura 9-20 apresenta parte da tela do diretório, não há necessidade de alterar o formato do arquivo.

Figura 9-20 – Diretório do arquivo histórico



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

Por fim, após a confirmação a tela **Casos do Histórico** abre-se, clicando em salvar e respondendo aos questionamentos de alteração de título (**Não**) e fixação do diagrama unifilar (**Sim**) o arquivo é gravado.

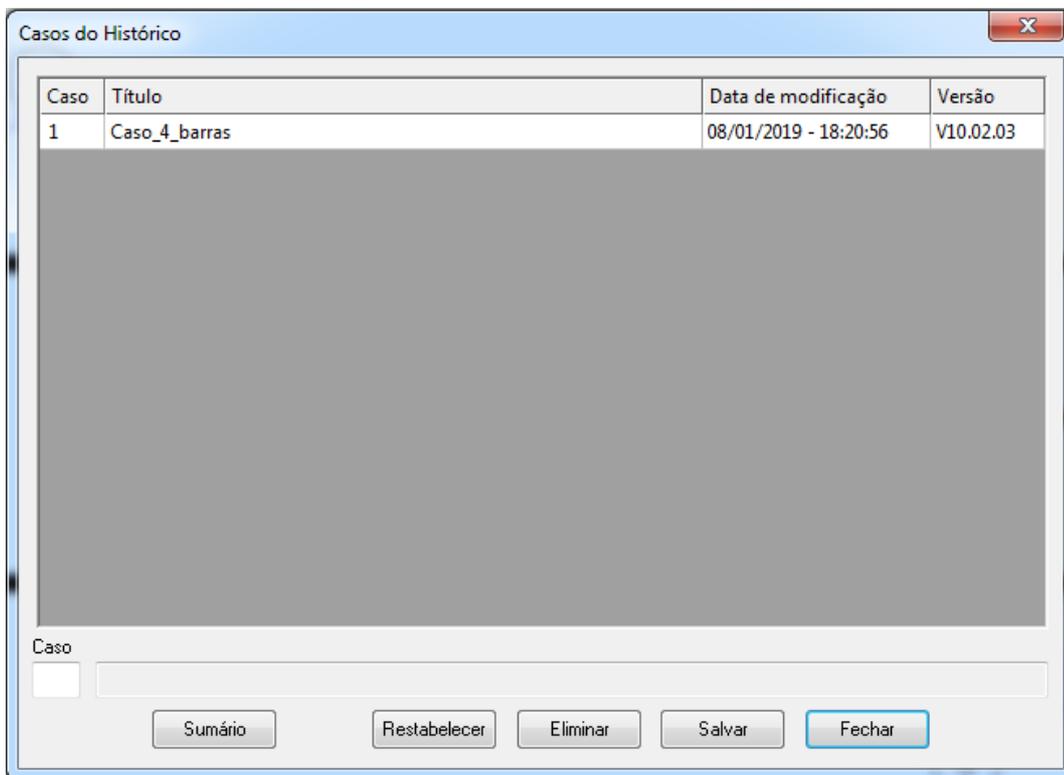
A Figura 9-21 apresenta a tela de **Casos do Histórico** após a criação de um arquivo histórico e verificando sua presença. No diretório o arquivo com extensão (**.sav**) deve aparecer.

Observação: para evitar problemas na gravação do arquivo histórico, deve-se resolver o fluxo de potência antes destes passos, para que o mesmo grave os valores convergidos.

Portanto, o presente manual apresentou uma breve introdução ao ANAREDE com a resolução do problema de fluxo de potência e a geração de um

arquivo histórico. O arquivo histórico é de suma importância na utilização do ANATEM, ferramenta apresentada no próximo tópico.

Figura 9-21 – Casos do histórico



Fonte: Adaptado de ANAREDE (2017).

10 APÊNDICE B – MANUAL BÁSICO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS (ANATEM)

O programa computacional Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) caracteriza-se como uma ferramenta de análise de sistema elétricos de potência em regime dinâmico (CEPEL, 2019b).

No Brasil, por conta do ANATEM comunicar-se com o ANAREDE é utilizado por usuários como entidades do setor, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), agentes de geração, transmissão e distribuição, grandes consumidores, universidades e empresas de consultoria (CEPEL, 2019b).

O grande objetivo do ANATEM é simular o comportamento dinâmicos de sistemas de potências durante perturbações, por meio de uma grande capacidade de representação dos componentes por controles predefinidos ou Controladores Definidos pelo Usuário (CDU) (CEPEL, 2018).

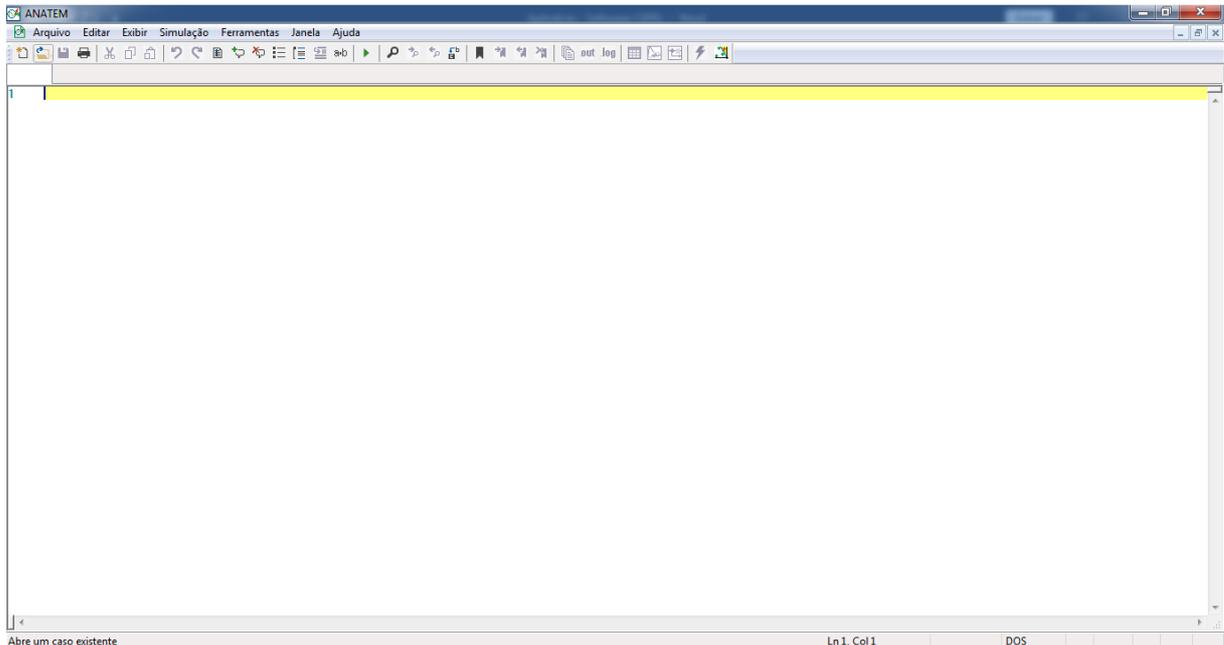
Na utilização do ANATEM, algumas ferramentas adicionais proporcionam o desenvolvimento e as análises necessárias, como o CDUEdit (ferramenta de criação de controle definido pelo usuário) e o PlotCepel (ferramenta de análise gráfica de resultados).

Com relação a construção dos casos, o ANATEM possui apenas a opção de criação via código, sem a opção da interface gráfica por diagramas como no ANAREDE. A Figura 10-1 apresenta a janela principal do ANATEM para um novo caso.

O código construído para cada caso é feito por meio de códigos de execução, os quais realizam a configuração dos dados de entrada, elementos, eventos e dados de saída.

As informações de carregamento e topologia do sistema elétrico em estudo é obtido por meio do caso histórico convergido pelo ANAREDE, possibilitando a avaliação da resposta para a perturbação em estudo.

Figura 10-1 - Janela principal do ANATEM



Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

A janela principal possui uma barra de menus e uma seção de atalhos, basicamente relacionadas as ferramentas de edição de código e simulação dos casos. A descrição dos atalhos é obtida ao passar o mouse sobre os ícones.

Com intuito de melhor apresentar a utilização do ANATEM, considerando o caso histórico obtido no ANAREDE, avalia-se a resposta dinâmica para a aplicação de um curto-circuito.

10.1 CASO EXEMPLO – CURTO-CIRCUITO

Como feito para o ANAREDE, deve-se inicialmente criar um **Novo caso** clicando no atalho  ou pressionando Ctrl + N. Os comentários durante o código são inseridos com “(“, conforme apresentado na Figura 10-2.

Com os comentários iniciais feitos, deve-se salvar o caso por meio do atalho  ou pressionando Ctrl+S, selecionando o diretório com o arquivo histórico ANAREDE.

O nome do caso deve ser inserido juntamente com a extensão do arquivo (**.stb**), caso contrário, o arquivo não é salvo com a extensão correta para o ANATEM.

O diretório completo **não pode conter espaços e/ou caracteres especiais**, tal fato gera erros no momento da execução.

A Figura 10-3 apresenta a gravação do caso exemplo no diretório do caso histórico, considerando a aplicação da extensão diretamente no nome do arquivo.

Figura 10-2 – Comentários iniciais do código

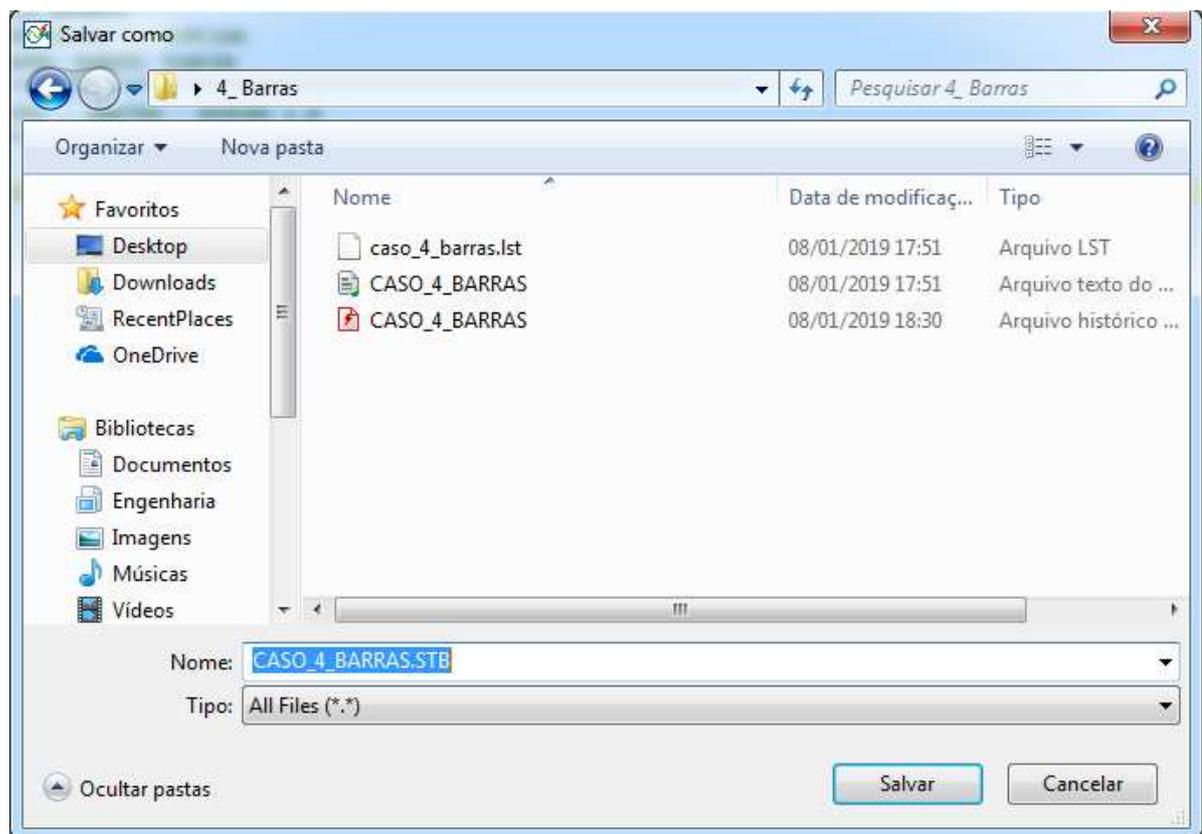
```

01 (INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA - CAMPUS FLORIANÓPOLIS
02 (DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA - ENGENHARIA ELÉTRICA
03 (ALUNO: MATHEUS VARELA BRANCO
04 (PROFESSOR ORIENTADOR: BRUNO S. DUPCZAK
05 (PROFESSOR COORIENTADOR: DANIEL TENFEN
06 (*****
07 (MANUAL SOFTWARES CEPEL - ANATEM - VERSÃO 1.0
08 (*****
09 (DATA: 10/01/2019
10 (=====

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Figura 10-3 – Salvando o caso exemplo no diretório do arquivo histórico



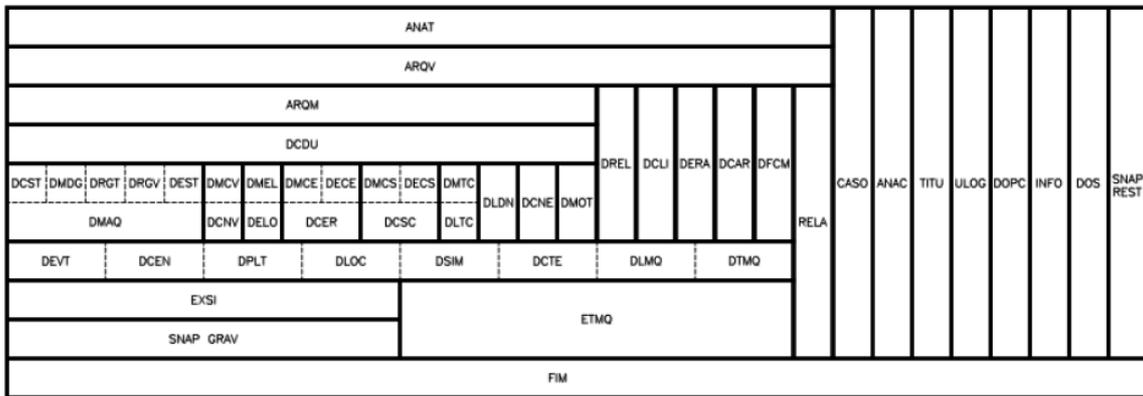
Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

O código para o controle de execução do ANATEM faz-se por meio de Códigos de Execução e Opções de Controle de Execução, basicamente consistem em blocos de configurações de funções.

A criação do código e aplicação dos Códigos de Execução não possuem uma sequência predefinida. O cuidado recomendado é que todos os dados ou configurações necessárias para aquele Código de Execução, sejam feitos antes da sua chamada no código.

A Figura 10-4 apresenta sequência recomendada pelo CEPEL para evitar problemas durante a execução.

Figura 10-4 - Ordem recomendada para os Códigos de Execução



Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Na elaboração de cada Código de Execução, deve-se verificar no manual quais os campos de preenchimento obrigatório e aqueles que o não preenchimento atribui um valor padrão.

No caso exemplo, o primeiro Código de Execução aplicado refere-se ao título do mesmo, denominado TITU.

Código de Execução – TITU

Função: leitura do título do caso em estudo.

Caso a identificação alfanumérica do caso em estudo não seja inserida, o código não possui identificação nos relatórios. O campo pode ser inserido a qualquer momento durante a execução do programa, conforme recomendação de ordem dos códigos de execução.

A Tabela 48 apresenta o campo para preenchimento e a Figura 10-5 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 48 – Campo do Código de Execução TITU

Campo	Colunas	Descrição
Título	01-80	Identificação alfanumérica do caso em estudo.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-5 – Caso exemplo do Código de Execução TITU

```

10 (=====)
11 ( TITULO DO CASO
12 (=====)
13 [ TITU
14 | Exemplo - 4 Barras
15 |

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com isso, inicia-se a associação de arquivos de entrada e saída, para isso, aplica-se o Código de Execução DARQ.

Código de Execução – DARQ

Função: realizar a leitura de dados de associação de arquivos de entrada e saída. A função permite o aninhamento de arquivos de dados para a execução do código.

O código apresenta Opções de Controle e Execução, cujos campos devem ser verificados no manual. A Tabela 49 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-6 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 49 – Campos do Código de Execução DARQ

Campo	Colunas	Descrição
Tipo de arquivo	01-06	OUT - Arquivo de relatório LOG - Arquivo de mensagem PLT - Arquivo de plotagem SAV - Arquivo histórico do ANAREDE HIS - Arquivo histórico do ANAREDE BLT - Arquivo de modelo built-in CDU - Arquivo de modelos CDU DAT - Arquivo de dados e modelos CDE - Arquivo de CDUEdit RELE - Arquivo de plotagem de relés de impedância MIIF - Arquivo CSV de resultados da análise de Multi- Infeed SNP - Arquivo snapshot
Número do caso histórico a restabelecer	08-10	Preenchido apenas para os tipos <i>HIS</i> e <i>SAV</i>
Nome de arquivo	12-80	Nome do arquivo de entrada ou saída

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-6 – Caso exemplo do Código de Execução DARQ

```

16 (=====
17 ( ASSOCIACAO DE ARQUIVOS
18 (=====
19  DARQ
20 (..... Arquivos de Saída .....
21 (Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
22     OUT      .\OUT\
23     LOG      .\LOG\
24     PLT      .\PLT\
25 (..... Arquivo Histórico .....
26 (Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
27     SAV 1   CASO_4_BARRAS.SAV
28 (..... Arquivos CDU e Modelos Built in .....
29 (Tipo) (C) ( Nome do Arquivo
30 (
31 (.....
32 999999
33 (

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

No caso exemplo definiu-se três arquivos de saída, o relatório geral (OUT), o relatório de mensagem (LOG) e a plotagem (PLT), consistem basicamente em:

- O relatório geral é um arquivo de texto com dados de execução, erros e avisos;
- O relatório de mensagem é um arquivo de texto com a apresentação sucinta de eventos e erros durante a execução do código;
- A plotagem são arquivos interpretados pelo PlotCepel, com os sinais definidos pelo usuário para a análise durante a simulação;

O arquivo histórico ANAREDE definido está salvo no mesmo diretório, portanto, basta indicar a extensão, o caso selecionado e o nome do arquivo. No caso exemplo não constam modelos de controle CDU ou Built-in, mas poderiam ser inseridos neste campo.

Na sua grande maioria Código de Execução são finalizados pela sequência de números nove “999999”, mas deve-se sempre checar no exemplo oferecido pelo manual.

Observação: com relação ao preenchimento, na barra inferior aparece o campo de acordo com a coluna e o valor que está recebendo, conforme apresentado na Figura 10-7.

Figura 10-7 – Preenchimento dos campos de acordo com a coluna

(Tipo) =	OUT	Ln 22, Col 4
----------	-----	--------------

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com a inserção dos arquivos de saída, deve-se criar as pastas (LOG, OUT e PLT) manualmente no diretório padrão com todas os arquivos, conforme apresentado na Figura 10-8.

Figura 10-8 – Criação das pastas dos arquivos de saída

Nome	Data de modificaç...	Tipo	Tamanho
LOG	10/01/2019 18:45	Pasta de arquivos	
OUT	10/01/2019 18:45	Pasta de arquivos	
PLT	10/01/2019 18:45	Pasta de arquivos	
caso_4_barras.lst	08/01/2019 17:51	Arquivo LST	2 KB
CASO_4_BARRAS	08/01/2019 17:51	Arquivo texto do ...	2 KB
CASO_4_BARRAS	08/01/2019 18:30	Arquivo histórico ...	1.175 KB
CASO_4_BARRAS	10/01/2019 18:39	Arquivo de dados ...	1 KB

Fonte: Adaptado de WINDOWS (2011).

Com as definições iniciais realizadas, inicia-se a definição de opções de execução da simulação por meio do Código de Execução DOPC.

Código de Execução – DOPC

Função: leitura de dados de padrão para Opções de Controle de Execução.

O Código de Execução é usado para aplicar Opções de Controle de Execução, o preenchimento é intercalado entre Opção e Estado, que são os dois campos de preenchimento.

A Tabela 50 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-9 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 50 – Campos do Código de Execução DOPC

Campo	Colunas	Descrição
Opção	01-04 a 64-67	Mnemônico da Opção Controle de Execução.
Estado	06-06 a 69-69	L para ativar e D para desativar. Em branco assume ativar.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-9 – Caso exemplo do Código de Execução DOPC

```

34 (=====
35 ( DADOS DE OPCOES DEFAULT DE EXECUCAO
36 (=====
37  DOPC IMPR CONT
38 (Op) E (Op) E
39 IMPR FILE CONT 80CO
40 999999

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Como visto, no caso exemplo aplicou-se as opções IMPR, FILE, CONT e 80CO, com estado em branco para ativá-los na resposta padrão. A descrição dos mesmos consiste em:

- a) IMPR: imprime os relatórios dos dados de entrada;
- b) FILE: especifica a emissão de relatórios;
- c) CONT: especificação para que os relatórios enviados ao terminal de vídeo sejam emitidos de forma contínua e ininterrupta;
- d) 80CO: especificação para que os relatórios sejam emitidos no formato de 80 colunas.

Na sequência, define-se o acesso ao arquivo histórico ANAREDE por meio do Código de Execução ARQV.

Código de Execução – ARQV

Função: gerenciamento do arquivo de casos armazenados de fluxo de potência gerado pelo ANAREDE.

As opções para os casos são de restabelecimento de caso “**REST**” ou listagem de casos gravados “**LIST**”, para o caso exemplo aplicou-se o restabelecimento com definição do número do caso.

A Tabela 51 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-10 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 51 – Campos do Código de Execução ARQV

Campo	Colunas	Descrição
Caso	01-02	Número do caso a ser estabelecido.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Observação: como indicado, deve-se verificar no manual a necessidade do campo de nove para fechar o Código de Execução, visto que neste Código de Execução não é necessário.

Figura 10-10 – Caso exemplo do Código de Execução ARQV

```

41  (=====
42  (RESTABELECIMENTO DO CASO DE FLUXO DE POTÊNCIA
43  (=====
44   ARQV REST
45  L 1
46  (|

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Logo após, inicia-se a definição de modelos das máquinas (geradores), cujo caso exemplo aplicou-se apenas modelos de controle predefinidos. A definição dos modelos é feita pelo Código de Execução DMDG.

Código de Execução – DMDG

Função: leitura de dados de modelos predefinidos de máquina síncrona, sendo um gerado por opção padrão.

O Código de Execução apresenta Opções de Controle de Execução disponíveis, as opções MD01, MD02 e MD03 são utilização para a ativação da leitura de dados dos modelos de máquina síncrona.

No caso exemplo aplicou o MD01 (modelo 01) predefinido, cujos campos de preenchimento são apresentados na Tabela 52.

Tabela 52 – Campos do Código de Execução DMDG

Campo	Colunas	Descrição
Número	01-04	Número de identificação do modelo de máquina síncrona.
L'd	08-12	Indutância transitória de eixo direto, em %.
Ra	13-17	Resistência do enrolamento de armadura, em %.
H	18-22	Constante de inércia, em segundos.
D	23-27	Constante de amortecimento, em pu/pu.
MVA	28-32	Potência aparente nominal da máquina, em MVA, base dos parâmetros.
Frequência	33-34	Frequência síncrona da máquina, em Hz. Padrão é 60 Hz.
CorFreq	36-36	Indica se será considera (S) ou não (N) a correção com a frequência nas equações de oscilação eletromecânica e nas equações elétricas do gerador. Padrão é não (N).

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Os dados aplicados no modelo do caso exemplo foram obtidos em um exemplo fornecido pelo CEPEL, a potência dos geradores foi definida como 300 MVA por unidade. A Figura 10-11 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Figura 10-11 - Caso exemplo do Código de Execução DMDG

```

047 (=====
048 ( MODELOS DE GERADORES - MODELO 01 - PREDEFINIDO
049 (=====
050  DMDG MD01
051 | (..... GER 100 - barra infinita
052 | (No) (L'd)(Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
053 | 1 33.6 4.000 300 60
054 | 999999
055 | (
056 |

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Observação: o MD01 comporta-se como barra infinita quando se preenche apenas o número e a frequência.

Com o modelo de controle dos geradores definidos, deve-se realizar a associação do modelo as máquinas existentes por meio do Código de Execução DMAQ.

Código de Execução – DMAQ

Função: leitura de dados de associação de geração ao modelo de máquina e respectivos sistemas de controle. As gerações sem modelo de máquina, automaticamente tornam-se impedâncias constantes.

O modelo inserido para os geradores possui reguladores de tensão e velocidade padrão, portanto não foram inseridas informações sobre os mesmos. Um grupo de identificação fictício foi inserido, considerando o MD1 (modelo 01) e uma máquina por gerador.

A Tabela 53 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-12 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 53 – Campos do Código de Execução DMAQ

Campo	Colunas	Descrição
Barra	01-05	Número de identificação da barra de geração.
Grupo de máquinas	09-10	Número de identificação do grupo de máquinas.
Fator P	12-14	Fator que define o percentual da potência ativa gerada na barra pelo grupo de máquina.
Fator Q	16-18	Fator que define o percentual da potência reativa gerada na barra pelo grupo de máquina.
Unidades	20-22	Número de unidade iguais que constituem a máquina equivalente. Padrão, uma unidade.

Número do modelo de gerador	24-29	Número de identificação do modelo de gerador, definido no código de execução DMDG.
Número do modelo de regulador de tensão	31-36	Número de identificação do modelo de regulador de tensão, definido no código DRGT ou no campo CDU pelo código DCDU.
Definição do modelo	37-37	Letra U se o modelo do regulador de tensão foi definido pelo usuário no código de execução DCDU.
Número do modelo de regulador de velocidade	38-43	Número de identificação do modelo de regulador de velocidade e turbina, definido no código DRGV ou no campo CDU pelo código DCDU.
Definição do modelo	44-44	Letra U se o modelo do regulador de velocidade e turbina foi definido pelo usuário no código de execução DCDU.
Número do modelo de estabilizador	45-50	Número de identificação do modelo de estabilizador aplicado no regulador de tensão, definido no código DEST ou no campo CDU do código DCDU.
Definição do modelo	51-51	Letra U se o modelo do estabilizador aplicado em regulador de tensão foi definido pelo usuário no código de execução DCDU.
Reatância de compensação	52-56	Reatância de compensação de queda de tensão para o cálculo do sinal de entrada do regulador de tensão.
Número da barra controlada	57-61	Número da identificação da barra a ser controlada pelo gerador. Padrão, a barra será o mesmo da barra terminal do gerador.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-12 – Caso exemplo do Código de Execução DMAQ

```

57 (=====
58 ( DADOS DE MAQUINAS E ASSOCIACAO DAS MAQUINAS AOS CONTROLES
59 (=====
60  DMAQ
61 (..... Gerador Modelo - 01
62 ( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
63 1 10 1 1
64 4 10 1 1
65 (
66 (
67 999999
68 (|
    
```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com todos os elementos definidos, inicia-se a definição dos eventos aplicados para simulação no caso histórico convergido, para isso utiliza-se o Código de Execução DEVT.

Código de Execução – DEVT

Função: leitura de dados de eventos.

A lista de eventos passível de ser aplicado é grande, para tal, na Tabela 54 apresenta-se apenas as referências dos dados a serem apresentados para os eventos. O manual deve ser consultado para a obtenção dos códigos de eventos.

Tabela 54 – Campos do Código de Execução DEVT

Campo	Colunas	Descrição
Evento	01-04	Código do evento aplicado.
Tempo	06-13	Instante de ocorrência do evento, em segundos.
Elemento	14-19	Número de identificação do elemento associado ao evento.
Para barra	20-24	Número de identificação da extremidade PARA do circuito associado ao evento.
Número do circuito	25-26	Número de identificação ao circuito paralelo no qual será aplicado o evento (Padrão = 1).
Extremidade	27-31	Número de identificação da extremidade do circuito a partir da qual ou na qual será aplicado o evento.
Porcentagem	33-37	Porcentagem de variação no evento acordo com o tipo.
Variação absoluta	39-44	Variação absoluta de acordo com o tipo de evento aplicado.
Grupo de equipamento	46-47	Número de identificação do grupo de equipamento para os eventos pertinentes.
Número de unidades	49-51	Número de unidade, de acordo com o tipo de evento aplicado.
Bloco	61-64	Número de identificação do bloco do CDU em que será aplicado evento TCDU.
Polaridade	65-65	Polaridade do elo a ter a proteção contra falta na rede CC ativada ou desativada.
Resistência	67-72	Resistência da impedância de curto-circuito na rede CA ou novo valor da resistência série do circuito.
Reatância	74-79	Reatância da impedância de curto-circuito na rede CA ou novo valor da reatância série do circuito.
Susceptância	81-86	Novo valor da susceptância shunt total do circuito, em Mvar.
Defasamento	89-94	Novo valor da defasagem do circuito correspondente a transformador defasador, em graus.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

No caso exemplo, o evento total inserido é um curto-circuito na Barra 1 por 200 ms, para tal, deve-se criar os eventos de aplicação e retirada do curto-circuito.

APCB – aplicação de curto-circuito em barra CA.

RMCB – remoção de curto-circuito em barra CA.

Com intuito de aplicar um curto-circuito franco, definiu-se apenas o tempo de início de cada evento e o elemento (barra 1), avaliando assim o comportamento da recomposição do sistema proposto. A Figura 10-13 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Figura 10-13 - Caso exemplo do Código de Execução DEVT

```

69 (=====
70 ( DADOS DE EVENTOS
71 (=====
72 ( APCB -> aplicacao de curto-circuito em barra CA
73 ( RMCB -> remocao de curto-circuito em barra CA
74 (
75  DEVT
76 (
77 (CASO 1
78 (Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und          (Bl)P ( Rc ) ( Xc ) ( Bc ) (Defas)
79 APCB      1.05      1
80 RMCB      1.25      1
81 (
82 (
83 999999
84 (
    
```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com os eventos definidos, deve-se realizar os ajustes dos parâmetros de controle de simulação, para isso utiliza-se o Código de Execução DSIM.

Código de Execução – DSIM

Função: leitura de dados de simulação.

No caso exemplo, definiram-se valores de passo de integração e frequência de plotagem mais folgados, visto que se trata de um exemplo simples. O tempo máximo aplicado foi de 10 s, com um panorama restrito para a análise da aplicação e retirada do curto-circuito.

A Tabela 55 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-14 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 55 – Campos do Código de Execução DSIM

Campo	Colunas	Descrição
Tempo	01-08	Tempo máximo de simulação em segundos. Em branco, assume o valor 10.
Passo de Integração	10-14	Passo de integração, em segundos. Em branco, assume o valor 0.001.
Frequência de plotagem	16-20	Frequência de gravação dos valores das variáveis selecionadas para plotagem, em passos de integração. O valor fornecido deve ser um número ímpar. Em branco, assume o valor 1.
Frequência de impressão	22-26	Frequência de emissão de relatórios, em passos de integração. O valor fornecido deve ser um número ímpar. Em branco, assume o valor 1.

Frequência de fatoraço	28-32	Frequência com qual a matriz jacobiana será atualizada para a opção de execução DNWT. Em branco, assume o valor 1.
------------------------	-------	--

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-14 – Caso exemplo do Código de Execução DSIM

```

85 (=====
86 ( DADOS DE SIMULACAO
87 (=====
88  DSIM
89 | ( Tmax ) ( Stp ) ( P ) ( I ) ( F )
90 | 10. .003 5
91 |

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Como a recomposição da aplicação de curto-circuito está relacionada a tensão, deve-se inserir as tensões como medições de análise, para isso define-se os dados a serem plotados pelo Código de Execução DPLT.

Código de Execução – DPLT

Função: leitura de dados das variáveis a serem armazenadas no arquivo de plotagem.

As variáveis passíveis de serem monitoradas é grande, para isso, recomenda-se verificar no manual o código e as indicações para o devido preenchimento.

No caso exemplo, aplicou-se a verificação do módulo da tensão em p.u. nas quatro barras, por meio da variável “**VOLT**”. O modo de plotagem escolhido foi o padrão (valor absoluto), aplicando as configurações a barras 1 a 4.

A Tabela 56 apresenta os campos para o preenchimento e a Figura 10-15 apresenta a aplicação no caso exemplo.

Tabela 56 – Campos do Código de Execução DPLT

Campo	Colunas	Descrição
Tipo	01-06	Tipo da variável a ser plotada.
Modo de plotagem	07-07	Indica se apresenta valor absoluto da variável (deixar em branco) ou pelo desvio em relação ao valor em t=0 (preencher com "*").
Elemento	08-13	Número de identificação do elemento associado à variável de plotagem.
Para barra	15-19	Número de identificação da extremidade PARA do circuito associada a variável de plotagem.
Número do circuito	21-22	Número de identificação do circuito paralelo associado à variável de plotagem.

Grupo de equipamento	24-25	Número de identificação do grupo do equipamento associado à variável de plotagem.
Barra de referência	27-31	Número de identificação da barra CA à qual está conectada a máquina de referência de ângulo.
Grupo da máquina de referência	33-34	Número de identificação do grupo de máquina síncrona, cujo eixo q será tomado como referência.
Extremidade	36-40	Número de identificação da extremidade em que a variável associada será plotada. Em branco, assume DE.
Polaridade	47-47	Polaridade do elo associada à variável de elo CC.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2018).

Figura 10-15 – Caso exemplo do Código de Execução DPLT

```

092 (=====
093 ( DADOS DAS VARIÁVEIS DE SAIDA - VARIÁVEIS DO PLOT
094 (=====
095 DPLT
096 (Tipo)( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
097 VOLT      1
098 VOLT      2
099 VOLT      3
100 VOLT      4
101 (
102 999999
103 (|

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Por fim, realiza-se a chamada no código para a execução e término da simulação por meio dos Códigos de Execução EXSI e FIM.

Código de execução – EXSI

Função: executa a simulação do caso de estabilidade.

Código de execução – FIM

Função: término da execução do programa.

A Figura 10-16 e a Figura 10-17 apresentam a aplicação no caso exemplo.

Figura 10-16 – Caso exemplo do Código de Execução EXSI

```

104 (=====
105 ( EXECUCAO DA SIMULACAO
106 (=====
107 EXSI
108 (|

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Figura 10-17 – Caso exemplo do Código de Execução FIM

```

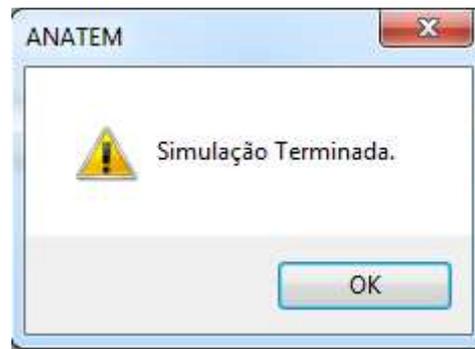
109 (=====
110 ( FIM DA SIMULACAO
111 (=====
112 FIM
  
```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com isso, finaliza-se ao salvar o caso por meio do atalho  ou pressionado Ctrl+S, para iniciar a simulação clica-se no atalho  ou pressionando F5.

A Figura 10-18 apresenta a mensagem de retorno caso a obtenha-se sucesso na simulação.

Figura 10-18 – Mensagem de simulação



Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

Com a confirmação ao clicar em "OK", os relatórios de geral e mensagem são abertos em abas ao lado do código do caso e as plotagens são geradas no PlotCepel.

Nos casos de erros ou eventos inesperados, gera-se apenas o relatório de mensagem, onde deve-se verificar para a possível correção do problema encontrado.

A Figura 10-19 apresenta parte do relatório geral, o qual apresenta de maneira detalhada todo o processo de simulação.

Figura 10-19 – Relatório geral

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ANATEM - V11.04.00

Caso_4_barras
Exemplo - 4 Barras

T= 1.0500s APCB - Aplicou curto-circuito na barra      1 Bus-1
T= 1.2510s RMCB - Removeu curto-circuito da barra     1 Bus-1

Tempo de CPU da simulação: 00:00:00.09
Média de soluções de rede CA por passo: 2.79
Média de iterações modelos CA - rede CA por passo: 1.89

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

A Figura 10-20 apresenta a relatório de mensagem, o qual apresenta de maneira resumida os erros e eventos durante a simulação.

Figura 10-20 – Relatório de mensagem

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ANATEM - V11.04.00

Caso_4_barras
Exemplo - 4 Barras

RELATÓRIO DE MENSAGENS DA SIMULAÇÃO - TEMPO =      10.  SEG

***** SIMULAÇÃO DO INSTANTE T=      0.0s  ATÉ O INSTANTE T=      10.s *****

T= 1.0500s APCB - Aplicou curto-circuito na barra      1 Bus-1
T= 1.2510s RMCB - Removeu curto-circuito da barra     1 Bus-1

```

Fonte: Adaptado de ANATEM (2018).

O PlotCepel abre-se automaticamente com as plotagens das variáveis citadas para a análise, na ferramenta pode-se realizar edições gráficas e alterna-se entre as variáveis com facilidade.

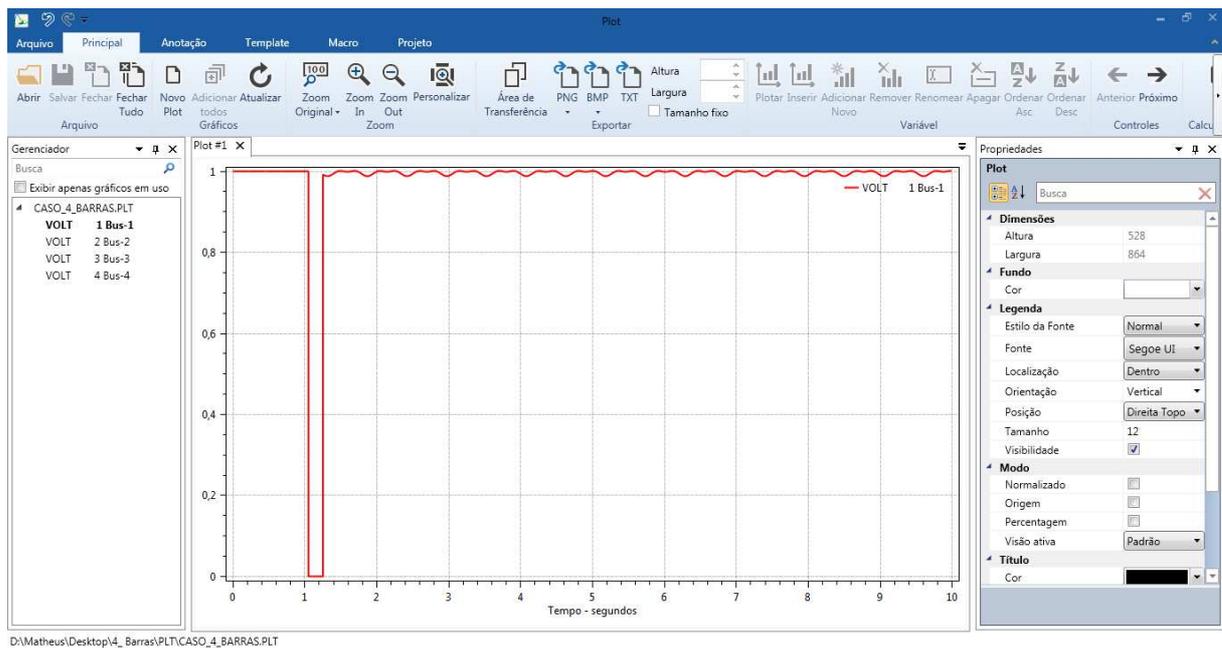
A interface da janela principal possui similaridade aos programas padrão do Windows, conforme apresentado na Figura 10-21.

A Figura 10-22, a Figura 10-23, a Figura 10-24 e a Figura 10-25 apresentam em detalhe as variáveis monitoradas no caso exemplo, que são os módulos da tensão das barra 1 a 4.

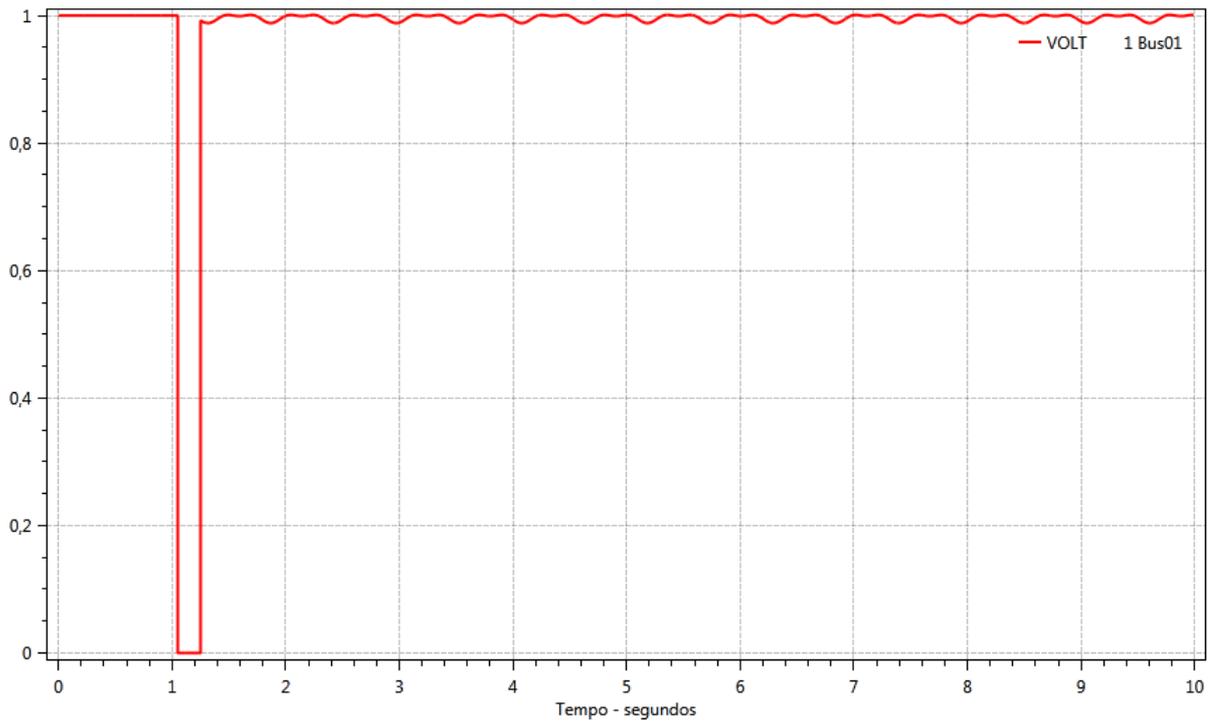
Assim sendo, o presente manual apresentou uma breve introdução ao ANATEM com a análise do comportamento das tensões nas barras, considerando um curto-circuito em uma barra de geração.

Como visto, o todas as barras reduziram bruscamente seus níveis de tensão, mas a recomposição ao término do evento aconteceu da maneira esperada, sem dificuldade para retornar ao ponto de estabilidade.

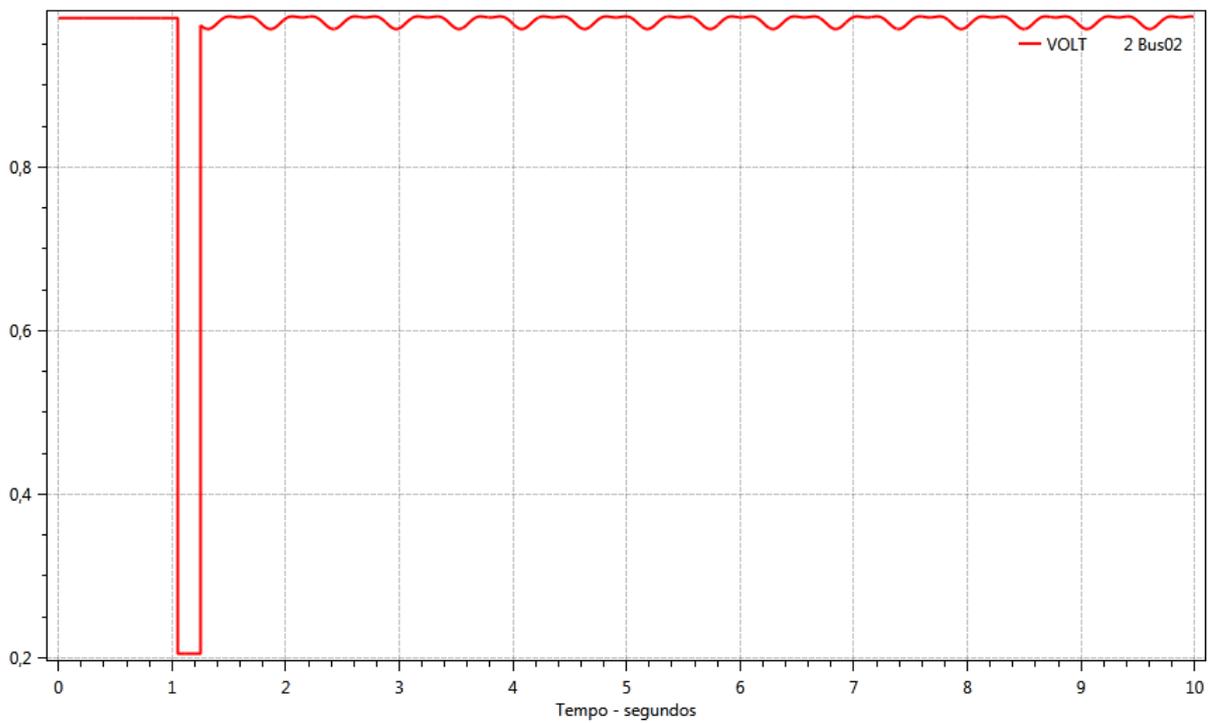
Figura 10-21 – Janela principal do PlotCepel



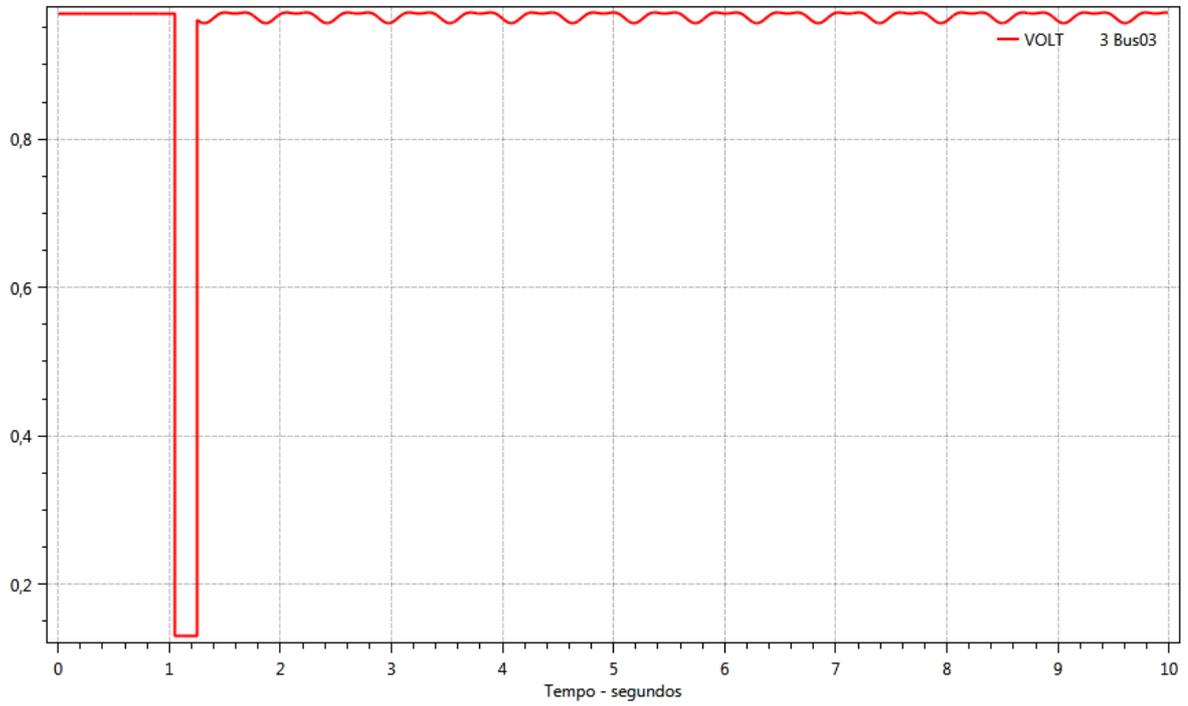
Fonte: Adaptado de PLOTCEPEL (2017).

Figura 10-22 – Módulo da tensão na barra 1

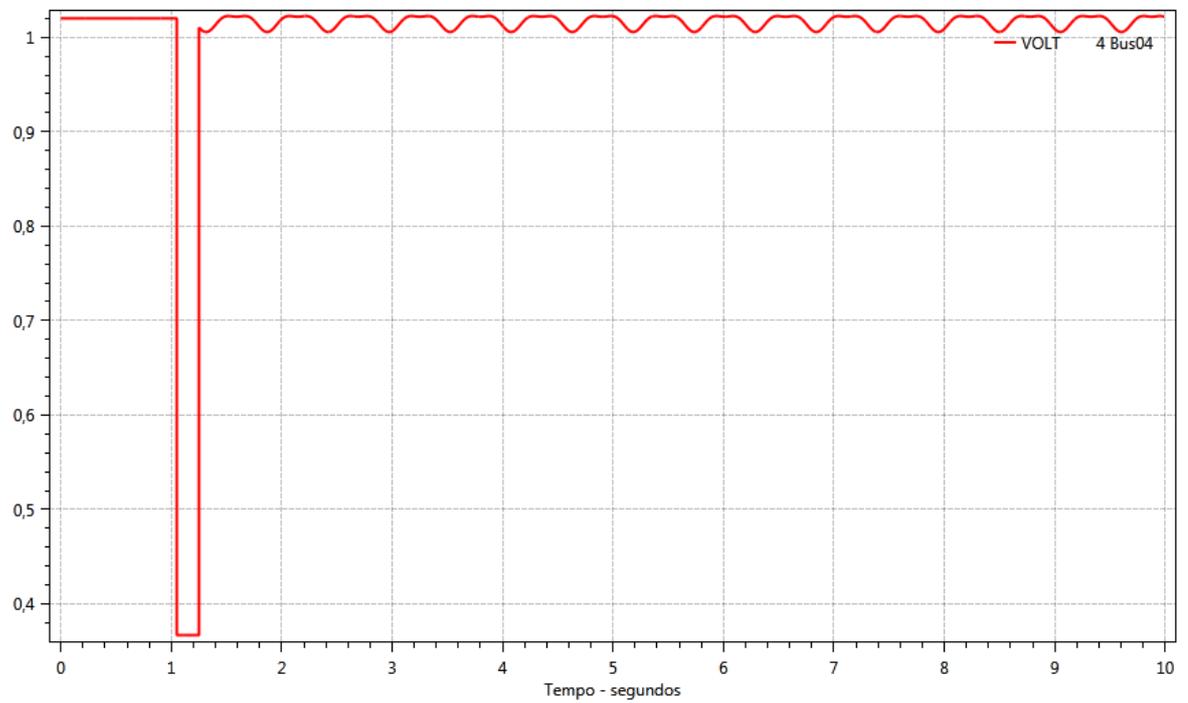
Fonte: Adaptado de PLOTCEPEL (2017).

Figura 10-23 – Módulo da tensão na barra 2

Fonte: Adaptado de PLOTCEPEL (2017).

Figura 10-24 – Módulo da tensão na barra 3

Fonte: Adaptado de PLOTCEPEL (2017).

Figura 10-25 – Módulo da tensão na barra 4

Fonte: Adaptado de PLOTCEPEL (2017).