UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rodrigo Pavanello Bataglioli

**Proteção Digital de Geradores Eólicos
com Conversores de Potência de Escala
Completa no Contexto das *Smart Grids***

São Carlos
2018

Rodrigo Pavanello Bataglioli

Proteção Digital de Geradores Eólicos
com Conversores de Potência de Escala
Completa no Contexto das *Smart Grids*

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos

2018

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

B328p Bataglioli, Rodrigo Pavanello
Proteção Digital de Geradores Eólicos com
Conversores de Potência de Escala Completa no Contexto
das Smart Grids / Rodrigo Pavanello Bataglioli;
orientador Denis Vinicius Coury. São Carlos, 2018.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

1. Gerador Eólico. 2. Conversor de Potência. 3.
Controle. 4. Smart Grid. 5. Sistema de Armazenamento de
Energia. 6. Operação Ilhada. 7. Proteção. 8. Simulação
em Tempo Real. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RODRIGO PAVANELLO BATAGLIOLI**.

Título da dissertação: "Proteção digital de geradores eólicos com conversores de potência de escala completa no contexto das Smart Grids".

Data da defesa: 02/07/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Maurício Barbosa de Camargo Salles**
(Escola Politécnica/EP-USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Flavio Bezerra Costa**
(Universidade Federal do Rio Grande do Norte/UFRN)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Este trabalho é dedicado à minha família.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por todas as bênçãos, lições e conquistas, em especial por ter sempre estado ao meu lado, tanto nos momentos difíceis quanto felizes.

Agradeço aos meus pais, Francisco e Therezinha, por incontáveis motivos, principalmente na educação que me deram desde pequeno, fator determinante para persistir em ter uma formação de qualidade, além de sempre me motivarem e desejarem o melhor para mim. Aos meus irmãos, Roberta e Rogério, e ao meu cunhado Eduardo por todo apoio e amizade. Ainda agradeço a minha namorada, Patrícia, por ter compartilhado comigo esta dura etapa.

Com relação ao desenvolvimento do trabalho de mestrado, agradeço aos professores Denis Vinicius Coury e Renato Machado Monaro, pela orientação, suporte e contribuições feitas ao trabalho.

Em especial, agradeço ao apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos nº 2015/24028-7 e nº 2017/13752-1, sem os quais este projeto não teria sido desenvolvido de maneira tão completa.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), local onde realizei minha pesquisa na área de Proteção de Geradores Eólicos e que proporcionou grandes amizades.

Ao Prof. Titular Olimpo Anaya-Lara e à *University of Strathclyde*, Glasgow/Escócia, que me receberam tão bem para o desenvolvimento de parte da pesquisa no exterior.

Agradeço também aos membros da banca examinadora por aceitarem o convite de avaliar este trabalho de mestrado e fazerem contribuições de modo a enriquecê-lo.

Por fim, aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação e da Escola de Engenharia de São Carlos, por toda a disponibilidade e pronto atendimento.

*“Not everything that
counts can be counted
and not everything that’s
counted truly counts.”
(Albert Einstein)*

Resumo

Bataglioli, Rodrigo Pavanello **Proteção Digital de Geradores Eólicos com Conversores de Potência de Escala Completa no Contexto das *Smart Grids***. 245 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2018.

Considerando condições anormais que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) está sujeito, a proteção de seus elementos é um tópico importante. Dentre os equipamentos a serem protegidos, destacam-se os geradores devido a representarem elevado custo de investimento e estarem sujeitos a multas por paradas não programadas. Desta forma, com base em pesquisa bibliográfica, observa-se que não existem estudos abrangentes para a proteção individual de máquinas síncronas aplicadas à geração eólica. Além disso, considerando o contexto das *smart grids*, a presença de baterias e a possibilidade da operação ilhada podem alterar a dinâmica das situações de falta. Portanto, faz-se necessário um estudo do comportamento dos aerogeradores em situações de falha, sabendo que o esquema de proteção depende do tipo de gerador e da maneira como este está conectado ao SEP. Neste sentido, esta pesquisa propôs incluir uma bateria para operar com um gerador eólico de velocidade variável de forma complementar, suavizando a potência de saída e tornando o sistema de conversão de energia eólica forte o suficiente para operar no modo ilhado. A metodologia estabelece vários tipos de falhas para investigar o comportamento da turbina eólica em tais condições. Para realizar as simulações de falta, foi utilizado um simulador digital de tempo real (RTDS®). Com base nisso, um esquema composto por funções de proteção convencionais foi especificado e testado usando o *software* MATLAB®. Além disso, simulações em laço fechado foram realizadas com relés comercial e universal. Os resultados obtidos com o esquema proposto são bastante promissores.

Palavras-chave: Gerador Eólico, Conversor de Potência, Controle, *Smart Grid*, Sistema de Armazenamento de Energia, Operação Ilhada, Proteção, Simulação em Tempo Real.

Abstract

Bataglioli, Rodrigo Pavanello **Digital Protection of Wind Generators with Full-Scale Power Converter in the Smart Grid Context**. 245 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2018.

Considering abnormal conditions to which the Electric Power System (EPS) may be subjected, the protection of its elements is an important topic. Among the equipments to be protected, the generators are highlighted, because they represent a high investment cost and are subjected to penalties for unscheduled stoppages. Hence, based on literature, it is observed that there are no comprehensive studies and standards for individual protection of Synchronous Generators (SGs) applied to Wind Energy Conversion System (WECS). Furthermore, considering the smart grids context, the presence of batteries and the possibility of island operation may change the dynamic of fault situations. Therefore, it is necessary to study and analyse the behavior of wind turbines in fault situations, knowing that the protection scheme is dependent on the generator type and the way it is connected to the EPS. In order to study these issues, this research proposed to include a battery to operate with a full-variable speed wind generator in a complementary way, smoothing the output power and making the WECS strong enough to operate in the island mode. The methodology establishes several fault types to investigate the wind turbine behavior in such conditions. In order to conduct the fault simulations, a real time digital simulator (RTDS[®]) was used. Based on this, a scheme composed by conventional protection functions were specified and tested using the MATLAB[®] software. Furthermore, hardware-in-the-loop simulations were performed with commercial and universal relays. Very good results in favor of the proposed scheme are presented.

Keywords: Wind Generator, Power Converter, Control, Smart Grid, Energy Storage System, Island Operation, Protection, Real-time Simulation.

Lista de ilustrações

Figura 1	Capacidade global instalada de geração eólica.	33
Figura 2	Principais componentes de uma unidade eólica.	42
Figura 3	Princípio de Bernoulli aplicado à pá de uma turbina eólica.	43
Figura 4	Dinâmica da pá de uma turbina eólica.	44
Figura 5	Curva C_p de uma turbina eólica.	46
Figura 6	Evolução do tamanho de turbinas eólicas comerciais.	47
Figura 7	Mecanismo de passo com atuador elétrico.	48
Figura 8	Estrutura de uma caixa multiplicadora típica.	48
Figura 9	Razão de conversão em função da velocidade nominal da turbina eólica.	49
Figura 10	Disco de freio mecânico com acionamento hidráulico.	50
Figura 11	Mecanismo de guinada.	51
Figura 12	Tipos de sensores eólicos.	52
Figura 13	Curva de potência de uma turbina eólica.	53
Figura 14	Funcionamento do controle de <i>stall</i> passivo.	55
Figura 15	Curvas de potência de uma turbina eólica com controle aerodinâmico passivo/ativo.	56
Figura 16	Funcionamento do controle de <i>stall</i> ativo.	57
Figura 17	Funcionamento do controle de <i>pitch</i>	58
Figura 18	Unidade eólica de velocidade fixa com SCIG.	60
Figura 19	Unidade eólica de velocidade variável limitada com WRIG.	63
Figura 20	Característica da curva de torque pela velocidade variando R'_2	64
Figura 21	Esquema de controle de velocidade por meio da variação da resistência do circuito do rotor.	64
Figura 22	Unidade eólica de velocidade variável parcial com DFIG.	65
Figura 23	Unidade eólica de velocidade variável completa com PMSG.	67
Figura 24	Bateria redox de vanádio de 1 MW / 8 MWh fabricada pela Vionx Energy TM	77

Figura 25	Esquema de um sistema de bateria redox de vanádio.	79
Figura 26	Modelo elétrico da BRV.	80
Figura 27	Característica da curva de potência com MPPT.	86
Figura 28	Controle de MPPT com o perfil de potência da turbina.	87
Figura 29	Controle de MPPT com o $\lambda_{ótimo}$	88
Figura 30	Controle de MPPT com o torque ótimo.	88
Figura 31	Funcionamento do algoritmo de busca para atingir o MPPT.	90
Figura 32	Modelo dq geral do GS com referência na frequência síncrona do rotor.	91
Figura 33	Topologia do conversor fonte de tensão de 3 níveis do tipo NPC.	98
Figura 34	Funcionamento da modulação de largura de pulso.	99
Figura 35	Esquemático da topologia de unidade eólica em estudo.	101
Figura 36	Malhas de controle do VSC do lado da rede.	107
Figura 37	Malhas de controle do VSC do lado do gerador.	108
Figura 38	Esquema ilustrativo do controle convencional.	111
Figura 39	Ponto de conexão da bateria no sistema.	113
Figura 40	Esquema de controle com o SAE controlando a tensão do elo CC.	115
Figura 41	Battery control loops.	116
Figura 42	Esquema de controle do VSC do lado da rede para ambos modos de operação.	118
Figura 43	Componentes do RSCAD no RTDS.	123
Figura 44	Sistema modelado no RSCAD.	124
Figura 45	Controle do sistema de excitação modelado no RSCAD.	125
Figura 46	Curvas características da turbina eólica modelada no RSCAD.	127
Figura 47	Turbina eólica com mecanismo de passo modelada no RSCAD.	128
Figura 48	Esquema de controle de passo.	128
Figura 49	Sistema de <i>cut-in</i> e <i>cut-out</i>	129
Figura 50	Representação das válvulas.	130
Figura 51	Conversor <i>back-to-back</i> baseado em VSCs do tipo NPC modelado no RSCAD.	132
Figura 52	Modelo da Bateria redox de vanádio no ambiente <i>Draft</i> do RSCAD.	133
Figura 53	Conteúdo dos blocos presentes no modelo da BRV no RSCAD.	134
Figura 54	Esquemático de teste do controle do VSC do lado da rede.	136
Figura 55	Resposta do controle do lado da rede à conexão de uma carga de 2 MW no elo CC.	136
Figura 56	Resposta do controle do lado do gerador a uma variação no vento de 6 para 12 m/s.	137
Figura 57	Operação da bateria para um degrau no vento de 6 para 12 m/s em $t = 2$ s, considerando um fluxo de 1 MW para a rede elétrica.	138

Figura 58	Operação da bateria para um degrau na potência entregue à rede elétrica de 0,5 para 1 MW em $t = 0,1$ s, considerando a velocidade do vento em 12 m/s.	139
Figura 59	Operação do VSC do lado da rede após a abertura do DJ_r em $t = 0,1$ s, considerando antes do ilhamento um fluxo de 0,5 MW para a rede e uma carga de 1,085 MVA do tipo impedância constante com fator de potência indutivo de 0,92.	140
Figura 60	Operação do VSC do lado da rede no modo ilhado, considerando uma variação na carga de 1 para 1,5 MW em $t = 0,1$ s e de 0,42 para 0,63 MVA em $t = 0,6$ s.	141
Figura 61	Fluxograma da metodologia de simulação.	142
Figura 62	Pontos de falha no sistema elétrico.	143
Figura 63	Esquemas de falta no elo CC.	145
Figura 64	Bloco de faltas externas.	145
Figura 65	Esquema de simulação em laço fechado.	147
Figura 66	Estrutura do <i>braking</i> resistor.	153
Figura 67	Procedimento para a análise de proteção.	154
Figura 68	Análise da tensão terminal do gerador e da frequência elétrica no circuito do estator em função da velocidade do vento.	156
Figura 69	Comportamento do ângulo de passo e da potência fornecida pelo gerador em função da velocidade do vento.	157
Figura 70	Fluxograma do algoritmo para cálculo da TDF com base em janelas fixa e dinâmica.	159
Figura 71	Análise do Erro nos fasores estimados com a TDF.	160
Figura 72	Resposta da TDF com reamostragem do sinal a uma rampa de 5 Hz/s na frequência.	161
Figura 73	Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω para os casos em que se aplica.	163
Figura 74	Correntes de sequência zero no cenário 8 para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω	164
Figura 75	Tensões de fase do gerador para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando o cenário 1 com velocidade do vento em 12 m/s.	164
Figura 76	Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 0,01 Ω	165

Figura 77	Falta no estator abrangendo 95% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω para os casos em que se aplica.	166
Figura 78	Influência da velocidade do vento no cenário 6, considerando falta no estator abrangendo 5% do enrolamento e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω	166
Figura 79	Influência da resistência de neutro do gerador no cenário 6, considerando falta no estator abrangendo 5% do enrolamento com velocidade do vento em 12 m/s.	167
Figura 80	Faltas nos polos do elo CC, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 0,01 Ω , respectivamente.	168
Figura 81	Influência da resistência de falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω	168
Figura 82	Influência da velocidade do vento para falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 3,1 Ω , respectivamente.	168
Figura 83	Influência da resistência de neutro do gerador para falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistência de falta de 1 Ω	169
Figura 84	Correntes de fase no lado da rede para falta do polo positivo à terra, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 3,1 Ω , respectivamente.	169
Figura 85	Zonas de proteção do sistema em análise.	170
Figura 86	Esquema de proteção proposto.	171
Figura 87	Comportamento da tensão terminal do gerador e da frequência elétrica no circuito do estator para um degrau na velocidade do vento de 6 para 12 m/s em $t = 2$ s.	172
Figura 88	Característica do relé contra perda de campo baseado em duas zonas de atuação.	174
Figura 89	Curva de operação adotada para a proteção diferencial.	177
Figura 90	Comportamento da tensão terminal do gerador de acordo com a frequência elétrica no circuito do estator.	179
Figura 91	Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando o modo conectado com o conversor do lado da rede injetando 2 MW, a velocidade do vento em 12 m/s, o neutro do gerador sem aterramento e o SOC da bateria em 30%.	179
Figura 92	Desempenho da função diferencial.	180

Figura 93	Falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 2 com velocidade do vento em 9 m/s, resistência de neutro do gerador de $3,1 \Omega$ e incidência da falta com ângulo de 0°	182
Figura 94	Falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 6 com velocidade do vento em 9 m/s, resistência de neutro do gerador de $3,1 \Omega$ e incidência da falta com ângulo de 0°	183
Figura 95	Falta no estator abrangendo 75% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 2 com velocidade do vento em 6 m/s, resistência de neutro do gerador de $12,41 \Omega$ e incidência da falta com ângulo de 0°	184
Figura 96	Perda de excitação após curto-circuito no terminal do enrolamento de campo.	185
Figura 97	Curto-circuito polo-terra com resistência de falta de 5Ω , considerando o modoilhado com carga local de $(1,5 + j0,63)$ MVA, a velocidade do vento em 12 m/s, o neutro do gerador solidamente aterrado e o SOC da bateria em 30%.	187
Figura 98	Curtos-circuitos polo-terra variando a resistência de falta, considerando os modos sem bateria e ilhado com o SOC da bateria em 30% e uma carga local de $(1,5 + j0,63)$ MVA, a velocidade do vento em 12 m/s e o neutro do gerador solidamente aterrado.	188
Figura 99	Desempenho da proteção de subtensão do elo CC.	189
Figura 100	Falta externa fase-terra no lado do gerador, considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência do <i>Voltage Source Converter</i> (VSC) do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 70%.	191
Figura 101	Falta externa fase-terra no lado do gerador com resistência de falta de 5Ω , considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 30%.	192
Figura 102	Falta externa trifásica no lado do gerador com resistência de falta de 5Ω , considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 30%.	192
Figura 103	Requisito típico de <i>Low-Voltage Ride Through</i>	194
Figura 104	Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede, considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência em 2 MW.	195

Figura 105	Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede adotando o módulo de v_{dt} no cálculo dos valores de referência para i_{dr} e i_{qr}	196
Figura 106	Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede, considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência em 0 MW.	196
Figura 107	Falta externa franca do tipo fase-terra no lado da rede, considerando o modo conectado com o <i>setpoint</i> de potência em 2 MW.	197
Figura 108	Atuação dos relés universal e comercial, considerando uma falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, a configuração de aterramento 8 com neutro do gerador solidamente aterrado e a velocidade do vento em 10 m/s.	198
Figura 109	Atuação dos relés universal e comercial, considerando uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, a configuração de aterramento 8 com resistência de neutro do gerador de 12,41 Ω e a velocidade do vento em 8 m/s.	199
Figura 110	Registro de perturbação feito pelo relé comercial para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento na configuração de aterramento 7 e com velocidade do vento em 8 m/s.	199
Figura 111	Controle de passo modificado para limitar a aceleração da turbina após a perda de campo.	200
Figura 112	Simulação em laço fechado para análise do controle de passo modificado durante a perda de campo no instante $t = 0,5$ s com velocidade do vento em 12 m/s.	201
Figura 113	Simulação em laço fechado para análise do controle de passo modificado durante a perda de campo no instante $t = 0,5$ s com velocidade do vento em 10 m/s.	201
Figura 114	Perdas elétricas dos modelos utilizados para o conversor e o gerador no RSCAD.	217
Figura 115	Componente para estimação do estado de carga do SAE.	219
Figura 116	Saída do bloco SOC de acordo com a potência fornecida pela bateria. .	223
Figura 117	Validação do comportamento da tensão de cada célula de acordo com o SOC.	225
Figura 118	Comportamento da tensão terminal da bateria de acordo com a corrente na pilha.	226
Figura 119	Representação do vetor equivalente ($\vec{x}$) das variáveis trifásicas.	243
Figura 120	Transformação das variáveis trifásicas para o sistema dq.	244
Figura 121	Decomposição de $\vec{x}$ no sistema dq.	245

Lista de tabelas

Tabela 1	Topologias de unidades eólicas aplicadas pela indústria.	59
Tabela 2	Levantamento das tecnologias de armazenamento de energia para aplicações na geração eólica.	74
Tabela 3	Exemplos de instalações baseadas em bateria redox de vanádio.	78
Tabela 4	Parâmetros do modelo da BRV adotados nas simulações.	83
Tabela 5	Definição dos estados de chaveamento.	98
Tabela 6	Equações para ajuste dos controladores PI.	111
Tabela 7	Equações para ajuste dos controladores PI do conversor <i>chopper</i> da bateria.	117
Tabela 8	Parâmetros da máquina síncrona.	126
Tabela 9	Parâmetros da turbina eólica.	127
Tabela 10	Parâmetros das chaves, do elo CC e do reator.	132
Tabela 11	Pontos de operação adotados nas simulações.	146
Tabela 12	Erro introduzido pela TDF para algumas rampas na frequência.	162
Tabela 13	Configurações de aterramento simuladas.	162
Tabela 14	Dados de ajuste do esquema de proteção.	178
Tabela 15	Tempo de atuação da proteção diferencial.	180
Tabela 16	Desempenho da proteção diferencial para cada configuração de aterramento.	181
Tabela 17	Desempenho detalhado da proteção diferencial para a configuração de aterramento 2.	183
Tabela 18	Tempo de atuação da proteção contra perda de campo.	186
Tabela 19	Tempo de atuação da proteção contra faltas no elo CC.	190
Tabela 20	Número de casos que cada proteção operou corretamente para faltas no lado do gerador.	193
Tabela 21	Tempo de atuação do esquema para faltas no lado do gerador.	193

Tabela 22	Validação dos coeficientes de perdas durante a simulação no RTDS®. .	224
Tabela 23	Comparação dos coeficientes de perdas da BRV para cada ponto de operação.	224
Tabela 24	Parâmetros dos controladores para operação convencional sem bateria.	227
Tabela 25	Parâmetros dos controladores considerando a conexão da bateria no elo CC.	228
Tabela 26	Parâmetros das malhas para controle da tensão e frequência da micror-rede no modo ilhado.	228
Tabela 27	Dados de performance dos controladores para operação convencional sem bateria.	228
Tabela 28	Dados de performance dos controladores considerando a conexão da bateria no elo CC.	229

Lista de siglas

BRV Bateria Redox de Vanádio

CSC *Current Source Converter*

DFIG *Doubly Fed Induction Generator*

FEM Força Eletromotriz

GI Gerador de Indução

GS Gerador Síncrono

GWEC *Global Wind Energy Council*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IGCT *Integrated Gate-Comutated Thyristor*

LCOE *Levelized Cost of Energy*

LSEE Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica

LVRT Low-Voltage Ride Through

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

MTPA *Maximum Torque per Ampere*

NPC *Neutral Point Clamped*

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PI Proporcional-Integral

PLL *Phase-Locked Loop*

PMSG *Permanent Magnet Synchronous Generator*

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PWM *Pulse-Width Modulation*

RTDS *Real Time Digital Simulator*

SAE Sistema Armazenador de Energia

SCIG *Squirrel Cage Induction Generator*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

SOC State of Charge

TC Transformador de Corrente

TP Transformador de Potencial

TDF Transformada Discreta de Fourier

WRIG *Wound Rotor Induction Generator*

WRSG *Wound Rotor Synchronous Generator*

VSC *Voltage Source Converter*

ZDC *Zero d-Axis Current*

Lista de símbolos

α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo
δ	Fator de amortecimento
λ	Razão de velocidade de ponta da pá
λ_r	Fluxo concatenado produzido pelo circuito do rotor
λ_{ds}	Fluxo concatenado de eixo direto produzido pelo circuito do estator
λ_{qs}	Fluxo concatenado de eixo em quadratura produzido pelo circuito do estator
ω_M	Velocidade angular mecânica da turbina eólica
ω_m	Velocidade angular mecânica do gerador
ω_m^*	Valor de referência para velocidade angular mecânica do gerador
ω_r	Velocidade angular elétrica do rotor ($\omega_r = P\omega_m$)
ω_s	Frequência angular síncrona da tensão na rede elétrica
ρ	Densidade do ar
τ_{do}''	Constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo direto
τ_{qo}''	Constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo em quadratura
τ_{do}'	Constante de tempo transitória em vazio de eixo direto
θ_g	Ângulo de posição do eixo do rotor
θ_r	Ângulo de fase da rede elétrica
$\vec{\lambda}_r$	Vetor do fluxo concatenado produzido pelo circuito do rotor

$\vec{\lambda}_s$	Vetor do fluxo concatenado produzido pelo circuito do estator
$\vec{i}_r$	Vetor de corrente do rotor
$\vec{i}_s$	Vetor de corrente do estator
C	Capacitância
C_p	Coeficiente de potência
D	Ciclo de trabalho do conversor <i>chopper</i>
F	Fator de atrito
f_r	Frequência da rede elétrica
f_r^*	Valor de referência para a frequência da rede elétrica
$f_{pwm,c}$	Frequência da onda triangular no PWM do conversor
$f_{pwm,f}$	Frequência da onda triangular no PWM do sistema de excitação
H_g	Constante de inércia do gerador
H_t	Constante de inércia da turbina
i_f	Corrente de campo
i_f^*	Valor de referência para a corrente de campo
i_s	Corrente do estator
i_{bat}	Corrente fluindo do conversor CC para a bateria
i_{ch}	Corrente de chaveamento
i_{dm}	Corrente de magnetização de eixo direto
i_{dr}	Corrente de eixo direto injetada na rede elétrica
i_{dr}^*	Valor de referência para corrente de eixo direto injetada na rede elétrica
i_{ds}	Corrente de eixo direto do estator
i_{ds}^*	Valor de referência para corrente de eixo direto do estator
i_{qm}	Corrente de magnetização de eixo em quadratura
i_{qr}	Corrente de eixo em quadratura injetada na rede elétrica
i_{qr}^*	Valor de referência para corrente de eixo em quadratura injetada na rede elétrica

i_{qs}	Corrente de eixo em quadratura do estator
i_{qs}^*	Valor de referência para corrente de eixo em quadratura do estator
J	Momento de inércia do rotor
L_d''	Indutância sub-transitória de eixo direto
L_q''	Indutância sub-transitória de eixo em quadratura
L_d'	Indutância transitória de eixo direto
L_d	Indutância síncrona de eixo direto
L_f	Indutância síncrona do circuito do rotor
L_q	Indutância síncrona de eixo em quadratura
L_r	Indutância do reator de linha
L_s	Indutância do conversor <i>chopper</i>
L_{dm}	Indutância de magnetização de eixo direto
L_{lf}	Indutância de dispersão do circuito do rotor
L_{ls}	Indutância de dispersão do circuito do estator
L_{qm}	Indutância de magnetização de eixo em quadratura
p	Operador de derivada ($p = d/dt$)
P_M	Potência mecânica extraída do vento
P_m	Potência mecânica transferida para a máquina
P_v	Potência contida no fluxo de ar
P_r	Potência ativa transferida para a rede elétrica
Q_r	Potência reativa transferida para a rede elétrica
R_f	Resistência de enrolamento do rotor
R_r	Resistência do reator de linha
R_s	Resistência de enrolamento do estator
r_T	Raio da turbina eólica
r_{gb}	Razão de conversão da <i>gearbox</i>

R_{int}	Resistência interna equivalente da bateria
S	Potência aparente
S_{cc}	Capacidade de curto-circuito
T_a	Tempo de atraso introduzido pelo PWM
T_e	Torque eletromagnético
T_m	Torque mecânico no eixo do gerador
T_{am}	Torque de amortecimento no eixo do gerador
$u_{bat,ctrl}$	Tensão na saída do controle do conversor <i>chopper</i>
u_{bat}	Tensão na saída do conversor <i>chopper</i> antes da indutância L_s
u_{pilha}	Força eletromotriz da bateria
v_f	Tensão de campo
v_v	Velocidade do vento
v_{ch}	Tensão de chaveamento
v_{dc}^*	Tensão de referência no elo CC
$v_{dr,ctrl}$	Tensão de eixo direto na saída do controle do VSC do lado da rede
v_{dr}	Tensão de eixo direto no ponto entre o conversor do lado da rede e o reator
$v_{ds,ctrl}$	Tensão de eixo direto na saída do controle do VSC do lado do gerador
v_{ds}	Tensão de eixo direto do estator
v_{dt}	Tensão de eixo direto no ponto entre o reator e o transformador
$v_{qr,ctrl}$	Tensão de eixo em quadratura na saída do controle do VSC do lado da rede
v_{qr}	Tensão de eixo em quadratura no ponto entre o conversor do lado da rede e o reator
$v_{qs,ctrl}$	Tensão de eixo em quadratura na saída do controle do VSC do lado do gerador
v_{qs}	Tensão de eixo em quadratura do estator
v_{qt}	Tensão de eixo em quadratura no ponto entre o reator e o transformador
P	Número de par de polos
s	Escorregamento

Sumário

1	Introdução	33
1.1	Objetivos	36
1.2	Justificativa e Relevância do Tema	37
1.3	Contribuições da Pesquisa	38
1.4	Estrutura do Trabalho	38
2	Fundamentos da Geração Eólica	41
2.1	Componentes da Unidade Eólica	41
2.1.1	Turbina	42
2.1.2	Mecanismo de Passo	47
2.1.3	Caixa Multiplicadora	47
2.1.4	Freio Mecânico	50
2.1.5	Mecanismo de Guinada	50
2.1.6	Sensores Eólicos	51
2.1.7	<i>Nacelle</i> , Torre e Fundação	52
2.2	Controles Aerodinâmicos	53
2.2.1	Controle de <i>Stall</i> Passivo	54
2.2.2	Controle de <i>Stall</i> Ativo	55
2.2.3	Controle de <i>Pitch</i>	57
2.3	Principais Topologias	58
2.3.1	Geradores Eólicos de Velocidade Fixa	60
2.3.2	Geradores Eólicos de Velocidade Variável	61
2.4	Considerações Finais	68
3	Contexto das <i>Smart Grids</i>	69
3.1	Suavização da Potência	69
3.2	Operação Ilhada Intencional	71
3.3	Seleção da Tecnologia de Armazenamento	73

3.4	Bateria Redox de Vanádio	77
3.4.1	Princípio de Funcionamento	78
3.4.2	Modelo Elétrico	79
3.4.3	Especificação dos Parâmetros Adotados	82
3.5	Considerações Finais	83
4	Esquemas de Controle do Aerogerador	85
4.1	Operação no Ponto de Máxima Potência	85
4.1.1	Perfil de Potência da Turbina	87
4.1.2	Razão Ótima de Velocidade de Ponta da Pá	87
4.1.3	Torque Ótimo	88
4.1.4	Algoritmo de Busca	89
4.2	Controle do Gerador Síncrono	90
4.2.1	Modelo da Máquina Síncrona no Sistema dq	90
4.2.2	Filosofias de Controle de GSs	93
4.3	Controle do Conversor Eletrônico de Potência	96
4.3.1	VSC de 3 Níveis do tipo NPC	97
4.3.2	Estratégia de Controle Convencional	100
4.4	Adaptações no Esquema Convencional	112
4.4.1	Malha de Controle da Bateria	112
4.4.2	Malha de Controle do VSC do Lado da Rede	117
4.5	Considerações Finais	119
5	Modelagem do Sistema Elétrico e Simulação de Faltas no RTDS®	121
5.1	Simulador Digital de Tempo Real	121
5.2	Descrição do Sistema Modelado no RSCAD	124
5.2.1	Gerador Síncrono	124
5.2.2	Turbina Eólica	126
5.2.3	Bloco <i>Small Time-Step</i>	130
5.2.4	Bateria Redox de Vanádio	133
5.2.5	Conexão com a Rede	135
5.3	Desempenho do Controle	135
5.3.1	Operação Convencional Sem Bateria	135
5.3.2	Presença de Bateria no Elo CC	138
5.3.3	Modo Ilhado Intencional	140
5.4	Metodologia de Simulação de Faltas	142
5.4.1	Tipos de Falta Considerados	142
5.4.2	Cenários de Operação	146
5.4.3	Criação e Execução de Rotinas de Simulação no RSCAD	147
5.4.4	Simulação em Laço Fechado com Relé de Proteção	147

5.5	Considerações Finais	148
6	Proteção de Geradores Eólicos	149
6.1	Revisão Bibliográfica	149
6.1.1	<i>Braking Resistor</i>	152
6.1.2	Proteção Individual das Chaves	153
6.2	Metodologia de Análise	154
6.3	Requisitos para a Proteção do Gerador	155
6.3.1	Procedimento de Análise da TDF	158
6.3.2	Precisão da TDF para Variações na Frequência	160
6.4	Influência da Configuração de Aterramento	162
6.4.1	Falha no Isolamento do Enrolamento do Estator	163
6.4.2	Falta nos Polos do Elo CC	167
6.5	Esquema de Proteção Proposto	170
6.5.1	Pseudo-código das Funções Implementadas	171
6.5.2	Ajustes e Desempenho	177
6.6	Simulações com <i>Hardware</i> em Laço Fechado	197
6.6.1	Comparativo Entre as Funções Diferenciais dos Relés	198
6.6.2	Análise de Proteção da Turbina Contra Perda de Campo	200
6.7	Considerações Finais	202
7	Conclusões	203
7.1	Estágio na <i>University of Strathclyde</i>	204
7.2	Publicações	205
7.3	Trabalhos Futuros	206
	Referências Bibliográficas	207
	Apêndices	215
APÊNDICE A	Análise de Perdas Elétricas no Sistema	217
APÊNDICE B	Componente SOC Criado no <i>CBuilder</i>	219
APÊNDICE C	Validação do Modelo da BRV	223
APÊNDICE D	Parâmetros dos Controladores PI	227
APÊNDICE E	Exemplo de <i>Script</i> de Simulação	231
APÊNDICE F	Rotina de Proteção Criada no Cubo	235

Anexos	241
---------------	------------

ANEXO A Transformada de Park	243
-------------------------------------	------------

Introdução

A energia eólica, caracterizada como fonte renovável limpa, é uma das formas de geração de energia elétrica que tem apresentado um forte crescimento nos últimos anos, conforme ilustrado na Figura 1. Em 2017 foram instalados mais de 52 GW, alcançando o total global de aproximadamente 540 GW (GWEC, 2017). Deste total, os países com as maiores parcelas de geração eólica instalada são: China, EUA e Alemanha, com aproximadamente 188, 89 e 56 GW, respectivamente. Segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC), a expectativa é que em 2022 seja atingido o global total de 840,9 GW, o que mostra a participação cada vez maior da geração eólica na matriz elétrica mundial. Isto ressalta a importância da pesquisa sobre esta forma de geração nos dias de hoje.

Figura 1 – Capacidade global instalada de geração eólica.

Fonte: [Adaptada] de GWEC (2017).

No Brasil, a capacidade instalada de geração eólica e conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é de aproximadamente 12,5 GW, quantidade que representa cerca de 7,9% da potência total instalada no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2018). Apesar da pequena participação atual na matriz de geração brasileira, esta fonte de energia está em plena expansão devido a programas de incentivo. Um destes é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual foi instituído em 2004 com o

objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. O prazo para o início de funcionamento dos empreendimentos relacionados ao PROINFA encerrou em 30 de dezembro de 2010. Atualmente no Brasil, os empreendimentos em andamento de centrais geradoras eólicas somam aproximadamente 4,9 GW, representando um aumento futuro de quase 38,9% da capacidade instalada (ANEEL, 2018).

A expectativa é que com a consolidação das *smart grids*, a capacidade instalada de geração eólica aumente ainda mais (GLINKOWSKI; HOU; RACKLIFFE, 2011). O termo *smart grid* define uma rede de potência complexa que utiliza comunicação bidirecional entre recursos de energia, clientes e sistema de controle central, cuja característica possibilita uma operação ótima com base no controle do fluxo de potência no sistema (ZAKER; MOHAMMADI, 2012). Algumas das vantagens das *smart grids* são: o aprimoramento na qualidade da energia elétrica, que pode ser relacionado à operação de fontes renováveis com Sistemas Armazenadores de Energia (SAEs); aumento da penetração de fontes de energia renováveis, como eólica e solar, resultando em uma ótima exploração; redes com auto-reparação em caso de falhas, habilitando o modo de operação ilhada intencional; e a oportunidade para os clientes gerenciar o uso da energia elétrica com o intuito de minimizar os custos (SANTACANA et al., 2010; MOSLEHI; KUMAR, 2010; IPAKCHI; ALBUYEH, 2009).

Com relação ao preço da energia eólica, como não há custos com combustíveis e as despesas com a operação são mínimas, se esta for comparada, em um ciclo de vida, com as formas de geração que utilizam combustíveis fósseis, levando em consideração o combustível e as despesas com a operação durante a vida do gerador, a unidade baseada em energia eólica apresenta custos muito mais competitivos do que outras tecnologias (ALI, 2012). Esse processo de comparação por meio do custo da energia gerada é também conhecido do inglês como *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

Como a energia eólica é proveniente da energia cinética contida no fluxo de ar, que está relacionado a diferentes condições térmicas que dependem do clima, a velocidade do vento varia continuamente em função do tempo e da altitude (ACKERMANN, 2005). Esta característica reflete na variação da potência eólica extraída do vento, o que representa um grande desafio para os operadores da rede elétrica, pois não há garantia de disponibilidade de vento suficiente quando a geração de energia elétrica é requisitada (BREKKEN et al., 2011).

O uso de SAEs para balancear a intermitência deste tipo de fonte tem sido considerado em vários casos (ABBEY; JOOS, 2007). Para justificar o custo associado, o dispositivo armazenador quando conectado ao elo CC pode contribuir com um aumento na robustez do aerogerador contra faltas na rede elétrica (do inglês, Low-Voltage Ride Through (LVRT) capability), permitindo que a energia não seja mais dissipada pela proteção chopper instalada no elo CC. Adicionalmente, o SAE pode ser utilizado para nivelar a curva de geração

com o intuito de diminuir o tamanho do transformador de elevação, permitindo assim a redução do custo associado a este equipamento.

De acordo com (TELEKE et al., 2009), os principais desafios relacionados a integração de parques eólicos com armazenadores de energia são: transformar o comportamento do parque eólico mais próximo de uma unidade de geração convencional no quesito de despacho; limitar as rápidas rampas de potência (positiva e negativa) de saída do parque eólico no sentido de minimizar o alto custo dos requisitos de serviços ancilares e reduzir o impacto na confiabilidade do sistema; e limitar a potência de saída do parque eólico para evitar o congestionamento das linhas de transmissão.

Existem vários esquemas de conexão de aerogeradores ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), como a conexão direta à rede, a estrutura com gerador de indução duplamente alimentado (do inglês, *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG)) e a aplicação de conversores eletrônicos para transmitir toda a potência do aerogerador (do inglês, *full-scale power converter*) (NELSON, 2009). Cada tipo de conexão está relacionada à classificação da turbina eólica. As turbinas eólicas conectadas mecanicamente às máquinas elétricas podem ser do tipo velocidade fixa ou variável (ANAYA-LARA et al., 2009). No caso da turbina de velocidade fixa baseada no Gerador de Indução (GI) conectado diretamente à rede elétrica, a rotação do rotor é fixada pela frequência da rede e pelo número de par de polos do gerador, caracterizando um maior estresse mecânico durante rajadas de vento (WU et al., 2011). Por outro lado, a turbina de velocidade variável, composta pelo DFIG ou máquina elétrica conectada ao sistema através de um conversor de potência, permite uma maior extração da energia do vento, desde que a velocidade de rotação da turbina seja adaptada de acordo com a do vento (WU et al., 2011).

Com relação a operação do aerogerador, cada topologia possui características intrínsecas que possivelmente resultam em um comportamento diferente em caso de faltas externas e internas. Neste contexto, a ocorrência de condições anormais de operação preocupa na questão de proteção dos componentes da rede. Para estes casos, a prioridade é proteger o sistema elétrico como um todo, isolando a menor área possível e evitando que situações faltosas sejam sustentadas e acarretem danos permanentes aos equipamentos de forma geral, assim como o colapso do sistema. Portanto, a eficiência dos dispositivos de proteção remete a uma maior estabilidade do sistema elétrico, o que aumenta a confiabilidade deste (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

Dentre os equipamentos a serem protegidos, destacam-se os geradores devido ao elevado custo de investimento e também pelo fato de que paradas não programadas resultam em perdas financeiras e causam impacto na operação do SEP. Com base em pesquisa bibliográfica, constata-se que não existem estudos abrangentes que especifiquem a proteção individual de unidades de geração eólica. Neste sentido, a tendência no aumento da capacidade das turbinas eólicas e da sua penetração na matriz de geração ressalta a necessidade de padronização e revisão dos esquemas de proteção de aerogeradores (MANSOURI;

NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016).

Portanto, faz-se necessário o estudo e análise do comportamento dos aerogeradores frente a falhas elétricas, sabendo que o esquema de proteção é dependente da topologia de unidade eólica (MOHAPI; BUQUE; CHOWDHURY, 2014).

1.1 Objetivos

Com base no apresentado, este trabalho propõe a simulação de condições de faltas em aerogeradores, focando a análise nos Geradores Síncronos (GSs) acoplados a turbinas eólicas e conectados à rede elétrica por meio de conversores de potência de escala completa, também conhecido como gerador eólico do tipo *full-converter*.

Para realizar tais simulações foi utilizado um simulador digital de tempo real, denominado RTDS®. As oscilografias de falta obtidas das simulações serviram como base para a análise de proteção realizada no *software* MATLAB®. Posteriormente, como o RTDS® permite executar simulações em laço fechado, tal ferramenta foi utilizada para validar a função diferencial embarcada em um relé universal e também para o estudo do impacto do controle de passo na proteção da turbina contra perda de campo utilizando um relé comercial.

Neste sentido, o objetivo geral deste trabalho de mestrado é estudar a proteção de geradores eólicos síncronos do tipo *full-converter* conectados à rede elétrica por meio de conversores fonte de tensão na configuração *back-to-back*. Para introduzir o contexto das *smart grids* na pesquisa, este estudo considerou a presença de um SAE operando para melhorar a qualidade da energia elétrica e a confiabilidade do sistema, de forma a reduzir a característica variável desta fonte de geração, aumentar a capacidade de LVRT da unidade eólica e habilitar o modo de operação ilhada com o aerogerador alimentando cargas locais isoladamente. Para atingir os resultados esperados, os seguintes objetivos específicos foram definidos:

- ❑ Levantamento do estado da arte da geração eólica;
- ❑ Revisão bibliográfica dos SAEs aplicados a fontes intermitentes;
- ❑ Modelagem do sistema elétrico teste e do controle convencional envolvido;
- ❑ Adaptação do controle do gerador eólico para operar com SAEs;
- ❑ Desenvolvimento de um esquema de proteção adequado para o contexto proposto.

Os resultados obtidos com o esquema de proteção proposto para a topologia de unidade eólica em estudo são bastante promissores.

1.2 Justificativa e Relevância do Tema

Baseado em revisão bibliográfica relacionada à proteção de geradores eólicos, constata-se a necessidade de padronização e revisão dos esquemas de proteção de aerogeradores (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016). Um aumento de interesse nessa área é constatado pelas recentes publicações que abordam esse tópico. Dentre os trabalhos encontrados, verifica-se que os estudos não abrangem todos os possíveis tipos de faltas em geradores (MOHAPI; BUQUE; CHOWDHURY, 2014; ZHENG et al., 2011), assim como, parte dos estudos são focados na análise do impacto dos parques eólicos na proteção das linhas de transmissão (KHODDAM; KAREGAR, 2011; HOOSHYAR; AZZOUZ; EL-SAADANY, 2014), e não propriamente na proteção individual de um gerador eólico.

Com o aumento da parcela de geração eólica na matriz de energia elétrica, a prioridade é manter os parques eólicos conectados em situações de falta para contribuir com a estabilidade do SEP (HOOSHYAR; AZZOUZ; EL-SAADANY, 2014). Desta forma, o sistema de proteção dos geradores eólicos passa a ter um papel ainda mais importante. Ou seja, caso a proteção do gerador eólico não seja adequada, pode ocorrer a desconexão de um parque eólico inteiro em caso de uma falta em um dos geradores que compõe a planta de geração.

Como já exposto, o uso de geradores eólicos está em pleno crescimento. Logo, o entendimento do funcionamento destes em situações de falta é de fundamental importância para o desenvolvimento do esquema de proteção. É importante frisar que nos geradores eólicos há uma crescente utilização de eletrônica de potência, o que aumenta a complexidade do sistema como um todo. Neste sentido, um tópico de pesquisa ainda pouco explorado é a análise do comportamento do aerogerador durante a ocorrência de falhas elétricas, sobretudo quando estes estão associados a conversores de potência.

Considerando as redes elétricas futuras, que preveem uma penetração ainda maior de fontes de energia renováveis, a presença de um sistema de armazenamento de energia será consequência da necessidade de mitigar a característica intermitente dessas formas de geração. Em conjunto com esta visão, a notícia sobre a colaboração entre a Vestas e a Tesla para combinar unidades eólicas com baterias enfatiza ainda mais a importância da análise de proteção neste cenário (HIRTENSTEIN, 2017).

Neste contexto, o sistema de proteção deve estar preparado para essa nova condição, pois o modo de conexão e controle do SAE pode alterar a potência de curto-circuito da rede elétrica e habilitar a operação ilhada intencional.

Por fim, em relação a unidade eólica adotada nas análises, constata-se que o gerador eólico do tipo *full-converter* tem sido um dos mais instalados recentemente, tendo alcançado 40,8% do mercado global no ano de 2013, com 89,95% destas unidades compostas por máquinas síncronas (JAVIER; ROBERTO, 2016). Desta forma, o aerogerador simulado consiste de uma turbina de velocidade variável acoplada a um GS de rotor bobinado que está conectado à rede elétrica por meio de um conversor de potência de escala completa.

Devido a estratégia de controle adotada para a máquina manter a corrente de campo no valor nominal, os resultados obtidos podem se estender para as unidades compostas por GSs de rotor à ímã permanente.

1.3 Contribuições da Pesquisa

Com este trabalho espera-se contribuir nos seguintes aspectos:

- ❑ Na padronização do esquema de proteção para aerogeradores do tipo *full-converter*;
- ❑ Com o entendimento do comportamento desta topologia em casos de faltas elétricas internas e externas;
- ❑ Na descrição da influência da configuração de aterramento no comportamento da corrente para faltas no enrolamento do estator e nos polos do elo CC;
- ❑ No desenvolvimento de um algoritmo de reamostragem dinâmica para permitir a estimação correta dos fasores de tensão e corrente medidos no lado do gerador;
- ❑ Com a identificação do SAE que apresenta o melhor custo/benefício para firmar a geração de unidades eólicas;
- ❑ Na implementação do sistema de controle para unidades eólicas do tipo *full-converter*, considerando a conexão de baterias no elo CC para suavizar a potência de saída do aerogerador e operar no modo ilhado com cargas locais.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho prossegue com o Capítulo 2, responsável por introduzir ao leitor os conceitos básicos da área de geração eólica. Inicialmente é abordada a estrutura típica de um aerogerador, detalhando cada componente. Em seguida, são tratadas as possíveis formas de controle aerodinâmicos, que são fundamentais para a proteção tanto do gerador, como da turbina. Para finalizar o capítulo, o estado da arte é retratado com a descrição das principais topologias aplicadas na prática.

Na sequência, o Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica das técnicas de suavização de potência em geradores eólicos, assim como os procedimentos para habilitar uma microrrede a operar ilhada intencionalmente. Em seguida, um levantamento das formas de armazenamento de energia aplicadas a fontes intermitentes é descrito, com o intuito de indicar a tecnologia mais adequada para este contexto. Esta seleção é feita considerando os requisitos técnicos de operação, assim como, o custo econômico, a eficiência e a durabilidade do dispositivo armazenador. O modelo elétrico do SAEs escolhido é apresentado em detalhes neste capítulo.

Tendo em vista o desenvolvimento de um modelo realista para a análise de faltas, o conhecimento dos esquemas de controle da unidade eólica se torna indispensável. Para tanto, o Capítulo 4 descreve primeiramente as possíveis abordagens para a operação da turbina eólica com máxima extração da potência dos ventos, o modelo da máquina síncrona no sistema de coordenadas dq, os modos de controle do GS e o funcionamento do conversor de potência. Após apresentar tais conceitos, o projeto passo a passo da malha de controle convencional da unidade eólica, que tem como função atuar no disparo das chaves dos conversores de potência, é apresentado. O capítulo é concluído com a descrição das adaptações propostas na estrutura do controle convencional para conectar o SAE no sistema e habilitar a operação ilhada intencional.

Após o aprofundamento nos conceitos apresentados, iniciou-se a parte prática do projeto, descrita no Capítulo 5, que consiste na modelagem do sistema elétrico teste no *software* RSCAD e da simulação de faltas no RTDS®. O sistema modelado é composto por um gerador eólico, do tipo síncrono com rotor bobinado, conectado a um equivalente de rede por meio de conversores fonte de tensão na configuração *back-to-back*, um transformador e uma linha de transmissão. Ainda, o SAE presente neste sistema é conectado no elo CC do conversor de potência. Tendo em mãos o modelo completo no *software* RSCAD, os cenários de falta para a etapa de simulação são definidos, o que norteia a análise de proteção no capítulo seguinte.

Como o principal objetivo do projeto é a análise da proteção individual de aerogeradores, o Capítulo 6 apresenta a metodologia de análise aplicada no estudo. Inicialmente um levantamento dos artigos da área é descrito. Devido a escassez de estudos abrangentes para a proteção individual do gerador eólico, as proteções convencionais e específicas para GSs foram analisadas no *software* MATLAB®. Com o intuito de validar a metodologia aplicada, a proteção diferencial implementada neste trabalho foi validada por meio de simulações em laço fechado no RTDS®. Adicionalmente, neste capítulo é apresentado um estudo da influência da configuração de aterramento da unidade eólica no comportamento de faltas internas no GS e no conversor *back-to-back*, que demonstrou ter grande influência na proteção contra faltas internas no GS.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões acerca dos resultados obtidos, indicando possíveis trabalhos futuros na área.

Fundamentos da Geração Eólica

O processo de conversão da energia eólica em elétrica é composto por duas transformações. Primeiramente, a energia cinética do vento é transformada em energia mecânica rotacional por meio da incidência do fluxo de ar nas pás da turbina eólica. Em seguida, esta energia mecânica é transformada em energia elétrica com a utilização de um gerador acoplado mecanicamente ao rotor da turbina. Para tanto, o sistema de conversão de energia eólica é composto por diversos componentes e controles que participam diretamente e indiretamente na geração da energia elétrica proveniente do vento, de forma a garantir que o processo seja controlado, confiável e eficiente.

Este capítulo apresenta em detalhes os principais componentes mecânicos que compõem a estrutura de um gerador eólico típico, os controles aerodinâmicos e as principais topologias aplicadas comercialmente.

2.1 Componentes da Unidade Eólica

Com relação a estrutura da unidade eólica, existem algumas variações de acordo com o eixo da turbina (vertical ou horizontal), tipo de máquina elétrica e o esquema de conexão à rede elétrica. Devido ao fato das turbinas eólicas de eixo vertical apresentarem uma série de desvantagens, como baixo rendimento, elevado estresse mecânico a cada revolução e necessidade de dispositivo auxiliar para partida, atualmente esta tecnologia não é encontrada em escala comercial, sendo que as pesquisas e desenvolvimentos da mesma foram praticamente interrompidas após a década de 1980 (ACKERMANN, 2005). Em função disso, verifica-se que as unidades eólicas em operação são em sua maioria de eixo horizontal. Neste contexto, a Figura 2 retrata uma estrutura típica de um aerogerador com eixo horizontal que será tomada como base para este trabalho, cujo funcionamento é descrito a seguir.

Sabendo que o vento exerce uma força de sustentação nas pás e que estas estão presas no cubo na turbina, pode-se concluir que esta força causa um torque que faz a turbina girar. A rotação da turbina aciona o eixo dentro da *nacelle*, o qual está conectado a uma

caixa multiplicadora. Este dispositivo eleva a velocidade do eixo de forma a adequá-la com a rotação nominal do gerador. Com base em princípios do eletromagnetismo, o gerador converte a energia mecânica rotacional em elétrica. Assim, o conversor de potência envia esta energia para o transformador elevador que a transmite para a subestação.

Figura 2 – Principais componentes de uma unidade eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar do transformador não estar representado, ele pode estar localizado na *nacelle*, na base da torre ou na própria subestação do parque eólico. Os tipos de geradores aplicados e a presença ou não do conversor de potência são discutidos na Seção 2.3. A figura apresentada serve como referência para a localização dos diferentes componentes que serão detalhados na sequência desta seção.

2.1.1 Turbina

A turbina eólica é composta por um conjunto de pás conectadas ao cubo (do inglês, *hub*), o que forma uma hélice. O desenvolvimento das pás é geralmente focado no *design* aerodinâmico e no tipo de material (ALI, 2012). As pás modernas são semelhantes à asa de avião e usualmente são feitas por compostos de alumínio, fibra de vidro ou fibra de

carbono, os quais proporcionam uma razão força-peso, vida útil e rigidez adequadas para tal aplicação (WU et al., 2011).

O número de pás é outro fator a ser determinado. Quanto menor o número de pás, maior será a velocidade de operação da turbina para permitir uma maior extração da energia do vento na área de rotação do rotor. Este aumento reflete em uma caixa multiplicadora com razão menor, e portanto, o custo é reduzido. Entretanto, o ruído sonoro é diretamente proporcional à velocidade da pá. Além disso, turbinas com apenas uma pá possuem distribuição de carga mecânica assimétrica, podendo causar vibrações no rotor que geram estresse mecânico na estrutura da unidade eólica. Por outro lado, rotores com mais do que três pás não são comuns devido ao aumento no custo, consequente do maior número de pás, e também ao fato da turbulência causada por uma pá ter influência nas pás adjacentes, pois estas estarão mais próximas. Assim, as turbinas com três pás representam o melhor custo benefício entre estresse mecânico, ruído sonoro, custo e velocidade rotacional para turbinas eólicas de grande porte (WU et al., 2011).

O funcionamento aerodinâmico das pás é explicado por meio do Princípio de Bernoulli, o qual declara que conforme a velocidade de um fluido (líquido ou gasoso) aumenta, a pressão interior do fluido diminui. Baseado neste princípio, o formato da curva da pá de uma turbina eólica cria uma diferença de velocidade entre o vento acima (V_{v1}) e abaixo (V_{v2}) da pá, conforme ilustrado na Figura 3. Como o fluxo de ar acima da pá possui uma velocidade maior do que o abaixo ($V_{v1} > V_{v2}$), o efeito na pressão é inverso ($P_{v2} > P_{v1}$), o que resulta em uma força de sustentação (F_S) na pá. Assim, esta força aplicada a certa distância da articulação produz torque, fazendo o eixo da turbina girar.

Figura 3 – Princípio de Bernoulli aplicado à pá de uma turbina eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O ângulo de ataque (α), ilustrado na Figura 3, representa o ângulo entre a direção do vento e a linha de corda da pá. Tal parâmetro é utilizado para controlar a magnitude de F_S , sendo que para α igual a zero, F_S será nulo. O ângulo de ataque nulo é frequentemente utilizado para proteção ou reparo da turbina, pois reduz a velocidade de rotação do rotor a

zero. Dada uma unidade eólica com mecanismo de passo, o ângulo de ataque nominal (α_N) representa o ângulo ótimo para que a potência de saída seja máxima e em cuja posição o ângulo de controle de passo (β) é nulo. Assim, os mecanismos de controle utilizam o parâmetro β para alterar o ângulo de ataque em relação a α_N e, conseqüentemente, controlar a potência de saída do gerador eólico ou proteger o aerogerador contra ventos de alta velocidade. Este parâmetro de controle será abordado em detalhes na Seção 2.2.

Na Figura 3 representou-se o comportamento simplificado da pá de uma turbina eólica, pois o objetivo neste caso era elucidar o surgimento da força de sustentação. Uma representação mais próxima da realidade é retratada na Figura 4.

Figura 4 – Dinâmica da pá de uma turbina eólica.

Fonte: [Adaptada] de Mughal e Guojie (2015).

Na prática, a rotação da pá induz uma componente de velocidade tangencial, ou seja, considerando que o trecho da pá retratado na Figura 4 está a uma distância r do eixo do rotor, a velocidade tangencial será o produto da velocidade angular da pá (ω) por r (MUGHAL; GUOJIE, 2015). Com isso, a composição da velocidade do vento (v_v) com a velocidade tangencial (ωr) resulta na componente W vista pela pá. Devido a este comportamento, as pás apresentam um ângulo de torção ao longo de seu eixo longitudinal, representado na Figura 4 pelo parâmetro ϕ . A interação entre o vento, com velocidade resultante W , e a pá faz surgir as componentes de força de sustentação (F_s) e de arrasto (F_A), normal e paralela à W , respectivamente. Decompondo estas forças no sistema de coordenadas XY , obtém-se a componente F_Y responsável pelo torque. Os ângulos α e β também estão representados na Figura 4, os quais, conforme mencionados anteriormente, estão relacionados ao torque aplicado no eixo do rotor.

Conhecida a aerodinâmica da pá, a potência contida em um fluxo de ar com velocidade v_v atravessando uma área A pode ser calculada por meio de (1) (WU et al., 2011).

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (1)$$

onde ρ é a densidade do ar em kg/m^3 e é função da pressão e da temperatura local, A é a área varrida pela turbina em m^2 e v_v é a velocidade do vento em m/s .

Quando o comportamento elétrico do sistema de conversão de energia eólica é o objetivo do estudo, a modelagem da turbina eólica é simplificada por meio de uma relação algébrica entre a velocidade do vento e a potência mecânica extraída, expressa por (2), que representa a parcela da potência do vento capturada pela pá e convertida em potência mecânica (SLOOTWEG et al., 2003).

$$P_M = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2)$$

onde C_p , definido como coeficiente de potência da turbina eólica, é função da razão de velocidade de ponta da pá (λ), dada por (3), e do ângulo β .

$$\lambda = \frac{\omega_M r_T}{v_v} \quad (3)$$

onde ω_M é a velocidade angular da turbina eólica e r_T é o respectivo raio.

Com base em (2), há três variáveis que podem ser trabalhadas para obter um aumento na potência capturada pela turbina eólica: v_v , C_p e A .

O vento não pode ser controlado e o mesmo varia continuamente em intensidade e direção, sendo uma função do tempo e da altura. Desta forma, a única solução é a instalação de turbinas eólicas em regiões com registros de maiores médias de vento. Uma das abordagens, que considera a velocidade do vento como variável, é a instalação de parques eólicos no mar, denominados *offshore*, onde a velocidade do vento é geralmente maior e mais estável quando comparado ao aferido no continente (WU et al., 2011).

O desenvolvimento e aprimoramento do design das turbinas eólicas com foco no aumento do coeficiente de potência (C_p) é outra opção para aumentar a parcela de potência capturada pela turbina eólica. O coeficiente C_p possui um valor máximo teórico de 0,593 segundo o limite de Betz, cuja demonstração pode ser consultada em (ALI, 2012). Em função disso, o valor de C_p das turbinas eólicas modernas varia entre 0,2 a 0,5 (WU et al., 2011). Aproximações numéricas são feitas para calcular o coeficiente C_p de cada turbina eólica em função de λ e β . Uma possível aproximação é expressa pela função retratada em (4) (SLOOTWEG et al., 2003).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-18,4/\lambda_i} \quad (4)$$

com λ_i dado por (5).

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}} \quad (5)$$

Na Figura 5 é ilustrado o comportamento da curva C_p representada por (4) para diferentes valores de β . Observa-se que com o aumento do ângulo de passo β , a magnitude de C_p diminui, reduzindo a potência extraída do vento. Além disso, verifica-se que para o ângulo de ataque nominal ($\beta = 0^\circ$), C_p apresenta um valor máximo para uma razão de velocidade de ponta da pá ótimo ($\lambda_{\text{ótimo}}$), o qual é o ponto de máxima extração de potência do vento. Tais características do coeficiente C_p , intrínsecas de cada turbina eólica, são utilizadas pelo controle aerodinâmico com a finalidade de não permitir que a potência nominal do gerador seja excedida e também de proteger a turbina contra ventos fortes, cujo detalhe do funcionamento de tal controle é retratado na Seção 2.2. Além disso, o controle do gerador para operar com λ ótimo, ou seja, no ponto de máxima extração de potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT)), também se baseia na característica deste coeficiente, conforme aprofundado no Capítulo 4.

Figura 5 – Curva C_p de uma turbina eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por último, e não menos importante, a área varrida pelas pás, que aumenta com o quadrado do comprimento da pá (l), pois $A = \pi l^2$, é um parâmetro que tem sido muito utilizado no decorrer dos anos para obter um aumento na potência capturada pela turbina eólica, conforme ilustrado na Figura 6. Como curiosidade, a construção das pás na prática é uma tarefa que requer um planejamento cuidadoso e um grande espaço, pois devido a essa abordagem existem pás de 76 m de comprimento, equivalente ao tamanho de um Boeing 747. Ainda, vale mencionar que tal dimensão das pás também reflete em uma maior complexidade no transporte e na instalação de turbinas eólicas de grande porte.

Figura 6 – Evolução do tamanho de turbinas eólicas comerciais.

Fonte: [Adaptada] de Yaramasu et al. (2015).

2.1.2 Mecanismo de Passo

O mecanismo de passo (do inglês, *pitch mechanism*), permite a rotação da pá em torno de seu eixo longitudinal, possibilitando a mudança do ângulo de ataque (α) por meio da alteração do ângulo de controle de passo (β). A mudança do ângulo β de acordo com o vento fornece um grau de controle da potência capturada, conforme mencionado anteriormente, possibilitando que este mecanismo seja utilizado para limitar a potência de saída da unidade eólica e também para proteger a turbina contra velocidades de vento elevadas.

O mecanismo pode ser composto por atuadores hidráulicos ou elétricos (IEC, 2005). Atualmente, atuadores elétricos são mais comuns devido a simplicidade e menor necessidade de manutenção (WU et al., 2011). Por exemplo, um servo motor de alta performance pode ser aplicado para este propósito. Durante condições normais de operação, a velocidade de rotação das pás resultante da atuação dos servos motores é de aproximadamente 5 a 10°/s (ZHANG et al., 2008). As pás podem ser controladas simultaneamente com apenas um mecanismo de passo ou de forma independente com um sistema exclusivo para cada pá, dependendo do projeto.

Este dispositivo é instalado dentro do cubo do rotor da turbina eólica. Um sistema de armazenamento de energia de *backup* é necessário para fins de segurança (WU et al., 2011). Na Figura 7 é apresentado o esquema de um mecanismo de passo com atuadores elétricos.

2.1.3 Caixa Multiplicadora

O rotor de uma turbina eólica de grande porte opera usualmente em uma faixa de velocidade que varia de 6 a 20 rpm (WU et al., 2011). Por outro lado, um gerador eólico padrão de 4 ou 6 polos e frequência no estator de 60 Hz possui velocidade nominal de 1800

Figura 7 – Mecanismo de passo com atuador elétrico.

Fonte: [Adaptada] de BONFIGLIOLI (2016).

e 1200 rpm, respectivamente. Com base nisso, faz-se necessária a utilização de uma caixa multiplicadora (do inglês, *gearbox*) para adaptar a baixa velocidade do rotor da turbina eólica à alta velocidade do gerador (ALI, 2012). Na Figura 8 é ilustrada a estrutura de uma caixa multiplicadora, fabricada pela empresa *General Electric* (GE), composta por um estágio planetário e dois estágios de eixo paralelo. Verifica-se que este dispositivo é composto por engrenagens de transmissão, eixos, mancais e acoplamentos.

Figura 8 – Estrutura de uma caixa multiplicadora típica.

Fonte: [Adaptada] de Ragheb e Ragheb (2011).

Normalmente, a caixa multiplicadora possui múltiplos estágios para atingir a razão de conversão (r_{gb}) desejada, cujo valor é calculado por meio de (6).

$$r_{gb} = \frac{n_g}{n_t} = \frac{(1-s)60f_{est}}{Pn_t} \quad (6)$$

onde n_g e n_t são, respectivamente, as velocidades de rotação nominais em rpm do gerador e da turbina eólica, s é o escorregamento nominal (igual a zero no caso de um GS), f_{est} é

a frequência nominal do estator em Hz e P é o número de par de polos do gerador.

Com base em (6), pode-se traçar a curva de r_{gb} para GSs ($s = 0$) com número de polos diferentes e turbinas eólicas com velocidade de rotação nominal entre 6 e 20 rpm, conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Razão de conversão em função da velocidade nominal da turbina eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As caixas multiplicadoras são geralmente feitas de ligas de alumínio de alta qualidade, aço inoxidável e ferro fundido, sendo que apresentam quando em operação uma eficiência entre 95 e 98% (WU et al., 2011). A perda está diretamente relacionada ao atrito interno entre os dentes das engrenagens, responsável por gerar alto nível de ruído sonoro.

A necessidade de manutenção regular é uma das desvantagens na utilização da caixa multiplicadora. O desgaste no equipamento é provocado basicamente por mudanças aleatórias na velocidade do vento, como no caso de fortes rajadas de vento, as quais resultam em variações bruscas da carga mecânica aplicada no equipamento, o que reduz o tempo de vida do mesmo.

Este dispositivo representa uma grande parcela no investimento inicial, além de contribuir com um grande custo relacionado à manutenção (YARAMASU et al., 2015). A eliminação deste componente de transmissão no projeto de uma unidade de geração eólica aumenta a confiabilidade do sistema e provoca reduções no capital de investimento necessário, nas despesas de manutenção, no ruído sonoro e nas perdas mecânicas (WU et al., 2011). Os geradores com número de polos suficiente, de forma a adequar a velocidade de rotação da turbina eólica com a do gerador, possibilita a configuração denominada *Direct Drive*, que representa a conexão direta da turbina eólica ao eixo do gerador. Outra opção para obter um aumento na confiabilidade e uma redução nos custos, quando com-

parado a caixa multiplicadora de múltiplos estágios, é a aplicação de um estágio único (WU et al., 2011).

2.1.4 Freio Mecânico

O freio mecânico geralmente é instalado no eixo de alta velocidade, entre a caixa multiplicadora e o gerador. A principal vantagem dessa configuração é que o torque necessário para a parada é muito menor, pois como a potência é proporcional ao produto da força com a velocidade, logo, considerando que a potência é constante, quanto maior a velocidade, menor a força, e vice-versa. O freio é normalmente utilizado em situações de emergência, como para proteger a turbina contra velocidades elevadas de vento ou para manutenção (ALI, 2012). Os aerogeradores geralmente utilizam freios hidráulicos ou eletromecânicos (WU et al., 2011). Na Figura 10 é ilustrada a estrutura de um freio mecânico com acionamento hidráulico para conexão ao eixo de alta velocidade.

Figura 10 – Disco de freio mecânico com acionamento hidráulico.

Fonte: [Adaptada] de W. C. BRANHAM (2016).

Para minimizar o desgaste e estresse mecânico nos componentes do gerador eólico, em turbinas de grande porte o sistema de controle pode atuar para reduzir a velocidade do rotor a certo nível ou a zero, e após isso, o freio é ativado. Entretanto, o freio mecânico deve ser capaz de parar completamente o rotor da turbina para qualquer velocidade de vento, conforme estabelecido no padrão internacional IEC 61400-1 (IEC, 2005).

2.1.5 Mecanismo de Guinada

A principal função do mecanismo de guinada (do inglês, *yaw mechanism*) é maximizar a captura da energia do vento por meio do direcionamento da turbina eólica em função da direção do vento. O sistema geralmente consiste em motores elétricos, engrenagens e rolamentos. Adicionalmente, um conjunto de freios é necessário para travar a posição da turbina quando é atingido o posicionamento desejado ou durante a realização de manutenção. Na Figura 11 é apresentado o esquema de um mecanismo de guinada.

Figura 11 – Mecanismo de guinada.

Fonte: [Adaptada] de BONFIGLIOLI (2016).

Com relação ao funcionamento deste mecanismo, todos os motores são comandados por um mesmo sinal e travados após o direcionamento da turbina. Tipicamente, o sistema precisa gerar um torque entre 10 a 70 kNm para girar a *nacelle*, dependendo do porte da unidade eólica (WU et al., 2011). Ainda, é fundamental que haja uma proteção contra a torção dos cabos, ou seja, o sentido de rotação dos atuadores não pode ser sempre o mesmo (IEC, 2005).

Atualmente, o mecanismo de *yaw* não é muito utilizado para regulação de potência, pois apresenta algumas limitações neste quesito, como: baixa velocidade de resposta devido ao grande momento de inércia do conjunto *nacelle*-turbina; pouca sensibilidade do ângulo *yaw* com relação a potência capturada do vento; e estresse mecânico na estrutura do aerogerador devido ao não alinhamento da turbina com o sentido do vento (WU et al., 2011).

2.1.6 Sensores Eólicos

Os controles de uma unidade eólica geralmente necessitam de medidas da velocidade e da direção do vento. Em específico, o controle de passo utiliza o dado da velocidade do vento para proteger a unidade eólica em casos de tempestade. Por outro lado, o controle de guinada necessita da informação da direção do vento para o alinhamento da turbina eólica, de tal forma que a captura de potência seja otimizada. Ainda, para turbinas do tipo velocidade variável, a velocidade do vento pode ser utilizada para determinar qual a velocidade do gerador resulta em máxima extração de energia.

Os sensores utilizados para coleta e processamento de dados do vento são conhecidos como anemômetros. O sensor típico utilizado para a medida da velocidade do vento é basicamente uma turbina com eixo vertical acoplada a um transdutor de velocidade rotacional do tipo opto-elétrico, conforme o equipamento retratado na Figura 12(a). Já

o sensor típico aplicado para medida da direção do vento é uma biruta conectada a um transdutor de ângulo também do tipo opto-elétrico, de acordo com o dispositivo ilustrado na Figura 12(b). Ambos os sensores são usualmente instalados na parte de trás da *nacelle*. A confiabilidade e precisão das medidas podem ser aumentadas por meio da utilização de mais de um conjunto de sensores.

Figura 12 – Tipos de sensores eólicos.

Fonte: [Adaptada] de AMMONIT (2016).

Outra opção é a utilização de anemômetros ultra-sônicos, como o equipamento apresentado na Figura 12(c), que têm a característica de serem mais confiáveis e precisos quando comparados aos sensores mecânicos com partes móveis (WU et al., 2011). Entretanto, como esperado, os sensores ultra-sônicos são mais caros. Com relação ao funcionamento, a medida da velocidade do vento é obtida por meio da emissão e recepção de sinais sonoros através do ar e do monitoramento do tempo de transmissão. Vários medidores são dispostos de tal modo que uma medida tridimensional pode ser feita. Como o tempo de transmissão é afetado pela velocidade e direção do vento, com um esquema de distribuição espacial de sensores ultra-sônicos, estes dados podem ser computados por meio do tempo de propagação.

2.1.7 *Nacelle*, Torre e Fundação

A torre tem como principal finalidade sustentar a *nacelle* (estrutura que abriga os principais componentes do aerogerador) e a turbina (rotor, cubo e pás) na altura que fornece as melhores condições de vento para a unidade eólica. A maioria das torres de unidades eólicas são feitas de aço (WU et al., 2011). Entretanto, torres de concreto ou torres com base de concreto e seções de aço também são aplicadas. A altura da torre aumenta com a potência da turbina e o comprimento da pá, dada a ressalva de que existe uma altura mínima para evitar turbulências causadas pelo relevo, a qual está relacionada à topologia do terreno e à presença de prédios e árvores.

Adicionalmente, a torre acomoda internamente os cabos elétricos de conexão da unidade eólica ao SEP. Esta conexão tem algumas variações, pois o transformador e o

conversor de potência, quando utilizados, podem estar localizados na *nacelle* ou, com o intuito de reduzir o peso da *nacelle*, na base da torre. Ainda com relação à torre, para efeito de manutenção geralmente há uma escada interna da base até a *nacelle*.

A fundação também é uma estrutura importante do sistema de energia eólica, pois tem a função de sustentar todo o conjunto do aerogerador, incluindo a torre. Turbinas eólicas de grande porte são construídas em uma fundação com base de concreto (ALI, 2012). Para o caso de turbinas eólicas *offshore*, a complexidade do projeto da fundação é ainda maior, pois há variações na profundidade do oceano e durante tempestades a fundação é submetida a condições severas.

2.2 Controles Aerodinâmicos

O *design* de uma turbina eólica está diretamente relacionado ao montante de energia capturada do vento. Por questões de eficiência e proteção dos componentes aerodinâmicos, esse montante possui limites inferior e superior. Na Figura 13 é ilustrada a característica da curva de potência de uma turbina eólica em função da velocidade do vento, onde são retratadas as regiões de operação do aerogerador. Estas regiões são definidas por três velocidades de vento: mínima (*cut-in*), nominal e máxima (*cut-out*), com valores típicos por volta de 5, 12-14 e 25 m/s, respectivamente (ANAYA-LARA et al., 2009). Para velocidades de vento abaixo de *cut-in* e acima de *cut-out*, a turbina eólica é bloqueada pelo freio (*parking mode*) e o gerador permanece desligado.

Figura 13 – Curva de potência de uma turbina eólica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O limite inferior de velocidade (*cut-in*) está relacionado ao ponto de operação cuja potência capturada dos ventos é suficiente para compensar as perdas, fornecendo uma potência de saída útil (ANAYA-LARA et al., 2009; WU et al., 2011). Ainda, a velocidade mínima de rotação da turbina deve corresponder a uma frequência maior do que a frequência de ressonância da torre (por volta de 0,5 Hz) (ABAD et al., 2011). Por outro lado, caso o

ponto de *cut-out* seja excedido, a velocidade da turbina eólica deve ser reduzida para o desligamento do gerador e o bloqueio do eixo, de forma a respeitar os limites mecânicos da unidade eólica, protegendo-a contra possíveis danos (ANAYA-LARA et al., 2009).

Já a velocidade de vento nominal representa o ponto de operação cuja potência de saída da unidade eólica é igual à potência nominal do gerador. Para velocidades de vento entre o ponto de *cut-in* e o valor nominal, a curva de potência apresenta uma característica cúbica de acordo com a equação (2), embora modificada pela variação do coeficiente de potência (C_p) para turbinas de velocidade fixa (ANAYA-LARA et al., 2009). No caso de turbinas de velocidade variável, a velocidade do gerador é controlada de forma a obter a máxima extração de potência do vento (C_p constante e igual ao valor ótimo), conhecido como controle de MPPT, cujo detalhes das opções de controle são apresentados no Capítulo 4.

Para velocidades de vento maiores do que o valor nominal, controles de potência aerodinâmicos são necessários para manter a potência de saída no limite estabelecido pela potência nominal do gerador (ALI, 2012). Na prática, três técnicas são utilizadas para o controle aerodinâmico: controle de *stall* passivo, controle de *stall* ativo e controle de *pitch* (ACKERMANN, 2005).

A aerodinâmica das pás de uma turbina eólica é similar à asa de um avião. Entretanto, por estarem fixas ao cubo, a força de sustentação em cada pá resulta em um torque no eixo do rotor que faz a turbina girar. Como o ângulo de ataque (α) está relacionado à interação do fluxo de ar com a pá, a mudança deste causa uma alteração no torque produzido no eixo da turbina eólica (WU et al., 2011). Neste sentido, este parâmetro é utilizado como variável pelos controles aerodinâmicos mencionados, os quais são descritos na sequência.

2.2.1 Controle de *Stall* Passivo

No controle de *stall* passivo, as pás da turbina eólica estão fixadas (parafusadas) no cubo do rotor com um ângulo de ataque ótimo (WU et al., 2011). As pás possuem um *design* aerodinâmico que conforme a velocidade do vento aumenta além do valor nominal, o formato da pá começa a causar gradualmente turbulências que resultam no efeito de *stall* (WORKING GROUP C4.601, 2007). Esta estrutura representa o método mais simples, robusto e barato de proteção aerodinâmica (ACKERMANN, 2005). Entretanto, devido a sua característica passiva de controle, não permite a partida assistida do aerogerador, ou seja, a potência de saída não pode ser controlada durante a sequência de conexão da unidade eólica à rede elétrica (ACKERMANN, 2005).

O princípio de funcionamento do controle de *stall* passivo é ilustrado de forma qualitativa na Figura 14. Verifica-se que para velocidades de vento abaixo ou igual ao valor nominal, as pás da turbina capturam a máxima potência do vento, pois estão com um ângulo de ataque ótimo. Entretanto, caso a velocidade do vento exceda o valor nominal,

o fluxo de ar se separa da superfície da pá não virada para o vento, causando turbulência, e como consequência a força de sustentação reduz a medida que a velocidade do vento aumenta, diminuindo a velocidade de rotação da turbina eólica e a potência de saída da máquina (WU et al., 2011). Este fenômeno é denominado *stall* e apesar de indesejado para os aviões, é útil do ponto de vista de proteção aerodinâmica das turbinas eólicas sem controle ativo.

Figura 14 – Funcionamento do controle de *stall* passivo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma das desvantagens desse modo de controle é a necessidade de um complexo projeto aerodinâmico que envolve um grande desafio com relação à dinâmica de toda a estrutura da turbina eólica para evitar a ocorrência de vibrações (ABAD et al., 2011). O perfil da pá é aerodinamicamente projetado para garantir que o efeito *stall* ocorra apenas quando a velocidade do vento exceder o valor nominal (WU et al., 2011). A torção na estrutura da pá ao longo do seu eixo longitudinal contribui para um efeito *stall* suave (ABAD et al., 2011).

Para efeito de comparação, na Figura 15 são apresentadas as curvas de potência características das turbinas eólicas com controle passivo e ativo. Como ilustrado na Figura 15(a), o controle de *stall* passivo não é capaz de manter a potência capturada do vento constante para valores de velocidade acima do nominal, o que resulta na violação da potência nominal da máquina elétrica para certas velocidades de vento e a redução excessiva da potência de saída para valores próximos ao ponto de *cut-out* da turbina (WU et al., 2011). Para solucionar esse tipo de problema são aplicados controles ativos (*stall/pitch*) que possuem um mecanismo de passo, de forma a obter o comportamento retratado na Figura 15(b).

2.2.2 Controle de *Stall* Ativo

No modo de controle passivo, o fenômeno de *stall* ocorre em função da aerodinâmica da pá após a velocidade do vento exceder o valor nominal. Por outro lado, para uma turbina eólica com controle de *stall* ativo, esse efeito é obtido por meio do aumento do ângulo de ataque das pás para um valor crítico (HAU, 2006). Em função disso, para permitir tal

Figura 15 – Curvas de potência de uma turbina eólica com controle aerodinâmico passivo/ativo.

(a) Controle de *stall* passivo. (b) Controle ativo (*Stall / Pitch*).

Fonte: Elaborada pelo autor.

controle, a unidade eólica deve possuir um mecanismo de passo. A adição deste mecanismo e do controlador representa um aumento considerável no custo da unidade eólica (ABAD et al., 2011).

O princípio de funcionamento do controle de *stall* ativo é retratado de forma qualitativa na Figura 16. Para velocidades de vento abaixo ou igual ao valor nominal, as pás da turbina são ajustadas no ângulo de ataque nominal (ótimo) igual a α_N , com o intuito de capturar a máxima potência do vento. Porém, caso a velocidade do vento exceda o valor nominal, o efeito *stall* é obtido com o aumento do ângulo de ataque das pás, por meio do parâmetro de controle β (ângulo de *pitch*), até atingir um ângulo crítico que faz surgir turbulência nas pás e, conseqüentemente, limita o torque, descartando o excesso de energia contida no vento. Para velocidades de vento superiores ao ponto de *cut-out*, o controle aumenta o ângulo de ataque até o seu valor máximo ($\beta_{máx}$), colocando a superfície da pá em paralelo com o fluxo de ar, conforme a representação tracejada da pá na Figura 16(b). Essa condição faz com que o torque seja nulo, resultando na parada da turbina.

Figura 16 – Funcionamento do controle de *stall* ativo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dentre as vantagens desse modo de controle, destaca-se a característica de um ajuste mais preciso da potência de saída em casos de velocidades de vento acima do nominal, conforme representado na Figura 15(b).

Os modos de controle passivo e ativo baseados no efeito *stall* não são aplicados pela indústria em turbinas eólicas de velocidade variável. Isto resulta do fato da resposta deste tipo de controle ser lenta quando comparado ao controle de *pitch* que será abordado na próxima subseção (ACKERMANN, 2005).

2.2.3 Controle de *Pitch*

Ambos os controles ativos, de *stall* e de *pitch*, são baseados na alteração do ângulo de ataque das pás. A malha de controle do ângulo de passo, cuja saída será o ângulo β , pode ser baseada em um controlador Proporcional-Integral (PI) ajustado para ter como entrada a diferença entre a potência aparente medida e a potência nominal do gerador ou entre a velocidade angular do gerador medida e a velocidade angular de referência de acordo com o MPPT (ZHANG et al., 2008). A principal mudança neste modo de controle está no sentido de rotação das pás em torno de seus eixos longitudinais. Diferente do controle de *stall* ativo, no modo de controle de *pitch* quando a velocidade do vento excede o valor nominal, o mecanismo de passo é acionado de forma a diminuir o ângulo de ataque, rotacionando as pás no sentido de reduzir gradualmente a resistência destas ao fluxo de ar (ABAD et al., 2011). Com isso, a diferença de pressão entre as superfícies de cada pá é reduzida, resultando no decréscimo da força de sustentação (WU et al., 2011).

O princípio de funcionamento do controle de *pitch* é exibido de forma qualitativa na Figura 17. Quando a velocidade de vento está abaixo ou igual ao valor nominal, as pás da turbina são ajustadas no ângulo de ataque nominal (ótimo) igual a α_N , da mesma forma que no método anterior. Porém, caso a velocidade do vento exceda o valor nominal, o controle atua diminuindo o ângulo de ataque para manter a força de sustentação em seu valor nominal, o que resulta no descarte de parte da energia contida no vento. Para

velocidades de vento superiores ao ponto de *cut-out*, o controle reduz o ângulo de ataque a zero ($\beta_{m\acute{a}x}$), colocando a superfície da pá em paralelo com o fluxo de ar, conforme a representação tracejada da pá na Figura 17(b). De forma semelhante ao que ocorre para o modo de controle de *stall* ativo, essa condição de operação faz com que o torque seja nulo, resultando na parada da turbina. Em casos de emergência e manutenção, ambos os controles ativos são utilizados para reduzir a rotação da turbina, o que facilita a operação do freio mecânico.

Figura 17 – Funcionamento do controle de *pitch*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Da mesma forma que para o controle de *stall* ativo, o controle de *pitch* tem como vantagem a característica de um ajuste mais preciso da potência de saída em casos de velocidades de vento acima do nominal, conforme ilustrado na Figura 15(b). Adicionalmente, o controle de *pitch* reage mais rápido a variações no vento do que o controle de *stall* ativo, apresentando uma melhor controlabilidade da potência de saída frente a alterações (WU et al., 2011). Entretanto, para o caso de rajadas de vento que causam uma alteração brusca da velocidade efetiva, ambos os modos de controle ativo não são capazes de compensar tais variações, refletindo em oscilações na potência de saída (ACKERMANN, 2005).

2.3 Principais Topologias

Existe um grande número de tipos de arquiteturas de unidades eólicas que foram exploradas ao longo dos anos (ACKERMANN, 2005). Entretanto, atualmente as estruturas aerodinâmicas disponíveis convergiram para unidades eólicas comerciais com turbina eólica de eixo horizontal, composta por três pás e direcionada contra o vento (ANAYA-LARA et al., 2009).

Por outro lado, no mercado existem disponíveis diversas tecnologias de geradores. Em especial, nas unidades eólicas são utilizados os seguintes tipos: o gerador de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo (do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG)), o gerador de indução com rotor bobinado (do inglês, *Wound Rotor Induction Generator* (WRIG)) e os geradores síncronos com rotores dos tipos bobinado (do inglês, *Wound*

Rotor Synchronous Generator (WRSG)) e imã permanente (do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG)).

O SCIG é mais simples e robusto estruturalmente, apresentando um custo de investimento menor e necessidade de manutenção reduzida (ausência de anéis coletores e escova) quando em comparação com as demais tecnologias (WU et al., 2011). Entretanto, como o SCIG possui uma elevada corrente de energização, um dispositivo *soft-starter* é necessário (WU et al., 2011). Desta forma, assim que o gerador atinge a velocidade nominal, a conexão com a rede é feita através de tiristores controlados, que reduzem a corrente de energização a aproximadamente 1,5 vezes o nominal, e após um período de 1 a 2 segundos, o dispositivo *soft-starter* é curto-circuitado por uma chave *bypass* (HAU, 2006). Além disso, um banco de capacitores também é usualmente utilizado para compensar a potência reativa drenada pelo SCIG (WU et al., 2011). Como esta potência varia com o ponto de operação da máquina, no caso da geração eólica, um compensador estático pode ser requerido, que permite a correção do fator de potência para diferentes valores de potência de saída (diferentes velocidades de vento) (HAU, 2006). Outra máquina assíncrona amplamente utilizada na geração eólica é o WRIG. Esta apresenta características semelhantes ao SCIG, com a exceção do rotor bobinado, que apesar de representar um aumento no custo e complexidade da máquina, permite a utilização na configuração DFIG.

Já o WRSG necessita de sistema de excitação, que inclui anéis coletores com ou sem escovas (maior ou menor manutenção) e um retificador. Apesar das perdas no circuito de campo serem inevitáveis, há a vantagem de que com o controle do fluxo é possível minimizar as perdas para cada ponto de operação da máquina, mantendo a relação V/Hz (LI; CHEN, 2008). Por outro lado, o PMSG não requer sistema de excitação, apresentando maior eficiência e confiabilidade (dispensa o uso de anéis coletores) (LI; CHEN, 2008). O uso de imã permanente aumenta a densidade de potência da máquina, ou seja, maior relação potência/peso, entretanto, há o problema do custo ser maior e o risco de desmagnetização quando sujeito a altas temperaturas (LI; CHEN, 2008).

No âmbito da geração eólica, a combinação destas máquinas elétricas com tipos de controle aerodinâmico e de turbinas existentes possibilita a obtenção de topologias que apresentam características diferentes de operação e funcionamento. Na Tabela 1 são apresentadas as configurações disponíveis no mercado.

Tabela 1 – Topologias de unidades eólicas aplicadas pela indústria.

Turbinas Eólicas		Controle Aerodinâmico		
		<i>Stall</i> Passivo	<i>Stall</i> Ativo	<i>Pitch</i>
Velocidade Fixa		SCIG	SCIG	SCIG
Velocidade Variável	Limitada	-	-	WRIG
	Parcial	-	-	DFIG
	Completa	-	-	WRSG/PMSG

Fonte: Baseada em Ackermann (2005).

Verifica-se que as topologias de unidades eólicas podem ser classificadas como de velocidade fixa ou variável, de acordo com o comportamento da velocidade de rotação da turbina. Além disso, conforme mencionado anteriormente, os modos de controle passivo e ativo baseados no efeito *stall* não são aplicados pela indústria para turbinas eólicas de velocidade variável. Tais configurações são apresentadas em detalhes na sequência desta seção.

2.3.1 Geradores Eólicos de Velocidade Fixa

O conceito de turbina eólica de velocidade fixa representa a topologia mais básica na área de geração eólica (SINGH; VYAS; SANTOSO, 2010). A maioria das unidades de pequeno porte e antigas são equipadas com geradores conectados diretamente à rede elétrica (HAU, 2006). Na Figura 18 é apresentada uma configuração típica composta por um SCIG conectado ao sistema elétrico por meio de um dispositivo *soft-starter*. Um transformador é necessário para adequar a tensão da rede a da máquina elétrica. Esta topologia, com controle aerodinâmico *stall* passivo e a turbina eólica direcionada contra o fluxo de ar, foi aplicada por muitos fabricantes dinamarqueses durante as décadas de 1980 e 1990, em função disso, é reconhecida como conceito Dinamarquês de sistema de conversão de energia eólica (LI; CHEN, 2008). Geralmente, as unidades eólicas do tipo velocidade fixa não possuem mecanismo de passo, ou seja, o controle aerodinâmico adotado é o *stall* passivo (SINGH; VYAS; SANTOSO, 2010).

Fonte: Elaborada pelo autor.

A velocidade de rotação da turbina eólica depende da frequência da rede, do número de polos do gerador, do escorregamento e da relação da caixa multiplicadora, conforme (6) (WU et al., 2011). Como valores de escorregamento elevados resultam em uma maior perda nas barras do rotor, o escorregamento é limitado em aproximadamente 1% para turbinas eólicas de 1 MW (LI; CHEN, 2008). Desta forma, para velocidades de vento diferentes, a velocidade de rotação do rotor é pouco afetada, sendo que varia dentro de uma faixa de aproximadamente $\pm 1\%$ do valor nominal (YARAMASU et al., 2015). Apesar desta margem ser restrita, o torque eletromagnético do gerador está sujeito a tal variação, o que resulta

na oscilação da potência de saída da máquina (ALI, 2012). Esta faixa de variação de velocidade extremamente pequena caracteriza a unidade eólica como do tipo velocidade fixa, que normalmente requer uma caixa multiplicadora para adequar a velocidade de rotação da turbina eólica com a do gerador (WU et al., 2011).

Os GSs também podem ser utilizados na configuração de conexão direta à rede elétrica. Entretanto, o uso destas máquinas nesta topologia permite apenas pequenos ângulos de carga para compensar a dinâmica imposta pela turbina eólica ao gerador, ou seja, uma rajada de vento pode causar a perda de sincronismo entre o gerador e a rede elétrica (HAU, 2006).

As unidades eólicas do tipo velocidade fixa com SCIG são caracterizadas pela simplicidade da topologia, baixo custo de investimento, manutenção reduzida e operação confiável (YARAMASU et al., 2015). Entretanto, apresentam como desvantagens: baixa eficiência na conversão de energia eólica em elétrica; mudanças na velocidade do vento são refletidas na potência injetada na rede elétrica, que pode resultar em distúrbios de qualidade de energia elétrica (flutuação de tensão), de acordo com a força do sistema no ponto de conexão; e falhas no sistema elétrico causam grande estresse nos componentes mecânicos da turbina eólica (PAPATHANASSIOU; PAPADOPOULOS, 2001). Esta topologia era popular até uma década atrás, entretanto, devido às desvantagens mencionadas, esta configuração está se tornando rara no âmbito de geração eólica (YARAMASU et al., 2015). Apesar disso, ainda existem unidades eólicas comerciais do tipo velocidade fixa na faixa de MW, como os modelos Vestas V82 de 1,65 MW e Siemens SWT 2.3-101 de 2,3 MW, sendo que para aerogeradores de grande porte com turbina de velocidade fixa, o SCIG geralmente contém 4 ou 6 polos para sistemas a 50 ou 60 Hz, respectivamente (WU et al., 2011; YARAMASU et al., 2015).

2.3.2 Geradores Eólicos de Velocidade Variável

A operação com velocidade variável proporciona uma série de vantagens com relação a turbinas do tipo velocidade fixa (WU et al., 2011). Dentre as vantagens deste modo de operação, destacam-se: maior eficiência do sistema eólico obtida com o controle de MPPT, pois tais topologias permitem o ajuste da velocidade do gerador de acordo com a do vento com o intuito de operar com o λ que corresponde ao máximo C_p (ACKERMANN, 2005); redução no estresse mecânico imposto aos componentes da unidade eólica quando submetidos a rajadas de vento, que resulta em um menor desgaste das peças da caixa multiplicadora e, conseqüentemente, diminui a necessidade de manutenção e aumenta a vida útil do dispositivo (YARAMASU et al., 2015); e melhora na qualidade da energia elétrica (ACKERMANN, 2005).

A utilização de dois pontos de velocidade fixa, um para velocidades baixas de vento e outro para operação nominal, apresenta uma pequena melhora na eficiência, além de reduzir a emissão de ruído sonoro (HAU, 2006). Uma das opções para permitir tal modo

de operação é baseada na aplicação de dois geradores, sendo um de pequeno porte para velocidades baixas e um de maior porte com potência igual a nominal da unidade eólica. Entretanto, como esperado, essa solução apresenta um elevado custo (dois geradores) e uma maior complexidade na estrutura da caixa multiplicadora e no controle (HAU, 2006). Outra opção é a utilização de um gerador de indução com polos comutáveis, ou seja, tal máquina possui dois enrolamentos no estator isolados eletricamente e com número de polos diferente. Porém, esta solução também apresenta um aumento no custo considerável, devido à complexidade do gerador quando comparado as máquinas convencionais com apenas um enrolamento no estator (HAU, 2006). Além das desvantagens citadas, tais soluções não permitem a aplicação do controle de MPPT, pois apresentam apenas duas velocidades de operação.

As topologias que serão apresentadas em detalhes nesta subseção aplicam conversores eletrônicos, o que permite o controle de MPPT, ou seja, o sistema passa a ajustar a velocidade de rotação do gerador de forma a operar com C_p ótimo para cada velocidade de vento, obtendo-se o aumento na eficiência da conversão de energia eólica em elétrica (YARAMASU et al., 2015). Esse tipo de unidade eólica usualmente possui o mecanismo de passo com controle de *pitch* para proteção aerodinâmica (LI; CHEN, 2008). Além disso, é necessário um transformador para adequar a tensão da rede a do conversor eletrônico empregado em cada configuração.

Como principais desvantagens destas topologias, destacam-se o aumento no investimento inicial proveniente da necessidade de um conversor eletrônico e a maior complexidade na operação (ACKERMANN, 2005; WU et al., 2011). Entretanto, com o progresso recente no desenvolvimento da tecnologia de chaves eletrônicas, os aerogeradores do tipo velocidade variável se tornaram uma solução economicamente viável (HAU, 2006). Tais unidades eólicas podem ser divididas, de acordo com a faixa de variação da velocidade, em três classes: limitada, parcial e completa. Detalhes de cada configuração são retratados a seguir.

2.3.2.1 Escala Limitada

O conceito de turbina eólica de velocidade variável com escala limitada aplica um WRIG com a resistência do circuito do rotor passível de alteração (LI; CHEN, 2008). Na Figura 19 é ilustrada a configuração típica desta topologia. Da mesma forma que para o SCIG aplicado em uma unidade eólica de velocidade fixa, o WRIG tem as desvantagens de também requerer um dispositivo *soft-starter* para limitar a corrente de energização, um banco de capacitores para realizar a compensação de reativos e uma caixa multiplicadora para adequar a velocidade de rotação do gerador com a da turbina (WU et al., 2011).

A resistência do rotor é normalmente controlada por um conversor eletrônico de potência reduzida, por volta de 10% da potência da máquina (YARAMASU et al., 2015). A faixa de variação da velocidade depende do tamanho do resistor variável, sendo geralmente

Figura 19 – Unidade eólica de velocidade variável limitada com WRIG.

Fonte: Elaborada pelo autor.

pequena e limitada em menos de 10% acima da velocidade nominal (LI; CHEN, 2008). A presença de anéis coletores com escovas para alteração da resistência do circuito do rotor, que requerem manutenção periódica, pode ser evitada. Como solução, o conversor eletrônico e a resistência são instalados na estrutura do rotor e os sinais de controle são transmitidos por meio de um acoplamento óptico (ACKERMANN, 2005; LI; CHEN, 2008).

Para entender como a variação da resistência do circuito do rotor permite o controle da velocidade de rotação do gerador é necessário conhecer a equação que rege a relação torque/velocidade da máquina de indução com rotor bobinado, dada por (7) (SEN, 1997).

$$T_{mec} = \frac{1}{\omega_s} \frac{V_{th}^2}{(R_{th} + R'_2/s)^2 + (X_{th} + X'_2)^2} \frac{R'_2}{s} \quad (7)$$

onde T_{mec} é o torque mecânico por fase, ω_s é a frequência angular síncrona, s é o escorregamento, V_{th} é a tensão terminal de Thévenin por fase, R_{th} é a resistência de Thévenin por fase do estator, X_{th} é a reatância de Thévenin por fase do estator, R'_2 é a resistência equivalente do circuito do rotor vista no estator e X'_2 é a reatância equivalente do circuito do rotor vista no estator.

Utilizando (7) para traçar as curvas do comportamento do torque pela velocidade para diferentes valores de R'_2 , obtém-se a Figura 20. A região retratada se refere ao modo de operação da máquina de indução como gerador. Observa-se que o aumento da resistência do circuito do rotor altera a característica da curva, deslocando o ponto de torque máximo e intersectando a curva de carga em uma condição de maior velocidade (maior escorregamento). Para três valores de resistência externa (R_{ex}), demonstra-se que é possível alterar a velocidade de rotação do gerador na faixa de 101 até 107%, considerando um escorregamento nominal de 1%.

A resistência do rotor é normalmente ajustada por meio de um conversor de potência composto por um diodo retificador e um circuito *chopper* (WU et al., 2011). Na Figura 21 é retratado um diagrama de blocos típico de um esquema de controle em malha fechada para esta finalidade. A tensão no circuito do rotor é retificada pela ponte de diodo. O valor efetivo (R_{ex}^*) da resistência externa (R_{ex}) é alterado por meio da variação do ciclo

Figura 20 – Característica da curva de torque pela velocidade variando R'_2 .

Fonte: Elaborada pelo autor.

de trabalho (α) do circuito *chopper* na faixa de $0 < R_{ex}^* < R_{ex}$ (SEN, 1997). Como I_d é proporcional ao torque, é possível realizar um controle em laço fechado, conforme explicitado a seguir (SEN, 1997). A velocidade atual (n) é comparada com a desejada (n^*) e o sinal de erro obtido passa por um bloco de ganho (H) para obter o valor da corrente de referência (I_d^*). Este valor é comparado com a corrente medida (I_d), resultando no sinal de erro que é utilizado pelo controlador (C) para atuar na mudança do ciclo de trabalho (α) do circuito *chopper*.

Figura 21 – Esquema de controle de velocidade por meio da variação da resistência do circuito do rotor.

Fonte: [Adaptada] de Sen (1997).

Apesar de com a variação da velocidade por meio da alteração da resistência do circuito do rotor ser possível obter um aumento da eficiência com um controle de MPPT limitado, há o revés do aumento das perdas elétricas na resistência do rotor (YARAMASU et al., 2015). Em específico, quanto maior a resistência do circuito do rotor, maior serão as perdas elétricas, pois além da resistência ser maior, a corrente induzida também se elevará devido

ao aumento da variação do fluxo magnético (maior escorregamento) visto pelo circuito do rotor.

Alguns exemplos de unidades eólicas comerciais do tipo velocidade variável limitada são o modelo V80 de 1,8 MW fabricado pela Vestas e o modelo S88 de 2,1 MW fabricado pela Suzlon Energy (WU et al., 2011; YARAMASU et al., 2015). Entretanto, esta configuração está se tornando menos importante para a indústria de turbina eólica devido à faixa limitada de variação de velocidade e a baixa eficiência na conversão de energia quando comparada com as duas próximas topologias abordadas neste capítulo (YARAMASU et al., 2015).

2.3.2.2 Escala Parcial

O conceito de turbina eólica de velocidade variável com escala parcial também aplica um WRIG. Entretanto, esta topologia utiliza a máquina de indução na configuração DFIG, conforme ilustrado na Figura 22. Neste caso, o circuito do estator é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o circuito do rotor é conectado através de um conversor eletrônico de potência bidirecional, tipicamente um conversor *back-to-back* composto por *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs) (ANAYA-LARA et al., 2009; SINGH; VYAS; SANTOSO, 2010). Com a aplicação de técnicas de controle vetoriais, o conversor assegura a geração de potência na frequência e tensão nominais da rede elétrica independente da velocidade de rotação do rotor (ABAD et al., 2011).

Figura 22 – Unidade eólica de velocidade variável parcial com DFIG.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O conversor eletrônico controla a amplitude e a frequência da corrente no circuito trifásico do rotor, e conseqüentemente a velocidade, pois o torque está relacionado à interação dos campos magnéticos girantes produzidos pelos circuitos de armadura e de campo no sentido de alinhá-los (LI; CHEN, 2008). Tal característica permite o controle independente do fluxo das potências ativa e reativa entre o gerador e o SEP (ABAD et al., 2011; SINGH; VYAS; SANTOSO, 2010). A potência pode ser entregue através dos circuitos do estator e rotor, sendo que o circuito do rotor pode também absorver potência da rede dependendo da velocidade de rotação da máquina em relação à síncrona (ANAYA-LARA et al., 2009).

Ainda, o conversor de frequência é responsável por controlar a compensação de reativos e a partida assistida, não sendo mais necessárias as instalações de um dispositivo *soft-starter* e de um banco de capacitores (ACKERMANN, 2005; WU et al., 2011). Entretanto, a conexão do conversor ao circuito do rotor é feita através de anéis coletores e escovas, os quais possuem uma vida útil na faixa de 6 a 12 meses apenas, sendo essencial a manutenção periódica deste componente (YARAMASU et al., 2015). Adicionalmente, esta configuração requer uma caixa multiplicadora (normalmente de três estágios), aumentando o custo, peso e a necessidade também de manutenção regular (ABAD et al., 2011; YARAMASU et al., 2015). Tais desvantagens impedem a aplicação de tal topologia em parques eólicos *off-shore*, onde o custo de manutenção é bastante elevado (YARAMASU et al., 2015).

Esta topologia de unidade eólica suporta uma ampla faixa de variação da velocidade de rotação do gerador, tipicamente da ordem de $\pm 30\%$ em torno do valor nominal (LI; CHEN, 2008). Como através do conversor eletrônico circula apenas a potência relativa ao circuito do rotor, que é aproximadamente 30% da potência nominal do gerador, a capacidade deste dispositivo é reduzida quando comparado ao conversor de potência total utilizado na configuração que apresenta uma faixa de variação de velocidade completa (WU et al., 2011). A vantagem de um conversor eletrônico de menor potência está na redução tanto do custo como das perdas elétricas (ABAD et al., 2011).

Quando comparada com as topologias anteriores, esta configuração é caracterizada por: maior eficiência na conversão de energia devido a aplicação do controle de MPPT; ampla faixa de variação da velocidade ($\pm 30\%$); e melhor dinâmica contra distúrbios no sistema elétrico e rajadas de vento que reflete em uma maior imunidade da unidade geradora (YARAMASU et al., 2015). Tais características tornaram o DFIG uma das tecnologias dominantes na indústria eólica, com uma parcela do mercado de aproximadamente 50%, tendo como exemplo os modelos comerciais Vestas V90 (3 MW) e Repower 5M (5 MW) (YARAMASU et al., 2015; WU et al., 2011). Desta forma, a maioria das turbinas instaladas são do tipo velocidade variável com o DFIG, compartilhando o mercado com unidades que empregam o WRSG e o novo concorrente que utiliza o PMSG (ABAD et al., 2011). Na sequência será apresentada a topologia que permite a aplicação tanto do WRSG, como do PMSG.

2.3.2.3 Escala Completa

O conceito de turbina eólica de velocidade variável com escala completa permite a utilização de máquinas de indução (SCIG e WRIG) e síncronas (WRSG e PMSG) (SINGH; VYAS; SANTOSO, 2010; WU et al., 2011). Nesta topologia, um conversor de potência é utilizado como única interface entre o gerador e o SEP. Como tal configuração permite o desacoplamento mecânico entre a máquina e a rede elétrica, é possível operar o aerogerador com uma faixa completa de variação da velocidade, ou seja, de 0 a 100% (WU et al., 2011). Baseado nisso, a frequência do gerador pode variar conforme a velocidade do

vento, enquanto que a frequência na saída do conversor permanece inalterada e igual a do sistema elétrico (ANAYA-LARA et al., 2009).

Na Figura 23 é ilustrado o esquema de uma unidade eólica de velocidade variável completa com o PMSG. A ausência da caixa multiplicadora, conhecida do inglês como *direct-drive*, proporciona um aumento na eficiência global da unidade eólica, uma maior confiabilidade do sistema e uma redução nos custos iniciais e de manutenção (LI; CHEN, 2008). Para tanto é necessário utilizar geradores de baixa velocidade, ou seja, com maior número de polos (YARAMASU et al., 2015). Entretanto, geradores de baixa velocidade possuem um diâmetro consideravelmente maior para acomodar o grande número de polos, o que resulta em um aumento nos custos da máquina e da instalação (WU et al., 2011). No mercado estão disponíveis geradores do tipo WRSG e PMSG para aplicações de *direct-drive* (LI; CHEN, 2008). Uma outra abordagem visa a simplificação da caixa multiplicadora por meio do uso de um número menor de estágios, cuja finalidade é reduzir o tamanho da máquina, sendo que nas topologias anteriores é comumente utilizada uma *gearbox* de três estágios (YARAMASU et al., 2015).

Figura 23 – Unidade eólica de velocidade variável completa com PMSG.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Esta topologia, conhecida do inglês como *full-converter wind generator*, permite a compensação de reativos, a conexão suave com a rede em toda a faixa de velocidade e uma maior imunidade contra falhas no SEP e rajadas de vento (ACKERMANN, 2005; YARAMASU et al., 2015). Além disso, a eficiência na conversão de energia eólica é maior com essa topologia do que com as anteriores, pois permite a aplicação do controle de MPPT em uma maior faixa de variação da velocidade (YARAMASU et al., 2015). Entretanto, como toda a potência gerada passa pelo conversor eletrônico, a potência nominal deste equipamento deve ser igual a da máquina elétrica (WU et al., 2011). Em função disso, o custo do conversor de potência é elevado, embora represente apenas uma parcela do custo total (7 a 12%) da unidade eólica (YARAMASU et al., 2015). Um dos tipos amplamente aplicado é o conversor fonte de tensão (do inglês, VSC) de dois níveis na configuração *back-to-back* (WU et al., 2011).

Até alguns anos atrás, a principal desvantagem do gerador eólico do tipo *full-converter* era a baixa eficiência elétrica, pois, como toda potência elétrica flui através do conversor,

as perdas elétricas no equipamento são maiores, e com isso, a eficiência desta configuração é menor do que a apresentada pelo DFIG (HAU, 2006). Entretanto, com o avanço da tecnologia de conversores, as perdas elétricas reduziram ao ponto de a eficiência elétrica desta configuração estar próxima da obtida com o DFIG (HAU, 2006). Segundo Yaramasu et al. (2015), os futuros projetos anunciados pelos fabricantes de turbinas eólicas indicam que esta topologia assumirá o mercado nos próximos anos. Alguns exemplos comerciais desta topologia são o modelo V-112 de 3 MW fabricado pela Vestas e o modelo AV928 de 2,5 MW fabricado pela Avantis (WU et al., 2011).

Por fim, a efeito de curiosidade, existe um conceito antigo de turbina eólica em que a operação com velocidade variável é obtida por meio de um conversor mecânico, conhecido como transmissão de relação variável (YARAMASU et al., 2015). Com este equipamento, o gerador opera com velocidade fixa e é conectado diretamente à rede elétrica. O custo total da unidade eólica é menor do que a composta pela topologia anterior, pois o conversor de potência não é necessário (YARAMASU et al., 2015). Apesar das vantagens, esta configuração com transmissão de relação variável é raramente utilizada pela indústria (YARAMASU et al., 2015). O motivo possivelmente é relativo a questões de manutenção e confiabilidade do conversor mecânico.

2.4 Considerações Finais

O conteúdo apresentado neste capítulo de forma abrangente é fundamental para o entendimento do funcionamento dos aerogeradores. O levantamento do estado da arte indicou as topologias em evidência. Dentre estas, está a unidade foco deste trabalho, conhecida como gerador eólico do tipo *full-converter*, que é composta por uma máquina elétrica conectada à rede elétrica por meio de um conversor de potência de escala completa. Este tipo de aerogerador tem sido um dos mais instalados recentemente, tendo alcançado 40,8% do mercado global no ano de 2013, sendo que 89,95% destas unidades eram compostas por máquinas síncronas (JAVIER; ROBERTO, 2016). Na sequência, tendo em vista o contexto das *smart grids*, é apresentado um levantamento das tecnologias de SAEs aplicadas a fontes de geração intermitentes, com o intuito de indicar a solução mais adequada para a geração eólica.

Contexto das *Smart Grids*

O contexto considerado neste trabalho leva em conta duas características das *smart grids* para as análises de proteção, que são: a presença de elementos armazenadores de energia na rede elétrica, que permite uma maior penetração de unidades geradoras do tipo eólica e solar, assim como o aprimoramento na qualidade da energia elétrica fornecida por tais fontes; e a operação ilhada intencional de blocos do sistema principal, o que caracteriza a capacidade de auto-reparação da mesma.

Desta forma, este capítulo apresenta, primeiramente, uma revisão bibliográfica das abordagens adotadas para suavizar a potência de unidades eólicas em conjunto com os requisitos técnicos para que uma microrrede opere no modo ilhado. Em seguida, como este contexto requer a presença de SAEs na rede elétrica, um levantamento das tecnologias de armazenamento de energia é apresentado para indicar a opção mais adequada para esta finalidade. Em função disso, o princípio de funcionamento, o modelo elétrico e a especificação dos parâmetros da solução escolhida para o estudo são descritos para servirem como base para a modelagem do sistema elétrico no *software* RSCAD.

3.1 Suavização da Potência

A elevada penetração de aerogeradores no SEP, prevista para as redes futuras, introduz desafios técnicos e questões relacionadas à interconexão da rede elétrica, controle, confiabilidade, proteção, despacho da geração, e qualidade da energia elétrica (TELEKE et al., 2009). Hoje em dia, os geradores eólicos não contribuem para os serviços ancilares da rede (tensão e frequência), pois a potência de saída deste tipo de fonte depende da velocidade do vento, o que resulta em um comportamento variável. Para superar esta desvantagem, existem dois métodos segundo Cimuca et al. (2006):

- Utilizar o controle aerodinâmico da turbina para extrair potência constante;
- Conectar SAEs para regular a potência elétrica entregue ao SEP.

O primeiro método atenuará parcialmente as flutuações, porque o mecanismo de passo tem um tempo de resposta limitado pelo servo motor, com um máximo de $30^\circ/s$ (HEIER, 2014). Com isso, esta solução apresenta resultados aceitáveis quando a unidade eólica está conectado em uma rede elétrica forte, entretanto, considerando redes fracas ou sistemas isolados, as flutuações de energia, ainda que reduzidas, podem ser questionáveis (CIMUCA et al., 2006). Além disso, este método resulta em uma menor eficiência, já que a prioridade de operação não é o controle de MPPT.

Neste contexto, o segundo método surge como uma solução mais eficiente que é capaz de fortalecer a geração eólica, permitindo a suavização completa da potência de saída e também o seguimento de carga para o modo de operação ilhada, que é discutido na próxima subseção. No que diz respeito aos esquemas de suavização, existem diversas abordagens na literatura, conforme apresentado abaixo.

Yoshimoto, Nanahara e Koshimizu (2006) desenvolvem um controle com realimentação para manter o nível de State of Charge (SOC) dentro de um intervalo apropriado, enquanto que o *setpoint* de potência da bateria é obtido com base em um filtro *washout* de forma a reduzir as flutuações de curto prazo. Em outras palavras, o esquema proposto inclui uma malha externa que altera o ponto de ajuste de potência da bateria de acordo com o valor atual de SOC. Uma estrutura similar para limitar a faixa de operação da bateria também foi adotada por Teleke et al. (2009), incluindo limites tanto para o SOC como também para as taxas de carga e descarga.

Cimuca et al. (2006) investigam a aplicação de um supervisor *fuzzy* combinado com um controlador PI no tratamento de flutuações na geração eólica. O SAE, baseado na tecnologia *flywheel*, é responsável por regular a tensão no elo CC e a potência entregue à rede elétrica, atendendo os limites de velocidade do *flywheel*. Basicamente, o controlador PI determina a potência necessária para manter a tensão do elo CC em seu valor nominal, enquanto que o supervisor *fuzzy*, que tem como entradas o valor filtrado da potência gerada e a velocidade do *flywheel*, informa o valor necessário para suavizar a potência de saída. A combinação desses valores resulta no *setpoint* do SAE.

Abbey e Joos (2007) propõem um sistema de gerenciamento de energia, baseado em *fuzzy*, para aprimorar o desempenho de unidades eólicas compostas por DFIG. O sistema inteligente utiliza dados de SOC dos armazenadores de energia, previsão de geração eólica e medição de tensão na rede elétrica. As regras *fuzzy* foram criadas para equilibrar o balanço entre as necessidades de suavizar as flutuações de potência, criar reserva suficiente para contingências e garantir que o dispositivo de armazenamento permaneça em operação ininterrupta.

Teleke et al. (2010) implementam um método de controle ótimo que possui como índice de desempenho uma função de custo quadrático que penaliza os desvios do ponto de ajuste da bateria. Esse valor é definido pela diferença entre a potência horária despachável e a potência eólica extraída, ou seja, este método é baseado em dados de previsão de vento.

As restrições da função objetivo consistem nas correntes máximas de carga/descarga e nos limites de SOC.

De acordo com os artigos apresentados, observa-se que, independentemente do esquema de controle adotado, as restrições do SAE devem ser consideradas. Além disso, Abbey e Joos (2007) consideram reservas para contingências, que é um ponto importante para questões de estabilidade e confiabilidade do sistema. No entanto, nenhum dos métodos apresentados permite um controle direto da energia fornecida à rede para operá-la como uma unidade de geração convencional.

Desta forma, com base em (GKAVANOUDIS; DEMOULIAS, 2014), este trabalho propõe um esquema de controle que opera da seguinte maneira no modo conectado à rede: o SAE apenas controla a tensão do elo CC do conversor *back-to-back*, ou seja, o ponto de operação da bateria é determinado por um controlador PI que tem como entrada Δv_{dc} em relação ao valor de referência. Além disso, as correntes de carga/descarga máxima são limitadas pelo controlador. Por outro lado, as restrições de SOC e reservas para contingências relacionadas a requerimentos de LVRT e ilhamento, são gerenciadas pelo *setpoint* do VSC do lado da rede. Para simulações de longo prazo, um sistema de gerenciamento de energia seria necessário para controlar esse ponto de ajuste levando em conta as restrições mencionadas. No entanto, como o foco desta pesquisa é a análise de proteção do aerogerador, os cenários de simulação consistem em pontos de operação adotados para o gerador eólico, o SAE e o VSC do lado da rede, de forma a cobrir toda a faixa de operação dos componentes do sistema, conforme será descrito no Capítulo 5. Em outras palavras, a implementação de um sistema de gerenciamento de energia não foi necessária para a análise de proteção proposta.

3.2 Operação Ilhada Intencional

A operação ilhada intencional representa a criação de uma microrrede predefinida devido a falhas na rede elétrica ou manutenção programada que causa seu isolamento do sistema interconectado. Atualmente, este tipo de operação ainda não é amplamente aplicado, sendo que no caso de ilhamento, o procedimento adotado é a desconexão das fontes geradoras, o que exige o ajuste de uma proteção denominada função anti-ilhamento.

Considerando o desenvolvimento das *smart grids*, sua capacidade de auto-reparo inclui a operação ilhada intencional, o que mantém a maior parte do sistema operando durante situações de falta. Esta característica contribui, de forma geral, com o aumento da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. De fato, as microrredes formam os componentes básicos e os blocos de construção das redes inteligentes, compostas por uma variedade de fontes, SAEs e cargas locais (ANDISHGAR; GHOLIPOUR; HOOSMAND, 2017). Neste sentido, a publicação do guia IEEE Std 1547.4 (IEEE, 2011), que estabelece boas práticas em relação ao projeto, operação e integração de sistemas ilhados ao SEP, permi-

tiu bons avanços na área. Os principais tópicos abordados neste guia sobre adaptações técnicas para habilitar esse modo de operação são apresentados abaixo:

1. Regulação de tensão e frequência: no caso de um único gerador distribuído presente na microrrede, seu modo de controle deve mudar de potência ativa/reativa (PQ) para frequência e tensão θV . Por outro lado, considerando mais de um gerador distribuído, é necessário definir a barra de referência e a participação de cada fonte no balanço de potência, de acordo com o tipo de fonte;
2. Requisitos de carga: durante a etapa de projeto da microrrede, é necessário analisar o histórico de carga local para adequar a geração com a carga. Com base nisso, devem ser realizados estudos para verificar a compatibilidade entre os geradores distribuídos e o perfil de demanda, considerando a capacidade dos geradores e a resposta dinâmica às variações na carga. Ainda, em relação a este aspecto, esquemas de rejeição de carga devem ser implementados;
3. Detector de ilhamento: para casos de ilhamento intencional resultantes de faltas no sistema elétrico, é fundamental implementar um esquema que detecte esta situação. O sinal de disparo enviado por este esquema é responsável por alterar os modos de controle do gerador distribuído, bem como o grupo de configuração da proteção. Para detectar a condição ilhada, pode-se utilizar o estado dos disjuntores que definem a microrrede projetada ou funções semelhantes às proteções anti-ilhamento baseadas na medição de frequência;
4. Automação da rede elétrica: este tópico ressalta a importância de adaptar a estrutura do SEP, no que diz respeito à instalação de chaves automáticas em pontos específicos, com o intuito de permitir a transição da microrrede entre os modos conectado e ilhado. Neste caso, a automação da rede elétrica é o ponto principal, uma vez que os disjuntores devem ser controlados pelo sinal de disparo do detector de ilhamento;
5. Configuração da proteção e do aterramento: durante o modo ilhado, a capacidade de curto-circuito é geralmente menor, exigindo a aplicação de uma proteção adaptativa que altere o grupo de ajustes de acordo com a nova condição. Além disso, é necessário que o esquema de aterramento seja bem projetado para ambos modos de operação, o que também pode exigir um esquema de aterramento adaptativo;
6. Dispositivo de sincronização: a transição do modo ilhado para o conectado requer um sistema de medição no ponto de conexão com o sistema principal e um sincronizador. O sistema de medição é responsável por fornecer os sinais de tensão da rede ao sincronizador, que por sua vez detectará a recuperação do sistema principal para prosseguir com o procedimento de sincronização e conexão. Considerando a criação

de várias microrredes, a reconexão deve ser coordenada de acordo com os requisitos de segurança e estabilidade pré-estabelecidos pelo operador.

Conforme apresentado, um dos tópicos mencionados pelo guia IEEE Std 1547.4 diz respeito ao foco desta pesquisa, ou seja, a proteção do sistema elétrico. Além disso, com relação aos requisitos da carga local, como a Bateria Redox de Vanádio (BRV) apresenta tempo de resposta rápido, não há restrição sobre variações na demanda de energia. No entanto, os cenários de carga para condições de ilhamento, definidos no Capítulo 5, consideraram a potência nominal do VSC do lado da rede, que consiste na etapa de projeto da microrrede composta pelo aerogerador alimentando cargas locais isoladamente. Além disso, no que diz respeito ao detector de ilhamento, como o foco desta pesquisa é a proteção do aerogerador, a microrrede é intencionalmente desconectada do sistema principal, simulando uma manutenção programada.

Com base no apresentado, a condição ilhada é criada durante a simulação após o envio do comando de abertura para o disjuntor de interconexão com a rede elétrica, que representa a automação da rede elétrica. O mesmo sinal é usado para alterar o controle do VSC do lado da rede de PQ para θV . Em outras palavras, o sistema de gerenciamento de energia é bloqueado para ajustar a frequência e a tensão da microrrede. Como a bateria controla a tensão do elo CC, o fluxo de energia através do conversor *back-to-back*, que varia de acordo com a velocidade do vento e a curva de demanda local, será indiretamente equilibrado pela bateria, desempenhando a função de seguimento de carga no sistema ilhado. Em relação ao dispositivo sincronizador, este não foi modelado devido a reconexão da microrrede estar fora do escopo desta pesquisa.

3.3 Seleção da Tecnologia de Armazenamento

No que diz respeito às redes elétricas com alta penetração de energia renovável, os sistemas de armazenamento de energia surgem como soluções para melhorar as questões de confiabilidade, eficiência e qualidade da energia elétrica, cada uma com requisitos de operação específicos.

Neste sentido, significativos esforços têm sido aplicados na pesquisa de tecnologias de armazenamento de grande porte (FARHADI; MOHAMMED, 2016). Com isso, diferentes SAEs foram desenvolvidos para diversas finalidades. Algumas das aplicações para SEPs são: seguimento de carga, nivelamento da geração, controle de tensão, amortecimento de oscilação e LVRT (ZHAO et al., 2015; BARTON; INFELD, 2004).

A energia elétrica pode ser armazenada em diferentes formas, tais como: mecânica, eletroquímica, química, eletromagnética, térmica, etc. (IEC, 2011). Desta forma, a Tabela 2 apresenta uma revisão das tecnologias de armazenamento para suporte à integração de geradores eólicos com a rede elétrica.

Tabela 2 – Levantamento das tecnologias de armazenamento de energia para aplicações na geração eólica.

Tecnologia	Capacidade máxima		Custo		Característica de operação			Vida útil	
	Potência [MW]	Energia [MWh]	\$/kW	\$/kWh	Tempo de resposta	Eficiência [%]	Auto-descarga por dia [%]	Em [Anos]	Em [Ciclos]
Supercapacitor	0.3	0.0005	100 - 400	500 - 15,000	<s	90 - 98	10 - 40	4 - 30	70,000 - 1,000,000
Supercondutor	10	0.015	200 - 500	1,000 - 10,000	<s	97 - 99	10 - 15	15 - 30	70,000 - 700,000
Volantes	20	5	150 - 400	2,000 - 5,000	<s	92 - 97	10 - 100	15 - 20	20,000 - 100,000
Bateria de chumbo-ácido	50	40	300 - 600	200 - 400	<s	70 - 92	0.1 - 0.3	3 - 15	250 - 1,800
Bateria de lítio-ion	100	10	1,200 - 4,000	600 - 2,500	<s	95 - 99	0.1 - 0.3	5 - 20	1,000 - 20,000
Bateria de níquel-cádmio	40	6.75	500 - 1,500	800 - 1,500	<s	60 - 80	0.2 - 0.6	5 - 20	1,000 - 3,500
Bateria de sódio-enxofre	34	244.8	1,000 - 3,000	300 - 500	<s	70 - 90	~0	10 - 15	2,000 - 5,000
Bateria redox de vanádio	50	60	600 - 1,500	150 - 1,000	<s	60 - 85	Pequeno	5 - 20	Ilimitado
Bateria de zinco-bromo	10	4	700 - 2,500	150 - 1,000	<s	60 - 85	Pequeno	5 - 20	1,000 - 3,650
Célula a combustível	50	39	10,000+	6,000 - 20,000	s - min	30 - 60	~0	5 - 30	1,000 - 20,000
Bombeamento de água	5,000	8,000	600 - 2,000	5 - 100	min	65 - 87	Muito pequeno	40 - 100	10,000 - 30,000
Ar comprimido	1,000	2,860	400 - 800	2 - 50	min	40 - 89	Pequeno	20 - 100	8000 - 12,000

Fonte: Baseada em (Vionx energyTM, 2017; FARHADI; MOHAMMED, 2016; ZHAO et al., 2015; FERREIRA et al., 2013; AKINYELE; RAYUDU, 2014; LUO et al., 2015).

Considerando a aplicação na geração eólica, a primeira tarefa consiste no planejamento, que geralmente inclui a escolha da tecnologia e a especificação da sua capacidade. Entretanto, vários fatores, como requisitos técnicos de operação, custo econômico e característica do vento local, podem e devem influenciar na escolha do SAE (IEC, 2011).

A princípio, como o SAE escolhido deve permitir a operação ilhada da microrrede, uma abordagem conservadora consideraria a potência nominal do aerogerador para o elemento armazenador. Com base na potência máxima de cada tecnologia informada na Tabela 2 e considerando que o SAE será aplicado para uma turbina eólica individual (não um dispositivo para todo o parque eólico), todas as opções listadas são candidatas, exceto o supercapacitor, pois o gerador eólico sob análise tem uma potência nominal de 2 MW. A razão para adotar um sistema de armazenamento para cada unidade eólica é explicada no Capítulo 4, mostrando o ponto de conexão proposto.

Agora, os parâmetros de tempo de resposta e capacidade de energia do SAE devem ser considerados. O tempo de resposta especifica a rapidez com que o dispositivo de armazenamento atinge o ponto de operação nominal, que é um parâmetro fundamental para a suavização da potência e o controle de frequência. Por outro lado, a capacidade de energia, uma característica importante para aplicações de seguimento de carga e nivelamento de geração, indica quanto tempo o SAE é capaz de fornecer a potência nominal, o que pode limitar o tempo de operação no modo ilhado.

Em função disso, as tecnologias de bombeamento de água e ar comprimido apresentam as maiores capacidades de energia, capazes de fornecer 2 MWh por meses. No entanto, essas soluções apresentam algumas desvantagens, o que as torna menos viáveis para aplicações em parques eólicos. O principal problema é a dependência de condições geográficas, que reflete na limitação em termos de localização (ZHAO et al., 2015). Para superar essa desvantagem, existe uma opção para a tecnologia de armazenamento de energia em ar comprimido, que é a construção de tanques para aplicações de pequeno porte (FERREIRA et al., 2013). No entanto, existem outras desvantagens, como altos custos iniciais de capital e resposta muito lenta (FERREIRA et al., 2013; ZHAO et al., 2015).

Outro ponto a observar é que, no caso das células a combustível, o principal problema é o custo. Como pode ser visto na Tabela 2, esta tecnologia tem o custo mais alto, uma baixa eficiência e um tempo de vida útil semelhante em comparação com as demais opções. No entanto, as células a combustível estão em desenvolvimento, o que as torna uma possível alternativa para o mercado futuro se esses problemas forem resolvidos (FERREIRA et al., 2013).

Continuando a análise, as opções restantes podem ser divididas em soluções de elevada potência com descarga rápida e elevada energia com descarga prolongada.

Os sistemas de armazenamento de elevada potência com descarga rápida permitem operações frequentes e rápidas de carga e descarga com alta eficiência, sendo adequados para aplicações de suavização de energia em parques eólicos (FARHADI; MOHAMMED,

2016). Neste grupo estão: supercapacitores, armazenamento em campo magnético de supercondutores, volantes (do inglês, *flywheel*) e BRV.

Por outro lado, os sistemas de elevada energia com descarga prolongada são capazes de manter armazenada muita energia por um longo tempo, o que permite aplicações gerais de gerenciamento de energia. Neste grupo estão as baterias e células a combustível. Apesar das tecnologias de bombeamento de água e armazenamento de energia em ar comprimido fazerem parte desta classe, as mesmas já foram descartadas anteriormente para a aplicação almejada. Além disso, embora as baterias apresentem resposta rápida, não são indicadas para operarem com ciclos frequentes de carga e descarga para prolongar a vida útil, exceto a BRV que apresenta um tempo de vida ilimitado em ciclos.

Uma vez que, em geral, as tecnologias de elevada potência com descarga rápida possuem uma densidade de energia muito baixa e as opções de elevada energia com descarga prolongada não são adequadas para operar em ciclos de carga e descarga frequentes e ligeiros, uma combinação híbrida, composta por SAEs de curto-prazo e longo-prazo, pode representar uma solução satisfatória para aerogeradores de grande porte.

Considerando a parte financeira, a escolha ideal de cada grupo (curto e longo prazo) é a melhor combinação dos parâmetros: custo de capital (potência e capacidade de energia), eficiência, auto-descarga por dia e vida útil (anos e ciclos), o que representará a opção mais econômica.

- Curto-prazo: o indicativo de vida útil em ciclos é mais importante que os outros parâmetros, uma vez que as cargas e descargas (frequentemente e rápidas) serão comuns durante o regime de operação do dispositivo. Como pode ser visto na Tabela 2, os supercapacitores têm uma vida útil elevada em ciclos, atingindo até 1 milhão de ciclos. No que diz respeito ao custo de capital e às características operacionais, esta tecnologia pode apresentar a melhor escolha de acordo com a sua faixa de valores para cada parâmetro, que depende do design, dos materiais e do fabricante. O armazenamento de energia no campo magnético de supercondutores aparece como uma opção promissora, pois é um novo SAE que está na fase de pesquisa que envolve demonstração e aplicação (FARHADI; MOHAMMED, 2016).
- Longo-prazo: apesar da bateria de chumbo-ácido apresentar o menor custo, a sua duração precária em ciclos, que reflete nas despesas de manutenção e substituição, torna impraticável a aplicação desta tecnologia na geração eólica. Ainda em relação à vida útil em ciclos, as baterias de níquel-cádmio, sódio-enxofre e zinco-bromo também podem ser descartadas. Com base nas opções restantes, apesar da melhor eficiência da bateria de lítio-íon, a BRV representa a opção mais econômica com os melhores indicativos de vida útil. Além disso, a possibilidade de utilizar materiais não tóxicos (biológicos) no lugar do vanádio e a flexibilidade para aplicações em larga escala (capacidade de energia escalável e diretamente relacionada ao tamanho

do tanque) são outras vantagens das baterias de fluxo (AKINYELE; RAYUDU, 2014). Outra vantagem da BRV é a sua faixa de variação completa (0-100%) do SOC (Vionx energyTM, 2017), o que permite a escolha de uma bateria com capacidade de energia menor, quando comparada com as demais tecnologias, e possibilita uma redução no custo de investimento.

Com base no mencionado acima, como a BRV é a melhor opção para aplicações de longo prazo e possui uma vida útil ilimitada em ciclos, o SAE proposto é composto somente por esta tecnologia.

3.4 Bateria Redox de Vanádio

Como visto, a BRV apresenta um tempo de resposta reduzido, de acordo com Luo et al. (2015), menor do que 0,001 s. A operação desta tecnologia em condições de mudança rápida é possível sem causar impacto na sua eficiência, pois a bomba integrada garante a disponibilidade constante de eletrólitos próximos dos eletrodos (CHAHWAN, 2007). Ainda, segundo fabricantes, projetos de estações para fornecer potência nominal por um período superior a 24 horas podem ser implementados na prática (LUO et al., 2015).

Essas características tornam a BRV adequada para ser utilizada em várias aplicações, principalmente em utilitários relacionados ao aprimoramento da qualidade da energia elétrica, ao deslocamento da geração e aumento da confiabilidade do sistema, ou seja, soluções para mitigar a natureza variável de algumas fontes de energia renovável.

A Figura 24 ilustra uma bateria comercial deste tipo com capacidade de 1 MW / 8 MWh e fabricada pela empresa Vionx EnergyTM, enquanto que a Tabela 3 lista algumas instalações com SAEs baseados em BRVs.

Figura 24 – Bateria redox de vanádio de 1 MW / 8 MWh fabricada pela Vionx EnergyTM.

Fonte: [Adaptada] de (Vionx energyTM, 2017).

Tabela 3 – Exemplos de instalações baseadas em bateria redox de vanádio.

Localização	Potência/Capacidade	Aplicação
Austrália	200 kW, 800 kWh	Integração da geração eólica com SAE
EUA	250 kW, 2 MWh	Deslocamento de geração/demanda e suporte ao perfil de tensão
Irlanda	2 MW, 12 MWh	Mitigação de flutuações da geração eólica e integração da rede elétrica
Itália	5 kW, 25 kWh	<i>Back-up</i> para sistema de telecomunicação
Japão	500 kW, 5 MWh	Deslocamento de geração/demanda e suporte ao perfil de tensão
Japão	1.5 MW, 3 MWh	Qualidade da energia elétrica

Fonte: Baseada em (LUO et al., 2015).

A disponibilidade comercial da BRV e exemplos de instalações reais reiteram ainda mais a aplicação desta forma de armazenamento de energia para unidades eólicas. Para entender um pouco mais desta tecnologia e embasar a sua modelagem, as próximas seções descrevem o princípio de funcionamento da BRV, o seu modelo elétrico e a especificação de seus parâmetros adotados nesta pesquisa.

3.4.1 Princípio de Funcionamento

A BRV é um dos sistemas de bateria de fluxo mais maduro (LUO et al., 2015). Um esquema com uma célula é ilustrado na Figura 25. Como pode ser visto, esta bateria é uma célula eletroquímica dividida em dois compartimentos, representados por tanques positivos e negativos que contêm eletrólitos. Ainda, bombas são necessárias para circular os eletrólitos entre os tanques e as células. O material ativo nesse processo é o íon de vanádio, dissolvido em ácido sulfúrico para servir como íon metálico com número de valência variável (BAROTE; MARINESCU; GEORGESCU, 2009). Em específico, com base em (AKINYELE; RAYUDU, 2014), a BRV opera da seguinte maneira: a energia é armazenada pela transferência de elétrons entre diferentes íons de vanádio. Durante o processo de carga no ânodo, V^{3+} é convertido em V^{2+} aceitando um elétron, mas durante a descarga, V^{2+} é convertido de volta para V^{3+} devido à liberação de um elétron. Um processo semelhante ocorre no cátodo entre os íons V^{5+} e V^{4+} . Vale mencionar que a tensão deste tipo de célula é aproximadamente 1.4 V (LUO et al., 2015).

Como visto, as baterias de fluxo armazenam a energia em soluções (eletrólitos) con-

Figura 25 – Esquema de um sistema de bateria redox de vanádio.

Fonte: Elaborada pelo autor.

tendo espécies eletro-ativas dissolvidas (FERREIRA et al., 2013). O eletrólito pode conter uma ou mais espécies eletro-ativas dissolvidas que fluem através de uma célula de potência, na qual a energia química é convertida em eletricidade ou o oposto (AKINYELE; RAYUDU, 2014). Como o eletrólito é armazenado externamente, geralmente em tanques, e bombeado através da pilha de células de acordo com o controle do SAE, a capacidade de energia é determinada pelo tamanho desses tanques (ZHAO et al., 2015). Por outro lado, a capacidade de potência é determinada pelo número de pilhas de células, o que destaca uma das principais características desta tecnologia, a sua flexibilidade. Com isso, o dimensionamento de potência e capacidade de energia pode ser feito de maneira independente (FERREIRA et al., 2013).

3.4.2 Modelo Elétrico

O modelo adotado para a BRV é baseado em (BAROTE; MARINESCU; GEORGESCU, 2009; CHEN; DING; SU, 2011; CHAHWAN, 2007). O circuito elétrico equivalente, apresentado na Figura 26, é capaz de representar o comportamento da BRV durante os regimes permanente e transitório. Em particular, o modelo possui as seguintes características:

- ❑ O estado de carga (do inglês, SOC) é uma variável mensurável e pode ser atualizada dinamicamente;
- ❑ A Força Eletromotriz (FEM) da pilha é modelada como uma fonte de tensão controlada, pois o fluxo de energia afeta o valor do SOC e consequentemente a FEM também;
- ❑ A perda na bomba é modelada como uma fonte de corrente controlada;

- Os parâmetros do modelo representam o equivalente de todas as células da bateria.

Figura 26 – Modelo elétrico da BRV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Cada parâmetro do circuito equivalente da BRV possui uma função específica. R_{fixo} representa as perdas devido às correntes de desvio da pilha de células; $R_{reação}$ corresponde as perdas relacionadas às reações cinéticas na bateria; $R_{resistivo}$ contabiliza as perdas relativas ao transporte de massa e a resistência apresentada pela membrana, solução, eletrodos e placas bipolares; I_{bomba} modela as perdas nas bombas de recirculação; e os efeitos transitórios dependem da capacitância do eletrodo.

Depois de apresentar o circuito elétrico e suas características, os tópicos seguintes descrevem as equações para estimar cada parâmetro.

Tensão terminal da bateria

A FEM da célula ($U_{célula}$) depende do SOC atual, conforme representado pela equação de Nerst em (8).

$$U_{célula} = U_{equilíbrio} + 2 \frac{RT}{F} \ln \left(\frac{SOC}{1 - SOC} \right) \quad (8)$$

onde $U_{equilíbrio}$ é a tensão da célula com o SOC em 50%, T é a temperatura em [K], R é a constante universal dos gases perfeitos igual a 8.314 J/(mol.K) e F é a constante de Faraday dada por 9.65×10^4 C/mol.

Assumindo uma pilha de n células em série, a sua FEM é determinada por (9).

$$U_{pilha} = nU_{célula} \quad (9)$$

Com base em (8) e (9), U_{pilha} é modelado como uma fonte de tensão controlada que depende principalmente do número de células em série e do SOC atual. De acordo com (SCHREIBER et al., 2005), a influência do efeito de polarização durante a carga/descarga

na tensão da pilha pode ser negligenciado para aplicações práticas. Assim, a tensão da bateria é dada por (10).

$$U_{bateria} = U_{pilha} + I_{pilha} (R_{reação} + R_{resistivo}) \quad (10)$$

Resistência interna equivalente

$R_{reação}$ e $R_{resistivo}$ compõem a resistência interna equivalente (R_{int}) da BRV. Como uma grande fração da resistência da BRV permanece constante, é possível estimar R_{int} como uma constante (CHAHWAN, 2007). Então, considerando que os parâmetros $R_{reação}$ e $R_{resistivo}$ permanecem constantes na faixa de operação da bateria, seus valores podem ser calculados por meio das perdas internas no ponto de máxima descarga ($I_{máx}$). Considerando que a porcentagem de perdas causadas por $R_{reação}$ e $R_{resistivo}$ são ζ_1 e ζ_2 em relação a potência entregue pela bateria (P_{pilha}), então seus valores podem ser estimados por (11) e (12), respectivamente.

$$R_{reação} = \frac{\zeta_1 P_{pilha}}{I_{máx}^2} \quad (11)$$

$$R_{resistivo} = \frac{\zeta_2 P_{pilha}}{I_{máx}^2} \quad (12)$$

Perdas parasitas

Os parâmetros R_{fixo} e I_{bomba} compõem as perdas parasitas. A resistência contabiliza a perda fixa (P_{fixa}), enquanto que a fonte de corrente controlada se refere a perda variável ($P_{variável}$).

Definindo ζ_3 como a porcentagem de perda fixa, R_{fixo} pode ser determinado utilizando (13). É importante notar que, apesar de ser chamada de perda fixa, o seu valor durante a operação depende da tensão terminal da bateria.

$$R_{fixed} = \frac{U_{stack}^2}{P_{fixed}} = \frac{U_{stack}^2}{\zeta_3 P_{stack}} \quad (13)$$

Por outro lado, como I_{bomba} está relacionada com as perdas no sistema das bombas, que depende do ponto de operação da bateria, I_{bomba} será uma função de U_{pilha} , I_{pilha} e SOC, dado por (14).

$$I_{bomba} = \frac{k |I_{bomba}|}{U_{bomba} SOC_{pu}} \quad (14)$$

Para o cálculo da constante k , ζ é definido como a porcentagem de perda total da BRV no ponto de operação com descarga nominal. Neste sentido, considerando o SOC em 50%, pode-se determinar U_{pilha} , I_{pilha} e I_{bomba} . Desta forma, utilizando a equação (14), obtém-se o valor da constante k .

Capacitância equivalente do eletrodo

Conhecendo o valor da capacitância de cada célula (medida) e o tipo de conexão das células (projeto), a capacitância equivalente do eletrodo ($C_{eletrodo}$) pode ser estimada por uma simples equação de associação de capacitores, conforme representado em (15).

$$C_{eletrodo} = C_{célula} \frac{nr_p}{nc_s} \quad (15)$$

onde $C_{célula}$ é a capacitância de cada célula, nr_p é o número de ramos paralelos e nc_s é o número de células em série por ramo paralelo.

Estado de carga

Em um sistema real, o SOC da BRV pode ser determinado precisamente por meio do Método Químico, pois o SOC é diretamente dependente da quantidade de eletrólitos carregados nos tanques (CHAHWAN, 2007). No entanto, por se tratar de um modelo elétrico, o Método Ampere-hora foi adotado neste caso. Basicamente, o SOC é atualizado periodicamente, conforme dado em (16).

$$SOC(n+1) = SOC(n) + \Delta SOC \quad (16)$$

A variação do SOC é determinada pela medição do fluxo de energia na bateria, de acordo com (17), em intervalos definidos pelo passo de integração (T_{passo}).

$$\Delta SOC = \frac{\Delta E}{E_{capacidade}} = \frac{P_{pilha} T_{passo}}{E_{capacidade}} = \frac{U_{pilha} I_{pilha} T_{passo}}{E_{capacidade}} \quad (17)$$

onde ΔE é a variação de energia durante cada passo de integração e $E_{capacidade}$ indica o tamanho da bateria.

É importante frisar que o efeito de carga e descarga, que reduz com o tempo a capacidade da bateria, foi desprezada neste estudo.

3.4.3 Especificação dos Parâmetros Adotados

Em primeiro lugar, a potência da bateria e a capacidade devem ser escolhidas, sabendo que ela deve ser capaz de suavizar a potência de saída e regular a frequência durante o modo de operação ilhada. De acordo com (SULAEMAN et al., 2017), o tamanho do SAE

requerido para firmar a geração eólica, fornecendo o mesmo nível de confiabilidade que uma unidade geradora convencional de mesma potência, depende das características do vento local. Além disso, (TELEKE et al., 2009) mostra que a estratégia de controle é muito importante na determinação do tamanho adequado do SAE para aplicações em unidades eólica.

Considerando a pior condição, que é quando a velocidade do vento está abaixo do ponto de *cut-in* ou acima do ponto de *cut-out* da turbina, para garantir o fornecimento de energia durante o modo de operação ilhada, a potência nominal da bateria deve ser igual a do gerador eólico, neste caso 2 MW. Esta escolha também irá atender o requisito de suavização para grandes rajadas de vento.

Por outro lado, com base nos dados anuais de vento, é possível especificar a capacidade ótima do SAE, respeitando os limites de SOC do equipamento. No entanto, como o foco desta pesquisa não é o dimensionamento energético ótimo, uma BRV de 4 MWh foi considerada para as simulações. Isso significa que o SAE é capaz de fornecer a potência nominal do gerador eólico por 2 horas, o que em situações reais, dependendo da curva de carga e da velocidade média do vento, poderia ser suficiente.

Com base nas observações acima, o SAE é configurado como um bloco simples de BRV de 2 MW com capacidade de 4 MWh. De acordo com a potência nominal especificada, o bloco é composto de 4.000 células em série (CHEN; DING; SU, 2011), cada célula produzindo 1,4 V (LUO et al., 2015) com corrente máxima de descarga da pilha ($I_{máx}$) em 420,17 A. Agora, assumindo a temperatura de operação da bateria em 25 $^{\circ}C$ (298,15 K), a capacitância de cada célula igual a 6 F e os coeficientes de perdas $\zeta = 15\%$, $\zeta_1 = 6,4\%$, $\zeta_2 = 4,3\%$ e $\zeta_3 = 1,4\%$ (AKINYELE; RAYUDU, 2014; CHEN; DING; SU, 2011), os parâmetros da BRV são obtidos com base no equacionamento apresentado anteriormente, resultando nos dados mostrados na Tabela 4. Estes parâmetros foram estimados considerando o SOC em 50%.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo da BRV adotados nas simulações.

Parâmetro	Valor
$R_{reaction}$	0,8530 Ω
$R_{resistive}$	0,5731 Ω
R_{fixed}	952,0 Ω
$C_{electrode}$	1,5 mF
k	99,82

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.5 Considerações Finais

A integração de baterias na rede elétrica surgiu como uma solução plausível para diversos problemas causados por fontes variáveis. Conforme apresentado, a sua aplicação

permite a implementação de técnicas de suavização de potência e também pode habilitar o modo de operação ilhada, caracterizando o contexto das *smart grids* considerado nesta pesquisa. Baseado nisso, o comportamento requerido para o novo esquema de controle foi especificado. Neste sentido, o levantamento dos tipos de armazenamento de energia apresentado neste capítulo serviu como base para determinar a tecnologia mais adequada para a finalidade proposta. Considerando os requisitos técnicos de suavização de potência e operação ilhada intencional, assim como o custo de capital, a eficiência, a auto-descarga por dia e a vida útil, o sistema de armazenamento baseado na BRV aparece como a melhor opção para este estudo. Agora, após definir a topologia de gerador eólico e a tecnologia de SAE a serem utilizadas nesta pesquisa, o capítulo seguinte apresenta os esquemas de controle do aerogerador, assim como as adaptações necessárias para a conexão da bateria conforme o comportamento especificado neste capítulo.

Esquemas de Controle do Aerogerador

As unidades eólicas de velocidade variável, como a composta por uma máquina síncrona e um conversor de potência, apresentam uma série de vantagens em relação às topologias de velocidade fixa. Entretanto, o sistema se torna mais complexo, requerendo filosofias de controle para operar o gerador e o conversor de potência no ponto de máxima extração da potência do vento (do inglês, MPPT). Neste sentido, este capítulo apresenta, primeiramente, algumas técnicas de controle para que a unidade eólica opere no ponto de máxima potência. Em seguida, são detalhadas as principais abordagens para o controle do gerador. E por fim, de forma a completar a malha de controle da unidade eólica, integrando o controle do gerador com o MPPT, é retratada a topologia de conversor de potência utilizada na configuração *back-to-back*, incluindo as malhas de controle dos lados da rede e do gerador. Adaptações nesse controle são propostas para introduzir o contexto das *smart grids* que prevê a presença de SAEs no sistema e a operação ilhada intencional.

4.1 Operação no Ponto de Máxima Potência

Uma das principais vantagens da turbina de velocidade variável é permitir a maximização na extração de potência para velocidades de vento maiores que o ponto de *cut-in* e menores que o nominal, conforme mencionado na Seção 2.2. Nesta faixa de ventos, as pás estão ajustadas com um ângulo de ataque ótimo ($\beta = 0^\circ$) (ALI, 2012). A curva característica da potência mecânica (P_M) pela velocidade de rotação da turbina (ω_M) de uma unidade eólica operando com o controle de MPPT é retratada na Figura 27. Observa-se que para velocidades de vento acima do nominal, o controle aerodinâmico da turbina atua, limitando a velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador em 1 pu.

Sabe-se que o coeficiente de potência (C_p) é função da razão de velocidade de ponta da pá (λ) e do ângulo de controle de passo (β). Como na região de controle do gerador o parâmetro β é constante e igual a 0° (ângulo de ataque ótimo), C_p varia apenas com λ . Com isso, dada uma velocidade de vento, a curva de potência tem um ponto de máximo para um $\lambda_{ótimo}$, conforme retratado na Figura 27. Portanto, a velocidade do gerador é

Figura 27 – Característica da curva de potência com MPPT.

Fonte: Elaborada pelo autor.

controlada de forma a manter a razão de velocidade de ponta da pá em seu valor ótimo. Este modo de operação resulta em um C_p máximo, o que caracteriza o controle de MPPT, cuja trajetória na região de controle do gerador é ilustrada na Figura 27.

Esta trajetória pode ser descrita com base em (2) e (3), conforme deduzido em (18). Como a potência mecânica capturada pelas pás pode ser expressa em termos do torque mecânico da turbina (T_M) e da velocidade angular do rotor, dado por (19), outra relação importante é obtida substituindo (18) em (19), que resulta em (20).

$$P_M = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 C_p(\lambda_{ótimo}, 0^\circ) = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 C_{p,máx} \Rightarrow P_M \propto v_v^3 \Rightarrow P_M \propto \omega_M^3 \quad (18)$$

$$P_M = T_M \omega_M \quad (19)$$

$$T_M \propto \omega_M^2 \quad (20)$$

As relações apresentadas entre potência, velocidade angular e torque da turbina eólica podem ser utilizadas como parâmetros para operar o gerador no ponto de máxima potência (WU et al., 2011). A seguir serão apresentados quatro métodos de controle de MPPT baseados respectivamente no perfil de potência da turbina (P_m em função de ω_m), na razão ótima de velocidade de ponta da pá ($\lambda_{ótimo}$), no torque ótimo e em algoritmo de busca.

4.1.1 Perfil de Potência da Turbina

A operação no ponto de máxima potência pode ser baseado no perfil de potência da turbina eólica, cujo diagrama de blocos simplificado é ilustrado na Figura 28. O perfil de MPPT da turbina eólica, geralmente fornecido pelo fabricante, em conjunto com a medida da velocidade do gerador permite o cálculo do referencial de potência (P_m^*). Este parâmetro é utilizado pelo sistema de controle do gerador para compará-lo com a potência P_m , estimada através dos sinais trifásicos de tensão e corrente medidos nos terminais da máquina, e assim, produzir os sinais de controle do conversor de potência. Com isso, após atingir o regime permanente, a potência mecânica do gerador será igual ao valor de referência e, portanto, o ponto de máxima potência terá sido atingido.

Figura 28 – Controle de MPPT com o perfil de potência da turbina.

Fonte: [Adaptada] de Abdullah et al. (2012).

Para facilitar o entendimento deste método no esquema retratado, as perdas mecânicas e elétricas foram desprezadas, ou seja, a potência mecânica da turbina eólica (P_M) é igual à potência mecânica do gerador (P_m), que por sua vez também é igual à potência elétrica medida nos terminais da máquina.

4.1.2 Razão Ótima de Velocidade de Ponta da Pá

Outro método aplicado para o controle de MPPT utiliza a razão ótima de velocidade de ponta da pá ($\lambda_{ótimo}$). Na Figura 29 é retratado o princípio de controle deste método, cujo funcionamento será explicitado de maneira simplificada na sequência.

Por meio da medida da velocidade do vento, realizada em tempo real através de um anemômetro, é calculada a velocidade angular de referência para o gerador (ω_m^*) por meio da expressão (21), obtida com base em (3) e (6). Este parâmetro é utilizado pelo sistema de controle do gerador para compará-lo com a velocidade angular medida no eixo da

Figura 29 – Controle de MPPT com o $\lambda_{\acute{o}timo}$.

Fonte: [Adaptada] de Ali (2012).

máquina (ω_m), e assim, produzir os sinais de controle do conversor de potência. Com isso, após atingir o regime permanente, a velocidade angular do gerador será igual ao valor de referência e, portanto, o ponto de máxima potência terá sido atingido.

$$\lambda_{\acute{o}timo} = \frac{\omega_M r_T}{v_v} \Rightarrow \omega_m = \frac{\lambda_{\acute{o}timo} r_{gb}}{r_T} v_v \quad (21)$$

4.1.3 Torque Ótimo

Neste método, a operação no ponto de máxima potência é obtida por meio do controle do torque com base na expressão (20), conforme esquema simplificado retratado na Figura 30.

Figura 30 – Controle de MPPT com o torque ótimo.

Fonte: [Adaptada] de Wu et al. (2011).

A medida da velocidade angular do gerador (ω_m) é utilizada para calcular o referencial de torque (T_m^*). Como o torque é uma função quadrática de ω_m , conforme descrito em (20), basta determinar a constante $K_{\acute{o}timo}$ para obter T_m^* . Desconsiderando as perdas na transmissão ($P_M = T_M\omega_M = T_m\omega_m = P_m$), a constante $K_{\acute{o}timo}$ pode ser deduzida com base em (18), (19) e (21), resultando em (22).

$$K_{\acute{o}timo} = \frac{\rho A r_T^3 C_{p,m\acute{a}x}}{2 \lambda_{\acute{o}timo}^3 r_{gb}^3} \quad (22)$$

Este parâmetro é utilizado pelo sistema de controle do gerador para compará-lo com o torque no eixo da máquina (T_m), estimado através dos sinais trifásicos de tensão e corrente medidos no terminal da máquina, e assim, produzir os sinais de controle do conversor de potência. Com isso, após atingir o regime permanente, o torque no eixo da máquina será igual ao valor de referência e, portanto, o ponto de máxima potência terá sido atingido.

4.1.4 Algoritmo de Busca

Do ponto de vista da geração solar, como não há geralmente a medição da irradiação solar no local, o controle de MPPT é feito por meio de algoritmos de busca. Por outro lado, o conhecimento do comportamento da turbina eólica, sem ou com a medição da velocidade do vento, já é suficiente para implementar um esquema para operar o gerador no ponto de máxima potência, conforme os métodos apresentados anteriormente. Entretanto, por não requerer conhecimento prévio do comportamento da turbina, algoritmos de busca também são aplicados na geração eólica por se tratar de um método independente, simples e flexível (ABDULLAH et al., 2012).

Este método se baseia na perturbação de uma variável de controle e na observação de mudanças na função alvo (ABDULLAH et al., 2012). Como exemplo, na Figura 31 apresenta-se uma abordagem em que a variável de controle é a velocidade do gerador e a função alvo é a potência mecânica. Considerando um degrau no vento de 0,6 a 0,8 pu, inicialmente a potência mecânica é maior que a elétrica, resultando na aceleração da máquina. Após o algoritmo detectar o aumento na velocidade da máquina, a potência elétrica é incrementada. A cada iteração, o tamanho do passo é reduzido até que o controle atinja o pico da curva. A mesma análise vale para uma redução no vento, sendo que neste caso a máquina iria desacelerar e a potência elétrica seria decrementada pelo algoritmo.

A principal dificuldade dessa técnica de rastreamento do ponto de máxima potência é a escolha de um passo apropriado para obter uma resposta rápida com um pequeno sobre-sinal e pouca oscilação (ABDULLAH et al., 2012).

Dentre os métodos apresentados, o baseado na razão ótima de velocidade de ponta da pá apresenta a maior média do coeficiente C_p , com a desvantagem de maiores variações na potência de saída do aerogerador (NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014). Ainda, observa-

Figura 31 – Funcionamento do algoritmo de busca para atingir o MPPT.

Fonte: Elaborada pelo autor.

se que independente do método, para realizar a operação no ponto de máxima potência é necessário controlar o gerador e o conversor de potência.

Neste sentido, nas seções seguintes são abordadas de maneira detalhada as filosofias de controle aplicadas para o WRSG e para o conversor de potência na configuração *back-to-back*.

4.2 Controle do Gerador Síncrono

Para facilitar a implementação do controle digital em sistemas de conversão de energia eólica, a teoria da transformada de Park, que se baseia nas coordenadas dq, é comumente utilizada. Neste sentido, o Anexo A retrata uma breve revisão da transformada dq com base em Wu et al. (2011). Com base nesta revisão, na sequência desta seção é apresentado o modelo da máquina síncrona no sistema dq, para então posteriormente abordar as principais filosofias de controle de GSs propriamente ditas.

4.2.1 Modelo da Máquina Síncrona no Sistema dq

Na Figura 32 é retratado o modelo geral da máquina síncrona no sistema dq com referência na frequência síncrona do rotor e na convenção de gerador, válido para GSs de polos salientes e não-salientes, tendo como base as referências (WU et al., 2011; KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2002). É importante frisar que neste modelo a presença de enrolamentos amortecedores foi negligenciada e os parâmetros são referentes ao lado do estator.

As equações de tensão do GS são obtidas por meio da aplicação da Lei das Tensões de Kirchhoff no modelo dq geral apresentado na Figura 32, o que resulta em (23).

Figura 32 – Modelo dq geral do GS com referência na frequência síncrona do rotor.

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_r \lambda_{qs} + p \lambda_{ds} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_r \lambda_{ds} + p \lambda_{qs} \\ v_f = R_f i_f + (L_{lf} + L_{dm}) p i_f - L_{dm} p i_{ds} = R_f i_f + L_f p i_f - L_{dm} p i_{ds} \end{cases} \quad (23)$$

onde:

 v_{ds} - Tensão de eixo direto do estator; v_{qs} - Tensão de eixo em quadratura do estator; i_{ds} - Corrente de eixo direto do estator; i_{qs} - Corrente de eixo em quadratura do estator; R_s - Resistência de enrolamento do estator; ω_r - Velocidade angular elétrica do rotor ($\omega_r = P\omega_m$); λ_{ds} - Fluxo concatenado de eixo direto produzido pelo circuito do estator; λ_{qs} - Fluxo concatenado de eixo em quadratura produzido pelo circuito do estator; p - Operador de derivada ($p = d/dt$); v_f - Tensão de campo; i_f - Corrente de campo; R_f - Resistência de enrolamento do rotor; L_{lf} - Indutância de dispersão do circuito do rotor; L_{dm} - Indutância de magnetização de eixo direto; L_f - Indutância síncrona do circuito do rotor.

Os fluxos concatenados de eixo direto e em quadratura produzidos pelo circuito do estator são definidos por (24).

$$\begin{cases} \lambda_{ds} = -L_{ls} i_{ds} + L_{dm} (i_f - i_{ds}) = -(L_{ls} + L_{dm}) i_{ds} + L_{dm} i_f = -L_d i_{ds} + \lambda_r \\ \lambda_{qs} = -(L_{ls} + L_{qm}) i_{qs} = -L_q i_{qs} \end{cases} \quad (24)$$

onde:

 L_{ls} - Indutância de dispersão do circuito do estator;

L_{qm} - Indutância de magnetização de eixo em quadratura;
 L_d - Indutância síncrona de eixo direto;
 L_q - Indutância síncrona de eixo em quadratura;
 λ_r - Fluxo concatenado produzido pelo circuito do rotor.

Substituindo (24) em (23), e considerando que $d\lambda_r/dt$ é igual a zero para i_f constante no WRSG e λ_r constante no PMSG, têm-se como resultado o sistema de equações descrito em (25).

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d p i_{ds} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \lambda_r - L_q p i_{qs} \\ v_f = R_f i_f + L_f p i_f - L_{dm} p i_{ds} \end{cases} \quad (25)$$

Para completar o equacionamento do modelo eletromecânico da máquina síncrona, o comportamento dinâmico da velocidade angular mecânica do rotor em termos do torque eletromagnético (T_e), do torque mecânico no eixo do gerador (T_m) e do torque de amortecimento (T_{am}) é dado por (26).

$$\begin{cases} J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e - T_{am} \\ T_e = \frac{3P}{2} Re \left(j \vec{\lambda}_s \vec{i}_s^* \right) = -\frac{3P}{2} Re \left(j \vec{\lambda}_r \vec{i}_r^* \right) \end{cases} \quad (26)$$

onde:

J - Momento de inércia do rotor;
 $\vec{\lambda}_s$ - Vetor do fluxo concatenado produzido pelo circuito do estator;
 $\vec{i}_s$ - Vetor de corrente do estator;
 $\vec{\lambda}_r$ - Vetor do fluxo concatenado produzido pelo circuito do rotor;
 $\vec{i}_r$ - Vetor de corrente do rotor.

A equação que descreve o torque eletromagnético através das variáveis no sistema dq pode ser obtida por meio de uma simples substituição de variáveis. Sabe-se que $\vec{\lambda}_s$ e $\vec{i}_s$ são definidos no sistema de coordenadas dq por (27) e (28), respectivamente. Desta forma, substituindo (27) e (28) em (26), obtém-se (29).

$$\vec{\lambda}_s = \lambda_{ds} + j \lambda_{qs} \quad (27)$$

$$\vec{i}_s = i_{ds} + j i_{qs} \quad (28)$$

$$T_e = \frac{3}{2} P (i_{qs} \lambda_{ds} - i_{ds} \lambda_{qs}) \quad (29)$$

Outra expressão empregada é obtida com a substituição de (24) em (29), que resulta em (30). Neste caso, fica evidente a dependência do torque eletromagnético com relação às indutâncias síncronas de eixo direto e em quadratura.

$$T_e = \frac{3}{2}P [\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) i_{ds} i_{qs}] = \frac{3}{2}P [L_{dm} i_f i_{qs} - (L_{dm} - L_{qm}) i_{ds} i_{qs}] \quad (30)$$

4.2.2 Filosofias de Controle de GSs

O método de controle do GS depende do objetivo a ser alcançado. Dentre as possíveis abordagens, destacam-se: o controle para corrente de eixo direto nula, que permite obter uma relação linear entre a corrente no estator e o torque eletromagnético; o controle de torque máximo para mínima corrente no estator, que resulta na redução das perdas ôhmicas da máquina; e o controle de reativos para fator de potência unitário que possibilita um melhor aproveitamento do limite da curva de capacidade da máquina (WU et al., 2011). Tais filosofias de controle são apresentadas nas subseções seguintes.

4.2.2.1 Controle para Corrente de Eixo Direto Nula

Após a aplicação da transformada de Park nos sinais de corrente de fase medidas nos terminais da máquina, são obtidas as componentes i_{ds} e i_{qs} , que representam respectivamente as correntes de eixo direto e em quadratura relativas ao circuito do estator. Mantendo a componente de eixo direta igual a zero, a corrente no estator será igual a i_{qs} , conforme descrito em (31).

$$\begin{cases} \vec{i}_s = i_{ds} + j i_{qs} = j i_{qs} \\ i_s = \sqrt{i_{ds}^2 + i_{qs}^2} = i_{qs} \end{cases} \text{ para } i_{ds} = 0 \quad (31)$$

onde $\vec{i}_s$ é o vetor da corrente no estator e i_s é a sua magnitude.

Com base na análise da equação para o torque eletromagnético descrita em (30) e considerando (31), constata-se a principal vantagem desta filosofia de controle, de acordo com (32).

$$T_e = \frac{3}{2}P [\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) i_{ds} i_{qs}] \Rightarrow T_e = \frac{3}{2}P \lambda_r i_{qs} = \frac{3}{2}P \lambda_r i_s \quad (32)$$

Este desenvolvimento matemático indica que mantendo i_{ds} nulo, T_e será proporcional à corrente no estator, que é igual a i_{qs} . Ainda, considerando que o fluxo concatenado produzido pelo circuito do rotor seja mantido constante, o torque eletromagnético e a corrente no estator apresentarão uma relação linear.

Abstraindo esta filosofia de controle, conhecida do inglês como *Zero d-Axis Current (ZDC) Control*, observa-se que o GS é visto pelo controle como uma máquina CC, na qual

o torque eletromagnético é proporcional a corrente de armadura para um fluxo de campo constante (WU et al., 2011).

4.2.2.2 Controle para Máximo torque por Ampere

Como o próprio nome diz, esta filosofia de controle permite que a relação entre o torque eletromagnético gerado e a corrente no estator seja otimizada (WU et al., 2011). Dada uma corrente no estator (i_s), a magnitude de sua componente de eixo direto pode ser calculada por meio de (33).

$$i_{ds} = \sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2} \quad (33)$$

Substituindo (33) em (30), o torque eletromagnético pode ser expresso em função de i_{qs} de acordo com (34).

$$T_e = \frac{3}{2}P \left[\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) \left(\sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2} \right) i_{qs} \right] \quad (34)$$

Para GSs de polos não-salientes, as indutâncias de eixo direto e em quadratura são iguais (WU et al., 2011). Com isso, a equação (34) pode ser simplificada, resultando também em (32). Nesta condição, conclui-se que a mínima corrente no estator para um máximo torque eletromagnético será quando i_{ds} for nulo, ou seja, o controle ZDC para geradores de polos não-salientes é substancialmente o controle de máximo torque por ampere (do inglês, *Maximum Torque per Ampere* (MTPA) *Control*).

Por outro lado, como para GSs de polos salientes L_d é diferente de L_q , a abordagem do MTPA passa por dois passos matemáticos para encontrar o máximo da função. Desta forma, primeiramente é calculada a derivada de (34) com relação a i_{qs} , que resulta em (35).

$$\frac{dT_e}{di_{qs}} = \frac{3}{2}P \left[\lambda_r - (L_d - L_q) i_{ds} + (L_d - L_q) i_{qs}^2 \frac{1}{\sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2}} \right] \quad (35)$$

Em seguida, (35) é igualada a zero, obtendo-se (36). Considerando i_{ds} como variável, observa-se que (36) é uma equação de segundo grau. Aplicando Bhaskara em (36), as possíveis respostas são dadas por (37).

$$-(L_d - L_q) i_{ds}^2 + \lambda_r i_{ds} + (L_d - L_q) i_{qs}^2 = 0 \quad (36)$$

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2(L_d - L_q)} \pm \sqrt{\frac{\lambda_r^2}{4(L_d - L_q)^2} + i_{qs}^2} \text{ para } L_d \neq L_q \quad (37)$$

A escolha da solução depende dos parâmetros L_d e L_q da máquina. Caso L_d seja maior que L_q , o primeiro termo no lado direito da equação (37) será positivo e, portanto, para minimizar a corrente i_{ds} , o sinal negativo para o segundo termo deve ser escolhido. Por outro lado, se L_d for menor que L_q , o primeiro termo será negativo, ou seja, o sinal positivo para o segundo termo deve ser escolhido neste caso.

Desta forma, dado um torque eletromagnético T_e e um fluxo concatenado λ_r produzido pelo circuito do rotor, os valores de referência para as correntes de eixo direto e em quadratura necessários para o controle MTPA da máquina são obtidos por meio da solução do sistema retratada em (38).

$$\begin{cases} T_e = \frac{3}{2}P [\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) i_{ds} i_{qs}] \\ i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2(L_d - L_q)} \pm \sqrt{\frac{\lambda_r^2}{4(L_q - L_d)^2} + i_{qs}^2} \end{cases} \text{ para } L_d \neq L_q \quad (38)$$

A principal vantagem da filosofia MTPA é que a aplicação do torque desejado com uma mínima corrente otimiza a utilização desta, contribuindo com a redução nas perdas ôhmicas no enrolamento do estator.

4.2.2.3 Controle para Fator de Potência Unitário

A operação com fator de potência unitário é obtida quando os sinais de tensão e corrente no circuito do estator estão em fase. Neste sentido, os ângulos de fase de tais sinais podem ser calculados por meio da análise do modelo dq da máquina síncrona. Desprezando a pequena queda de tensão em R_s e sabendo que em regime permanente i_{ds} e i_{qs} são constantes, ou seja, os termos $L_d p i_{ds}$ e $L_q p i_{qs}$ são nulos, obtém-se (39).

$$\begin{cases} \theta_v = \tan^{-1} \left(\frac{v_{qs}}{v_{ds}} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{\omega_r \lambda_r - \omega_r L_d i_{ds}}{\omega_r L_q i_{qs}} \right) \\ \theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right) \end{cases} \quad (39)$$

Conhecidas as expressões matemáticas para θ_v e θ_i , o fator de potência será unitário quando os argumentos das funções arco tangente forem iguais, ou seja, θ_v igual a θ_i . Para tanto, basta que a equação (40) seja satisfeita, cuja solução para i_{ds} é dada por (41).

$$L_d i_{ds}^2 - \lambda_r i_{ds} + L_q i_{qs}^2 = 0 \quad (40)$$

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r \pm \sqrt{\lambda_r^2 - 4L_d L_q i_{qs}^2}}{2L_d} \quad (41)$$

Observa-se que existem duas soluções possíveis. Entretanto, aplicando valores de parâmetro reais no cálculo de i_{ds} , verifica-se que a solução com o segundo argumento positivo apresenta uma resposta inválida, pois o resultado excede o valor nominal da corrente de eixo direto (WU et al., 2011). Para que a solução restante seja válida é necessário

que o termo dentro da raiz quadrada seja positivo. Com isso, a corrente de eixo em quadratura deve satisfazer a restrição imposta por (42).

$$i_{qs} \leq \frac{\lambda_r}{2\sqrt{L_d L_q}} \quad (42)$$

No âmbito de geração eólica, considerando a topologia composta por um GS conectado à rede elétrica através de um conversor de potência, a máquina estará sujeita à distorção harmônica. Isto ocorre devido à característica chaveada deste dispositivo eletrônico. Com isso, apesar do controle anterior atuar para manter os sinais fundamentais de tensão e corrente em fase, o fator de potência no terminal do gerador não será unitário, pois haverá potência reativa de distorção. Desta forma, para a solução deste problema é necessária a aplicação de filtros de harmônicos.

4.3 Controle do Conversor Eletrônico de Potência

Existem diversas topologias de conversor aplicadas na geração eólica, das quais se destacam o conversor fonte de corrente (do inglês, *Current Source Converter* (CSC)) e o conversor fonte de tensão (do inglês, VSC), cada um com as suas respectivas variações (WU et al., 2011).

Enquanto o CSC possui um indutor série em cada polo do elo CC, de maior custo e que contribui com o aumento das perdas elétricas, o VSC possui um capacitor em paralelo que, além de ser mais barato, representa uma forma mais eficiente de armazenamento de energia (AZMI et al., 2011). Por outro lado, apesar das perdas de chaveamento do CSC serem menores e as de condução maiores, a perda total do CSC apenas será menor do que a do VSC quando o controle utilizar uma elevada frequência de chaveamento (acima de 10 kHz) (AZMI et al., 2011). É importante mencionar que a frequência de chaveamento é um parâmetro de projeto, ou seja, uma vez adotada não é alterada durante a operação.

Dentre estas topologias, o VSC de 2 níveis na configuração *back-to-back* ocupa a posição de conversor mais amplamente aplicado para aerogeradores de velocidade variável indicados para a baixa tensão, tipicamente da ordem de 690 V (YAZDANI; IRAVANI, 2006; WU et al., 2011). Como a operação deste conversor em níveis de tensão elevada requer válvulas de tensão nominal maiores, que podem ser economicamente inviáveis, a tecnologia denominada VSC multiníveis surgiu como grande solução para unidades de média tensão, tipicamente em 4 kV (YAZDANI; IRAVANI, 2006; WU et al., 2011).

Com isso, o VSC de 3 níveis com ponto de neutro grampeado (do inglês, *Neutral Point Clamped* (NPC)) é encontrado com ampla aplicação prática em unidades eólicas de velocidade variável (WU, 2006). Este conversor também pode ser configurado para ter mais do que 3 níveis, o que caracteriza um conversor do tipo multiníveis. As principais carac-

terísticas dessa topologia incluem valores reduzidos de dv/dt e de distorção harmônica total nos sinais de tensão do lado CA do conversor (WU et al., 2011).

Para reduzir o custo da unidade eólica, o VSC do lado do gerador pode ser substituído por uma ponte retificadora a diodos e um conversor *boost* no elo CC para adequar o nível de tensão ao valor requerido pelo inversor VSC do lado da rede (REIS, 2013). Apesar da vantagem econômica, a utilização da ponte retificadora a diodo faz com que a forma de onda da corrente no estator seja consideravelmente distorcida, o que resulta no aumento das perdas no gerador e também ocasiona a oscilação do torque no eixo da máquina, refletindo em um sobreaquecimento e consequente redução da vida útil do equipamento (REIS, 2013).

Em função das observações supracitadas, o VSC de 3 níveis do tipo NPC na configuração *back-to-back* surge como uma topologia de conversor promissora para a área de geração eólica. Com base nisso, esta tecnologia foi adotada para este estudo. Neste sentido, os detalhes do funcionamento deste conversor e a estratégia de controle convencional são apresentados nas subseções seguintes.

4.3.1 VSC de 3 Níveis do tipo NPC

Na Figura 33 retrata-se o diagrama simplificado de um conversor fonte de tensão de 3 níveis do tipo NPC. Cada braço deste VSC é composto por quatro chaves ativas, S_1 até S_4 , com quatro diodos em antiparalelo, D_1 até D_4 . As chaves podem ser IGBT ou *Integrated Gate-Comutated Thyristor* (IGCT), dependendo dos valores nominais de potência e tensão do conversor (WU et al., 2011). Em específico, o IGBT possui uma capacidade baixa para bloqueio de tensão reversa, que pode ser solucionado com a adição de diodos em série ou, como opção mais atrativa, pode-se aplicar o componente IGCT (AZMI et al., 2011).

Para completar a estrutura de um braço deste conversor, mais dois diodos, D_{Z1} e D_{Z2} , são necessários para grampear o neutro. Desta forma, quando as chaves S_2 e S_3 estão fechadas, a tensão da fase A na saída do conversor é nula.

Com relação ao modo de operação, quando o conversor apresentado na Figura 33 transforma uma tensão CC fixa em tensões CA trifásicas com magnitude e frequência variáveis, o dispositivo é denominado inversor. Por outro lado, quando tensões CA trifásicas com magnitude e frequência fixas são transformadas em uma tensão CC ajustável, o componente é conhecido como retificador ativo. Independente do modo de operação do conversor VSC, o fluxo de potência no dispositivo é bidirecional, podendo fluir tanto do lado CC para o AC como o contrário. No âmbito da geração eólica, a configuração *back-to-back* é comumente adotada, na qual dois conversores são empregados, um do lado da rede e outro do lado do gerador. Neste caso, a função exercida por cada conversor depende da lógica aplicada nas malhas de controle.

Figura 33 – Topologia do conversor fonte de tensão de 3 níveis do tipo NPC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A técnica de disparo das chaves abordada neste trabalho é conhecida como modulação de largura de pulso (do inglês, *Pulse-Width Modulation* (PWM)), a qual independe do modo de operação do conversor. O princípio de funcionamento desta técnica é ilustrado na Figura 34 para os braços B_1 e B_2 do conversor retratado na Figura 33, sendo v_{ma} e v_{mb} as formas de onda moduladoras das fases A e B, enquanto que v_{cr+} e v_{cr-} são as ondas portadoras triangulares.

Basicamente, a técnica PWM realiza a comparação de cada onda moduladora, v_{ma} , v_{mb} e v_{mc} , com as portadoras triangulares positiva (v_{cr+}) e negativa (v_{cr-}). O resultado desta comparação fornece os sinais de disparo (v_g) para as chaves de cada braço do conversor. As chaves S_1 a S_4 relativas ao braço B_1 , representadas no conversor da Figura 33, são controladas com base na comparação da moduladora v_{ma} com v_{cr+} e v_{cr-} . Tal comparação faz surgir três estados possíveis, conforme representado na Tabela 5, de onde fica evidente o nome VSC de três níveis, pois v_{az} pode assumir apenas os valores de $+E$, 0 e $-E$. Além disso, constata-se que tanto as chaves S_1 e S_3 , como as S_2 e S_4 , operam de forma complementar, ou seja, para uma estar no estado fechado a outra deve permanecer na condição aberta.

Tabela 5 – Definição dos estados de chaveamento.

Estado	Braço B1				Condição	Tensão da Fase A v_{az}
	S_1	S_2	S_3	S_4		
P	On	On	Off	Off	$v_{ma} > v_{cr+}$ e $v_{ma} > v_{cr-}$	$+E$
O	Off	On	On	Off	$v_{ma} < v_{cr+}$ e $v_{ma} > v_{cr-}$	0
N	Off	Off	On	On	$v_{ma} < v_{cr+}$ e $v_{ma} < v_{cr-}$	$-E$

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 34 – Funcionamento da modulação de largura de pulso.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A tensão de linha v_{ab} ilustrada na Figura 34 é determinada com base na subtração de $v_{az} - v_{bz}$. Conforme esperado, o sinal apresenta distorção harmônica, cuja onda relativa a frequência fundamental é representada por $v_{ab,1}$. Além disso, verifica-se que v_{ab} contém cinco níveis de tensão, $+2E$, $+E$, 0 , $-E$ e $-2E$.

Ainda com relação à Figura 34, v_{cr+} e v_{cr-} possuem 9 ciclos em um intervalo de 2π , ou seja, considerando a frequência fundamental de 60 Hz, a frequência da portadora (f_{cr}) é igual a 540 Hz. Do mesmo modo, constata-se que os sinais de disparo das chaves do braço B1, v_{g1a} até v_{g4a} , possuem 5 pulsos por ciclo. Com isso, conclui-se que para o conversor VSC de 3 níveis do tipo NPC, a frequência de chaveamento de cada IGBT ou IGCT não é igual a f_{cr} , também chamada de frequência do PWM. Por outro lado, devido ao fato do VSC de 2 níveis possuir apenas uma portadora com amplitude de -1 a 1, a frequência de chaveamento para esta estrutura é igual a f_{cr} .

Para evitar curtos-circuitos momentâneos durante o transitório de chaveamento das chaves de cada braço do conversor, um tempo de atraso, também conhecido como tempo morto, deve ser implementado na lógica de disparo, durante o qual a chave que estava fechada permanece aberta para depois o comando de fechamento da chave complementar ser enviado (WU et al., 2011).

A técnica de PWM pode ser implementada nos modos síncrono e assíncrono. Quando o PWM é dito síncrono, f_{cr} está sincronizada com a frequência da onda modulante. Por outro lado, no caso do PWM assíncrono, que ganha na simplicidade, f_{cr} é fixa e independente da frequência da onda modulante. Na visão de qualidade da energia elétrica, o PWM assíncrono pode gerar inter-harmônicos, pois caso ocorra variações na frequência do sistema elétrico, f_{cr} não será mais múltipla desta, e portanto, a distorção será introduzida em frequências inter-harmônicas. Apesar disso, com base na literatura, constata-se que os blocos PWM dos diversos tipos de estrutura de controle de unidades eólicas não recebem a informação da frequência do sinal trifásico do lado CA do conversor, caracterizando um PWM assíncrono. Tal fato possivelmente é resultante da simplicidade proporcionada na prática por tal modo de funcionamento do PWM.

Baseado no conteúdo apresentado, as malhas de controle de cada conversor da unidade eólica, que são abordadas na subseção seguinte, fornecem como saída as formas de onda das moduladoras trifásicas. Com isso, a amplitude e a frequência da tensão no lado CA do conversor ou a magnitude da tensão no link CC são controladas com base no ajuste da amplitude e/ou frequência das moduladoras, mantendo a amplitude e a frequência das portadoras triangulares fixas, ou seja, PWM assíncrono.

4.3.2 Estratégia de Controle Convencional

De acordo com as referências (ANAYA-LARA et al., 2009; QUÉVAL; OHSAKI, 2012), esta subseção apresenta em detalhes o método abordado para modelar o sistema de controle convencional da unidade eólica adotada como base neste trabalho, cujo esquemático está

ilustrado na Figura 35. A topologia apresentada é composta por uma turbina de velocidade variável, acoplada diretamente ao eixo de um WRSG, e dois conversores VSC de 3 níveis do tipo NPC, baseados em IGBTs e montados na configuração *back-to-back* para conectar a máquina ao sistema elétrico. A corrente de campo da máquina é controlada pelo sistema de excitação. As chaves IGBTs são comutadas por meio da técnica PWM. O conversor do lado da rede é conectado ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) por meio de um reator de linha, utilizado para proteção e como filtro, e um transformador para o condicionamento de tensão e isolamento galvânico entre ambos os sistemas.

Figura 35 – Esquemático da topologia de unidade eólica em estudo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Primeiramente são apresentados os parâmetros de projeto dos componentes do sistema, em específico: a tensão nominal do elo CC, a dimensão dos capacitores e os valores de resistência e indutância do reator. Em seguida, é descrita a modelagem do sistema para obter o equacionamento das funções de transferência das plantas. Por fim, é abordada a estratégia propriamente dita do controle, finalizando com a apresentação das expressões para os ganhos dos controladores PI presentes nas malhas de controle.

4.3.2.1 Parâmetros de Projeto

A) Tensão do Elo CC:

Para manter um baixo nível de perdas no chaveamento, é desejável que o elo CC seja operado com a mínima tensão possível (BIERHOFF; FUCHS, 2004). Entretanto, considerando flutuações de tensão na rede, a queda de tensão no reator de linha e uma operação confiável, a tensão de referência no elo CC (v_{dc}^*) é dado por (43).

$$v_{dc}^* = x \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} v_{LL,RMS,máx} \quad (43)$$

onde x é um fator de sobretensão, $v_{LL,RMS,máx}$ representa o máximo entre as tensões nominais da rede e do gerador. Valores típicos adotados para x são: 1,1 para baixa tensão e 1,15 para média tensão (BACKLUND et al., 2009).

B) Capacitância do Elo CC:

Após definir a referência de tensão para o elo CC, pode-se determinar o tamanho dos capacitores. A especificação deste componente depende dos parâmetros de ondulação (do inglês, *ripple*) da tensão CC e da constante de tempo do controle da tensão no elo CC. Com base nestas considerações, a expressão para o cálculo da capacitância C de cada capacitor que compõem a topologia do VSC do tipo NPC na configuração *back-to-back* é dada por (44) (MICHALKE, 2008).

$$C = \frac{S}{4\pi f_{min} v_{dc+}^* \Delta v_{dc+}} \quad (44)$$

onde S é a potência aparente do conversor, f_{min} representa o mínimo entre as frequências elétricas nominais da rede e do gerador e Δv_{dc+} é o valor de *ripple* permitido em regime permanente no elo CC. Tipicamente Δv_{dc+} é adotado como 1 ou 2% de v_{dc}^* (WILAMOWSKI; IRWIN, 2011).

C) Reator de Linha:

Por fim, resta a especificação do reator de linha, o qual tem como funções a limitação da corrente de falta e a filtragem de parte dos harmônicos produzidos pelo conversor eletrônico. Apesar de não estar no escopo do trabalho, cujo foco é a proteção do gerador eólico, vale mencionar que filtros adicionais do tipo LC podem ser utilizados para reduzir ainda mais o conteúdo harmônico gerado pelo chaveamento dos IGBTs. Os valores típicos de resistência (R_r) e indutância (L_r) adotados para o reator de linha são expressos em (45), tendo como base a potência nominal do conversor de potência.

$$\begin{cases} R_r = \frac{0,15}{f_{nom, rede}} \text{ pu} \\ L_r = 0,15 \text{ pu} \end{cases} \quad (45)$$

4.3.2.2 Modelagem do Sistema

A) Equacionamento do VSC e do Sistema de Excitação:

Do ponto de vista de controle, os blocos de disparo das chaves eletrônicas dos VSCs e do sistema de excitação, que adotam a técnica PWM, podem ser representados por uma função de transferência de primeira ordem dada por (46).

$$G_p(s) = \frac{v_{out}}{v_{ctrl}} = \frac{1}{1 + T_a s} \quad (46)$$

onde v_{ctrl} é a entrada de controle da tensão, v_{out} é a tensão de saída após a atuação e T_a é o tempo de atraso devido ao processamento e geração dos disparos dos IGBTs, cujo valor pode ser adotado como o inverso da frequência da onda triangular utilizada, sendo $1/f_{pwm,c}$ para o PWM dos conversores e $1/f_{pwm,f}$ para o PWM do sistema de excitação.

B) Equacionamento do Lado da Rede:

O equacionamento da queda de tensão no reator de linha, tendo como base o sistema de coordenadas dq com referência na tensão da rede, é representado por (47), considerando a convenção de sentido para a corrente fluindo do conversor para a rede, conforme adotado na Figura 35.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & \omega_s \\ -\omega_s & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \begin{bmatrix} v_{dr} - v_{dt} \\ v_{qr} - v_{qt} \end{bmatrix} \quad (47)$$

onde:

ω_s - Frequência angular síncrona da tensão na rede elétrica;

v_{dr} - Tensão de eixo direto no ponto entre o conversor do lado da rede e o reator;

v_{qr} - Tensão de eixo em quadratura no ponto entre o conversor do lado da rede e o reator;

v_{dt} - Tensão de eixo direto no ponto entre o reator e o transformador;

v_{qt} - Tensão de eixo em quadratura no ponto entre o reator e o transformador;

i_{dr} - Corrente de eixo direto injetada na rede elétrica;

i_{qr} - Corrente de eixo em quadratura injetada na rede elétrica.

Os termos cruzados $\omega_s i_{qr}$ e $-\omega_s i_{dr}$, que mostram a dependência entre as variáveis de corrente dos eixos d e q, podem ser desacoplados definindo Δv_{dr} e Δv_{qr} , conforme (48) e (49), respectivamente.

$$\Delta v_{dr} = v_{dr} - v_{dt} + \omega_s L_r i_{qr} \quad (48)$$

$$\Delta v_{qr} = v_{qr} - v_{qt} - \omega_s L_r i_{dr} \quad (49)$$

Desta forma, i_{dr} e i_{qr} são desacoplados, podendo ser representados por meio da função de transferência de primeira ordem descrita em (50).

$$F_r(s) = \frac{i_{dr}}{\Delta v_{dr}} = \frac{i_{qr}}{\Delta v_{qr}} = \frac{1}{R_r} \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad (50)$$

onde $\tau_r = L_r/R_r$.

Para obter um controle independente das potências ativa e reativa, na transformada abc/dq aplicada nos valores instantâneos de tensão e corrente do lado da rede, o eixo d está alinhado com o vetor de tensão da fase A medido no ponto depois do reator. Tal estratégia faz com que a magnitude da tensão de eixo direto seja igual ao valor de pico da tensão da rede e, portanto, com que a tensão de eixo em quadratura seja nula. Desta forma, as

potências ativa (P_r) e reativa (Q_r) transferidas para a rede podem ser calculadas conforme o desenvolvimento retratado em (51), onde fica evidente a independência mencionada.

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} (v_{dt} i_{dr} + v_{qt} i_{qr}) = \frac{3}{2} v_{dt} i_{dr} \\ Q_r = \frac{3}{2} (v_{qt} i_{dr} - v_{dt} i_{qr}) = -\frac{3}{2} v_{dt} i_{qr} \end{cases} \quad \text{para } v_{qt} = 0 \quad (51)$$

C) Equacionamento do Elo CC:

O balanço de potência no conversor do lado da rede define a relação entre as variáveis dos lados CA e CC, tendo como base as grandezas instantâneas. Definindo a potência transmitida pelo elo CC para rede elétrica de acordo com (52), considerando a convenção retratada na Figura 35, o balanço de potência no elo CC será atingido quando a expressão (53) for satisfeita.

$$P_{dc} = v_{dc+} i_{dc,r+} + v_{dc-} i_{dc,r-} = 2v_{dc+} i_{dc,r+} = v_{dc} i_{dc,r+} \quad (52)$$

$$P_{dc} = P_r \rightarrow v_{dc} i_{dc,r+} = \frac{3}{2} v_{dt} i_{dr} \quad (53)$$

Ainda, aplicando a Lei das Correntes de Kirchhoff no polo positivo do elo CC, obtém-se a expressão (54).

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = -i_{dc,r+} - i_{dc,g+} \quad (54)$$

Agora, para projetar o controlador da tensão do elo CC, substituiu-se a expressão (53) na (54), sendo que $i_{dc,g+}$ é considerado como sinal de distúrbio e v_{dt} é adotado igual a $v_{dc}/2$ com base na aproximação da igualdade retratada em (43). Assim, a relação entre v_{dc} e i_{dr} é dada pela função de transferência de primeira ordem apresentada em (55).

$$F_v(s) = \frac{v_{dc}}{i_{dr}} = -\frac{3}{4C} \frac{1}{s} \quad (55)$$

D) Equacionamento do Lado do Gerador:

Se o sistema em malha fechada é estável e a corrente de campo é mantida constante, as derivadas das variáveis i_{ds} e i_f se tornam nulas após períodos transitórios. Neste sentido, tendo como base o modelo da máquina síncrona no sistema de coordenadas dq apresentado na Subseção 4.2.1, em específico (25), o equacionamento do lado do gerador é dado por (56) e (57).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{\omega_r L_q}{L_d} \\ -\frac{\omega_r L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{v_{ds}}{L_d} \\ \frac{\omega_r L_{dm} i_f - v_{qs}}{L_q} \end{bmatrix} \quad (56)$$

$$L_f \frac{d}{dt} i_f = -R_f i_f + v_f \quad (57)$$

De modo semelhante ao realizado no equacionamento do lado da rede, os termos cruzados $\frac{\omega_r L_q}{L_d} i_{qs}$ e $-\frac{\omega_r L_d}{L_q} i_{ds}$, que mostram a dependência entre as variáveis dos eixos d e q, podem ser desacoplados definindo Δv_{ds} e Δv_{qs} , conforme (58) e (59), respectivamente.

$$\Delta v_{ds} = -v_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} \quad (58)$$

$$\Delta v_{qs} = \omega_r L_{dm} i_f - v_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} \quad (59)$$

Então, i_{ds} e i_{qs} respondem respectivamente a Δv_{ds} e Δv_{qs} por meio das funções de transferência de primeira ordem descritas em (60) e (61), semelhantes às obtidas no equacionamento para a rede.

$$F_{ds}(s) = \frac{i_{ds}}{\Delta v_{ds}} = \frac{1}{R_s} \frac{1}{1 + \tau_d s} \quad (60)$$

$$F_{qs}(s) = \frac{i_{qs}}{\Delta v_{qs}} = \frac{1}{R_s} \frac{1}{1 + \tau_q s} \quad (61)$$

onde $\tau_d = L_d/R_s$ e $\tau_q = L_q/R_s$.

Com relação ao circuito do rotor, (57) mostra que i_f responde a v_f segundo também uma função de transferência de primeira ordem, dada por (62).

$$F_f(s) = \frac{i_f}{v_f} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + \tau_f s} \quad (62)$$

onde $\tau_f = L_f/R_f$.

Até o momento foram descritas as funções de transferência que descrevem o comportamento elétrico do gerador, faltando apenas a que caracteriza o comportamento eletromecânico da máquina. Adotando o controle ZDC para o gerador, ou seja, i_{ds} é regulada para ser nula, então, com base em (30), se a corrente de campo for mantida constante em um valor de referência (i_f^*), o torque eletromagnético (T_e) será uma função linear de i_{qs} . Agora, negligenciando o torque de amortecimento (T_{am}) e considerando o torque mecânico (T_m) como um distúrbio, a planta da malha de controle da velocidade do gerador é dada pela função de transferência de primeira ordem retratada em (63), obtida por meio da combinação de (26) e (30).

$$F_\omega(s) = \frac{\omega_m}{i_{qs}} = -\frac{3PL_{dm}i_f^*}{2J} \frac{1}{s} \quad (63)$$

4.3.2.3 Projeto do Controle Vetorial

A) Conversor do Lado da Rede:

O VSC do lado da rede tem como objetivo realizar o controle da tensão no elo CC e da potência reativa. A regulação da tensão no elo CC garante que toda potência ativa enviada pelo gerador eólico seja transferida para a rede elétrica, enquanto que o controle da potência reativa está relacionado ao fator de potência e em alguns casos também à regulação da tensão no lado AC, com o objetivo de respeitar a norma regulamentadora local para conexão de aerogeradores.

Este controle possui uma estrutura em cascata, composta por uma malha de corrente interna rápida que controla as correntes de eixo direto e em quadratura injetadas na rede e uma malha externa que controla a tensão no elo CC por meio de i_{dr} e a potência reativa através de i_{qr} .

As malhas de realimentação para i_{dr} e i_{qr} em conjunto com o controlador $G_{c,r}(s)$ são definidos de acordo com (64), de forma a obter o controle desacoplado entre as variáveis i_{dr} e i_{qr} .

$$\begin{cases} v_{dr,ctrl} = G_{c,r}(s) (i_{dr}^* - i_{dr}) - \omega_s L_r i_{qr}^* + v_{dt} \\ v_{qr,ctrl} = G_{c,r}(s) (i_{qr}^* - i_{qr}) + \omega_s L_r i_{dr}^* + v_{qt} \end{cases} \quad (64)$$

A função de transferência da malha aberta interna do VSC do lado da rede é expressa em (65), na qual $G_p(s)$ representa o atraso de tempo imposto pelo PWM e $F_r(s)$ a relação entre i_{dqr} e Δv_{dqr} .

$$H_{OL,ir}(s) = G_p(s)F_r(s) = \frac{\frac{1}{R_r}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_r s)} \quad (65)$$

Para possibilitar o projeto da malha de controle externa, a função de transferência da malha fechada interna do VSC do lado da rede, denominada $H_{CL,ir}(s)$ e destacada na Figura 36, é aproximada pela função de transferência de primeira ordem retratada em (66).

$$\begin{cases} H_{eq,ir}(s) = \frac{i_{dr}}{i_{dr}^*} = \frac{i_{qr}}{i_{qr}^*} = \frac{1}{1 + T_{eq,ir}s} \\ T_{eq,ir} = t_{s,10}/2,3 \end{cases} \quad (66)$$

onde $t_{s,10}$ representa o tempo de acomodação com limiar de 10% da resposta ao degrau unitário desempenhado pela função de transferência $H_{CL,ir}(s)$.

Esta aproximação é feita de forma que a função de transferência simplificada apresente o mesmo tempo de acomodação que a original, o que é ajustado com o fator na divisão de 2,3 (AYDIN et al., 2005).

Figura 36 – Malhas de controle do VSC do lado da rede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar de neste controle o valor de referência adotado para i_{qr} ser nulo ($i_{qr}^* = 0$), ou seja, fator de potência unitário, um controlador pode ser aplicado para compensar ou regular a tensão no PAC por meio da compensação de reativos com o ajuste de i_{qr}^* . Já i_{dr}^* é obtido conforme (67), na qual está definida a malha de realimentação para v_{dc} e o controlador $G_{c,v}(s)$.

$$i_{dr}^* = G_{c,v}(s) (v_{dc}^* - v_{dc}) \quad (67)$$

Com isso, a função de transferência da malha aberta externa do VSC do lado da rede é expressa por (68), na qual $F_v(s)$ representa a relação entre v_{dc} e i_{dr} , enquanto que $H_{eq,ir}(s)$ é a função de transferência aproximada da malha interna.

$$H_{OL,er}(s) = F_v(s)H_{eq,ir}(s) = \frac{-\frac{3}{4C}}{(1 + T_{eq,r}s)s} \quad (68)$$

B) Conversor do Lado do Gerador:

O VSC do lado da gerador tem como foco realizar o controle de MPPT, o qual por sua vez é obtido com a regulação da velocidade do gerador. Para facilitar o controle da velocidade da máquina, i_{ds} é regulada para ser nula ($i_{ds}^* = 0$), de forma que T_e seja uma função linear de i_{qs} . Para aplicar qualquer uma das demais filosofias de controle de máquinas síncronas descritas na Subseção 4.2.2, é necessária uma adaptação no esquema de controle apresentado.

De modo semelhante ao controle do VSC do lado da rede, este possui uma estrutura em cascata, composta por uma malha de corrente interna rápida que controla as correntes de eixo direto e em quadratura injetadas pelo gerador e uma malha externa que controla ω_m por meio de i_{qs} , enquanto i_{ds} é mantida em zero.

As malhas de realimentação para i_{dqs} em conjunto com os controladores $G_{c,d}(s)$ e $G_{c,q}(s)$ são definidas de acordo com (69), de forma a obter o controle desacoplado entre as variáveis i_{ds} e i_{qs} .

$$\begin{cases} v_{ds,ctrl} = G_{c,d}(s) (i_{ds} - i_{ds}^*) + \omega_r L_q i_{qs}^* \\ v_{qs,ctrl} = G_{c,q}(s) (i_{qs} - i_{qs}^*) + \omega_r L_{dm} i_f^* - \omega_r L_d i_{ds}^* \end{cases} \quad (69)$$

As funções de transferência da malha aberta interna do VSC do lado do gerador são descritas em (70) e (71), nas quais $G_p(s)$ representa o atraso de tempo imposto pelo PWM e $F_{dqs}(s)$ a relação entre i_{dqs} e Δv_{dqs} .

$$H_{OL,id}(s) = G_p(s) F_{ds}(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_d s)} \quad (70)$$

$$H_{OL,iq}(s) = G_p(s) F_{qs}(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_q s)} \quad (71)$$

Utilizando o mesmo procedimento apresentado para o VSC do lado da rede para o projeto da malha de controle externa, a função de transferência da malha fechada interna do VSC do lado do gerador relativa a i_{qs} , denominada $H_{CL,iq}(s)$ e destacada na Figura 37, é aproximada pela função de transferência de primeira ordem expressa por (72).

Figura 37 – Malhas de controle do VSC do lado do gerador.

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\begin{cases} H_{eq,iq}(s) = \frac{i_{qs}}{i_{qs}^*} = \frac{1}{1 + T_{eq,iq} s} \\ T_{eq,iq} = t_{s,10}/2, 3 \end{cases} \quad (72)$$

onde $t_{s,10}$ representa o tempo de acomodação com limiar de 10% da resposta ao degrau unitário desempenhado pela função de transferência $H_{CL,iq}(s)$.

O valor de referência i_{qs}^* é obtido definindo a realimentação para ω_m e o controlador $G_{c,\omega}(s)$, que resulta em (73).

$$i_{qs}^* = G_{c,\omega}(s)(\omega_m^* - \omega_m) \quad (73)$$

Desta forma, a função de transferência da malha aberta externa do VSC do lado do gerador é definida por (74), na qual $F_\omega(s)$ representa a relação entre ω_m e i_{qs} , enquanto que $H_{eq,iq}(s)$ é a função de transferência aproximada da malha interna.

$$H_{OL,e\omega}(s) = F_\omega(s)H_{eq,iq}(s) = -\frac{\frac{3PL_{dm}i_f^*}{2J}}{(1 + T_{eq,q}s)s} \quad (74)$$

Com relação ao sistema de excitação, definindo a malha de realimentação e o controlador $G_{c,f}(s)$, é obtida a expressão para o controle da tensão de campo do GS de acordo com (75).

$$v_{f,ctrl} = G_{c,f}(s)(i_f^* - i_f) \quad (75)$$

A função de transferência da malha aberta do sistema de excitação é descrita por (76), na qual $G_p(s)$ representa o atraso de tempo imposto pelo PWM e $F_f(s)$ define a relação entre i_f e v_f .

$$H_{OL,f}(s) = G_p(s)F_f(s) = \frac{\frac{1}{R_f}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_f s)} \quad (76)$$

Para aplicar o esquema apresentado em uma unidade eólica do tipo *full-converter* com um PMSG é necessário apenas uma pequena adaptação no controle do conversor do lado do gerador. Em específico, como neste caso não há o enrolamento no rotor da máquina, não há corrente i_f a ser controlada e, portanto, na equação (56) o termo $L_{dm}i_f$ é substituído por λ_r . Assim, basta repetir o procedimento apresentado com esta alteração para obter as novas funções de transferência.

C) Ajuste do Controle:

O procedimento de ajuste do controle apresentado em (QUÉVAL; OHSAKI, 2012) se baseia no método ótimo simétrico. Considerando uma função de transferência de malha aberta que apresenta a forma retratada em (77), os parâmetros do controlador PI, apresentados em (78), são obtidos por meio de (79) (PREITL; PRECUP, 1999).

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_\alpha s)s} \quad (77)$$

$$G_c(s) = K_p \frac{1 + T_i s}{T_i s} \quad (78)$$

$$\{a, T_i, K_p\} = \left\{ \frac{1}{\omega_c T_\alpha}, a^2 T_\alpha, \frac{1}{a T_\alpha K} \right\} \quad (79)$$

onde a é um parâmetro de projeto, limitado na faixa de $[2,4]$, que quanto maior resulta em um melhor amortecimento, porém para isso acarreta em uma resposta mais lenta do controle, e ω_c é a frequência de cruzamento de malha aberta.

Dentre as funções de transferência de malha aberta obtidas para o controle da unidade eólica, parte delas não satisfazem a forma retratada em (77), mas sim a descrita em (80).

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_\alpha s)(1 + T_\beta s)} \quad (80)$$

Neste caso, com $T_\beta \gg T_\alpha$ e $T_\beta s \gg 1$, o ajuste do controle também pode ser feito com base na aplicação do método ótimo simétrico no entorno da frequência de cruzamento, bastando adotar a aproximação apresentada em (81) (AYDIN et al., 2005).

$$\frac{1}{1 + T_\beta s} \approx \frac{1}{T_\beta s} \rightarrow H_{OL}(s) \approx \frac{K}{(1 + T_\alpha s)T_\beta s} \quad (81)$$

Agora, como todas as funções de transferência das malhas abertas interna e externa, que descrevem o comportamento da unidade eólica em estudo, apresentam as formas retratadas em (77) ou (80), todos os controladores podem ser ajustados com base no método ótimo simétrico. O parâmetro a de projeto adotado para cada malha de controle foi escolhido conforme as seguintes considerações:

- De forma a evitar ruído, as larguras de banda das malhas internas e da malha do sistema de excitação devem ser uma ordem de magnitude menor do que a frequência de chaveamento;
- Para garantir que T_e seja uma função linear de i_{qs} , adotou-se $a = 4$ para a malha de controle interna de i_{qs} , com isso a resposta será mais lenta em relação as malhas de controle de i_{ds} e i_f ;
- Como as malhas externas devem ser mais lentas do que as malhas internas, para o controlador da malha externa do conversor do lado da rede foi adotado $a = 3$, considerando um compromisso entre desempenho e sobre-sinal;
- A malha externa do lado do gerador foi projetada com $a = 4$ para limitar o estresse mecânico na máquina e também para obter uma resposta mais lenta em relação a malha interna.

O equacionamento apresentado em conjunto com as considerações anteriores possibilitam a determinação de fórmulas analíticas para o ajuste sistemático dos controladores PI que compõem a malha de controle da unidade eólica, conforme resumido na Tabela 6. O fator 20 no cálculo de ω_c é utilizado para limitar o parâmetro “a” na faixa [2,4]. Ainda, o ganho do integrador (K_i) é facilmente obtido pela análise de (78), o que resulta em $K_i = K_p/T_i$.

Tabela 6 – Equações para ajuste dos controladores PI.

Conversor	Variável	Controlador	ω_c	a	K_p	T_i
Lado da rede	i_{dr}	$G_{c,r}$	$\frac{2\pi f_{pwm,c}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c T_a}$	$\frac{\tau_r R_r}{a T_a}$	$a^2 T_a$
	i_{qr}	$G_{c,r}$	$\frac{2\pi f_{pwm,c}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c T_a}$	$\frac{\tau_r R_r}{a T_a}$	$a^2 T_a$
	v_{dc}	$G_{c,v}$	-	$\frac{1}{3}$	$-\frac{4C}{3} \frac{1}{a T_{eq,ir}}$	$a^2 T_{eq,ir}$
Lado do gerador	i_{ds}	$G_{c,d}$	$\frac{2\pi f_{pwm,c}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c T_a}$	$\frac{\tau_d R_s}{a T_a}$	$a^2 T_a$
	i_{qs}	$G_{c,q}$	-	4	$\frac{\tau_q R_s}{a T_a}$	$a^2 T_a$
	ω_m	$G_{c,\omega}$	-	4	$-\frac{2J}{3PL_{dm}i_f^*} \frac{1}{a T_{eq,iq}}$	$a^2 T_{eq,iq}$
Sistema de Excitação	i_f	$G_{c,f}$	$\frac{2\pi f_{pwm,f}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c T_a}$	$\frac{\tau_f R_f}{a T_a}$	$a^2 T_a$

Fonte: [Adaptada] de (QUÉVAL; OHSAKI, 2012).

O esquema de controle especificado é ilustrado na Figura 38, onde estão representadas todas as malhas de controle projetadas.

Figura 38 – Esquema ilustrativo do controle convencional.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O bloco MPPT representa o método de razão ótima de velocidade de ponta da pá. Para utilizar qualquer um dos demais métodos para operação no ponto de máxima potência descritos na Seção 4.1, é necessária uma adaptação do esquema de controle abordado.

O ângulo θ_g , referente à posição do eixo do rotor, e ω_m são obtidos por meio de um equipamento conectado no eixo do gerador denominado encoder, o qual converte um movimento angular em uma série de pulsos digitais elétricos. Já o ângulo θ_r , referente à fase do sinal de tensão da fase A medido entre o reator e o transformador, é determinado por meio do bloco *Phase-Locked Loop* (PLL). A diferença entre os métodos de obtenção dos ângulos se deve ao fato de θ_g ser objeto de controle do lado do gerador, enquanto que θ_r é utilizado como referência para o controle do lado da rede.

Por fim, devido ao conversor ser de 3 níveis foi introduzida uma lógica simples para o balanço de tensão no elo CC, que consiste em somar a diferença entre as magnitudes das tensões em cada polo nos sinais das moduladoras antes da normalização destas pelo fator $2/v_{dc}$, conforme representado na Figura 38.

Depois de descrever o esquema de controle convencional aplicado em geradores eólicos do tipo *full-converter*, a seção seguinte apresenta as adaptações propostas para realizar a suavização de potência na saída da unidade eólica e permitir a operação ilhada intencional.

4.4 Adaptações no Esquema Convencional

As adaptações propostas no Capítulo 3 proporcionam uma suavização completa da potência entregue ao SEP para ambos os modos de operação. Para tanto, o *setpoint* do VSC do lado da rede é controlado de forma independente, não estando sujeito a variações no vento, enquanto que a bateria é responsável por controlar a tensão no elo CC, o que suaviza a potência de saída, limita a tensão do elo CC em caso de falhas na rede elétrica e auxilia o modo de operação ilhada. Os detalhes da estrutura proposta para as malhas de controle, em particular os controles da bateria e do VSC do lado da rede, estão descritos nas subseções a seguir. Antes, é importante frisar que tais adaptações servem tanto para unidades eólicas do tipo *full-converter* com WRSGs, como também para as compostas por PMSGs.

4.4.1 Malha de Controle da Bateria

O ponto de conexão da bateria no sistema é destacado na Figura 39. Em específico, um SAE baseado na BRV é conectado no elo CC através de um conversor *chopper* composto por IGBTs. O principal motivo para inserir o dispositivo de armazenamento diretamente no elo CC é econômico, pois esta opção não requer um novo inversor. Além disso, é importante notar que esta estrutura não aumenta a capacidade de curto-circuito em ambos os lados CA.

Figura 39 – Ponto de conexão da bateria no sistema.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o conversor *chopper* da bateria apenas controla a tensão do elo CC em ambos os modos de operação, os laços de controle projetados abaixo, com base nas funções de transferência obtidas, não serão alterados durante a transição entre os modos conectado e ilhado.

A) Funções de Transferência:

A equação da queda de tensão na indutância do conversor *chopper* (L_s) e na resistência interna da bateria (R_{int}) é expressa por (82), considerando a corrente (i_{bat}) fluindo do conversor CC para a bateria, conforme apresentado na Figura 39.

$$\Delta u_{bs} = u_{bat} - u_{pilha} = R_{int} i_{pilha} + L_s \frac{di_{bat}}{dt} \approx R_{int} i_{bat} + L_s \frac{di_{bat}}{dt} \quad (82)$$

onde u_{bat} é a tensão na saída do conversor *chopper* antes da indutância L_s , u_{pilha} é a FEM da bateria e R_{int} é a resistência interna equivalente da bateria, composta por $R_{reação}$ e $R_{resistivo}$.

A aplicação da transformada de Laplace em (82) resulta em uma função de transferência de primeira ordem, representada por $F_b(s)$ em (83).

$$F_b(s) = \frac{i_{bat}}{\Delta u_{bs}} \approx \frac{1}{R_{int}} \frac{1}{1 + \tau_b s} \quad (83)$$

onde $\tau_b = L_s / R_{int}$.

Essa função de transferência determina a malha de controle interna da bateria para i_{bat} de acordo com (84).

$$u_{bat,ctrl} = G_{c,b}(s) (i_{bat}^* - i_{bat}) + u_{pilha} \quad (84)$$

A técnica PWM também é usada para o controle de disparo dos IGBTs do conversor *chopper*. Portanto, esse bloco também é representado pela função de transferência dada por (46), que indica um atraso no sistema. Com base nisso, a função de transferência da malha aberta interna da bateria é descrita por (85).

$$H_{OL,ib}(s) = G_p(s)F_b(s) = \frac{\frac{1}{R_{int}}}{(1 + T_a s)(1 + \tau_b s)} \quad (85)$$

Como o SAE é responsável por controlar a tensão no elo CC, a equação para os capacitores considerando a conexão da bateria é dada por (86).

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = -i_{dc,g+} - i_{dc,r+} - i_{dc,b+} \quad (86)$$

onde C é a capacitância polo-terra do elo CC.

Para encontrar a relação entre i_{bat} e $i_{dc,b+}$, é necessário primeiramente obter o equacionamento para o conversor *chopper*. Nesta pesquisa, como a tensão nominal da bateria é menor do que a tensão nominal do elo CC, foi adotado um conversor *chopper* abaixador, isto é, um conversor *buck*. Assim, a função de transferência deste conversor é dada por (87) (GREEN, 2012).

$$\frac{u_{bat}}{v_{dc}} = D \quad (87)$$

onde D é o ciclo de trabalho do conversor, definido pelo controle de acordo com $u_{bat,ctrl}$.

Em relação ao balanço de energia, o fluxo de potência no conversor *chopper* pode ser descrito por (88), que combinado com (87), resulta em (89).

$$P_{bat} = v_{dc} i_{dc,b+} = u_{bat} i_{bat} \quad (88)$$

$$\frac{i_{bat}}{i_{dc,b+}} = \frac{1}{D} \quad (89)$$

O procedimento para obter a função de transferência da tensão do elo CC em relação a corrente da bateria considera $i_{dc,g+}$ e $i_{dc,r+}$ como distúrbios. Neste sentido, primeiramente

(89) é inserido em (54). Depois disso, a transformada de Laplace é aplicada, resultando na função de transferência de primeira ordem representada por $F_v(s)$ em (90).

$$F_v(s) = \frac{v_{dc}}{i_{bat}} = -\frac{D}{C} \frac{1}{s} \quad (90)$$

Com base na expressão anterior, a malha de controle externa da bateria para v_{dc} é determinada de acordo com (91).

$$i_{bat}^* = G_{c,v}(s) (v_{dc}^* - v_{dc}) \quad (91)$$

Desta forma, as adaptações propostas no controle, de acordo com (84) e (91), resultam na alteração do esquema convencional de controle, conforme Figura 40.

Figura 40 – Esquema de controle com o SAE controlando a tensão do elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para projetar a malha de controle externa, a função de transferência da malha fechada interna da bateria, denominada $H_{CL,ib}(s)$ e destacada na Figura 41, é aproximada pela função de transferência de primeira ordem dada por (92).

$$\begin{cases} H_{eq,ib}(s) = \frac{i_{bat}}{i_{bat}^*} = \frac{1}{1+T_{eq,ib}s} \\ T_{eq,ib} = t_{s,10}/2,3 \end{cases} \quad (92)$$

onde $t_{s,10}$ representa o tempo de acomodação com limiar de 10% da resposta ao degrau unitário desempenhado pela função de transferência $H_{CL,ib}(s)$.

Figura 41 – Battery control loops.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim, a função de transferência da malha aberta externa da bateria é expressa por (93), onde $F_v(s)$ representa a relação entre v_{dc} e i_{bat} , enquanto $H_{eq,ib}(s)$ é a função de transferência aproximada da malha interna.

$$H_{OL,ob}(s) = F_v(s)H_{eq,ib}(s) = \frac{-\frac{D}{C}}{(1 + T_{eq,ib}s)s} \quad (93)$$

B) Ajuste do Controle:

Como as funções de transferência de malha aberta, obtidas para o controle da bateria, apresentam a forma retratada em (77) ou (80), os controladores podem ser ajustados de acordo com o método ótimo simétrico. Os parâmetros ω_c e a são escolhidos para satisfazer os seguintes objetivos:

1. A largura de banda da malha interna deve ser uma ordem de grandeza menor que a frequência de chaveamento para evitar ruído;
2. A malha externa deve ser mais lenta do que a interna.

Para satisfazer 1, a equação (79) é usada para calcular o valor mínimo de a que atende ao requisito de largura de banda da malha interna. Por outro lado, para respeitar 2, o parâmetro a da malha externa é adotado igual a 3, considerando um compromisso entre desempenho e sobre-sinal. Com base no exposto acima, as fórmulas analíticas para o ajuste sistemático dos controladores PI do conversor *chopper* são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Equações para ajuste dos controladores PI do conversor *chopper* da bateria.

Variável	Controlador	ω_c	a	K_p	T_i
i_{bat}	$G_{i,b}$	$\frac{2\pi f_{pwm}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c T_a}$	$\frac{\tau_b R_{int}}{a T_a}$	$a^2 T_a$
v_{dc}	$G_{c,v}$	-	$\frac{1}{3}$	$-\frac{C}{D} \frac{1}{a T_{eq,ir}}$	$a^2 T_{eq,ib}$

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4.2 Malha de Controle do VSC do Lado da Rede

O inversor do lado da rede possui diferentes funções para cada modo de operação da microrrede simples, composta por um aerogerador e cargas locais. Desta forma, sua estrutura de controle muda de acordo com o estado da rede elétrica, que neste trabalho é baseado no sinal de comando do disjuntor de interconexão. Os detalhes sobre a operação do controle e o ajuste para ambos os modos, conectado e ilhado, são apresentados na sequência desta subseção.

A) Modo conectado à rede elétrica:

Para o modo de operação conectado, o inversor do lado da rede não é mais responsável pelo controle da tensão do elo CC. Para simulações de longo prazo, considerando um controle de SOC para garantir reservas em caso de contingências na rede elétrica, um sistema de gerenciamento de energia seria necessário para calcular os pontos de ajuste para i_{dg} e i_{qg} , como ilustrado na Figura 40. No entanto, como mencionado anteriormente, para análises de proteção, esse gerenciador não é necessário. Desta forma, para cada cenário simulado, i_{dr}^* e i_{qr}^* são definidos de acordo com (94).

$$\begin{cases} i_{dr}^* = \frac{2}{3} \frac{P_r^*}{v_{dt}} \\ i_{qr}^* = -\frac{2}{3} \frac{Q_r^*}{v_{dt}} \end{cases} \text{ for } v_{qt} = 0 \quad (94)$$

onde P_r e Q_r são, respectivamente, os *setpoints* para as potências ativa e reativa entregues à rede, e v_{dt} é a tensão de eixo direto no ponto entre o reator e o transformador.

Os controladores PI para as malhas de i_{dr} e i_{qr} permanecem com os mesmos ajustes especificados na Tabela 6, pois apenas a malha externa foi alterada.

B) Modo ilhado:

Neste modo de operação, o VSC do lado da rede é responsável por regular a tensão e a frequência da microrrede. Portanto, a sua estrutura de controle altera de acordo com a Figura 42. Como pode ser visto, o controle de tensão do sistema ilhado está relacionado a i_{dr} e i_{qr} , enquanto que a frequência é diretamente associada à fase θ_r , que é usada pela transformação Park para obter as formas de onda moduladoras (v_{mag} , u_{mbg} e u_{mcg}).

Figura 42 – Esquema de controle do VSC do lado da rede para ambos modos de operação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para manter a tensão da microrrede em 1 pu, os *setpoints* para as correntes i_{dr} e i_{qr} são determinados por duas malhas de controle externas, dadas por (95), que controlam as tensões de eixos direto e de quadratura no ponto entre o reator e o transformador (v_{dt} e v_{qt}).

$$\begin{cases} i_{dr}^* = G_{c,vt}(s)(v_{dt}^* - v_{dt}) \\ i_{qr}^* = G_{c,vt}(s)(v_{qt}^* - v_{qt}) \end{cases} \quad (95)$$

A referência para v_{dt} é o pico nominal da tensão de fase ($v_{dt}^* = 4\sqrt{2/3}$ kV), enquanto que v_{qt} é mantido em zero. Esta abordagem resulta em um controle desacoplado entre as potências ativa e reativa fornecidas à carga, isto é, a variações de potência ativa alteram apenas a corrente de eixo direto e vice-versa.

No que concerne ao projeto destas malhas, como as funções de transferência de v_{dt} versus i_{dr} e v_{qt} versus i_{qr} não são do tipo (77) ou (80), pois serão o inverso da função de transferência retratada em (50), o método ótimo simétrico não foi aplicado. Assim, os controladores PI foram ajustados com ganhos 8 vezes menores que os ganhos das malhas internas, com o intuito de atender o requisito de malhas externas mais lentas que as internas. O fator 8 é baseado na relação entre a tensão nominal pela corrente nominal.

No tocante ao controle de frequência durante o modo de operação ilhada, se existir

apenas uma unidade geradora local, o VSC do lado da rede energizará toda a microrrede. Deste modo, a frequência das ondas moduladoras determina a própria frequência da microrrede, isto é, o sinal θ_r usado pela transformada de Park para obter as ondas moduladoras representa a variável a ser controlada. Portanto, uma vez detectado o ilhamento, o valor de θ_r não é mais obtido por meio do bloco PLL.

Como a microrrede considerada neste trabalho é composta por apenas uma fonte de geração, o esquema proposto para manter a frequência em seu valor nominal no modo ilhado é representado por (96), conforme ilustrado previamente na Figura 42(b).

$$\theta_r(n+1) = \theta_r(n) + (G_{c,hz}(s)(f_r^* - f_r) + \Delta T)(2\pi f_r^*) ; 0 \leq \theta_r(n+1) \leq 2\pi \quad (96)$$

onde ΔT é a frequência de amostragem do sistema de controle, que neste caso é o próprio passo de integração do RTDS[®], e f_r é a frequência da rede com o *setpoint* (f_r^*) em 60 Hz.

Se fosse considerada mais de uma fonte de geração na microrrede, esquemas de compartilhamento de carga e inércia virtual deveriam ser levados em consideração no projeto deste controle, bem como uma estrutura para controles de frequência primário e secundário.

4.5 Considerações Finais

A utilização de um procedimento sistemático para o ajuste do controle, baseado no método ótimo simétrico, padroniza o estudo para futuras análises comparativas. Todo o desenvolvimento apresentado é direcionado para a topologia *full-converter* composta por um WRSG e dois VSCs de 3 níveis com ponto de neutro grampeado na configuração *back-to-back*. O controle de MPPT adotado consiste no método da razão ótima de velocidade de ponta da pá, enquanto que o controle da máquina síncrona escolhido é conhecido como ZDC, o qual resulta em uma relação linear entre o torque elétrico e a corrente no estator, o que facilita o projeto das malhas de controle. Ainda, adaptações no esquema de controle convencional foram propostas para a conexão de uma bateria no elo CC. Neste sentido, as novas estratégias de controle visaram a suavização completa da potência de saída da unidade eólica, assim como a operação ilhada intencional. Enfim, o conteúdo apresentado neste capítulo completa o conhecimento necessário para a modelagem do sistema teste feita no capítulo seguinte.

Modelagem do Sistema Elétrico e Simulação de Falhas no RTDS®

Para as simulações de falta foi utilizado um simulador digital de tempo real, denominado RTDS®, cujas características e princípio de funcionamento são introduzidos no início deste capítulo. Em seguida, é feita uma descrição completa do sistema base modelado no *software* de interface do RTDS®, conhecido como RSCAD. Os dados técnicos dos equipamentos e as características intrínsecas de cada modelo representativo são apresentados na íntegra. Para validar o modelo implementado, simulações teste foram realizadas e discutidas neste capítulo, visando observar o desempenho do controle. Por fim, a metodologia de simulação é especificada, descrevendo os tipos de falta analisados e os cenários considerados, tendo em vista análises de falta/proteção abordadas no capítulo seguinte.

5.1 Simulador Digital de Tempo Real

O desenvolvimento e aprimoramento de esquemas de proteção requerem ferramentas que possibilitem a análise do *hardware* e do *software* desenvolvidos. Dentre os equipamentos utilizados para esta finalidade, atualmente se destacam os simuladores digitais de tempo real.

No início, simuladores analógicos eram utilizados para este fim devido a operarem por natureza em tempo real. Neste sentido, componentes em escala reduzida eram utilizados para representarem as características elétricas dos componentes do SEP em estudo.

Como opção, há algumas décadas, surgiram *softwares* para simulação de transitórios eletromagnéticos. Tais programas se baseiam em modelos matemáticos que representam cada componente elétrico, como tipos de geradores, linhas e cargas, possibilitando ao usuário a parametrização de um SEP completo por meio da conexão entre os modelos de equipamentos disponíveis na biblioteca de cada *software*. Os recursos de modelagem presentes nos programas modernos de simulação de transitórios eletromagnéticos, tais como EMTP, ATP, PSCAD/EMTDC, DIgSILENT *PowerFactory*, *Simscape Power Sys-*

tems (MATLAB) e *PowerSim*, permitem a representação fiel do SEP, sendo um método bem aceito pela comunidade técnico-científica para o estudo dos fenômenos que ocorrem em sistemas elétricos.

A maioria dos programas de simulação de transitórios eletromagnéticos se baseiam no algoritmo desenvolvido por Dommel (1969), o qual aplica o método de integração trapezoidal para converter equações diferenciais, provenientes da análise nodal do SEP, em equações algébricas. Os cálculos realizados pelo método numérico de integração trapezoidal são computados para instantes discretos de tempo, de forma a respeitar os limites de processamento para uma solução contínua, sendo o intervalo entre duas soluções discretas denominado de passo de integração. Como as equações de cada componente modelado devem ser resolvidas para cada passo de integração, no caso de sistemas complexos, a solução de cada passo pode levar vários segundos, caracterizando uma simulação *off-line*, ou seja, não é realizada em tempo real. Entretanto, no caso de um processador capaz de realizar continuamente todos os cálculos em um tempo menor ou igual ao intervalo do passo de integração, da ordem de μs , a simulação é dita em tempo real.

O equipamento denominado RTDS® é um tipo de computador que combina *hardware* e *software* especializados para alcançar a simulação em tempo real (KUFFEL et al., 1996). Este equipamento é um simulador de SEPs capaz de funcionar continuamente em tempo real, realizando simulações de transitórios eletromagnéticos com passo de integração de $\pm 50 \mu\text{s}$. Baseado na limitação do *hardware*, este passo de integração pode ser aumentado em caso de problemas de *overflow* na simulação. Com tal velocidade de processamento e um conjunto de *hardware* dedicado, o RTDS® permite obter entradas/saídas analógicas e digitais que produzem com fidelidade as condições de um sistema real, possibilitando obter e controlar variáveis internas da simulação por meio de suas interfaces com o meio externo (MAGUIRE; GIESBRECHT, 2005).

A presença de tais placas de entrada e saída, tanto analógicas como digitais, remete a uma das principais características do RTDS® no âmbito de proteção de SEPs, que é a sua capacidade de simulação em laço fechado, a qual possibilita o teste e avaliação de algoritmos de proteção, assim como auxilia na parametrização dos relés de proteção. Essa função permite também observar os impactos da atuação dos relés de proteção sobre o SEP em tempo real, permitindo análises de estabilidade.

Como interface gráfica, o RTDS® possui uma ferramenta computacional denominada RSCAD, a qual é utilizada para simulação de sistemas elétricos. A estrutura deste *software* se divide em várias abas, relativas às suas funcionalidades. Na Figura 43 são apresentadas as abas *Draft*, *RunTime* e *CBuilder* que foram aplicadas neste trabalho.

Figura 43 – Componentes do RSCAD no RTDS.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O *Draft* é o ambiente computacional onde é feita a modelagem do sistema elétrico e do controle (FORSYTH; MAGUIRE; KUFFEL, 2004), incluindo dispositivos de medição e proteção. Este ambiente possui uma extensa biblioteca de componentes de SEP (geradores, linhas de transmissão, transformadores, fontes de tensão e corrente, conversores, etc.), além de elementos de controle, funções matemáticas, elementos de processamento de sinal e blocos de interface com entradas/saídas analógicas e digitais (MOTTER, 2014).

Por outro lado, o módulo *RunTime* é utilizado para controlar a simulação no RTDS® (FORSYTH; MAGUIRE; KUFFEL, 2004). É nesse ambiente que os comandos de início e fim da simulação, de abertura e fechamento de disjuntores e de eventos no sistema elétrico são controlados (MOTTER, 2014). Além disso, é possível escrever rotinas na linguagem de programação C para automatizar tarefas bem definidas, como inicializar a simulação, causar eventos no sistema (como faltas), coletar dados e salvar oscilografias. A criação de rotinas de simulação é útil quando o usuário precisa repetir simulações, variando alguns parâmetros do sistema, com o intuito de mapear determinado comportamento.

Os ambientes *Draft* e *RunTime* formam a base para a realização de simulações no *hardware* RTDS®. Entretanto, em alguns casos, a biblioteca do RSCAD pode não ter alguns componentes para pesquisas específicas. Para estas situações, existe o módulo *CBuilder*, que permite modelar novos elementos na linguagem de programação C, que será executado em tempo real.

5.2 Descrição do Sistema Modelado no RSCAD

O sistema elétrico, simulado via RTDS® para o desenvolvimento de um esquema de proteção específico para a topologia de unidade eólica em estudo, consiste de uma turbina de velocidade variável de 2 MW acoplada a um GS de 2 MVA com tensão nominal de 4 kV e frequência nominal de 60 Hz. O aerogerador está conectado a um equivalente de rede com capacidade de curto-circuito de 1,1 GVA (nível de transmissão) por meio de 2 VSCs de 3 níveis com neutro grampeado na configuração *back-to-back*, um transformador elevador 4/138 kV e uma linha de transmissão de 10 km. A Figura 44 retrata o diagrama trifásico do sistema modelado no RSCAD, cujos detalhes dos componentes principais serão discutidos ao longo desta seção.

Figura 44 – Sistema modelado no RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.1 Gerador Síncrono

No RTDS®, os geradores são modelados como máquinas equivalentes de 2 polos, ou seja, as variáveis de velocidade e torque elétrico são monitoradas em pu. Como o modelo de turbina eólica aplicado fornece o torque mecânico em pu, a conexão entre os dois blocos foi feita diretamente. O modelo de GS escolhido, disponível na biblioteca do RSCAD, é baseado no modelo equivalente por fase que comporta as assimetrias entre os enrolamentos do gerador inseridas pelas faltas internas. Entretanto, permite apenas a aplicação de faltas fase-terra com ponto de inserção que varia de 5 a 95% do enrolamento da fase A, ficando fora do escopo a análise de faltas entre espiras, ou seja, a função 60 para proteção contra desbalanço de tensão não foi analisada neste trabalho. Essa limitação se deve a capacidade limitada de processamento do *hardware* do RTDS®.

Outra deficiência desse modelo é o fato do enrolamento do estator possuir uma distribuição perfeitamente senoidal. Em função disso, a geração do terceiro harmônico na tensão, intrínseca do projeto da máquina elétrica, não ocorre. Como opção, pode-se gerar separadamente esta componente de tensão e adicioná-la no sinal medido da tensão terminal da máquina para permitir a análise do comportamento no caso de faltas internas fase-terra. Segundo Fulczyk (2003) e Dehkordi et al. (2009), a tensão de terceiro harmônico no enrolamento do estator é proporcional à potência ativa da máquina. Além disso, como a componente de terceiro harmônico é gerada igualmente nas três fases da máquina e possui mesma fase, a tensão no neutro da máquina também conterá esta componente (IEEE, 2007b). Tendo como base tais características, no manual de exemplos do RSCAD é abordada a aplicação de um bloco para a geração artificial de terceiro harmônico, cujas entradas são basicamente a porcentagem desta componente com o gerador em vazio e a plena carga. Detalhes do funcionamento deste bloco podem ser encontrados na referência (DEHKORDI, 2010).

Com relação ao sistema de excitação, este modelo de gerador permite que a alimentação do circuito do rotor seja feita em nível de controle, tendo como entrada a magnitude da tensão de campo e como saída a magnitude da corrente de campo, ambas em pu, conforme ilustrado na Figura 44. Considerando que o sistema de excitação é composto por um conversor conectado ao elo CC, em caso de falta nos polos poderia ocorrer uma perturbação na alimentação do circuito de campo. Entretanto, como esse tipo de sistema possui certa imunidade a distúrbios, esta influência foi desconsiderada neste estudo. Desta forma, o sistema de excitação é modelado conforme representado na Figura 45. A saída do controlador PI, denominado $G_{c, f_{pu}}(s)$, é submetida a função de transferência do bloco PWM, dada por (46), para inserir a constante de atraso deste bloco.

Figura 45 – Controle do sistema de excitação modelado no RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os parâmetros do GS modelado, indicados na Tabela 8, são extraídos de (QUÉVAL; OHSAKI, 2012), adaptando apenas a tensão nominal de 690 V para 4 kV, de forma a justificar o uso do VSC de 3 níveis. Essa mudança foi feita com base em (WU et al., 2011), onde observa-se que uma máquina síncrona de polos salientes de 4 kV apresenta

parâmetros em pu similares aos dados fornecidos por (QUÉVAL; OHSAKI, 2012), exceto na inversão entre os eixos d e q. Ainda, vale mencionar que a troca do nível de tensão melhorou o desempenho do controle devido a redução na corrente nominal da máquina.

Tabela 8 – Parâmetros da máquina síncrona.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$P_{nom,g}$	2 MVA	τ'_{do}	4,49 s
$v_{nom,g}$	4 kV	τ''_{do}	0,0681 s
$f_{nom,g}$	60 Hz	τ''_{qo}	0,0513 s
R_s	0,006 pu	R_f	$7,4103 \cdot 10^{-4}$ pu
L_{ls}	0,18 pu	L_{lf}	0,1293 pu
L_{dm}	1,125 pu	$i_{f,nom}$	100 A
L_{qm}	0,294 pu	P	60
L'_d	0,296 pu	H_g	0,62 s
L''_d	0,252 pu	H_t	4,32 s
L''_q	0,243 pu	F	0,01 pu

Fonte: [Adaptada] de (QUÉVAL; OHSAKI, 2012).

Os valores de indutância correspondem à situação não saturada, sendo que L'_d é a indutância transitória de eixo direto, L''_d é a indutância sub-transitória de eixo direto, L''_q é a indutância sub-transitória de eixo em quadratura, τ'_{do} é a constante de tempo transitória em vazio de eixo direto, τ''_{do} é a constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo direto, τ''_{qo} é a constante de tempo sub-transitória em vazio de eixo em quadratura, H_g e H_t são as constantes de inércia do gerador e da turbina, respectivamente, e F é o fator de atrito.

5.2.2 Turbina Eólica

O modelo de turbina eólica disponível na biblioteca do RSCAD segue o comportamento descrito pela expressão (2) e o coeficiente de potência é dado por (97) de acordo com (HEIER, 1998), cuja expressão pode ser alterada.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1(C_2\lambda_i - C_3\beta - C_4)e^{-C_5\lambda_i} + C_6\lambda \quad (97)$$

com λ_i dado por (98).

$$\lambda_i = \frac{1}{(\lambda + 0,08\beta)} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (98)$$

Os dados de entrada necessários para este modelo se resumem a potência nominal do gerador, potência nominal da turbina, velocidade de vento nominal e constantes C_1 a C_6 que descrevem as características das curvas do coeficiente de potência. Os parâmetros adotados são apresentados na Tabela 9. Como o torque de saída é dado em pu, os valores

de densidade do ar e área varrida pela turbina são irrelevantes. Nas condições de temperatura a 20 °C e pressão a 1 atm, o ar seco tem uma densidade de 1,2041 kg/m³. Adotando essa densidade de ar, a turbina modelada teria pás de, aproximadamente, 35,71 m.

Tabela 9 – Parâmetros da turbina eólica.

Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
$P_{nom,t}$	2 MW	C_3	0,4
$v_{v,nom}$	12 m/s	C_4	5
C_1	0,5176	C_5	21
C_2	116	C_6	0,0068

Fonte: Baseada em (HEIER, 1998).

Com base nessas informações, na Figura 46 ilustram-se as curvas características da turbina eólica modelada. Na Figura 46(a) descreve-se o comportamento do coeficiente C_p obtido com base na expressão (97) variando λ e β . Já na Figura 46(b) apresenta-se a relação entre P_M , v_v e ω_M , construída por meio da combinação das expressões (2) e (3).

Figura 46 – Curvas características da turbina eólica modelada no RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar dos parâmetros adotados representarem o comportamento de turbinas mais antigas, as curvas do coeficiente C_p não impactam a análise de proteção, pois apenas alteram a eficiência e a faixa de operação da turbina.

Sabendo que o GS possui 60 par de polos, a velocidade nominal do rotor da máquina é de 60 rpm ou 2π rad/s. Conforme mencionado anteriormente, a conexão dos modelos da turbina e do GS é feita de forma direta, pois as variáveis ω_m e T_m são tratadas em valores por unidade. Em função disso, trabalhando com ω_M em pu, o parâmetro $\lambda_{ótimo}$ é dado por (99) e a referência para a velocidade angular do gerador em rad/s é dada por (100).

$$\lambda_{ótimo} = \frac{\omega_{M,nom} r_T}{v_{v,nom}} = \frac{r_T}{12} \quad (99)$$

$$\omega_{m,\acute{o}timo} = \frac{\lambda_{\acute{o}timo} v_v}{r_T} \omega_{m,nom} = \frac{2\pi v_v}{12} \quad (100)$$

Neste caso, considerando que a turbina eólica possua velocidade nominal de 20 rpm, seria necessária uma caixa multiplicadora de razão 3, o que reflete em um menor custo devido ao fato da máquina possuir um elevado número de polos.

Na Figura 47 ilustra-se o esquema contido dentro do bloco denominado Turbina Eólica na Figura 44. O modelo da turbina eólica tem como variáveis de entrada a velocidade do vento em m/s, o ângulo de passo em graus e a velocidade do gerador em pu. A saída é dada pelo torque mecânico em pu por meio da expressão (19), cuja variável é enviada para a entrada de torque do modelo do GS.

Figura 47 – Turbina eólica com mecanismo de passo modelada no RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O modelo de turbina eólica disponível no RSCAD não possui os controles de passo, de *cut-in* e de *cut-out*. Desta forma, tais controles foram implementados basicamente por meio de blocos PIs e condicionais, conforme retratado nas Figuras 48 e 49.

Figura 48 – Esquema de controle de passo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O controle de passo implementado apenas atua quando a potência mecânica fornecida pela turbina (P_M) excede o valor nominal de 2 MW da máquina, aumentando o valor de

β . A característica do servo motor introduzida no modelo se resume a taxa de variação máxima e aos limites de ângulos mínimo e máximo. Com isso, de acordo com (ZHANG et al., 2008), adotou-se $\pm 5^\circ/\text{s}$ como máxima taxa de variação e, com base na análise das curvas características da turbina, definiu-se a faixa de variação de β entre 0 e 50° , que caracteriza os limites de ângulos mínimo e máximo. O controle PI para o mecanismo de passo foi ajustado manualmente, conforme valores de ganho indicados na Figura 48.

Como o foco deste estudo é a proteção, o tempo de análise na maior parte das simulações é pequeno o suficiente para que o vento permaneça constante e não sensibilize o sistema de controle de passo da turbina. Desta forma, apesar de atualmente existirem servo motores mais rápidos, este parâmetro não causa impacto nas análises.

Figura 49 – Sistema de *cut-in* e *cut-out*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em relação a lógica adotada para os controles de *cut-in* e de *cut-out*, esta altera o *set-point* da velocidade do gerador para zero quando o vento estiver fora da faixa de operação da turbina, iniciando o procedimento de parada da máquina. Neste caso, o disjuntor do gerador (DJ_g) é aberto pelo sinal de comando SWDJ_g e o disparo das chaves do conversor do lado do gerador é bloqueado pelo sinal de comando DBLK_g . Estes comandos podem ser feitos manualmente através dos botões CDJ_g e BLK_g , respectivamente. O comando representado pelo sinal SWP está relacionado a proteção das chaves. Basicamente, caso as correntes nos IGBTs ultrapasse determinado limiar, o sistema bloqueia os sinais de disparo do conversor para efeito de proteção das chaves eletrônicas. Os detalhes deste esquema de proteção serão abordados no Capítulo 6.

Como simulações de partida e parada da máquina estão fora do escopo deste trabalho,

essa modelagem servirá como base para estudos futuros.

5.2.3 Bloco *Small Time-Step*

Os dispositivos de chaveamento disponíveis na biblioteca do RSCAD, baseados no modelo proposto por Maguire e Giesbrecht (2005), são representados como um indutor no estado fechado e um ramo RC no estado aberto, conforme ilustrado na Figura 50. Para facilitar a operação em tempo real, a resistência Dommel do indutor (R_L) deve ser igual à resistência Dommel do ramo RC (R_{RC}). Com isso, evita-se operações de decomposição e inversão da matriz de condutância Dommel durante o chaveamento da válvula. Em função disso, o parâmetro R da válvula é determinado pela equação (101).

$$R = \frac{2L}{\Delta T} - \frac{\Delta T}{2C} \quad (101)$$

Figura 50 – Representação das válvulas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O nível de amortecimento provocado pela resistência série na representação da válvula no estado aberto é definido com base na resposta da corrente a um impulso de tensão no circuito composto por uma válvula no estado aberto em série com uma no estado fechado, ou seja, um ramo RLC série. Este desenvolvimento permite obter a relação entre C e L descrita em (102).

$$C = \frac{(\Delta T F)^2}{L} \quad (102)$$

onde F é dado pela expressão (103), que depende do fator de amortecimento (δ).

$$F = \frac{1}{2(\sqrt{\delta^2 + 1} - \delta)} \quad (103)$$

Para completar o equacionamento do modelo de válvula utilizado pelo RSCAD, falta apenas definir a expressão para o cálculo da indutância L . No ambiente de simulação, as perdas de chaveamento dependem da seleção dos parâmetros L e C utilizados para representar os estados fechado e aberto das válvulas. Quando uma válvula é bloqueada, é necessário fornecer a quantidade Cv_{ch}^2 de energia para carregar o capacitor através do

resistor R , onde v_{ch} é a tensão de chaveamento. Esta energia é dissipada quando a válvula é disparada e passa a ser representada por uma pequena indutância. Nesta condição, a energia requerida para carregar o indutor é igual a $Li_{ch}^2/2$, onde i_{ch} é a corrente de chaveamento. Para que a energia perdida durante o chaveamento seja mínima, L e C devem ser escolhidos de modo que a expressão (104) seja satisfeita, garantindo o balanço de energia entre o capacitor e o indutor.

$$Cv_{ch}^2 = \frac{1}{2}Li_{ch}^2 \quad (104)$$

Combinando as equações (102) e (104), obtém-se a expressão para o cálculo da indutância L , conforme descrito em (105).

$$L = \sqrt{2}(\Delta TF) \frac{v_{ch}}{i_{ch}} \quad (105)$$

Para analisar a influência do modelo dos dispositivos de chaveamento na eficiência do sistema, o Apêndice A apresenta uma análise das perdas no sistema simulado sem a bateria.

De acordo com o equacionamento do modelo da válvula, os parâmetros RLC das chaves dependem de ΔT , de forma que quanto menor este passo, maior será a razão entre as impedâncias da chave nas situações aberta e fechada. Entretanto, devido as limitações de *hardware* do RTDS® disponível no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), o passo de integração (ΔT) adotado para as simulações foi de $60 \mu s$. Em função disso, o esquema apresentado na Figura 51 está modelado no ambiente do RSCAD denominado *Small Time-Step*, conforme indicado na Figura 44, cujo passo de integração é reduzido para a ordem de $\pm 2 \mu s$, dependendo da capacidade de processamento disponível.

A conexão entre os ambientes *Small* e *Large Time-Step* é feita por meio de blocos de interface, que podem ser representados por linhas de transmissão ou transformadores. No caso deste estudo foram utilizados transformadores monofásicos para ambos os lados, conforme retratado na Figura 51. O banco de transformadores monofásicos do lado da rede foi configurado como transformador trifásico elevador de 2,5 MVA, 4/138 kV na configuração YNd com $Z = 0,005 + j0,04$ pu (KERSTING, 1991). O modelo simplificado foi adotado, pois análises de saturação não foram realizadas neste trabalho. Em contrapartida, a interface do lado do gerador tem mera função de conexão, ou seja, o banco de transformadores monofásicos foi parametrizado com o valor mínimo de impedância permitida pelo *software* na configuração YNyn.

Para adequar a impedância das válvulas dos conversores VSC e chopper à rede simulada, os parâmetros v_{ch} , i_{ch} , frequência base do sistema (f_{base}) e δ devem ser informados. O valor de δ pode variar entre 0,70 e 1,33, sendo que um grande fator de amortecimento resulta em um aumento no valor dos parâmetros RLC e, conseqüentemente, em maiores perdas de chaveamento. Para evitar a possibilidade de oscilação numérica, um resistor em paralelo é adicionado em cada válvula, cuja resistência é igual a k vezes o valor da

Figura 51 – Conversor *back-to-back* baseado em VSCs do tipo NPC modelado no RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

impedância da chave em aberto com base na frequência fundamental. Visando reduzir as perdas de chaveamento e tendo como base as sugestões do manual do RSCAD para a parametrização das chaves, definiram-se os valores dos parâmetros das válvulas, conforme listados na Tabela 10 em conjunto com os dados do elo CC (capacitores e tensão nominal) e do reator, calculados conforme a Seção 4.3.

Tabela 10 – Parâmetros das chaves, do elo CC e do reator.

Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
v_{ch}	6 kV	f_{pwm}	900 Hz
i_{ch}	0,3 kA	v_{dc}^*	7,5118 kV
f_{base}	60 Hz	C	2,35 mF
δ	0,9 pu	R_r	20 mΩ
k	5	X_r	1,2 Ω

Fonte: Elaborada pelo autor.

A indutância do conversor *chopper* foi escolhida com o objetivo de limitar a ondulação (do inglês, *ripple*) da corrente no indutor em 30% da máxima corrente de saída. Desta forma, o valor adotado para L_s de acordo com a referência (GREEN, 2012) foi de 16,09 mH, conforme (106).

$$L_s > \frac{V_{out}(V_{in,max} - V_{out})}{k_{ind} f_{sw} V_{in,max} I_{out}} = \frac{5.000,8 \times (7.511,8 \times 1,02 - 5.000,8)}{0,3 \times 900 \times (7.511,8 \times 1,02) \times 399,936} = 16,085 \text{ mH} \quad (106)$$

onde $V_{in,max}$ é a máxima tensão de entrada, V_{out} é a tensão de saída desejada; I_{out} é a corrente de saída desejada, f_{sw} é a frequência de chaveamento do conversor e k_{ind} é um coeficiente que representa o *ripple* na corrente do indutor em relação à máxima corrente de saída. De acordo com Green (2012), uma boa estimativa para este parâmetro está entre 20 e 40%, ou seja, $0,2 < k_{ind} < 0,4$.

Ainda com relação a Figura 51, a conexão do modelo da bateria com o conversor *chopper* é feita por meio de uma fonte de tensão controlada comandada pela variável V_{sbat} . Os detalhes do modelo da bateria no RSCAD, que fornece esse sinal de entrada para o ambiente *Small Time-Step*, são apresentados na seção a seguir.

5.2.4 Bateria Redox de Vanádio

Na Figura 52 mostra-se o modelo da BRV criado no ambiente *Draft* do RSCAD, sendo que o circuito elétrico montado é semelhante ao apresentado na Figura 26. O conteúdo de cada bloco presente na Figura 52 é ilustrado em detalhes na Figura 53.

Figura 52 – Modelo da Bateria redox de vanádio no ambiente *Draft* do RSCAD.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O bloco preto contém os parâmetros da bateria, representados na Figura 53(a), especificados conforme Subseção 3.4.3. Para componentes elétricos, como resistores e capacitores, é necessário utilizar uma variável do tipo *Draft*, pois seus valores não podem ser alterados durante a simulação no ambiente *RunTime*. Por outro lado, as constantes usadas para calcular U_{pilha} e I_{bomba} são variáveis do tipo simples.

Figura 53 – Conteúdo dos blocos presentes no modelo da BRV no RSCAD.

(a) Parâmetros da BRV.

(b) Cálculo da variável U_{pilha} . (c) Cálculo da variável I_{bomba} .

(d) Bloco de estimação do SOC da BRV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, os blocos amarelos consistem nas equações para determinar o ponto de operação da BRV (U_{pilha} , I_{bomba} e SOC). Em particular, as equações (8) e (9) são implementadas para calcular o valor de U_{pilha} , como mostrado na Figura 53(b), a expressão (14) é implementada para calcular o valor de I_{bomba} , de acordo com a Figura 53(c) e as fórmulas (16) e (17) foram usados para criar o componente SOC usando o módulo *CBuilder*, conforme apresentado na Figura 53(d). O código programado no ambiente *CBuilder* é apresentado no Apêndice B, enquanto que o processo de validação do modelo da BRV criado no RSCAD é descrito no Apêndice C.

5.2.5 Conexão com a Rede

O modelo do equivalente de rede consiste em uma fonte de tensão trifásica ideal com uma impedância por fase composta por uma resistência (R_s) em série com um ramo RL paralelo (R_p e L_p), com R_p igual a $1\text{ M}\Omega$. A capacidade de curto-circuito (S_{cc}) do equivalente de rede é baseado em (KERSTING, 1991), que representa a barra da subestação de um sistema de distribuição. A razão de X/R deste equivalente indica que o barramento desta subestação está conectado a um sistema de transmissão (JOVCIC; AHMED, 2015). Entretanto, como a unidade eólica está conectada a rede por meio de uma linha de transmissão, a capacidade de curto-circuito em seu barramento será reduzido. Os parâmetros desta linha são baseados em (HOOSHYAR; AZZOUZ; EL-SAADANY, 2015), que se refere a um sistema composto por uma fonte renovável na topologia *full-converter*. Enfim, os dados utilizados para o equivalente de rede e a linha de transmissão são apresentados abaixo:

- Equivalente de rede: $S_{cc} = 1,1\text{ GVA}$ com ângulo de 82 graus, $V_{TH} = 138\text{ kV}$, $Z_{TH} = R_s + j\omega L_p = (2,409 + j17,144)\ \Omega$, $f_n = 60\text{ Hz}$;
- Linha de transmissão: $Z^+ = (0,357 + j0,5077)\ \Omega/\text{km}$, $Z^0 = (0,363 + j1,3262)\ \Omega/\text{km}$, comprimento = 10 km .

5.3 Desempenho do Controle

Para a análise de desempenho do controle foi realizado um conjunto de simulações teste em vista a verificar a resposta transitória dos controles implementados. Os esquemas de controle foram validados considerando as seguintes configurações: operação convencional sem bateria; presença de bateria no elo CC; e modo ilhado intencional.

Nas simulações apresentadas nesta seção foram utilizados os parâmetros para os ganhos dos controladores apresentados no Apêndice D, obtidos com base nos dados do sistema elétrico, na Tabela 6 e nas considerações da Seção 4.4. Os parâmetros apresentados neste apêndice incluem dados da performance dos controladores extraídos no *software* MATLAB[®] com base em diagramas de Bode e respostas ao degrau unitário.

5.3.1 Operação Convencional Sem Bateria

Após a implementação das malhas de controle no *software* RSCAD, de acordo com a Figura 38, dois cenários foram simulados no RTDS[®] para verificar a resposta do controle.

O primeiro cenário consiste na análise individual do VSC do lado da rede com o VSC do lado do gerador desconectado, no qual é verificada a resposta do controle à conexão de uma carga de 2 MW no elo CC, conforme esquemático de teste apresentado na Figura 54. O resultado desta simulação é retratado na Figura 55.

Figura 54 – Esquemático de teste do controle do VSC do lado da rede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 55 – Resposta do controle do lado da rede à conexão de uma carga de 2 MW no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Verifica-se que após a conexão da carga em paralelo no elo CC, os capacitores começam a descarregar, refletindo em uma queda na tensão v_{dc} . Esta queda diminui a tensão CA na saída do conversor, que faz surgir um fluxo de reativo da rede para o conversor, resultando em um transitório na corrente i_{qr} . A queda de tensão no elo CC sensibiliza o controle, o qual por sua vez altera o valor de referência para i_{dr}^* . Assim, a corrente i_{dr} aumenta, passando a recarregar os capacitores, o que resulta no ajuste da tensão no elo CC até seu valor de referência v_{dc}^* . A presença de um limitador na malha de controle de i_{dr}^* , que tem a finalidade de evitar sobrecarga no conversor, faz com que a variação na tensão v_{dc}

e o tempo de acomodação do controle aumentem um pouco. Ainda, como não foram utilizados filtros para medição, observa-se a presença de um elevado nível de ruído nos sinais apresentados, o qual se deve, possivelmente, à oscilação numérica introduzida pela conexão entre os ambientes *Small* e *Large time-step* do simulador. Apesar disso, de forma geral, constata-se que o controle do VSC do lado da rede está funcionando conforme o esperado.

Já o segundo cenário consiste na análise do VSC do lado do gerador com todo o sistema em funcionamento, no qual é observada a resposta do controle à uma variação brusca no vento de 6 para 12 m/s. O resultado desta segunda simulação é apresentado na Figura 56.

Figura 56 – Resposta do controle do lado do gerador a uma variação no vento de 6 para 12 m/s.

(a) Correntes de eixo direto e em quadratura no lado do gerador.

(b) Velocidade angular mecânica do gerador.

(c) Corrente de campo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que após o degrau na velocidade do vento, a referência para ω_m muda instantaneamente segundo o controle de MPPT, que visa manter λ em seu valor ótimo. Caso fosse utilizado outro método, como por exemplo o baseado no torque ótimo, esta variação seria mais suave. Para o gerador acelerar, o controle atua na corrente i_{qs} , de forma que a energia do vento seja utilizada para elevar a velocidade da máquina até o seu valor de referência. Em função disso, para este caso, i_{qs} se mantém nula no período de aceleração, ou seja, nenhuma potência ativa é entregue para a rede elétrica neste intervalo. A corrente i_{qs} não fica negativa devido a presença de um limitador na saída do controlador $G_{c,\omega}$. Caso a faixa do limitador fosse alterada de $[0; i_{s,base}]$ para $[-i_{s,base}; i_{s,base}]$, o gerador

iria motorizar intencionalmente para atingir a velocidade de referência mais rapidamente. Entretanto, de acordo com Nasiri, Milimonfared e Fathi (2014), o gerador não consome potência ativa da rede elétrica. Caso fosse permitida a motorização do aerogerador, a operação de SEPs com geração eólica seria ainda mais complexa. Com base nesta característica do controle, entende-se que a função de anti-motorização da máquina não se aplica para a proteção desta topologia de unidade eólica. Seguindo com a análise do controle, conforme esperado, as variáveis i_{ds} e i_f são pouco afetadas durante o transitório. Com isso, verifica-se também que o controle do VSC do lado do gerador está funcionando conforme projetado.

5.3.2 Presença de Bateria no Elo CC

Neste caso, as malhas de controle implementadas no *software* RSCAD de acordo com o esquema convencional foram alteradas conforme as Figuras 40 e 42(a). Para verificar o desempenho deste esquema de controle no modo conectado à rede elétrica, dois cenários também foram simulados no RTDS®.

O primeiro cenário consiste na análise do conversor *chopper* perante uma variação brusca no vento de 6 para 12 m/s, considerando que o conversor do lado da rede entrega 1 MW para o sistema. O resultado desta simulação é retratado na Figura 57.

Figura 57 – Operação da bateria para um degrau no vento de 6 para 12 m/s em $t = 2$ s, considerando um fluxo de 1 MW para a rede elétrica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como pode ser visto, a bateria é capaz de compensar as variações de potência causadas pelo controle MPPT baseado na razão ótima de velocidade de ponta da pá. Em outras palavras, como a bateria mantém o balanço de potência no elo CC, a potência entregue à rede elétrica é mantida constante. Essa abordagem para o controle MPPT permite uma resposta mais rápida do controle (NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014), pois a máquina elétrica deixa de entregar potência enquanto a velocidade do rotor aumenta até o ponto ótimo, que foi atingido aos 7,2 s. O atraso está relacionado à inércia do conjunto máquina/turbina e ao fato de que o gerador não motorizar.

Por outro lado, o segundo cenário consiste na análise do conversor *chopper* diante de uma mudança na potência entregue à rede elétrica de 0,5 para 1 MW, considerando a velocidade do vento fixa em 12 m/s. O resultado desta segunda simulação é apresentado na Figura 58.

Figura 58 – Operação da bateria para um degrau na potência entregue à rede elétrica de 0,5 para 1 MW em $t = 0,1$ s, considerando a velocidade do vento em 12 m/s.

(a) Fluxo de potência.

(b) Corrente na bateria.

(c) Tensão no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que a bateria controla a tensão do elo CC conforme esperado, mesmo para uma grande variação no fluxo de potência para o sistema. Isso prova que o esquema proposto é capaz de responder rapidamente aos comandos de um sistema de gerenciamento.

5.3.3 Modo Ilhado Intencional

Para a operação ilhada intencional, uma característica adaptativa foi introduzida no esquema de controle anterior, de forma a alterar a sua configuração da Figura 42(a) para a Figura 42(b). A comutação entre os modos de operação é feita por meio do sinal de comando do disjuntor de interconexão da microrrede (DJ_r), isolando o aerogerador com a carga local do equivalente de rede. Para verificar o desempenho do controle neste novo panorama, dois cenários também foram simulados no RTDS®.

O primeiro cenário consiste na transição do modo conectado para o ilhado, considerando que na condição pré-ilhamento o conversor do lado da rede entrega 0,5 MW e a carga local é de 1,085 MVA do tipo impedância constante com fator de potência indutivo de 0,92. O resultado desta simulação é retratado na Figura 59.

Figura 59 – Operação do VSC do lado da rede após a abertura do DJ_r em $t = 0,1$ s, considerando antes do ilhamento um fluxo de 0,5 MW para a rede e uma carga de 1,085 MVA do tipo impedância constante com fator de potência indutivo de 0,92.

(a) Correntes de eixo direto e em quadratura no lado da rede.

(b) Tensões de eixo direto e em quadratura no ponto entre o reator e o transformador.

(c) Perfil de tensão no PAC.

(d) Frequência elétrica da rede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme a Figura 59, o controle implementado é capaz de ajustar a tensão e frequência da microrrede quando o DJ_r é aberto, alterando os *setpoints* para i_{dr} e i_{qr} de acordo com a variação da carga. Como o transformador e a linha de transmissão possuem uma impedância pequena quando comparada com a da carga, a tensão no PAC é mantida em 1 pu. Além disso, o esquema de controle apresentou uma resposta rápida com um pequeno sobre-sinal, validando o seu funcionamento.

Em contrapartida, o segundo cenário consiste na análise do comportamento do sistema perante a uma variação na carga da microrrede, considerando um degrau na potência ativa de 1 para 1,5 MW em 0,1 s e outro degrau na potência reativa de 0,42 para 0,63 MVar em 0,6 s. O resultado desta segunda simulação é apresentado na Figura 60.

Figura 60 – Operação do VSC do lado da rede no modo ilhado, considerando uma variação na carga de 1 para 1,5 MW em $t = 0,1$ s e de 0,42 para 0,63 MVar em $t = 0,6$ s.

(a) Correntes de eixo direto e em quadratura no lado da rede.

(b) Tensões de eixo direto e em quadratura no ponto entre o reator e o transformador.

(c) Perfil de tensão no PAC.

(d) Frequência elétrica da rede.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A queda de tensão aos 0,1 s retratada na Figura 60(c) está relacionada com a variação na potência ativa. No entanto, essa variação não teve impacto na frequência da rede, pois

a inércia virtual não foi considerada no projeto do controle. Por outro lado, o degraú na potência reativa aos 0,6 s não causou impacto no nível de tensão devido à alteração imposta ser pequena, ou seja, mudou apenas a referência para i_{qr} .

5.4 Metodologia de Simulação de Faltas

O fluxograma da metodologia seguida neste trabalho é ilustrado na Figura 61. O primeiro passo consiste em definir os tipos de faltas considerados nesta pesquisa. Depois disso, escolher os cenários operacionais a serem simulados com foco na análise de proteção. Baseado nisso, criar as rotinas de simulação no *software* RSCAD para automatizar o passo seguinte que é executar as simulações. Por fim, a estrutura para simulação em laço fechado com o RTDS®, descrita nesta seção, é utilizada em análises pontuais do esquema de proteção desenvolvido. Os detalhes de cada passo da metodologia aplicada são apresentados nas subseções a seguir.

Figura 61 – Fluxograma da metodologia de simulação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4.1 Tipos de Falta Considerados

O esquema de proteção proposto nesta pesquisa, considerando o contexto das *smart grids*, foi desenvolvido para os seguintes tipos de faltas:

1. Falhas internas no estator do GS;
2. Perda de campo;
3. Falhas no elo CC;
4. Falhas Externas.

Estas falhas estão indicadas na Figura 62, com o intuito de explicitar cada ponto de falha no sistema teste. Para a análise de proteção no contexto das *smart grids* foi utilizada uma configuração de aterramento típica, conforme ilustrado nesta figura. Entretanto, no Capítulo 6 é apresentado um estudo da influência das configurações de aterramento no comportamento da corrente para falhas internas no gerador e no elo CC, assim como na performance da proteção contra falhas no estator, sendo que em ambos foram considerados cenários de operação extras.

Figura 62 – Pontos de falha no sistema elétrico.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As falhas envolvendo as chaves dos conversores não foram consideradas nesta pesquisa. O motivo disto é que, de acordo com Jovicic e Ahmed (2015), normalmente cada válvula possui várias células redundantes para garantir que, quando uma célula falhar, a válvula ainda será capaz de comutar entre os estados ON e OFF. Isto é possível porque a estrutura de cada célula faz com que este elemento permaneça no estado fechado após falhar. Deste modo, a célula defeituosa pode ser substituída na próxima inspeção do conversor.

Os detalhes com relação as condições adotadas para cada tipo de falha são descritos na sequência.

Faltas internas no estator do GS

Conforme apresentado na Seção 5.2, o modelo de máquina síncrona disponível na biblioteca do RSCAD divide o enrolamento da fase A em duas partes (A_1 e A_2). Esta

estrutura permite variar a posição da falta interna dentro de um intervalo de 5 a 95% do enrolamento da fase A, que representa uma faixa relativamente abrangente para análises de proteção de faltas internas monofásicas.

Com base nas características deste modelo de WRSG, o ponto de falta no enrolamento da fase A para o terra foi variado entre 5 e 95% com incrementos de 30%, alterando as porções contidas em A_1 e A_2 . A resistência de falta (R_{ft}) de $0,01 \Omega$ foi mantida em todos esses casos, pois a estrutura mecânica da máquina está solidamente aterrada. Esse valor é sugerido pelo manual do RTDS® para o bloco de falta. Em relação ao elemento de falta, este apresenta uma resistência elevada em condições normais ($1 M\Omega$) e, após o comando de falta, esta resistência é alterada para o valor escolhido.

Perda de campo

O sistema de excitação pode ser completamente removido devido a alguns incidentes. Dentre as possíveis causas, podem-se citar a abertura accidental do disjuntor de campo (circuito de campo aberto), o curto-circuito nos terminais da bobina de campo (tensão de campo nula) e também a falha no sistema de excitação (IEEE, 2007a). Como o controle do sistema de excitação foi feito a nível de controle, conforme informado na Subseção 5.2.1, a única opção possível para criar a condição de perda de campo foi zerar o valor de $v_{f,pu}$, simulando uma situação de curto-circuito nos terminais do enrolamento do rotor.

Adicionalmente, a remoção parcial do sistema de excitação também pode ocorrer, ou seja, parte do enrolamento de campo pode sofrer um curto-circuito, causando desequilíbrio do fluxo no entreferro. Para este tipo de contingência há a função 64F, a qual é responsável por proteger a máquina contra falhas no isolamento do enrolamento de campo que acarretem na perda de parte da bobina. O Guia IEEE C37.102-2006 (IEEE, 2007a) apresenta diversos esquemas para empregar a função 64F, todos com possibilidade de aplicação na proteção de aerogeradores. Entretanto, devido a impossibilidade de criar esta falta no ambiente de simulação do *Real Time Digital Simulator* (RTDS), a função 64F não foi analisada.

Faltas no elo CC

Para a análise de proteção foram consideradas os possíveis tipos de faltas envolvendo os polos do elo CC. Em específico, foram simuladas no RTDS® faltas polo-terra, polo-polo e bipolar à terra, conforme os esquemas ilustrados na Figura 63. Os valores adotados nas simulações para R_{ft} foram: $0,01$, 5 e 30Ω , de forma a abranger faltas de baixa e alta impedância.

Figura 63 – Esquemas de falta no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Faltas externas

Como ilustrado na Figura 62, dois pontos de faltas externas foram considerados nas análises: entre a máquina síncrona e o conversor (4a) e próximo ao terminal de alta tensão do transformador (4b). Para cada ponto foram aplicados os seguintes tipos de falta: fase-terra (AT), bifásica (AB), bifásica-terra (ABT), trifásica (ABC) e trifásica-terra (ABCT). Na Figura 64 mostra-se a estrutura do bloco de falta no RSCAD. Para uma falta AG, somente os componentes destacados em vermelho estarão ativos, ou seja, os outros elementos apresentarão uma impedância de circuito aberto ($1 \text{ M}\Omega$). Em relação à resistência de falta, também foram adotados os valores de 0,01, 5 e 30Ω , com o intuito de englobar faltas de baixa e alta impedância. É importante frisar que 30Ω foi considerado como alta impedância tendo como base a potência e a tensão nominal do aerogerador.

Figura 64 – Bloco de faltas externas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o foco deste estudo é a proteção da unidade eólica contra faltas internas, as falhas externas no ponto 4b foram simuladas apenas para verificar se o aerogerador permanece conectado durante contingências na rede elétrica, de forma a atender os procedimentos de rede relativos a capacidade de LVRT.

5.4.2 Cenários de Operação

Para propor um esquema de proteção abrangente, os cenários operacionais foram baseados nas condições extremas que o sistema pode estar sujeito. Dessa forma, os seguintes parâmetros foram variados: velocidade do vento, SOC, potência entregue à rede elétrica no modo conectado e carga local na operação ilhada. Os valores adotados estão listados na Tabela 11. Os valores usados em Ω para a resistência de neutro da máquina síncrona foram: 0,01, 12,41 e $10^6 \Omega$ (MONARO, 2013). O último valor representa a condição de neutro não aterrado. Com base nisso, os cenários operacionais simulados consistem na combinação dos parâmetros apresentados na Tabela 11 com o modo de operação, conectado e ilhado. Para efeito de comparação, a operação da unidade eólica sem bateria também foi abordada no modo conectado à rede elétrica.

Tabela 11 – Pontos de operação adotados nas simulações.

Parâmetro	Limite inferior	Limite superior
Vento [m/s]	6	12
SOC [%]	30	70
P_r [MW]	0	2
Carga local [MVA]	0,5+j0,21	1,5+j0,63

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em relação à velocidade do vento, valores acima do nominal (12 m/s) não foram simulados, pois nesses casos o controle de passo opera para manter a máquina em seu ponto de potência nominal até a velocidade de *cut-out* (25 m/s). Em outras palavras, a análise seria equivalente a condição de vento em 12 m/s.

Ainda, como a bateria controla a tensão do elo CC, os limites de SOC foram adotados para verificar se causam impacto no desempenho da proteção contra falhas nos polos. Como na prática o SOC da bateria é limitado entre 20 e 80% devido a questões de sobretensão e subtensão (CHAHWAN, 2007), considerando uma margem para carga e descarga, a faixa de 30% a 70% foi adotada nas simulações.

Com relação à potência entregue à rede elétrica no modo conectado, o *setpoint* para a potência reativa foi mantido em zero com base no fato de que as unidades de geração geralmente não são compensadas pelo fornecimento de potência reativa.

A carga conectada no PAC possui um fator de potência em atraso de 0,92 para ambos os pontos operacionais, considerando as cargas mínima e máxima iguais, respectivamente, a aproximadamente 30 e 80% da potência nominal do gerador. Para o modo conectado à rede elétrica, foi considerada a carga máxima, ou seja, $P_L = (1,5 + j0,63)$ MVA.

Por fim, para as simulações de perda de campo apenas foi considerado o sistema sem bateria com variações na velocidade do vento, já que foi observado que a bateria e a alteração dos demais parâmetros não impactam a dinâmica desse tipo de falta.

5.4.3 Criação e Execução de Rotinas de Simulação no RSCAD

O módulo *RunTime* do *software* RSCAD possui uma ferramenta que permite escrever rotinas, denominada *script* de simulação, na linguagem de programação C para automatizar tarefas bem definidas. No caso deste trabalho, esta ferramenta foi utilizada para obter os oscilogramas de falta para todos os cenários operacionais descritos anteriormente. Como exemplo, o Apêndice E apresenta o *script* programado para faltas internas no enrolamento do gerador. Com relação aos outros tipos de falha, *scripts* semelhantes foram criados.

5.4.4 Simulação em Laço Fechado com Relé de Proteção

A capacidade de simulação em laço fechado é uma das principais características do RTDS® no âmbito de proteção de SEPs, possibilitando o teste e avaliação de algoritmos de proteção, e auxiliando nas parametrizações dos relés. Essa ferramenta permite também observar os impactos da atuação dos relés de proteção sobre o SEP em tempo real. A conexão direta das saídas analógicas do simulador, que fornece sinais elétricos de ± 10 V, com as entradas analógicas do relé universal é possível devido aos níveis destes sinais elétricos estarem adequados aos valores admissíveis pela placa de aquisição de dados deste dispositivo de proteção. Entretanto, como o relé comercial trabalha com tensões de entrada de $115V_{rms}$ e correntes de $5A_{rms}$, é necessária uma etapa de amplificação entre as saídas analógicas do simulador e as entradas analógicas do relé de proteção. Por fim, o laço é fechado com a conexão das portas digitais de saída dos relés com as entradas digitais do RTDS®, possibilitando aos relés, frente a uma falta no SEP, enviar o sinal de abertura para determinado disjuntor, assim como o cálculo do tempo de atuação dos mesmos. Baseado nisso, o esquema de simulação em laço fechado com ambos os relés é ilustrado na Figura 65.

Figura 65 – Esquema de simulação em laço fechado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O relé denominado universal, utilizado para embarcar algoritmos de proteção novos, é baseado na plataforma PC104. O emprego da plataforma PC104 para testes de novos

algoritmos de proteção em tempo real conta com o seguinte conjunto de placas: uma placa de processamento de dados, uma placa de aquisição de dados e uma fonte de alimentação. Para maiores informações com relação a estrutura e funcionamento deste dispositivo, conhecido como Cubo PC104, consulte a referência (MONARO et al., 2012). As funções desenvolvidas neste relé são programadas em linguagem C++ e posteriormente incluídas na biblioteca *OpenRelay* deste dispositivo de proteção. Como esta biblioteca é de acesso livre e público, detalhes das funções disponíveis podem ser encontrados na referência (MONARO, 2015).

Por outro lado, o relé comercial utilizado nas simulações se trata de um dispositivo digital de proteção específico para geração a vapor, a gás ou hidráulica, de pequeno e médio porte. Como este dispositivo possui a função de rastreamento da frequência, os fasores são estimados corretamente na faixa de 20 a 65 Hz.

Essa estrutura de simulação foi utilizada em estudos pontuais, identificados conforme o desenvolvimento da metodologia de análise apresentada no capítulo seguinte. Os procedimentos para a configuração dessa estrutura em laço fechado com o RTDS® está detalhado na referência (BATAGLIOLI, 2015).

Para as simulações em laço fechado, modelos de Transformadores de Potencial (TPs) e Transformadores de Corrente (TCs) com curvas de saturação foram utilizados para aproximar ao máximo das condições reais de um SEP. Entretanto, apesar de nas demais simulações terem sido utilizados instrumentos de medição ideais, os resultados obtidos ainda são válidos, pois em especial para TCs, um estudo prévio deve ser feito para garantir que a saturação do equipamento em situações de falha não ocorra (IEEE, 1999). Os detalhes dos modelos podem ser encontrados no manual do RSCAD e os parâmetros elétricos pré-ajustados foram adotados nas simulações, com a ressalva de pequenas adaptações para adequá-los ao sistema modelado.

5.5 Considerações Finais

A utilização de um simulador digital em tempo real com placa de saídas analógicas possibilita o teste de novos algoritmos e esquemas de proteção. Neste sentido, o sistema base foi modelado no *software* de interface do simulador RTDS®, denominado RSCAD. A análise de desempenho do modelo criado mostrou que os esquemas de controle para cada modo de operação (convencional, com bateria no elo CC e ilhado) estão funcionando conforme o esperado. Desta forma, a metodologia de simulação de faltas descrita foi executada, gerando os dados que serão trabalhados e discutidos no capítulo seguinte, com viés para a proteção da unidade eólica contra faltas internas no estator, perda de campo do gerador, faltas no elo CC e faltas externas.

Proteção de Geradores Eólicos

A proteção é uma das questões mais importantes no âmbito de SEPs. De preferência, o seu desenvolvimento e aprimoramento devem acompanhar a conexão de novas tecnologias na rede elétrica. Com a crescente penetração de aerogeradores na matriz de geração é fundamental que a proteção empregada para este componente seja seletiva, sensível e rápida. Neste contexto, este capítulo apresenta primeiramente uma revisão dos trabalhos publicados na área de proteção de unidades de geração eólica, com o objetivo de identificar possíveis lacunas. Na sequência, em função disto é descrita a metodologia de análise proposta nesta dissertação para o estudo de proteção de aerogeradores do tipo *full-converter*. Os resultados da aplicação desta metodologia consistem nos estudos dos requisitos para as funções de proteção e da influência da configuração de aterramento da unidade eólica, os quais serviram como base para o desenvolvimento de um esquema de proteção específico para a topologia *full-converter* no contexto das *smart grids*. Por fim, resultados pontuais de simulações em laço fechado também são apresentados.

6.1 Revisão Bibliográfica

Apesar da frequência de falhas em máquinas rotativas ser baixa em projetos novos com materiais aperfeiçoados, falhas ainda ocorrerão, e se houver atrasos no sinal de abertura ou proteção insensível, o defeito pode resultar em danos graves e longa interrupção na operação para o reparo da máquina (ELMORE, 1994). Como os geradores representam os equipamentos de maior valor econômico dentre os componentes de um SEP e são sujeitos a mais tipos de defeitos que qualquer outro equipamento, existem diversas filosofias de proteção aplicadas aos GSs (CAMINHA, 1977). Entretanto, os esquemas e filosofias de proteção consolidados foram desenvolvidos para aplicações convencionais, como em unidades de geração hidroelétrica e termoe elétrica. Como agravante, a taxa de falha em unidades eólicas é maior devido às condições severas que a instalação está submetida (MANSOURI; NAYERIPOUR; NEGNEVITSKY, 2016). Com isso, na sequência, apresenta-se um levantamento bibliográfico dos trabalhos relacionados à proteção de geradores eólicos.

Conroy e Watson (2007) investigam a capacidade de LVRT de geradores eólicos do tipo *full-converter*. Quando ocorre uma falta externa no SEP, o resultado é uma queda na tensão terminal do inversor, reduzindo a potência máxima que este pode transferir para a rede. Como a potência extraída do vento não é reduzida, o excedente é acumulado no capacitor do elo CC, resultando em sobretensão. Os autores demonstram que, como o sistema de controle de passo possui uma limitação no tempo de atuação dos servo motores, a redução do ângulo de ataque das pás não apresenta resultados satisfatórios. Outra solução seria o aumento da capacitância. Entretanto, como tamanho do capacitor dependeria da duração da subtensão, esta abordagem é impraticável. Neste sentido, este artigo apresentou uma análise da conexão de um resistor no elo CC por meio de chaves eletrônicas para dissipar a energia excedente durante a falta externa, evitando a ocorrência de sobretensão e protegendo os capacitores e as chaves. Em específico, os autores propuseram a combinação do controle de passo em conjunto com esta técnica, conhecida do inglês como *braking resistor*, visando a solução de problemas relacionados ao sobreaquecimento do resistor e das chaves eletrônicas.

Khoddam e Karegar (2011) apresentam um estudo da proteção de parques eólicos baseada em relés de distância, com foco na análise do impacto de plantas de geração eólica equipada com DFIG. Os resultados foram obtidos para o caso de falta na linha de transmissão envolvendo a fase A e o terra. Verificaram que as características de um parque eólico, como variações do carregamento, dos níveis de tensão e da impedância dos aerogeradores, afetam de modo significativo os limites de atuação do relé de distância. Com base nesta observação, concluíram que relés de distância com ajustes fixos não são adequados para proteção de linhas de transmissão que conectam os parques eólicos ao sistema elétrico.

Zheng et al. (2011) descrevem um algoritmo de proteção para aerogeradores operando em um grande parque eólico. O algoritmo se baseia na magnitude da corrente de sequência positiva para discriminar faltas no terminal de um gerador conectado em paralelo no mesmo alimentador de uma falta em um alimentador adjacente. Para distinguir entre uma falta no terminal do gerador protegido ou no próprio alimentador de uma falta no *tie* ou na rede elétrica, foi utilizado o ângulo de fase da corrente de sequência negativa para determinar o tipo de falta, e em seguida a magnitude da corrente de sequência positiva para decidir entre operação instantânea ou temporizada.

Kusiak e Li (2011) propõem uma metodologia para prever faltas com base na aplicação de algoritmos de mineração de dados em um banco de oscilografias de faltas registradas pelo sistema supervisor de um parque eólico. A metodologia envolve 3 níveis: identificação, severidade e classificação. Os resultados mostraram que na maioria dos casos a falta pode ser prevista com 60 minutos de antecedência e uma precisão razoável, da ordem de 90% em um dos testes. Entretanto, devido ao banco de dados utilizado ser limitado, não englobando todos os tipos de faltas, a classificação da falta é menos eficiente.

Gkavanoudis e Demoulias (2014) propõem a conexão de um banco de supercapacitores no elo CC para atender aos requisitos de LVRT e permitir a suavização da potência entregue à rede elétrica. Esta abordagem possibilitou que frente a ocorrência de uma falta externa na rede elétrica, a energia excedente fosse armazenada no SAE, em vez de ser dissipada em um esquema com *braking resistor*.

Mohapi, Buque e Chowdhury (2014) apresentam a modelagem e simulação de uma proteção contra faltas externas, baseada em um resistor dinâmico em série, para um GS de ímã permanente aplicado na geração eólica. Os resultados indicam que o esquema de proteção apenas é eficaz quando se utiliza um controle de chaveamento adequado, caso contrário, o gerador perde o sincronismo com a rede em caso de falta na linha de transmissão. O resistor dinâmico em série funciona da seguinte forma: em caso de operação normal, o *bypass* em paralelo com o elemento de proteção se mantém fechado, enquanto que, o *bypass* é aberto em caso de falta e, assim, a energia excedente é dissipada no resistor.

Hooshyar, Azzouz e El-Saadany (2014) revelam alguns defeitos graves da proteção de distância para linhas conectadas a parques eólicos durante faltas equilibradas. Em específico, foi constatado que a impedância medida nos terminais de um SCIG não representa a localização verdadeira da falta poucos ciclos depois de uma falta trifásica em uma das linhas de transmissão do SEP, acarretando em uma operação indevida. Um novo esquema foi proposto para solucionar este problema, o qual fornece uma proteção rápida e não temporizada para toda a linha. Neste esquema, o relé remoto utiliza uma zona de impedância estendida, enquanto que o relé da subestação do parque eólico detecta a direção da falta de acordo com as propriedades da forma de onda da corrente. A técnica se baseia também na característica de alto decaimento do valor de pico das correntes de falta do SCIG.

Mansouri, Nayeripour e Negnevitsky (2016) apresentam uma revisão da proteção de unidades eólicas compostas por DFIG em conjunto com três trabalhos que abordam, respectivamente, a proteção contra faltas entre espiras, um novo método para partida/-sincronização e a coordenação da proteção de sobrecorrente considerando os requerimentos para que o aerogerador permaneça conectado à rede elétrica frente a faltas externas. A topologia DFIG permite que boa parte das proteções convencionais descritas no guia IEEE C37.102-2006 (IEEE, 2007a) seja aplicada, devido ao estator estar conectado diretamente à rede elétrica. Entretanto, ainda assim os autores concluíram que apesar do rápido crescimento da tecnologia, que fez surgir unidades eólicas na ordem dos MW, ainda não foi apresentado e validado um esquema de proteção abrangente para estes componentes.

É notável que os trabalhos supracitados mostram o interesse recente na área de proteção relacionada à geração eólica. Observa-se um grande interesse na análise do impacto dos parques eólicos nas proteções de linhas de transmissão que estes estão conectados, e não propriamente na proteção individual de um gerador eólico. Constatam-se também

estudos que abordam a predição e o diagnóstico de faltas, de forma a diminuir custos de manutenção do aerogerador. Entretanto, dentre os trabalhos encontrados com enfoque na proteção individual da unidade eólica, verifica-se que os estudos não abrangem todos os possíveis tipos de faltas em geradores, com exceção do artigo de revisão que aborda a proteção do DFIG. Porém, apesar deste artigo descrever um esquema completo em caráter de revisão das proteções convencionais, os autores destacam a falta de documentos que normatizem um esquema de proteção individual abrangente para geradores eólicos. Além disso, é importante frisar que o DFIG apresenta características bem diferentes da topologia *full-converter* abordada neste projeto.

Por outro lado, observa-se que a unidade eólica do tipo *full-converter* necessita de um dispositivo para evitar sobretensão no elo CC em caso de faltas na rede elétrica. Além disso, segundo Jovicic e Ahmed (2015), as válvulas de conversores VSC possuem uma proteção individual que visa evitar que o dispositivo esteja susceptível a correntes de falta elevadas. Neste sentido, a operação destas proteções, que são intrínsecas da topologia estudada, causa influência no comportamento de falta do aerogerador e, conseqüentemente, na especificação e ajuste do esquema de proteção. Desta forma, as subseções seguintes apresentam a estrutura do dispositivo denominado *braking resistor* e da lógica de proteção individual das chaves implementados no RSCAD para as simulações no RTDS®. Estas modificações visaram aprimorar o modelo do sistema teste para representar de maneira fiel as simulações de falta.

6.1.1 *Braking Resistor*

Como o SAE incorpora a função do *braking Resistor*, este dispositivo de proteção contra sobretensão no elo CC foi implementado apenas no sistema convencional sem bateria, cuja estrutura é retratada na Figura 66 em conjunto com o esquema de controle. O conversor *buck* foi utilizado para controlar a potência dissipada no resistor em caso da tensão v_{dc} infringir 1,05 pu (SARTIKA et al., 2016). O valor da resistência equivale a uma carga de 2 MW na base de tensão do elo CC, enquanto que os parâmetros de indutância e capacitância representados nesta figura foram especificados de acordo com a referência (GREEN, 2012), conforme (107) e (108).

$$L > \frac{V_{out} (V_{in,max} - V_{out})}{k_{ind} f_{sw} V_{in,max} I_{out}} = \frac{7.511,8 \times (7.511,8 \times 1,05 - 7.511,8)}{0,3 \times 300 \times (7.511,8 \times 1,05) \times 266,249} = 14,928 \text{ mH} \quad (107)$$

$$C > \frac{k_{ind} I_{out}}{8 f_{sw} 0,01 V_{out}} = \frac{0,3 \times 266,249}{8 \times 300 \times 0,01 \times 7.511,8} = 0,443 \text{ mF} \quad (108)$$

Com relação ao esquema de controle, adotou-se uma malha proporcional para simplificar o problema, já que o objetivo era manter a tensão abaixo de 1,05 pu. A referência para v_R é obtida da seguinte forma: a velocidade mecânica do gerador em pu elevada ao

Figura 66 – Estrutura do *braking* resistor.

Fonte: Elaborada pelo autor.

cubo indica a potência extraída do vento, conforme (18), que extraída a raiz quadrada deste valor vezes a potência nominal do gerador e a resistência conectada no conversor, resultam na tensão de referência para aplicar no resistor.

6.1.2 Proteção Individual das Chaves

Cada válvula de um conversor possui uma função de sobrecorrente instantânea, a qual é usualmente ajustada com *pickup* de 2 a 3 pu da corrente nominal da chave (JOVCIC; AHMED, 2015). Para as simulações foi adotado o valor de 2 pu. Neste sentido, caso o valor de *pickup* seja excedido em qualquer válvula de um conversor, o disparo dos IGBTs deste conversor é bloqueado.

No entanto, uma vez que os IGBTs estiverem bloqueados, o conversor se transforma em um retificador descontrolado e, dependendo da condição de falta, estes diodos podem ser submetidos a uma elevada corrente de falta (JOVCIC; AHMED, 2015). Isto indica que os diodos devem possuir uma maior capacidade de corrente do que as válvulas.

Desta forma, como esta função protege apenas as válvulas e não necessariamente indica uma falta interna ou detecta todos os tipos de falta, um esquema de proteção contra faltas nos polos do elo CC é necessário para garantir uma proteção abrangente do conversor para a situação pós bloqueio dos IGBTs.

Com base no apresentado nesta seção, a escassez de documentos que abordam de forma ampla a proteção de WRSGs conectados à rede elétrica por meio de conversores de potência, que apresentam um comportamento diferenciado durante faltas elétricas,

reiteram a necessidade de estudos nesta área. Neste sentido, a seção seguinte retrata a metodologia aplicada na análise de proteção da unidade eólica do tipo *full-converter*, tendo como base as simulações realizadas no RTDS®.

6.2 Metodologia de Análise

A metodologia adotada para o desenvolvimento do esquema de proteção é retratada na Figura 67. De acordo com o fluxograma, a metodologia consiste em um procedimento de análise *off-line* para a proposição e ajuste das proteções, tendo como base as oscilografias de simulação registradas com o RTDS®, e em uma etapa *on-line* com simulações em laço fechado.

Figura 67 – Procedimento para a análise de proteção.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O procedimento de análise *off-line*, realizado com o *software* MATLAB®, foi fundamental para investigar o comportamento da unidade eólica durante situações de falta. Em específico, dois estudos em paralelo foram realizados para definir os requisitos para a proteção quando aplicada no lado do gerador e a influência da configuração de aterramento da unidade eólica no comportamento de faltas no estator e nos polos do elo CC. Em seguida, o esquema de proteção foi proposto com base na análise das oscilografias de falta, considerando os cenários definidos na Subseção 5.4.2 e as conclusões dos dois estudos anteriores. Os ajustes das funções deste esquema foram aprimorados em um processo iterativo orientado pelo desempenho geral das proteções.

Por fim, com base nos resultados da etapa *off-line*, simulações em laço fechado com o RTDS® foram realizadas para um comparativo entre a operação das funções diferenciais embarcadas em cada relé (universal e comercial) e um estudo do impacto do controle de passo na proteção da turbina contra perda de campo utilizando o relé comercial. Detalhes de cada etapa e dos resultados obtidos são descritos nas seções a seguir.

6.3 Requisitos para a Proteção do Gerador

Como a utilização de GSs na topologia de unidades eólicas de velocidade variável compostas por conversores de potência completa apresenta um comportamento extremamente diferente da aplicação convencional, adaptações nas funções de proteção podem se tornar necessárias. Dentre as características de funcionamento destes aerogeradores, destacam-se:

- ❑ Frequência elétrica variável no circuito do estator;
- ❑ Desacoplamento eletromecânico entre o GS e a rede elétrica.

Com isso, as funções de perda de sincronismo (78) e de alteração na frequência (81) não podem ser aplicadas para este tipo de unidade eólica. Por outro lado, é interessante observar que no caso da topologia DFIG, o circuito do estator está conectado diretamente à rede elétrica, ou seja, a frequência elétrica no circuito do estator não é variável neste caso, diferente do que ocorre no circuito do rotor que está conectado à rede por meio de conversores eletrônicos de potência reduzida (da ordem de 30% da potência nominal da máquina elétrica). Devido a esta configuração, pode-se dizer que, como o DFIG está acoplado eletromecanicamente à rede elétrica, as funções 78 e 81 são necessárias.

Agora, como o esquema de controle adotado para o gerador não ajusta a tensão terminal da máquina e a frequência elétrica no circuito do estator varia de acordo com a velocidade do vento, é importante verificar se a máquina não está sujeita a situações de sobre-excitação na faixa de operação da turbina eólica. Neste sentido, foi realizado um levantamento do comportamento da relação Volts/Hz na faixa de operação do aerogerador, conforme apresentado na Figura 68.

Figura 68 – Análise da tensão terminal do gerador e da frequência elétrica no circuito do estator em função da velocidade do vento.

(a) Tensão terminal do gerador.

(b) Frequência elétrica no circuito do estator.

(c) Razão Volts/Hz.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Quando a velocidade do vento diminui, o gerador desacelera para manter λ em seu valor ótimo, resultando em uma frequência elétrica menor no estator, de acordo com a Figura 68(b). Além disso, uma velocidade de rotação menor reflete em uma menor taxa de variação do fluxo no estator e, portanto, ocorre uma queda na tensão terminal da máquina, conforme representado na Figura 68(a).

De acordo com o Guia IEEE C37.102 (IEEE, 2007a), uma curva de atuação típica para a proteção contra sobre-excitação é composta por dois *pickups*, um de 1,18 pu com temporização de 2 a 6 s e outro de 1,10 pu com temporização de 45 a 60 s. Observa-se na Figura 68(c) que ambos os limites não foram excedidos, indicando que não há necessidade de revisão dos ajustes da função Volts/Hz (24).

Ainda, o Guia IEEE C37.102 (IEEE, 2007a) sugere que a proteção de sobretensão seja composta por duas unidades, uma instantânea com *pickup* na faixa de 1,3 a 1,5 pu e outra temporizada com característica de tempo inverso ajustada em 1,1 pu. Na Figura 68(a) mostra-se que a função de sobretensão instantânea com um ajuste típico não seria sensibilizada, indicando da mesma forma que foi constatado para a proteção contra sobre-excitação que não há necessidade da revisão dos ajustes. Porém, como a turbina eólica é de 2 MW e a máquina síncrona é de 2 MVA, velocidades de vento próximas ou acima do nominal resultam em uma tensão terminal da máquina pouco maior que 1,1 pu,

pois nestes casos o GS estará com uma pequena sobrecarga. Como a alteração da corrente de campo reduz o torque elétrico e, conseqüentemente, a potência entregue pela máquina, essa variável não foi utilizada neste caso para reduzir a tensão terminal do GS para 1 pu. Portanto, o *pickup* da função de sobretensão temporizada deveria ser reajustado ou a máquina síncrona deveria ser substituída por uma de maior capacidade.

Para velocidades de vento maiores que a nominal, o controle de passo atua para não exceder a potência nominal da máquina, cujo funcionamento simulado é apresentado na Figura 69. Em função disso, o torque mecânico se mantém constante, não alterando a velocidade de rotação da máquina. Como a potência reativa não é controlada no lado do gerador, o aumento da potência ativa entregue pela máquina, que reflete em uma maior corrente no estator, resulta no aumento da potência reativa consumida pela mesma. Esta potência reativa é proveniente do aumento da tensão na entrada do VSC do lado do gerador resultante do chaveamento dos IGBTs. Baseado nisso, o conversor *back-to-back* permite um desacoplamento de reativo entre o GS e a rede elétrica. Em função disso, pode-se dizer que o GS aplicado à eólica não requer a função de subtenção para evitar o consumo excessivo de potência reativa da rede elétrica. Entretanto, é importante mencionar que a potência reativa consumida pela máquina limita a capacidade de corrente do VSC ao qual está conectada.

Figura 69 – Comportamento do ângulo de passo e da potência fornecida pelo gerador em função da velocidade do vento.

(a) Ângulo de passo.

(b) Potência fornecida pelo gerador.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Seguindo com a análise de requisitos, devido ao fato da maioria das funções de proteção terem como entrada os fasores de tensão e corrente obtidos com a Transformada Discreta

de Fourier (TDF), a questão a ser respondida é se, para frequências diferentes da nominal, os algoritmos dos relés comerciais responsáveis pelo cálculo de tais variáveis são adequados para estas condições. De acordo com os manuais de dois relés comerciais específicos para a proteção completa de geradores síncronos, o sistema de medição de tensão e corrente possuem as seguintes faixas de frequência permitidas, nas quais o dispositivo é capaz de estimar corretamente os fasores:

- 1) $50 \pm 10\%$ ou $60 \pm 10\%$ Hz;
- 2) 20 a 65 Hz.

Baseado nisso, pode-se dizer que nem todo relé disponível no mercado e específico para a proteção de GSs é indicado para ser aplicado na proteção da topologia de unidade eólica em estudo neste trabalho, a qual possui uma faixa de operação em função do vento que varia de 30 até 60 Hz.

Sabe-se que os algoritmos embarcados nos relés comerciais não são fornecidos pelo fabricante. Entretanto, com base em suas especificações é possível abstrair o funcionamento do dispositivo. Com relação ao relé que possui uma faixa restrita de variação da frequência, pode-se concluir que os algoritmos são baseados em uma janela fixa. Por outro lado, o outro relé possivelmente trabalha com uma janela/amostragem dinâmica que varia de acordo com a frequência medida.

Neste sentido, a seguir são abordados o procedimento de análise de desempenho da TDF aplicada para geradores eólicos do tipo *full-converter* e os resultados considerando pontos de operação e rampas na frequência.

6.3.1 Procedimento de Análise da TDF

Para conhecer a magnitude dos erros introduzidos por cada tipo de janela na estimação do fasor, foram implementados dois algoritmos no *software* MATLAB®.

A primeira rotina consiste na abordagem baseada na janela de dados fixa, que opera conforme o fluxograma ilustrado na Figura 70, desconsiderando a parte tracejada que se refere ao janelamento dinâmico. Observe que independente da frequência do sinal, o *buffer* contém 64 amostras obtidas com uma mesma frequência de amostragem. Com isso, caso a frequência seja diferente de 60 Hz, a janela de dados não conterá 1 ciclo inteiro da componente fundamental do sinal.

Já a segunda rotina, também descrita no fluxograma apresentado na Figura 70, foi implementado para evitar o problema anterior, introduzindo o conceito de janela dinâmica. Da mesma forma que no algoritmo anterior, o tamanho do *buffer* e a frequência de amostragem da placa de aquisição de dados não variam. Com isso, a janela dinâmica é obtida por meio da reamostragem computacional dos dados armazenados. Esta reamostragem dinâmica funciona da seguinte forma:

Figura 70 – Fluxograma do algoritmo para cálculo da TDF com base em janelas fixa e dinâmica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O *buffer* atual é sobre-amostrado por meio da interpolação de novas amostras de acordo com a frequência medida e, após ser filtrado, é sub-amostrado para obter um novo *buffer* de 64 amostras que representa um ciclo do sinal atual. Para a frequência de amostragem de 3.840 Hz, um *buffer* de 128 amostras representa 1 ciclo do sinal quando a frequência

for de 30 Hz. Ou seja, a frequência mínima possível de ser estimada depende do tamanho do *buffer*. Por outro lado, a frequência máxima depende do teorema de Nyquist.

Baseado nos algoritmos implementados, duas análises foram realizadas, sendo uma para determinar a precisão da TDF em regime permanente, considerando todos os pontos de operação do aerogerador em estudo, e outra para investigar a resposta dinâmica durante uma rampa na frequência. Os resultados obtidos são descritos na próxima subseção.

6.3.2 Precisão da TDF para Variações na Frequência

Considerando a unidade eólica em estudo, que opera na faixa de frequência de 30 a 60 Hz de acordo com os pontos de *cut-in* e nominal da turbina, as curvas de erro pela frequência são ilustradas na Figura 71 para dois sinais com fase diferentes. Para melhorar a ilustração, uma escala logarítmica foi aplicada no eixo das ordenadas.

Figura 71 – Análise do Erro nos fasores estimados com a TDF.

(a) Erro na amplitude.

(b) Erro na fase.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Constata-se que o algoritmo da TDF com reamostragem dinâmica apresenta um erro na amplitude extremamente pequeno (abaixo de 0,2%) para a faixa de frequência analisada, diferente do verificado para o algoritmo da TDF com janela fixa, que apenas apresenta uma boa precisão no entorno da frequência fundamental, neste caso em 60 Hz. Outro ponto a ser observado é que o erro na fase não resulta em um grande problema se para todos os sinais for aplicado o mesmo erro, pois a fase é questão de referência. Entretanto, de acordo com a Figura 71, isso não ocorre para a TDF com janela fixa, pois constata-se que as curvas de erro na amplitude e na fase em função da frequência

dependem da própria fase do sinal. Este problema pode impactar no desempenho, por exemplo, da função diferencial, pois as fases das correntes próximas ao terminal e neutro da máquina diferem durante situações de saturação e faltas internas.

Após comprovado o melhor desempenho da TDF com janelamento dinâmico para cada ponto de operação do aerogerador, ainda é necessário verificar a resposta deste algoritmo frente a uma rampa na frequência, simulando uma variação na velocidade do vento. Na Figura 72 é apresentada a resposta da TDF sem e com reamostragem dinâmica à uma rampa de 10 Hz/s na frequência, considerando o sinal de corrente de 300 A e 60 Hz que representa aproximadamente o ponto de operação nominal do gerador eólico simulado no RTDS®. Verifica-se que, durante a aplicação da rampa, a amplitude estimada apresenta uma oscilação que pode ser traduzida em um erro máximo pico a pico, enquanto que a fase não foi aparentemente afetada. No entanto, constata-se que o erro de regime permanente após a aplicação da rampa é apenas pequeno para a TDF com janelamento dinâmico.

Figura 72 – Resposta da TDF com reamostragem do sinal a uma rampa de 5 Hz/s na frequência.

(a) Resposta na amplitude.

(b) Resposta na fase.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 12 registra o impacto causado na estimação da amplitude do fasor devido a algumas rampas na frequência, considerando também casos extremos. Pode-se inferir que, durante os eventos avaliados, os tipos de janela fixa e dinâmica apresentaram erros de até 6,6 e 4,5%, respectivamente. Além disso, constata-se que estes erros crescem de acordo com o aumento na derivada da frequência.

Com base nas análises apresentadas nesta seção, o único requisito para as funções de proteção convencionais serem aplicadas no lado do gerador eólico é o emprego da TDF com algum método de janelamento dinâmico. Para corroborar com esta afirmação, o

Tabela 12 – Erro introduzido pela TDF para algumas rampas na frequência.

Rampa [Hz/s]	Erro máximo pico a pico [%]	
	Sem reamostragem	Com reamostragem
0,1	0,07	0,04
0,5	0,34	0,23
1,0	0,68	0,45
2,0	1,36	0,91
5,0	3,39	2,30
10,0	6,60	4,46

Fonte: Elaborada pelo autor.

impacto da utilização da TDF com janela fixa no esquema de proteção proposto também foi verificado na etapa de simulação. Além disso, essa função foi embarcada em um relé universal e comparada com um relé comercial que possui a função de rastreamento da frequência, conforme apresentado na Subseção 6.6.1.

6.4 Influência da Configuração de Aterramento

Por se tratar do aerogerador do tipo *full-converter*, um controle típico baseado nas componentes dq está sujeito a influências da configuração de aterramento. Isso pode acontecer porque a componente zero não é controlada pelo conversor. Neste sentido, os possíveis tipos de configuração de aterramento foram analisados para a operação convencional (sem bateria), tendo como finalidade identificar seu impacto no comportamento de faltas que envolvem o enrolamento do estator e o elo CC. As combinações entre gerador com neutro aterrado ou não, conversor *back-to-back* com ou sem ponto de neutro grampeado e enrolamento do transformador no lado de baixa tensão do tipo estrela ou estrela-aterrado, que resultam nos cenários de aterramento listados na Tabela 13, foram consideradas nesta análise.

Tabela 13 – Configurações de aterramento simuladas.

Cenário	Gerador	Conversor	Transformador
1	X	X	X
2	✓	X	X
3	X	✓	X
4	X	X	✓
5	✓	✓	X
6	✓	X	✓
7	X	✓	✓
8	✓	✓	✓

✓: Aterrado;

X : Não aterrado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados obtidos nas simulações variando a configuração de aterramento estão separados nas duas subseções seguintes de acordo com o equipamento defeituoso.

6.4.1 Falha no Isolamento do Enrolamento do Estator

Em relação às falhas internas no gerador, as variáveis escolhidas para analisar a influência da configuração de aterramento foram as correntes da fase A próximas ao terminal ($I_{a,t}$) e neutro ($I_{a,n}$) da máquina.

Na Figura 73 mostra-se o comportamento do módulo destas correntes em casos de faltas próximas ao neutro da máquina. Como pode ser visto, as configurações de aterramento que têm o conversor e/ou o transformador aterrado (cenários 3 a 8) resultam em um aumento de $I_{a,t}$ e uma diminuição de $I_{a,n}$, facilitando a detecção deste tipo de falta por meio de uma função diferencial.

Figura 73 – Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω para os casos em que se aplica.

(a) Corrente da fase A próxima ao terminal da máquina.

(b) Corrente da fase A próxima ao neutro da máquina.

Fonte: Elaborada pelo autor.

De acordo com o Capítulo 4, a componente de sequência zero não está incluída nas malhas de controle típicas do aerogerador. Desta forma, a corrente de falta não é controlada pelo conversor *back-to-back* quando há um caminho para terra, o que ocorre nos cenários 3 a 8, conforme pode ser verificado na Figura 73. Além disso, como o elo CC está mais próximo do ponto de falha do que o transformador, os cenários com o neutro do conversor grampeado resultaram em um valor maior de $I_{a,t}$.

Para ilustrar o caminho à terra criado pelo conversor, na Figura 74 apresenta-se as correntes de sequência zero em ambos os lados do conversor *back-to-back* para uma falta no enrolamento do estator no cenário 8. Neste caso, observa-se que a rede elétrica é afetada por uma falha interna no gerador.

Figura 74 – Correntes de sequência zero no cenário 8 para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω .

(a) Corrente medida no lado da rede.

(b) Corrente medida no lado do gerador.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, conforme ilustrado na Figura 73, as correntes permanecem inalteradas para os cenários 1 e 2, pois não há caminho para terra. Portanto, nestes casos, a falta interna na máquina resulta em um deslocamento da tensão de neutro que afeta as tensões de fase da máquina, como apresentado na Figura 75.

Figura 75 – Tensões de fase do gerador para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando o cenário 1 com velocidade do vento em 12 m/s.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Agora, se o neutro do gerador síncrono estiver solidamente aterrado, uma característica diferente da apresentada anteriormente é observada. Na Figura 76 mostra-se que o caminho de extrema baixa impedância criado pelo aterramento sólido do gerador faz com que $I_{a,n}$ aumente e $I_{a,t}$ diminua. O nível de corrente observado para esta condição, da ordem de 20 pu, é extremamente prejudicial ao enrolamento do estator caso o sistema de proteção não atue rapidamente.

Figura 76 – Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 0,01 Ω .

(a) Corrente da fase A próxima ao terminal da máquina.

(b) Corrente da fase A próxima ao neutro da máquina.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Outro ponto a ser analisado é o comportamento do aerogerador em casos de falhas próximas ao terminal da máquina. Na Figura 77 mostra-se que, como esperado, a corrente da fase A medida no terminal da máquina diminui, pois apenas uma pequena parcela do enrolamento da fase A (5%) permanece para contribuir com esta corrente. Além disso, o aumento em $I_{a,n}$ é maior para os cenários em que o neutro do gerador está aterrado.

Ainda, para a maioria dos cenários descritos na Figura 77 (a), a corrente medida no terminal da máquina se reduz a zero. Isso ocorre devido a operação da proteção individual das chaves mencionada na Subseção 6.1.2. Em outras palavras, o valor de *pickup* desta função foi excedido, bloqueando o disparo dos IGBTs do conversor do lado do gerador.

Por fim, uma análise da relação da velocidade do vento e da resistência de neutro do gerador com o comportamento das correntes no cenário 6 foi realizada, conforme Figuras 78 e 79, respectivamente. Este cenário foi escolhido por representar um comportamento similar aos cenários de 3 a 6.

Como pode ser visto na Figura 78, quanto menor o ponto de operação da máquina, menor a diferença de magnitude e maior a diferença de fase entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$. Por outro lado, verifica-se na Figura 79 que a resistência de neutro do gerador não altera a magnitude dessas correntes. No entanto, o aumento do seu valor resulta em uma diferença de fase menor entre as correntes perto do terminal da máquina e do neutro.

Figura 77 – Falta no estator abrangendo 95% do enrolamento, considerando a velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω para os casos em que se aplica.

(a) Corrente da fase A próxima ao terminal da máquina.

(b) Corrente da fase A próxima ao neutro da máquina.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 78 – Influência da velocidade do vento no cenário 6, considerando falta no estator abrangendo 5% do enrolamento e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω .

(a) Magnitude das correntes $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$.

(b) Diferença de fase entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 79 – Influência da resistência de neutro do gerador no cenário 6, considerando falta no estator abrangendo 5% do enrolamento com velocidade do vento em 12 m/s.

(a) Magnitude das correntes $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$.

(b) Diferença de fase entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$.

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4.2 Falta nos Polos do Elo CC

Com relação às faltas internas no conversor, a variável escolhida para analisar a influência da configuração de aterramento foi a corrente de falta (I_{ft}).

As características da corrente de falta em situações de faltas polo-terra e polo-polo são apresentadas na Figura 80. Como pode ser visto, a configuração de aterramento não tem influência na descarga do capacitor, representada pelo pico inicial para ambos os casos. Após o transitório, no caso de faltas polo-terra, a corrente de falta é maior para cenários com mais pontos de aterramento. Por outro lado, como o sistema permanece equilibrado para faltas entre polos, a configuração de aterramento não tem influência sobre a corrente de falta de regime permanente.

De modo semelhante ao apresentado para faltas no estator, uma análise da influência da resistência de falta, da velocidade do vento e da resistência de neutro do gerador no comportamento da corrente de falta no cenário 6 foi realizada, conforme ilustrado nas Figuras 81, 82 e 83.

Como esperado, a resistência de falta limita a descarga do capacitor (Figura 81), assim como a magnitude da corrente de falta em regime permanente. Por outro lado, a velocidade do vento (Figura 82) e a resistência de neutro do gerador (Figura 83) impactam apenas no valor da corrente de falta após o período transitório, estando diretamente relacionados à contribuição do gerador para esta corrente.

Figura 80 – Faltas nos polos do elo CC, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 0,01 Ω , respectivamente.

(a) Polo positivo à terra.

(b) Entre polos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 81 – Influência da resistência de falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω .

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 82 – Influência da velocidade do vento para falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 3,1 Ω , respectivamente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 83 – Influência da resistência de neutro do gerador para falta do polo positivo à terra no cenário 6, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistência de falta de 1 Ω .

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com relação à contribuição do gerador, na maioria das faltas polo-terra com valor baixo de R_{ft} (0,01 e 1 Ω), a corrente de falta no estado estacionário é suprida apenas pela máquina síncrona. Isto ocorre devido a operação da proteção individual das chaves do conversor do lado da rede combinado com a configuração de aterramento, como apresentado na Figura 84 (a). A mesma resposta foi observada para os cenários 1 a 6.

Figura 84 – Correntes de fase no lado da rede para falta do polo positivo à terra, considerando velocidade do vento em 12 m/s e resistências de falta e de neutro do gerador de 1 e 3,1 Ω , respectivamente.

(a) Cenário 5.

(b) Cenário 8.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, para os cenários 7 e 8, embora a proteção das chaves do conversor do lado da rede também tenha operado, a configuração de aterramento cria um caminho de corrente através da ponte de diodos, como pode ser observado na Figura 84(b). Esse comportamento reforça a necessidade de uma função de proteção que detecte condições de falta nos polos.

6.5 Esquema de Proteção Proposto

Durante situações de falta, todos os componentes do sistema devem ser protegidos contra efeitos prejudiciais à sua estrutura. Um esquema de proteção convencional é baseado em funções pré-definidas que operam de acordo com parâmetros extraídos dos sinais de tensão e corrente medidos. Os pontos de medição e a função adotada definem as zonas de proteção de cada relé.

Considerando o sistema teste apresentado na Figura 62, suas zonas de proteção primária podem ser definidas de acordo com a Figura 85. As zonas retratadas são sobrepostas para garantir a completa proteção do sistema elétrico. Embora as zonas de proteção do transformador, da linha de transmissão e dos barramentos estejam representadas na figura, elas não estão sob análise nesta pesquisa, pois o foco está na proteção da unidade eólica contra faltas internas.

Figura 85 – Zonas de proteção do sistema em análise.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a análise de proteção, um esquema composto por funções convencionais foi proposto com base na análise prévia das oscilografias de falta, estas obtidas nas simulações dos cenários especificados no capítulo anterior. Apesar do estudo ter sido feito com o WRSG, o esquema desenvolvido também é adequado para unidades com o PMSG.

Utilizando o Guia IEEE C37.102-2006 para proteção de unidades geradores CA convencionais (IEEE, 2007a), a proteção diferencial (87), a função contra perda de campo (40), o relé de desbalanço de corrente (46), as funções de sobrecorrente (50/51) e o relé de subtensão (27) foram considerados no esquema desenvolvido. A função 87 protege a máquina contra falhas no enrolamento do estator, o relé de perda de campo detecta falhas no sistema de excitação para WRSG ou desmagnetização do núcleo para PMSG e as funções 46, 50/51 e 27 são consideradas para faltas externas no lado do gerador. A função 46 é capaz de detectar faltas desequilibradas que não sensibilizem as proteções de sobrecorrente, enquanto que a função 27 é ajustada para atuar em caso de faltas trifásicas

que também não sensibilizem as proteções de sobrecorrente.

Em relação ao sistema de proteção contra faltas no elo CC, a proteção individual das chaves pode ser ativada, resultando no bloqueio do disparo dos IGBTs e, conseqüentemente, transformando o conversor em um retificador descontrolado. Desta forma, para isolar o conversor *back-to-back* nestes casos, a função de subtensão (27) foi implementada no link CC.

Com base no acima exposto, o esquema de proteção desenvolvido neste trabalho é baseado em dois relés, um para faltas no lado do gerador e outro para faltas no elo CC, conforme ilustrado na Figura 86. Neste esquema estão indicados os pontos de medição dos relés, assim como em quais disjuntores os relés atuam. Além disso, apesar de não estar indicado na figura, o Relé 1 possui a subrotina para o janelamento dinâmico, obtido por meio da reamostragem dos sinais de entrada de acordo com a Seção 6.3.

Figura 86 – Esquema de proteção proposto.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Este esquema foi implementado no *software* MATLAB® para o processo iterativo de ajuste das proteções com base no desempenho observado. O ajuste deste esquema foi feito de forma a atingir o mais alto nível de proteção, sem casos de operação incorreta. Os pseudo-códigos das funções de proteção implementadas e os resultados de desempenho obtidos são descritos em detalhes nas subseções seguintes.

6.5.1 Pseudo-código das Funções Implementadas

As funções que compõem o esquema de proteção apresentado foram implementadas no *software* MATLAB® de acordo com seus respectivos conceitos de operação descritos abaixo.

Função 27

Conforme apresentado na Figura 86, ambos os relés possuem uma função de subtensão. O Relé 1 tem como entrada as tensões de fase no lado do gerador, enquanto que o Relé 2 tem como entrada as tensões em cada polo do elo CC. Além disso, a operação de cada um é bem diferente, conforme descrito abaixo.

A função 27 implementada para o Relé 1 é ajustada para detectar faltas externas no lado do gerador que a proteção de sobrecorrente não detecte e a função 46 seja muito lenta. Em particular, esta proteção opera para casos de pontos de operação de baixa potência do gerador combinados com resistências de falta médias.

Como a tensão no terminal do gerador muda de acordo com a velocidade do vento, é necessário um *pickup* adaptativo. Assim, uma função *look-up table* foi aplicada para variar o ajuste desta proteção de subtensão em função da frequência elétrica no circuito do estator (f_s), que é proporcional à velocidade do vento.

A variável f_s foi escolhida porque quando a velocidade do vento muda, as variações de frequência e tensão estão em fase, conforme ilustrado na Figura 87 para um degrau na velocidade do vento de 6 para 12 m/s. O transitório observado no sinal de tensão após o instante $t = 7$ s está relacionado com o degrau na potência injetada pelo gerador após o controle de MPPT atingir seu ponto de ajuste ótimo.

Figura 87 – Comportamento da tensão terminal do gerador e da frequência elétrica no circuito do estator para um degrau na velocidade do vento de 6 para 12 m/s em $t = 2$ s.

(a) Tensão no terminal da máquina.

(b) Frequência elétrica no circuito do estator.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A função de subtensão adaptada é representada pelo Algoritmo 1. Como pode ser visto, um atraso fixo ($TUV_{1,delay}$) é considerado para garantir a coordenação com as funções 46 e 50/51, bem como, para evitar casos de operação incorreta devido a resposta do controle MPPT às mudanças na velocidade do vento.

Algoritmo 1 Função de subtensão implementada para o Relé 1

```

1:  $V_x \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{vx}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b \text{ e } c$ 
2: if  $V_x > TUV_{1,pickup}(f_s)$  then
3:   if  $t > TUV_{1,delay}$  then
4:     return true
5:   end if
6:    $t \leftarrow t + \Delta t$ 
7: else
8:   if  $t > 0$  then
9:      $t \leftarrow t - \Delta t$ 
10:  end if
11:  return false
12: end if

```

Por outro lado, a função 27 implementada para o Relé 2 é aplicada para detectar faltas nos polos do elo CC. A função implementada consiste em dois *pickups*, um instantâneo ($IUV_{2,pickup}$) e outro temporizado ($TUV_{2,pickup}$), conforme apresentado no Algoritmo 2. O elemento temporizado é baseado em uma curva de operação de tempo definido ($TUV_{2,delay}$). É importante notar que esta proteção tem como entrada as tensões nos polos positivo e negativo do elo CC.

Algoritmo 2 Função de subtensão implementada para o Relé 2

```

1:  $V_{dc,x} \leftarrow \left| \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N v_{dc,x}(n) \right|$  ;  $x \leftarrow p \text{ e } n$ 
2: if  $V_{dc,x} > IUV_{2,pickup}$  then
3:   return true
4: else
5:   if  $V_{dc,x} > TUV_{2,pickup}$  then
6:     if  $t > TUV_{2,delay}$  then
7:       return true
8:     end if
9:      $t \leftarrow t + \Delta t$ 
10:  else
11:    if  $t > 0$  then
12:       $t \leftarrow t - \Delta t$ 
13:    end if
14:    return false
15:  end if
16: end if

```

Função 40

A proteção contra perda de campo é baseada no cálculo da impedância aparente da máquina. Este parâmetro, no caso de relés digitais, é obtido com base nos sinais de tensão e corrente medidos nos terminais do GS.

O ajuste desta proteção deve cobrir a zona do lugar geométrico das impedâncias de perda de campo, que é definida como uma circunferência de diâmetro igual à reatância síncrona de eixo direto (X_d) da máquina, considerando um *offset* em relação ao eixo real igual ao valor negativo da metade da reatância transitória de eixo direto ($-X'_d/2$) da máquina (KINDERMANN, 2008).

Na Figura 88 é retratada a zona de atuação de um relé de proteção contra perda de campo, sendo que neste caso o dispositivo possui duas áreas de atuação, uma instantânea e outra temporizada. Conforme o Guia IEEE C37.102-2006 (IEEE, 2007a), estas zonas podem ser ajustadas da seguinte forma:

- ❑ Zona instantânea: região com diâmetro igual à impedância base da máquina síncrona ($Z_b = V_b/\sqrt{3}I_b$), ou seja, igual a 1 pu na base de impedância do GS, e com *offset* de $(-X'_d/2)$;
- ❑ Zona temporizada: região com diâmetro igual à X_d e com *offset* também de $(-X'_d/2)$, responsável pela área de sub-excitação do GS.

Figura 88 – Característica do relé contra perda de campo baseado em duas zonas de atuação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para evitar atuações incorretas em casos de transitórios estáveis, a atuação da zona temporizada do relé contra perda de campo é ajustada com um atraso entre 0,5 a 0,6 s (IEEE, 2007a). Entretanto, para um ajuste confiável são necessários estudos de estabilidade transitória (IEEE, 2007a).

Considerando a Figura 88 e o ajuste típico informado, a rotina executada por esta função de proteção é descrita pelo Algoritmo 3.

Algoritmo 3 Função contra perda de campo

```

1:  $\vec{V}_x \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{vx}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b \text{ e } c$ 
2:  $\vec{I}_x \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{ix}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b \text{ e } c$ 
3:  $\vec{V}_1 \leftarrow \frac{1}{3} (\vec{I}_a + a\vec{I}_b + a^2\vec{I}_c)$ 
4:  $\vec{I}_1 \leftarrow \frac{1}{3} (\vec{I}_a + a\vec{I}_b + a^2\vec{I}_c)$ 
5:  $\vec{Z}_{ap} = R + jX \leftarrow V_1/I_1$ 
6: if  $|R| < Z_b$  &  $-(X'_d/2 + Z_b) < X < -X'_d/2$  then
7:   return true
8: else
9:   if  $|R| < X_d$  &  $-(X'_d/2 + X_d) < X < -X'_d/2$  then
10:    if  $t > T_{delay}$  then
11:      return true
12:    end if
13:     $t \leftarrow t + \Delta t$ 
14:  else
15:    if  $t > 0$  then
16:       $t \leftarrow t - \Delta t$ 
17:    end if
18:    return false
19:  end if
20: end if

```

Função 46

A proteção contra correntes de sequência negativa (I_2) é baseada na capacidade do gerador de suportar os efeitos de correntes desbalanceadas. De acordo com o Guia IEEE C37.102-2006 (IEEE, 2007a), a operação da função 46 pode ser descrita pelo Algoritmo 4.

Algoritmo 4 Função contra corrente de sequência negativa

```

1:  $\vec{I}_x \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{ix}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b \text{ e } c$ 
2:  $I_2 \leftarrow \frac{1}{3} |\vec{I}_a + a^2\vec{I}_b + a\vec{I}_c|$ 
3: if  $I_2 > I_{2,max}$  then
4:   if  $I_2^2 t > 0.8K$  then
5:     return true
6:   end if
7:    $t \leftarrow t + \Delta t$ 
8: else
9:   if  $t > 0$  then
10:     $t \leftarrow t - \Delta t$ 
11:   end if
12:   return false
13: end if

```

Como pode ser visto neste algoritmo, o módulo da corrente de sequência negativa nos terminais da máquina é calculado usando o teorema de Fortescue. Se a suportabilidade

continua do gerador ($I_{2,max}$) for excedida, um temporizador (t) será iniciado e se a suportabilidade de curto prazo, definida pelo parâmetro K , também for excedida, o relé atuará. O fator 0,8 é aplicado para deslocar a curva de operação do relé em relação à curva de capacidade do gerador.

Com relação aos parâmetros desta função de proteção, $I_{2,max}$ e K são constantes que dependem do tamanho e estrutura do GS e são normalmente informados pelo fabricante.

Funções 50/51

A proteção contra sobrecorrente é comumente composta por funções instantâneas (50) e temporizadas (51). O Algoritmo 5 representa essa proteção considerando as curvas de tempo inverso do IEEE, descritas pelos parâmetros: A , B e p .

Algoritmo 5 Função de sobrecorrente

```

1:  $I_x \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{ix}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b \text{ e } c$ 
2: if  $I_x > IOC_{pickup}$  then
3:   return true
4: else
5:   if  $I_x > TOC_{pickup}$  then
6:     if  $t > TDM \left[ \frac{A}{(I/TOC_{pickup})^p - 1} + B \right]$  then
7:       return true
8:     end if
9:      $t \leftarrow t + \Delta t$ 
10:  else
11:    if  $t > 0$  then
12:       $t \leftarrow t - \Delta t$ 
13:    end if
14:    return false
15:  end if
16: end if
```

A função instantânea (IOC_{pickup}) é aplicada para detectar curtos-circuitos sólidos, enquanto a função temporizada (TOC_{pickup}) é utilizada para proteger a máquina contra condições de sobrecarga e curtos-circuitos de média impedância. No entanto, é importante frisar que como a potência de saída do gerador é limitada em seu valor nominal pelo controle de passo, as possíveis condições de sobrecarga para esta topologia de unidade eólica são resultantes de curto-circuitos no lado do gerador.

Função 87

Um relé de proteção diferencial típico opera conforme apresentado pelo Algoritmo 6 (MULTILIN, 2006). Para resumir, a função é baseada nos fasores de corrente obtidos próximo ao terminal e neutro da máquina para cada fase, representados pelas variáveis

$\vec{I}_{x,t}$ e $\vec{I}_{x,n}$, respectivamente, com $x = a, b$ e c . Uma curva de operação simples da corrente diferencial (I_d) versus a de restrição (I_r) é definida por um *pickup*, ajustado de acordo com imprecisões dos TCs, e um *slope* que está diretamente relacionado à possível saturação dos TCs. Entretanto, uma curva mais complexa, baseada em dois *pickups* e dois *slopes*, foi adotada para esta pesquisa, conforme apresentado na Figura 89. Esta curva permite um melhor ajuste de acordo com erros de saturação dos TCs relativos a componente CC (slope 1) e a corrente elevada (slope 2) (MULTILIN, 2006).

Algoritmo 6 Função diferencial

```

1:  $\vec{I}_{x,t} \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{ixt}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b$  e  $c$ 
2:  $\vec{I}_{x,n} \leftarrow \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} s_{ixn}(n) e^{-i2\pi n/N}$  ;  $x \leftarrow a, b$  e  $c$ 
3:  $I_d \leftarrow |\vec{I}_{x,t} - \vec{I}_{x,n}|$ 
4:  $I_r \leftarrow \max(|\vec{I}_{x,t}|, |\vec{I}_{x,n}|)$ 
5: if ( $I_r, I_d$ ) are above the operating curve then
6:   return true
7: else
8:   return false
9: end if
  
```

Figura 89 – Curva de operação adotada para a proteção diferencial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.5.2 Ajustes e Desempenho

O processo de ajuste iterativo das funções de proteção, a fim de obter o melhor desempenho do esquema desenvolvido, resultou nos parâmetros apresentados na Tabela 14. É importante frisar que as funções contra perda de campo e correntes de sequência negativa possuem ajustes que dependem dos parâmetros da máquina, e portanto, não foram alterados.

Tabela 14 – Dados de ajuste do esquema de proteção.

Relé	Função	Parâmetro	Ajuste
1	27	$TUV_{1,pickup}$	$0,95V_g(f_s)$
		$TUV_{1,delay}$	5 s
	40	$offset$	-1,2 Ω
		Diâmetro 1	8 Ω
		Diâmetro 2	10,5 Ω
		$Delay$	0,5 s
	46	$I_{2,max}$	5%
		K	40
	50/51	IOC_{pickup}	2 pu
		TOC_{pickup}	1,1 pu
		TDM	0,15 s
		A	19,61
		B	0,491
		p	2
	87	$Pickup$	0,25 pu
		$Slope$ 1	25%
		$Base Point$ 1	0 pu
		$Slope$ 2	50%
		$Base Point$ 2	2,5 pu
2	27	$IUV_{2,pickup}$	0,8 pu
		$TUV_{2,pickup}$	0,96 pu
		$TUV_{2,delay}$	0,1 s

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em relação ao Relé 1, que é responsável por proteger a máquina contra falhas no lado do gerador, é importante observar que: a variável V_g é usada para alterar o *pickup* da função 27 de acordo com a Figura 90, considerando um fator constante de 95% para o ajuste; a função 46 foi parametrizada com base no Guia IEEE C37.102-2006 (IEEE, 2007a), considerando um GS com polos salientes e enrolamentos amortecedores não conectados; na prática a proteção de sobrecorrente deve ser coordenada com a curva de suportabilidade térmica de curto prazo do enrolamento de armadura do gerador, no entanto, devido a escassez de dados técnicos do gerador simulado, uma configuração típica para a função 50/51 com a curva *very inverse* do IEEE (MULTILIN, 2006) foi tomada como base; e a função diferencial foi configurada de modo similar ao adotado em (MONARO, 2013). Por outro lado, o Relé 2, proposto para proteger o conversor contra faltas nos polos do elo CC, foi ajustado para evitar a operação incorreta relacionada a variações na velocidade do vento e no ponto de operação do gerador.

Considerando as parametrizações apresentadas, o desempenho do esquema de proteção é apresentado e analisado em etapas, de acordo com o tipo de falta e a função de proteção sensibilizada.

Figura 90 – Comportamento da tensão terminal do gerador de acordo com a frequência elétrica no circuito do estator.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Faltas internas no estator do GS

Para aplicações convencionais, a proteção diferencial apresenta algumas restrições relativas a faltas internas fase-terra próximas ao neutro. Desta forma, nestes casos é necessária uma proteção complementar que pode ser baseada nas funções de sobretensão de neutro (59N) e de subtensão de terceiro harmônico (27TH) (IEEE, 2007a). Em contraste, a Figura 91 mostra a operação da função diferencial para um dos casos simulados em que uma falta interna próxima ao neutro da máquina foi aplicada.

Figura 91 – Falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, considerando o modo conectado com o conversor do lado da rede injetando 2 MW, a velocidade do vento em 12 m/s, o neutro do gerador sem aterramento e o SOC da bateria em 30%.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Corrente diferencial versus a de restrição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Verifica-se que a corrente no terminal da máquina e a diferença de fase entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$ aumentam, facilitando a detecção de falhas pela proteção diferencial. Esse comportamento está relacionado ao fato de que a falta é assimétrica e o controle dos conversores é dq. Em outras palavras, a componente de sequência zero não é controlada, o que dependendo da configuração de aterramento cria um caminho para terra entre o gerador e o elo CC, conforme discutido na Seção 6.4. Neste caso, o caminho para terra foi fechado tanto no conversor (neutro grampeado), como no transformador elevador (estrela-aterrado).

Para todos os cenários de falta no estator descritos na Seção 5.4, que totalizaram 216 casos, a função 87 operou corretamente, conforme ilustrado na Figura 92. Constata-se que a conexão da bateria no elo CC facilita ainda mais a detecção de faltas internas na máquina.

Figura 92 – Desempenho da função diferencial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A proteção diferencial é ajustada para operar instantaneamente após a detecção da falta. A Tabela 15 mostra o tempo médio de atuação desta função para cada configuração do sistema, assim como a variância e os valores máximo e mínimo. Observa-se que o tempo máximo de atuação é extremamente reduzido, o que comprova a rapidez desta proteção.

Tabela 15 – Tempo de atuação da proteção diferencial.

Configuração	Sem bateria	Com bateria	Modo ilhado
Médio [ms]	6,12	6,21	5,55
Variância [μs^2]	27,63	29,53	21,14
Máximo [ms]	24,49	24,49	25,03
Mínimo [ms]	0,75	0,74	0,72

Fonte: Elaborada pelo autor.

Desta forma, os resultados da aplicação da função diferencial com janelamento dinâmico mostram que somente esta função é suficiente, mesmo com uma bateria conectada no elo CC e operando no modo ilhado intencional sem um *pickup* adaptativo para a proteção. Se o controle fosse dq0, este resultado seria provavelmente similar à aplicação convencional, já que o caminho para corrente de sequência zero poderia ser isolado pelo controle

do conversor *back-to-back*. No entanto, com base na literatura, pode-se inferir que a componente de sequência zero não é considerada no controle do gerador eólico (ANAYA-LARA et al., 2009; WU et al., 2011; QUÉVAL; OHSAKI, 2012; YAZDANI; IRAVANI, 2006).

Neste sentido, verificou-se que não é necessário aplicar as proteções complementares para faltas próximas ao neutro, como as funções 59N e 27TH. Por esse motivo, estas duas proteções e o bloco criado no RSCAD para geração artificial de terceiro harmônico no enrolamento do estator da máquina não foram analisados neste trabalho.

Entretanto, é importante frisar que esse resultado de desempenho é totalmente dependente da configuração de aterramento da unidade eólica e do janelamento dinâmico implementado para a função diferencial, conforme análise apresentada a seguir, a qual foi realizada no sistema sem bateria com as oito configurações de aterramento apresentadas na Seção 6.4. Além disso, foram considerados mais cenários de simulação para uma melhor representação dessa dependência. Em específico, o ponto de falta no enrolamento da fase A para o terra foi variado entre 5 e 95% com incrementos de 5%, os ângulos de 0° e 90° para a incidência da falta em relação a corrente na fase A foram considerados, as velocidades de vento de 6, 9 e 12 m/s foram simuladas, e por fim, para a resistência de neutro do gerador, nos casos em que se aplica, foram adotados 0,01, 3,1 e 12,41 Ω (MONARO, 2013).

Na Tabela 16 resumem-se os resultados de desempenho para cada configuração de aterramento. Considerando as variações da resistência de neutro do gerador, da velocidade do vento, da porção do enrolamento da fase A envolvida e do ângulo de incidência da falta, cada uma das configurações 2, 4, 6 e 8 corresponde a 342 casos, enquanto que cada uma das configurações restantes contém 114 casos, totalizando 1.824 simulações de faltas fase-terra no estator.

Tabela 16 – Desempenho da proteção diferencial para cada configuração de aterramento.

Configuração	Operação Correta	
	Janela Fixa [%]	Janela Dinâmica [%]
1	0	0
2	78,36	80,70
3	100	100
4	100	100
5	100	100
6	100	100
7	100	100
8	100	100

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que a função diferencial é suficiente para a proteção completa do enrolamento do estator quando ao menos o transformador ou o conversor *back-to-back* está aterrado. Essas configurações de aterramento, representadas pelos índices 3 a 8, alteram o caminho comum à terra de uma unidade de geração típica, que geralmente possui o

enrolamento do estator em estrela conectado ao transformador elevador com enrolamento em delta ou o oposto. Essa diferença no comportamento da falta é exemplificada nas Figuras 93 e 94, que consideram faltas internas idênticas próximas ao neutro para as configurações 2 e 6.

Figura 93 – Falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 2 com velocidade do vento em 9 m/s, resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω e incidência da falta com ângulo de 0°.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Corrente diferencial versus a de restrição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a configuração 2, o comportamento da corrente pós-falta é semelhante ao de uma unidade de geração convencional, conforme representado na Figura 93. Em específico, a corrente no terminal da máquina diminui, a corrente próxima ao neutro aumenta e a diferença de fase entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$ é pequena (20,6°). Neste caso, existe apenas um caminho para terra, que é pela resistência de neutro da máquina.

Por outro lado, para a configuração 6, o comportamento ilustrado na Figura 94 é similar ao apresentado na Figura 91, que se refere ao sistema na configuração 7 com o SAE conectado no elo CC. Verifica-se que a corrente no terminal da máquina aumenta devido a contribuição da rede para a corrente de falta, o que reflete em uma grande diferença de fase (72,2°) entre $I_{a,t}$ e $I_{a,n}$, e portanto, facilita a detecção da falta pela função diferencial. Essa característica foi observada nas configurações 3 a 8.

Outro ponto a ser observado é que todas as simulações de falta na configuração 1 não sensibilizaram a função diferencial. Isso ocorreu porque não há caminho para terra nesta configuração, sendo que a falta interna resulta em um deslocamento da tensão de neutro, conforme ilustrado na Subseção 6.4.1. Nestes casos, um relé de sobretensão operaria, entretanto, como esta função é geralmente temporizada para efeito de coordenação, o

Figura 94 – Falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 6 com velocidade do vento em 9 m/s, resistência de neutro do gerador de 3,1 Ω e incidência da falta com ângulo de 0°.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Corrente diferencial versus a de restrição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

gerador estaria temporariamente sujeito a uma condição prejudicial. Assim, esta configuração de aterramento deve ser evitada.

Com relação a TDF, apesar do fato de que a janela fixa introduz erro na estimativa fasorial, como apresentado na Subseção 6.3.2, a sua aplicação resultou em um pior desempenho da função diferencial em relação ao janelamento dinâmico apenas para a configuração de aterramento 2, conforme Tabela 16. O desempenho detalhado para esta configuração, de acordo com a velocidade do vento e a resistência de neutro da máquina, é informado na Tabela 17. Como o ângulo de incidência da falta não apresentou influência na detecção das falhas, os resultados não foram detalhados para este parâmetro.

Tabela 17 – Desempenho detalhado da proteção diferencial para a configuração de aterramento 2.

Cenário		Operação Correta	
Velocidade do Vento [m/s]	Resistência de Neutro do GS [Ω]	Janela Fixa [%]	Janela Dinâmica [%]
12	0,01	100	100
	3,1	94,74	94,74
	12,41	68,42	68,42
9	0,01	100	100
	3,1	89,47	89,47
	12,41	57,90	57,90
6	0,01	100	100
	3,1	78,95	84,21
	12,41	15,79	31,58

Constata-se na Tabela 17 que a menor velocidade do vento e a maior resistência de neutro resultam em uma menor porção do enrolamento do estator protegida para a configuração 2. Este pior desempenho para a velocidade de vento de 6 m/s é consequência da pequena corrente de operação e grande desvio de frequência em relação a 60 Hz. A Figura 95 ilustra um destes casos. Como pode ser visto, o erro na estimativa fasorial reflete em uma oscilação da magnitude das correntes, bem como em uma variação dos valores I_d e I_r que resulta em um comportamento circular.

Figura 95 – Falta no estator abrangendo 75% do enrolamento, considerando a configuração de aterramento 2 com velocidade do vento em 6 m/s, resistência de neutro do gerador de 12,41 Ω e incidência da falta com ângulo de 0°.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Corrente diferencial versus a de restrição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, apesar da proteção diferencial com TDF baseada na janela fixa ter apresentado 100% de acerto para as demais configurações, é importante frisar que TCs ideais foram utilizados nestas simulações. Em outras palavras, em uma situação real, o erro na estimativa fasorial proveniente da janela fixa será influenciado pela imprecisão dos TCs, podendo refletir em uma operação inadequada da proteção diferencial.

Em suma, os resultados apresentados reiteram que a TDF baseada no janelamento dinâmico deve ser aplicada para uma operação correta e segura da proteção e que as configurações de aterramento 3 a 8 garantem um melhor desempenho da função diferencial.

Perda de campo

Durante a contingência de perda de campo, a trajetória da impedância aparente de sequência positiva no plano R-X entrará na zona de atuação do relé, que caracteriza o

lugar geométrico de perda de excitação, fazendo com que a proteção atue e envie o sinal de *trip* para o disjuntor da máquina.

Após zerar a tensão de campo durante a simulação no RTDS[®], o GS está sujeito a uma condição de curto-circuito nos terminais do enrolamento do rotor, que representa a perda da excitação. Os comportamentos da impedância aparente, da corrente de campo e da frequência elétrica no estator, após a perda de campo nas condições de velocidade de vento de 6 e 12 m/s, são retratados na Figura 96, enquanto que os tempos de atuação da função 40 estão listados na Tabela 18. Os resultados apresentados para esta contingência foram obtidos no sistema teste sem bateria, sendo que o comportamento observado para os outros modos de operação é similar, pois a falha analisada ocorre no circuito de excitação que está isolado eletricamente do sistema.

Figura 96 – Perda de excitação após curto-circuito no terminal do enrolamento de campo.

(a) Z_{ap} para TDF com janela fixa.

(b) Z_{ap} para TDF com janela dinâmica.

(c) Corrente de campo.

(d) Frequência elétrica no circuito do estator.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18 – Tempo de atuação da proteção contra perda de campo.

Vento [m/s]	Tempo [s]
6	3,64
12	3,10

Fonte: Elaborada pelo autor.

Comparando as Figuras 96(a) e (b), constata-se que a utilização da TDF com janelamento fixo introduz apenas uma pequena oscilação no valor estimado da impedância aparente de sequência positiva para velocidades de vento abaixo de 12 m/s. Aparentemente, isso ocorre devido a aplicação do Teorema de Fortescue, que filtra possíveis desequilíbrios introduzidos pela janela fixa, e posterior divisão da tensão pela corrente de sequência positiva. Ainda, verifica-se que, para os dois pontos de operação simulados, a proteção convencional com ajuste típico foi sensibilizada, validando a aplicação da mesma no contexto de geração eólica. Como esperado, apesar da zona instantânea ter sido sensibilizada, a detecção da falta é lenta e depende do ponto de operação do gerador, conforme os tempos de atuação indicados na Tabela 18.

Na Figura 96(c), observa-se que após a perda de campo, a corrente no enrolamento do rotor demora determinado tempo para se extinguir, independente do ponto de operação do aerogerador. Isso ocorre devido ao fato da energia armazenada em forma de campo magnético na indutância do enrolamento do rotor ser descarregada de acordo com a constante de tempo do circuito de campo.

A redução da corrente de campo limita o torque elétrico e, conseqüentemente, a potência entregue pelo gerador. Esta conclusão é baseada na equação do torque elétrico do GS para controle de corrente de eixo direto nula, dada por (109).

$$T_e = \frac{3}{2} PL_{dm} i_f i_{qs} \quad (109)$$

Desta forma, como no caso da geração eólica não se tem controle da fonte primária, o rotor começa a acelerar. Este efeito é mais visível no ponto de operação nominal (velocidade de vento em 12 m/s), conforme retratado na Figura 96(d), pois a potência ativa neste caso é elevada o suficiente para acelerar a máquina rapidamente.

Esse problema da turbina acelerar após a perda de campo reflete na necessidade de um esquema para conter esse aumento na velocidade do rotor, com o intuito de proteger a estrutura mecânica da unidade eólica e evitar a perda de estabilidade da mesma. Neste sentido, na Subseção 6.6.2 é proposta uma adaptação no controle de *pitch* da turbina. Para validar essa solução, simulações em laço fechado com um relé comercial são apresentadas para mostrar o tempo de atuação da proteção e a limitação na aceleração obtida com o novo controle.

Faltas no elo CC

Em relação à detecção de faltas no elo CC, alguns algoritmos foram testados. Com base no fato de que curtos-circuitos nos polos resultam em uma componente CC na corrente do lado CA, primeiramente, a função de sobrecorrente CC (76) foi analisada. Apesar do uso desta função no lado da rede ter apresentado um bom desempenho contra faltas nos polos, contingências no sistema elétrico também sensibilizaram esta função. Desta forma, a aplicação da função 76 para este propósito é inadequada devido a problemas de coordenação.

Na busca por uma solução alternativa, os sinais de tensão e corrente medidos no elo CC também foram analisados. Considerando estes sinais como entrada para as funções de sobrecorrente e subtensão, observou-se que ambos apresentaram um desempenho similar, pois a tensão em cada polo e a corrente de falta são inversamente proporcionais, como apresentado na Figura 97 para um curto-circuito polo-terra.

Figura 97 – Curto-circuito polo-terra com resistência de falta de 5Ω , considerando o modo ilhado com carga local de $(1,5 + j0,63)$ MVA, a velocidade do vento em 12 m/s, o neutro do gerador solidamente aterrado e o SOC da bateria em 30%.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Desta forma, com base no fato de que o esquema de proteção de subtensão é mais simples, uma vez que necessita apenas da medição das tensões em cada polo, esta função foi adotada neste trabalho para detectar falhas no elo CC. A Figura 98 mostra o desempenho desta função para faltas polo-terra variando a resistência de falta (R_{ft}) e considerando os modos sem bateria e ilhado. A operação da unidade eólica conectada à rede elétrica e com bateria no elo CC não está representada na Figura 98 pelo motivo desta configuração ter apresentado um comportamento similar ao modo ilhado.

Conforme a Figura 98, a proteção individual das chaves dos VSCs, indicada na figura por SWP, atuou para faltas de baixa impedância. Nestes casos, a queda de tensão no polo faltoso reflete em um aumento da tensão no polo saudável para o modo com bateria, pois a proteção do conversor *chopper* não foi sensibilizada para este tipo de falta, enquanto que, após o bloqueio das chaves no modo convencional sem bateria, o controle não tem mais efeito, e portanto, a tensão no polo saudável não aumenta.

Figura 98 – Curtos-circuitos polo-terra variando a resistência de falta, considerando os modos sem bateria eilhado com o SOC da bateria em 30% e uma carga local de $(1,5 + j0,63)$ MVA, a velocidade do vento em 12 m/s e o neutro do gerador solidamente aterrado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, quando a proteção SWP não atua, o controle tenta compensar com o aumento de tensão no polo saudável, com a ressalva dos limites de corrente dos conversores. No caso de um curto-circuito polo-terra com resistência de falta de 5Ω , a potência drenada com tensão de polo nominal é da ordem de 2,8 MW. Nestes casos, observa-se nas Figuras 98(c) e (d) que, no modo de operação sem bateria, o balanço de potência é atingido com tensão CC nominal, enquanto que no modo ilhado, a carga local somada a potência drenada na falta resultam na queda da tensão de regime permanente do elo CC, pois o limitador de corrente da bateria atua. Aumentando-se a resistência de falta, a diferença de tensão entre os polos é reduzida e a falta deixa de ser detectada, conforme as Figuras 98(e) e (f).

Para todos os cenários simulados de faltas no elo CC, que totalizaram 648 casos, a função 27 operou corretamente apenas para resistências de falta de 0,01 e 5 Ω , conforme ilustrado na Figura 99. Várias simulações com $R_{ft} = 30 \Omega$ não sensibilizaram a proteção. No entanto, esse resultado era esperado para faltas de alta impedância devido ao fato de que a resistência de 30 Ω representa uma carga de 0,24 pu para faltas polo-terra e 0,94 pu para faltas polo-polo. Em outras palavras, apesar de a proteção não ser sensibilizada nesses casos, a curto prazo, a corrente de falta não causará danos ao conversor *back-to-back*. Observa-se que alguns casos de curto-circuito com $R_{ft} = 30 \Omega$ foram detectados quando da presença de uma bateria no elo CC. Isso ocorreu devido a limitação de potência da bateria que não permitiu a correção do desbalanço de potência no elo CC para os cenários de operação com baixa velocidade de vento e *setpoint* de potência do VSC do lado da rede elevado ou carga local pesada no modo ilhado, resultando na queda de tensão no elo CC.

Figura 99 – Desempenho da proteção de subtensão do elo CC.

(a) Modo conectado sem bateria.

(b) Modo conectado com bateria.

(c) Modo ilhado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A proteção contra faltas nos polos do elo CC é ajustada para operar instantaneamente para faltas francas e de forma temporizada para casos de média e alta impedância. A

Tabela 19 apresenta o tempo médio de atuação desta função para cada configuração do sistema, assim como a variância e os valores máximo e mínimo. Verifica-se que o tempo máximo de atuação está próximo ao valor de 100 ms ajustado para a função temporizada. Além disso, constata-se que o tempo mínimo registrado, que está relacionado aos casos de falta franca, é bem reduzido, mostrando que a função é rápida para situações de elevada corrente de falta. Em relação à configuração do sistema, observa-se que a presença da bateria no modo conectado a rede elétrica aumenta o tempo médio de atuação da proteção. Isto ocorre porque nesta condição a bateria é capaz de manter o nível de tensão dos polos dentro da faixa permitida por um período maior.

Tabela 19 – Tempo de atuação da proteção contra faltas no elo CC.

Configuração	Sem bateria	Com bateria	Modo ilhado
Médio [ms]	25,46	36,85	25,03
Variância [ms ²]	1,51	2,09	1,32
Máximo [ms]	105,17	146,58	116,68
Mínimo [ms]	3,12	3,12	3,12

Fonte: Elaborada pelo autor.

Portanto, os resultados apresentados mostram que a função 27 é adequada para curtos-circuitos nos polos de baixa e média impedância, mesmo com uma bateria conectada no elo CC e considerando a operação no modo ilhado sem um *pickup* adaptativo. Verificou-se que o desempenho obtido independe se o neutro do conversor *back-to-back* é grampeado ou não, pois resultados similares foram obtidos para ambas as configurações. Além disso, o SOC da bateria não apresentou influência no funcionamento desta proteção. Porém, para garantir uma proteção completa, uma função diferencial de potência temporizada com medições no terminal da máquina, na bateria e no lado da rede poderia ser empregada para detectar faltas nos polos com resistência de 30 Ω ou até maior.

Faltas externas no lado do gerador

De acordo com a Figura 86, a proteção contra faltas externas no lado do gerador é baseada nas funções 50/51, 46 e 27. Em primeiro lugar, é importante mencionar que, durante as simulações de faltas externas no lado do gerador, um comportamento similar foi observado para todos os modos de operação (conectado à rede sem/com bateria e ilhado). O fato de que a falta é entre o VSC e o ponto de medição no terminal da máquina, as entradas do relé são majoritariamente influenciadas pela configuração e operação do GS. Com base nisso, todos os casos apresentados de faltas externas com o aerogerador conectado na rede elétrica e com a presença de uma bateria no elo CC representam o comportamento de falha de todos os modos de operação. Além disso, é importante frisar que apenas a configuração de aterramento da máquina síncrona foi variada nesta análise.

A Figura 100(a) mostra uma falta franca fase-terra que sensibilizou a função 50. Como esta função é responsável por proteger o enrolamento do estator contra correntes elevadas que podem causar danos à máquina em um curto período de tempo, a sua operação é instantânea. Entretanto, esta proteção não detecta curtos-circuitos de média impedância. Nestes casos, a função 51 protege o enrolamento do estator, como mostrado na Figura 100(b).

Figura 100 – Falta externa fase-terra no lado do gerador, considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 70%.

(a) Resistência de falta de 0,01 Ω .

(b) Resistência de falta de 5 Ω .

Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante notar que as funções 50/51 não são sensibilizadas para situações de falta de alta impedância. Entretanto, se neste caso a falta for desequilibrada, a estrutura mecânica do gerador poderá ser danificada pela presença de correntes de sequência negativa no enrolamento do estator. Esta componente de corrente produz um torque contrário ao movimento do rotor, resultando em um torque resultante oscilante e, consequentemente, no superaquecimento da máquina. Para esta contingência, a função 46 é responsável por proteger a máquina, conforme falta ilustrada na Figura 101 que apenas sensibilizou a proteção contra correntes desbalanceadas.

Considerando faltas equilibradas (trifásica e trifásica-terra), a função 46 também não é sensibilizada. Em outras palavras, a combinação dessa contingência com uma impedância média representa situações em que o gerador é protegido apenas pela função de subtensão, conforme ilustrado na Figura 102.

Comparando as Figuras 102(a) e (b), pode-se observar que o *pickup* desta proteção varia de acordo com a velocidade do vento. Além disso, a redução gradual das tensões de

Figura 101 – Falta externa fase-terra no lado do gerador com resistência de falta de 5Ω , considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 30%.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 102 – Falta externa trifásica no lado do gerador com resistência de falta de 5Ω , considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, velocidade do vento em 12 m/s, neutro do gerador solidamente aterrado e SOC da bateria em 30%.

(a) Velocidade do vento em 6 m/s.

(b) Velocidade do vento em 12 m/s.

Fonte: Elaborada pelo autor.

fase após a falta está relacionada a diminuição na velocidade de rotação do gerador devido a potência drenada pela falta. A função de subtensão foi ajustada com um atraso fixo de 5 s para coordenar sua operação com as funções 50/51, bem como para evitar casos de operação incorreta relacionados a transitórios causados pela variação da velocidade do vento.

Para todos os cenários simulados de falhas externas no lado do gerador, que totalizaram 162 casos de cada tipo de falta, somados todos modos de operação (conectado à rede sem/com bateria e ilhado), o esquema de proteção operou corretamente quase para todas as situações, exceto para alguns casos de faltas trifásicas, conforme retratado Tabela 20.

As faltas trifásicas que este esquema de proteção não detectou consistem em casos com $R_{ft} = 30 \Omega$. No entanto, esse resultado era esperado para faltas de alta impedância, pois uma falta trifásica com resistência de 30Ω representa uma carga de 0,27 pu. Em outras palavras, apesar da proteção não ser sensibilizada nesses casos, a curto prazo, a corrente de falta também não causará danos ao gerador e conversor. Entretanto, para garantir uma proteção completa, a função diferencial de potência temporizada mencionada anteriormente poderia detectar estas faltas com resistência de 30Ω ou até maior.

Tabela 20 – Número de casos que cada proteção operou corretamente para faltas no lado do gerador.

Função	Tipo de falta [nº de casos]				
	AT	AB	ABT	ABC	ABCT
27	45	51	53	54	54
46	54	30	28	0	0
50	36	54	54	54	54
51	27	27	27	27	27
Total	162	162	162	135	135

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 21 apresenta os tempos médios de atuação das funções que compõem o esquema de proteção contra faltas no lado do gerador, assim como as variâncias e os valores máximos e mínimos. Observa-se que o tempo máximo de atuação da função 50 é consideravelmente pequeno, indicando que o esquema atua rapidamente para condições de elevada corrente de falta. Além disso, como a função 46 depende da suportabilidade da máquina contra correntes de sequência negativa, a sua atuação é lenta, conforme os tempos registrados. Deste modo, alguns casos de faltas desequilibradas com impedância média foram detectados pela função de subtensão, que teve tempos médio e máximo próximos ao ajuste de 5 s para a temporização. Uma opção para diminuir o tempo de atuação para as faltas detectadas pela função 46 seria a utilização de relés de sobrecorrente (50/51N) ou sobretensão (59N) de neutro. Entretanto, para a configuração do estator da máquina sem o neutro aterrado não seria possível a implementação destas funções.

Tabela 21 – Tempo de atuação do esquema para faltas no lado do gerador.

Função	27	46	50	51
Médio	5,03 s	707,77 s	9,24 ms	2,62 s
Variância	438,04 μs^2	60.909,55 s ²	19,71 μs^2	369,90 ms ²
Máximo	5,09 s	1.101,73 s	20,84 ms	3,98 s
Mínimo	5,00 s	232,24 s	3,86 ms	1,76 s

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em suma, os resultados apresentados validam a aplicação deste esquema para resguardar a máquina contra faltas no circuito de conexão com o VSC em todos os modos de operação.

Faltas externas no lado da rede

As faltas externas no lado da rede limitam a potência fornecida pelo aerogerador à rede elétrica devido a queda de tensão nos terminais do VSC. Nestes casos, se a potência captada pela turbina eólica for superior a esse limite, o excesso de energia é armazenado nos capacitores, aumentando a tensão do elo CC. Como o capacitor tem uma proteção individual contra sobretensão, uma falha externa pode causar a desconexão da unidade eólica, afetando a estabilidade do sistema durante contingências no sistema elétrico.

Desta forma, a fim de contribuir para a estabilidade do SEP, os parques eólicos devem atender ao requisito de LVRT para faltas trifásicas. Uma curva típica de LVRT é representada pela Figura 103, que define a relação entre o perfil de tensão da rede e o período de tempo em que o aerogerador deve permanecer conectado. Os valores de t_1 , t_2 , V_1 e V_2 variam de acordo com as agências reguladoras de cada país, sendo que, no caso do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota, respectivamente, os seguintes valores segundo o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede: 0,20 s, 0,75 s, 0,95 pu e 0,25 pu. Ainda, segundo esse submódulo, é importante frisar que para faltas assimétricas a unidade geradora não deve ser desligada.

Figura 103 – Requisito típico de *Low-Voltage Ride Through*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

De acordo com o mencionado acima, as falhas externas no lado da rede foram simuladas para verificar se o controle projetado para a bateria é capaz de manter o aerogerador conectado ao sistema nestas situações, realizando a função do *braking resistor*. Para todos os cenários simulados de faltas externas no lado da rede, que totalizaram 360 casos para o modo conectado, a bateria operou corretamente no controle do balanço de potência no elo CC, evitando a atuação da proteção dos capacitores e mantendo a unidade conectada ao SEP, mesmo para faltas francas que causam uma queda de tensão acentuada, conforme retratado na Figura 104.

No entanto, como o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede depende de v_{dt} , conforme a Figura 42, para um ajuste fixado em 2 MW, a corrente injetada no sistema

Figura 104 – Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede, considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência em 2 MW.

(a) Tensão de eixo direto na saída do conversor após o reator.

(b) Corrente na bateria para $v_v = 12$ m/s e SOC = 30%.

(c) Tensão no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

elétrico durante faltas trifásicas francas perde o controle devido ao ruído deste sinal, conforme ilustrado na Figura 105(a), pois v_{dt} se reduz a aproximadamente zero. Este problema é facilmente corrigido se na equação (94) for utilizado o módulo de v_{dt} , o que altera o comportamento da corrente de acordo com a Figura 105(b). Desta forma, caso v_{dt} se reduza a zero, o ruído do sinal não ficará negativo, evitando-se que os valores de referência para i_{dr} e i_{qr} oscilem entre os valores máximo e mínimo, conforme retratado na Figura 105(c) para a corrente de eixo direto.

Por outro lado, considerando o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede em 0 MW, a contribuição do aerogerador para a corrente de falta é mantida em zero após o transitório de falta, como apresentado na Figura 106. Neste caso, o ponto operacional da bateria não é alterado pela falha externa. Entretanto, caso o código de rede local exija que as unidades eólicas contribuam com potência reativa durante situações de falta no sistema, o sistema de gerenciamento de energia deverá ter um esquema para detectar a falta externa, a fim de alterar os valores de referência para i_{dr} e i_{qr} .

Outro ponto que requer atenção é que o VSC do lado da rede contribui com correntes desbalanceadas em caso de faltas desequilibradas, como pode ser visto na Figura 107. Como o controle é projetado apenas para controlar correntes equilibradas, a presença de outras componentes resulta em oscilações na tensão do elo CC e, conseqüentemente, na corrente da bateria. Este problema poderia ser resolvido se as malhas de controle para

Figura 105 – Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede adotando o módulo de v_{dt} no cálculo dos valores de referência para i_{dr} e i_{qr} .

(a) Correntes de fase na saída do VSC do lado da rede sem aplicar o módulo em v_{dt} .

(b) Correntes de fase na saída do VSC do lado da rede adotando o módulo de v_{dt} .

(c) Corrente de eixo direto na saída do conversor.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 106 – Falta externa franca do tipo trifásica no lado da rede, considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência em 0 MW.

(a) Correntes de fase na saída do VSC do lado da rede.

(b) Corrente na bateria para $v_v = 12$ m/s e SOC = 30%.

(c) Tensão no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

as correntes de sequência-negativa e zero fossem consideradas, o que permitiria que o aerogerador contribuísse apenas com correntes equilibradas em caso de faltas assimétricas. Entretanto, este requisito não está presente nos procedimentos de rede, o que não obriga as unidades geradoras a investirem na solução.

Figura 107 – Falta externa franca do tipo fase-terra no lado da rede, considerando o modo conectado com o *setpoint* de potência em 2 MW.

(a) Correntes de fase na saída do VSC do lado da rede.

(b) Corrente na bateria para $v_v = 12$ m/s e SOC = 30%.

(c) Tensão no elo CC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Enfim, o sistema de controle implementado para a bateria realiza a função de proteção do *braking resistor*, contribuindo com a corrente de falta apenas se o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede não for nulo. Entretanto, é importante frisar que apenas a configuração de aterramento da máquina síncrona foi variada nesta análise. Apesar disso, como o enrolamento de alta tensão do transformador está conectado em delta, a mudança na conexão do enrolamento de baixa tensão não iria alterar o caminho à terra para faltas na rede elétrica.

6.6 Simulações com *Hardware* em Laço Fechado

Esta seção apresenta os resultados das simulações em laço fechado, realizadas para comparar a operação das funções diferenciais embarcadas em cada relé (universal e comercial) e também para propor uma modificação no controle de passo com o intuito de proteger a turbina contra a sua aceleração após a perda de campo. É importante frisar

que o dispositivo comercial utilizado possui a função de rastreamento da frequência, ou seja, os fasores são estimados corretamente na faixa de 20 a 65 Hz.

6.6.1 Comparativo Entre as Funções Diferenciais dos Relés

Para validar a aplicação em tempo real do algoritmo da TDF com reamostragem dinâmica proposto na Subseção 6.3.1, a proteção diferencial com esta função foi implementada no relé universal utilizando a biblioteca *OpenRelay*, conforme código apresentado no Apêndice F. Neste sentido, duas simulações em laço fechado foram realizadas para a análise comparativa, alterando a velocidade do vento e a resistência de neutro do gerador, conforme resultados retratados nas Figuras 108 e 109.

Figura 108 – Atuação dos relés universal e comercial, considerando uma falta no estator abrangendo 10% do enrolamento, a configuração de aterramento 8 com neutro do gerador solidamente aterrado e a velocidade do vento em 10 m/s.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Sinais de atuação dos relés universal (cubo) e comercial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Constata-se que ambos relés de proteção apresentaram tempos de atuação semelhantes para as duas velocidades de vento simuladas, o que valida o funcionamento do algoritmo implementado. Outro ponto a ser observado nas Figuras 108 e 109 é que o atraso dos sinais de *Trip* em relação ao sinal de aplicação da falta aumenta com o decréscimo na velocidade do vento. Isso ocorre devido a redução na frequência elétrica, que retarda a resposta da TDF.

Com o intuito de mostrar que o relé comercial utilizado possui a função de rastreamento de frequência, o registro de perturbação foi ativado neste dispositivo. Com base nisso, os dados registrados de um cenário de falta com velocidade do vento em 8 m/s, que reflete em uma frequência elétrica de 40 Hz, foi extraído da memória do relé comercial, conforme retratado na Figura 110.

Figura 109 – Atuação dos relés universal e comercial, considerando uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento, a configuração de aterramento 8 com resistência de neutro do gerador de $12,41 \Omega$ e a velocidade do vento em 8 m/s.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Sinais de atuação dos relés universal (cubo) e comercial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 110 – Registro de perturbação feito pelo relé comercial para uma falta no estator abrangendo 5% do enrolamento na configuração de aterramento 7 e com velocidade do vento em 8 m/s.

(a) Correntes no enrolamento da fase A próximas ao terminal e neutro da máquina.

(b) Corrente diferencial versus a de restrição.

(c) Sinal de atuação do relé comercial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se na Figura 110 que o dispositivo comercial não apresenta oscilações nos valores das correntes de fase, diferencial e de restrição, permitindo que a função diferencial atue corretamente para uma falta próxima ao neutro.

6.6.2 Análise de Proteção da Turbina Contra Perda de Campo

Conforme apresentado na Subseção 6.5.2, após a perda de excitação ocorre uma redução na corrente de campo, limitando o torque elétrico e, consequentemente, a potência entregue pelo gerador. Desta forma, a potência extraída do vento passa a ser armazenada em energia rotacional no conjunto gerador/turbina, causando a aceleração do rotor. Como a intensidade do vento não é controlada, a solução é atuar no controle de passo para que o atraso na operação da proteção contra perda de campo não permita que a máquina acelere demasiadamente.

As modificações propostas para o esquema de controle de passo são destacadas na Figura 111. Em específico, foi adicionado um controlador PI em paralelo que irá atuar apenas quando a velocidade da turbina for maior que o valor nominal. Ainda, o sinal de *trip* da função 40 é utilizado para, após a falta ser detectada, o controle de passo reduzir o ângulo de ataque das pás para zero, resultando em uma força de sustentação nula.

Figura 111 – Controle de passo modificado para limitar a aceleração da turbina após a perda de campo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados obtidos com o novo esquema de controle de passo para duas velocidades de vento, 12 e 10 m/s, são ilustrados nas Figuras 112 e 113.

Observa-se na Figura 112 que, no ponto de operação nominal ($v_v = 12$ m/s), a turbina acelera de forma desenfreada com o esquema de controle atual. Considerando as modificações neste controle, o controle de passo começa a limitar a aceleração da turbina antes da perda de campo ser detectada pela função 40, facilitando a frenagem após a atuação da proteção.

Por outro lado, para velocidades de vento menores, constata-se que a proteção contra perda de campo detecta a falta antes do gerador acelerar demasiadamente, conforme retratado na Figura 113. Isso ocorre devido a potência extraída neste caso ser considera-

Figura 112 – Simulação em laço fechado para análise do controle de passo modificado durante a perda de campo no instante $t = 0,5$ s com velocidade do vento em 12 m/s.

(a) Velocidade angular do rotor.

(b) Ângulo de passo.

(c) Sinal de atuação da função 40 enviado pelo relé comercial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 113 – Simulação em laço fechado para análise do controle de passo modificado durante a perda de campo no instante $t = 0,5$ s com velocidade do vento em 10 m/s.

(a) Velocidade angular do rotor.

(b) Ângulo de passo.

(c) Sinal de atuação da função 40 enviado pelo relé comercial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

velmente menor do que para a condição de vento nominal. Em função disso, constata-se que o controlador PI adicionado não foi ativado.

De forma geral, o novo esquema proposto para o controle de passo protege a turbina contra contingências que resultam em situações de sobrevelocidade do rotor, assim como facilita a frenagem para velocidades de vento próximas do nominal no caso da perda de campo.

6.7 Considerações Finais

A revisão bibliográfica de trabalhos envolvidos com a proteção de geradores eólicos destaca a falta de documentos que normatizem um esquema de proteção individual abrangente para geradores eólicos do tipo *full-converter*. A metodologia proposta permitiu uma análise ampla da proteção desta topologia de aerogerador. Em específico, foram realizados dois estudos prévios para identificar os requisitos da proteção e a influência da configuração de aterramento no comportamento da falta. Como o aerogerador *full-converter* possui frequência elétrica variável no circuito do estator e está desacoplado eletromecanicamente da rede elétrica, as funções 78 (perda de sincronismo) e 81 (alteração na frequência) não são empregadas para esta topologia. Para as demais funções de proteção convencionais serem aplicadas no lado do gerador eólico é necessário o emprego da TDF com algum método de janelamento dinâmico. Já a análise da influência do aterramento identificou quais configurações facilitam a detecção de faltas no estator pela função diferencial e que o transitório de curtos-circuitos nos polos não é afetado pelo aterramento, mas sim a magnitude da corrente de falta em regime permanente. Na sequência, o esquema de proteção proposto apresentou resultados satisfatórios na detecção de faltas no estator, perda de campo, curtos-circuitos nos polos do elo CC e no ponto de conexão do gerador com o VSC, considerando tanto a operação convencional, como o contexto das *smart grids* proposto neste trabalho. Adicionalmente, a análise de LVRT para faltas na rede elétrica mostrou que o sistema de controle implementado para a bateria realiza a função de proteção do *braking resistor*, contribuindo com a corrente de falta apenas se o *setpoint* de potência do VSC do lado da rede não for nulo. Por fim, as simulações em laço fechado serviram para validar a proteção diferencial embarcada no relé universal e o novo esquema de controle de passo com malhas de proteção contra sobrevelocidade da turbina.

Conclusões

O desenvolvimento de um esquema de proteção específico para aerogeradores do tipo *full-converter* é um passo adiante no processo de normatização dessa unidade de geração. Nesse sentido, a introdução do contexto das *smart grids* na análise permite antecipar possíveis influências que esse panorama pode impactar no sistema de proteção, facilitando escolhas futuras.

Com relação ao esquema de proteção proposto, observou-se que uma estrutura adaptativa não é necessária para o modo ilhado devido ao ponto de conexão e ao esquema de controle escolhidos para a bateria de fluxo baseada em vanádio. Em outras palavras, como o SAE controla somente a tensão do elo CC, independentemente da condição de operação, o sistema do lado do gerador é praticamente isolado das mudanças que ocorrem na rede elétrica. No entanto, como a tensão no terminal do gerador muda de acordo com a velocidade do vento, um *pickup* adaptativo foi necessário para a proteção de subtensão ajustada.

Nos diversos cenários simulados, apenas a resistência de falta apresentou impacto no desempenho da proteção. Em particular, curtos-circuitos de alta impedância envolvendo o elo CC ou trifásico no lado do gerador não sensibilizaram o esquema de proteção. No entanto, a magnitude da corrente de falta nesses casos é muito baixa para causar danos à unidade eólica em um curto prazo. Porém, para garantir uma proteção completa, uma função diferencial de potência temporizada com medições no terminal da máquina, na bateria e no lado da rede poderia ser empregada para detectar faltas nos polos com resistência de $30\ \Omega$ ou até maior.

Além disso, diferentemente do desempenho da proteção diferencial em aplicações convencionais, sua utilização para um gerador eólico de velocidade variável com controle dq mostra que somente esta função fornece uma proteção completa do enrolamento do estator, com a ressalva de que ao menos o transformador ou o conversor *back-to-back* está aterrado. É importante frisar que essas configurações de aterramento alteram o caminho comum à terra de uma unidade de geração típica, facilitando a detecção de faltas no estator pela função diferencial.

Ainda, constatou-se que após a perda de excitação ocorre uma redução na corrente de campo do gerador, o que limita o torque elétrico e resulta na aceleração da turbina. Como solução foi proposto introduzir uma malha de proteção contra sobrevelocidade no controle de passo da unidade eólica.

Em resumo, o esquema de proteção proposto é capaz de proteger o aerogerador do tipo *full-converter* com um SAE conectado no elo CC e considerando os três modos de operação: sem bateria, com bateria e ilhado. Em outras palavras, o esquema desenvolvido pode ser aplicado para unidades em operação na atualidade, compostas tanto por WRSG como PMSG. Entretanto, funções de bloqueio para energização do aerogerador devem ser incluídos. Ainda, os resultados apresentados reiteram que a TDF com rastreamento de frequência deve ser aplicada para uma operação correta e segura das funções de proteção do gerador.

Adicionalmente, o sistema de controle implementado para a bateria satisfaz a função de proteção do *braking resistor*, mantendo o aerogerador conectado em casos de falta na rede elétrica. Entretanto, o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia é fundamental para controlar a contribuição para a corrente de falta nestes casos.

Em relação as simulações em laço fechado, estas serviram para validar a proteção diferencial com rastreamento de frequência embarcada no relé universal e o novo esquema de controle de passo com proteção contra sobrevelocidade da turbina.

Enfim, esta pesquisa corrobora com a necessidade de padronizar e revisar as funções de proteção para geradores eólicos.

7.1 Estágio na *University of Strathclyde*

É importante mencionar que parte deste trabalho de mestrado foi desenvolvido na *University of Strathclyde* (Glasgow/Escócia), sob a supervisão do Dr. Olimpo Anaya-Lara, por meio da Bolsa Estágio de Pesquisa no Exterior (BEPE) financiada pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2017/13752-1.

Durante este estágio de três meses no exterior, foram realizadas as atividades para introduzir o contexto das *smart grids* a este trabalho. Em específico, as seguintes atividades foram realizadas neste período: revisão bibliográfica dos SAEs aplicados a fontes intermitentes, com o intuito de selecionar a tecnologia mais indicada para firmar a geração eólica (suavização completa da potência de saída) e permitir a operação ilhada intencional; modelagem da bateria de fluxo baseada em vanádio no *software* RSCAD; adaptações nas malhas de controle para permitir a operação do aerogerador com esta bateria conectada diretamente no elo CC; e simulações de faltas em conjunto com análises de proteção neste novo panorama de operação.

7.2 Publicações

Os seguintes trabalhos são resultantes desta pesquisa de mestrado:

- ❑ BATAGLIOLI, R. P.; MOURINHO, F. A.; MONARO, R. M.; COURY, D. V. Análise de Geradores Síncronos Distribuídos Conectados à Sistemas com Distorções Harmônicas de Sequência Negativa considerando a Operação Ilhada Intencional. *XII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Curitiba, 21 a 23 de agosto de 2017. Artigo publicado e apresentado no congresso.
- ❑ BATAGLIOLI, R. P.; MONARO, R. M.; FREITAS, V. A. L.; COURY, D. V. The Influence of Grounding Configuration in a Full Conversion Wind Generator Under Internal Faults. *XX Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, 11 a 15 de Junho de 2018. Artigo aceito para publicação.
- ❑ BATAGLIOLI, R. P.; MONARO, R. M.; COURY, D. V. Differential Protection Applied to Stator to Ground Faults in a Full-Converter Wind Generator. *Electric Power System Research*, 2018. Artigo submetido em 21/03/2018 em fase de avaliação.
- ❑ BATAGLIOLI, R. P.; ANAYA-LARA, O.; MONARO, R. M.; COURY, D. V. Full-Variable Speed Wind Generator Protection considering Energy Storage System Connection and Island Mode Operation. Artigo em fase de revisão dos autores.

Por outro lado, os seguintes estudos foram desenvolvidos paralelamente ao projeto de mestrado em conjunto com membros do LSEE:

- ❑ BATAGLIOLI, R. P.; MONARO, R. M.; COURY, D. V. An Intelligent Relay based on Fuzzy Logic Applied to Differential Protection of Synchronous Generators. *2017 IEEE PES General Meeting*. Chicago, 16 a 20 de julho de 2017. Artigo aceito para publicação, mas não apresentado no congresso.
- ❑ FURLAN, R. H.; BEUTER, C. H.; BATAGLIOLI, R. P.; FARIA, I. M.; OLESKOVICZ, M. Improvement of Overcurrent Protection considering Distribution Systems with Distributed Generation. *18th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. Ljubljana/Slovenia, 13 a 16 de maio de 2018. Artigo aceito para publicação.
- ❑ FURLAN, R. H.; BATAGLIOLI, R. P.; CARVALHO, W. C.; OLESKOVICZ, M. Optimal Allocation of Distributed Generation in a Radial Distribution Network for Losses Reduction and Voltage Profile Improvement. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Niterói/Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo aceito para publicação.

- ❑ CASIMIRO, R. C.; FREITAS, V. A. L.; BATAGLIOLI, R. P.; COURY, D. V. Analysis of Harmonic Distortion Influence in a Distributed Synchronous Generator. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Niterói/Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo aceito para publicação.
- ❑ CARVALHO, W. C.; BATAGLIOLI, R. P.; COURY, D. V. Comparison of Supercapacitor Storage System Control Methods for Wind Power Smoothing. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Niterói/Brasil, 12 a 16 de maio de 2018. Artigo aceito para publicação.

7.3 Trabalhos Futuros

As sugestões propostas para a continuidade da pesquisa são:

- ❑ Simulação de condições de energização do aerogerador para inclusão de restrições/-bloqueios no esquema de proteção proposto;
- ❑ Construção de um modelo experimental em escala reduzida para uma análise comparativa com as oscilografias de falta obtidas no RTDS®;
- ❑ Adaptação/validação dos sistemas de proteção e controle para o gerador eólico *full-converter* pertencente a uma microrrede com diversificação de geração distribuída e cargas;
- ❑ Desenvolvimento de um sistema para detectar faltas na rede elétrica com o intuito de alterar a contribuição para corrente de falta de acordo com os procedimentos de rede local;
- ❑ Desenvolvimento de um esquema com bateria e *braking resistor* para análise de LVRT, tendo como objetivo a redução da capacidade do SAE;
- ❑ Estudo de um esquema de controle para as componentes de sequência-negativa e zero, a fim de aprimorar o comportamento da unidade eólica em situações de falta;
- ❑ Análise dos métodos de MPPT com foco na eficiência energética da unidade eólica, considerando a conexão de uma bateria no elo CC e a motorização do aerogerador.

Referências Bibliográficas

- ABAD, G.; LÓPEZ, J.; RODRÍGUEZ, M. A.; MARROYO, L.; IWANSKI, G. **Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation**. New Jersey, USA: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- ABBEY, C.; JOOS, G. Supercapacitor energy storage for wind energy applications. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2007. v. 43, n. 3, p. 769–776, May 2007. ISSN 0093-9994.
- ABDULLAH, M.; YATIM, A.; TAN, C.; SAIDUR, R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2012. v. 16, n. 5, p. 3220 – 3227, 2012. ISSN 1364-0321.
- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power System**. Stockholm, Sweden: John Wiley & Sons Ltd, 2005.
- AKINYELE, D.; RAYUDU, R. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 2014. v. 8, p. 74 – 91, 2014. ISSN 2213-1388.
- ALI, M. H. **Wind Energy Systems: Solutions for Power Quality and Stabilization**. New York, USA: CRC Press, 2012.
- AMMONIT. **Catalog: Measurement equipment for the wind industry**. 2016. Disponível em: <<http://www.ammonit.com/pt/>>.
- ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- ANDISHGAR, M. H.; GHOLIPOUR, E.; HOOSHMAND, R. allah. An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. v. 80, n. Supplement C, p. 1043 – 1060, 2017. ISSN 1364-0321.
- ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. Dezembro 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- AYDIN, O.; AKDAG, A.; STEFANUTTI, P.; HUGO, N. Optimum controller design for a multilevel ac-dc converter system. In: **Twentieth Annual IEEE Applied Power**

Electronics Conference and Exposition, 2005. APEC 2005. Texas, USA: IEEE, 2005. v. 3, p. 1660–1666 Vol. 3. ISSN 1048-2334.

AZMI, S. A.; AHMED, K. H.; FINNEY, S. J.; WILLIAMS, B. W. Comparative analysis between voltage and current source inverters in grid-connected application. In: **IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)**. Edinburgh, UK: IET, 2011. p. 1–6.

BACKLUND, B.; RAHIMO, M.; KLAHA, S.; SIEFKEN, J. Topologies, voltage ratings and state of the art high power semiconductor devices for medium voltage wind energy conversion. In: **2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications**. Nebraska, USA: IEEE, 2009. p. 1–6.

BAROTE, L.; MARINESCU, C.; GEORGESCU, M. VRB modeling for storage in stand-alone wind energy systems. In: **2009 IEEE Bucharest PowerTech**. Bucharest, Romania: IEEE, 2009. p. 1–6.

BARTON, J. P.; INFELD, D. G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2004. v. 19, n. 2, p. 441–448, June 2004. ISSN 0885-8969.

BATAGLIOLI, R. P. **Relé Universal baseado na Plataforma PC104 Aplicado na Proteção de Geradores Síncronos**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso), Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos, Brasil, 2015.

BHATTACHARJEE, A.; SAHA, H. Design and experimental validation of a generalised electrical equivalent model of vanadium redox flow battery for interfacing with renewable energy sources. **Journal of Energy Storage**, 2017. v. 13, n. Supplement C, p. 220 – 232, 2017. ISSN 2352-152X.

BIERHOFF, M. H.; FUCHS, F. W. Semiconductor losses in voltage source and current source igbt converters based on analytical derivation. In: **2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)**. Aachen, Germany: IEEE, 2004. v. 4, p. 2836–2842 Vol.4. ISSN 0275-9306.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying - Principles and Applications**. Third edition. Florida, USA: Taylor & Francis Group, 2006.

BONFIGLIOLI. **Catalog: Solutions for wind Energy**. 2016. Disponível em: <<http://www.bonfiglioli.com/en/wind/>>.

BREKKEN, T. K. A.; YOKOCHI, A.; JOUANNE, A. von; YEN, Z. Z.; HAPKE, H. M.; HALAMAY, D. A. Optimal energy storage sizing and control for wind power applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2011. v. 2, n. 1, p. 69–77, Jan 2011. ISSN 1949-3029.

CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo, Brasil: Planimpress Gráfica e Editora, 1977.

CHAHWAN, J. A. **Vanadium-redox flow and lithium-ion battery modelling and performance in wind energy applications**. Dissertação (Mestrado) — McGill University, Department of Electrical and Computer Engineering, Montreal, Quebec, Canada, May 2007.

- CHEN, Z.; DING, M.; SU, J. Modeling and control for large capacity battery energy storage system. In: **2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**. Weihai, Shandong, China: IEEE, 2011. p. 1429–1436.
- CIMUCA, G. O.; SAUDEMONT, C.; ROBYNS, B.; RADULESCU, M. M. Control and performance evaluation of a flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2006. v. 53, n. 4, p. 1074–1085, June 2006. ISSN 0278-0046.
- CONROY, J. F.; WATSON, R. Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator. **IET Renewable Power Generation**, 2007. v. 1, n. 3, p. 182–189, September 2007. ISSN 1752-1416.
- DEHKORDI, A.; GOLE, A.; MAGUIRE, T.; NETI, P. A real-time model for testing stator-ground fault protection schemes of synchronous machines. In: **International Conference on Power System Transients**. Kyoto, Japan: IPST, 2009.
- DEHKORDI, A. B. **Testing of a Generator Protection Relay Using RTDS**. Canada, August 2010.
- DOMMEL, H. W. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1969. PAS-88, n. 4, p. 388–399, 1969. ISSN 0018-9510.
- ELMORE, W. A. **Protective Relaying Theory and Applications**. New York, USA: Marcel Dekker, Inc., 1994.
- FARHADI, M.; MOHAMMED, O. Energy storage technologies for high-power applications. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2016. v. 52, n. 3, p. 1953–1961, May 2016. ISSN 0093-9994.
- FERREIRA, H. L.; GARDE, R.; FULLI, G.; KLING, W.; LOPES, J. P. Characterisation of electrical energy storage technologies. **Energy**, 2013. v. 53, n. Supplement C, p. 288 – 298, 2013. ISSN 0360-5442.
- FORSYTH, P.; MAGUIRE, T.; KUFFEL, R. Real time digital simulation for control and protection system testing. In: **Power Electronics Specialists Conference (PESC)**. Aachen, Germany, Germany: IEEE, 2004.
- FULCZYK, M. Voltage 3rd harmonic in generator stator winding at changes in generator load conditions. In: **Electric Machines and Drives Conference, 2003. IEMDC'03. IEEE International**. Wisconsin, USA: IEEE, 2003. v. 3, p. 1476–1482 vol.3.
- GKAVANOUDIS, S. I.; DEMOULIAS, C. S. A combined fault ride-through and power smoothing control method for full-converter wind turbines employing supercapacitor energy storage system. **Electric Power Systems Research**, 2014. v. 106, p. 62 – 72, 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613002174>>.
- GLINKOWSKI, M.; HOU, J.; RACKLIFFE, G. Advances in wind energy technologies in the context of smart grid. **Proceedings of the IEEE**, 2011. v. 99, n. 6, p. 1083–1097, 2011. ISSN 0018-9219.

- GREEN, M. **Application Report: Design Calculations for Buck-Boost Converters**. 2012. Disponível em: <<http://www.ti.com>>.
- GWEC. **Global Wind Report**. Annual market update. Washington, USA: GWEC, 2017.
- HAU, E. **Wind Turbines: Fundamental, Technologies, Application, Economics**. 2nd edition. ed. Germany: Springer, 2006.
- HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. Wiesbaden, Germany: John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- _____. **Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems**. Wiesbaden, Germany: John Wiley & Sons Ltd, 2014.
- HIRTENSTEIN, A. **Vestas Joins Tesla to Combine Wind With Batteries**. September 2017. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news>>.
- HOOSHYAR, A.; AZZOUZ, M.; EL-SAADANY, E. Distance protection of lines connected to induction generator-based wind farms during balanced faults. **Sustainable Energy, IEEE Transactions on**, 2014. v. 5, n. 4, p. 1193–1203, 2014. ISSN 1949-3029.
- HOOSHYAR, A.; AZZOUZ, M. A.; EL-SAADANY, E. F. Distance protection of lines emanating from full-scale converter-interfaced renewable energy power plants - part i: Problem statement. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2015. v. 30, n. 4, p. 1770–1780, Aug 2015. ISSN 0885-8977.
- IEC. Wind turbines - part 1: Design requirements. **IEC 61400-1**, 2005. p. 1–92, 2005.
- _____. Electrical energy storage. **White Paper**, 2011. p. 1–78, 2011.
- IEEE. Guide for the Application of Current Transformers used for Protective Relaying Purposes. **IEEE Std C37.110**, 1999. v. 14, p. 94–97, 1999. ISSN 0885-8977.
- _____. Guide for AC Generator Protection - Redline. **IEEE Std C37.102**, 2007. p. 1–190, 2007.
- _____. Guide for Generator Ground Protection - Redline. **IEEE Std C37.101**, 2007. p. 1–91, 2007.
- _____. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, 2011. p. 1–54, July 2011.
- IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. **Power and Energy Magazine, IEEE**, 2009. v. 7, n. 2, p. 52–62, 2009. ISSN 1540-7977.
- JAVIER, S.-G.; ROBERTO, L.-A. Technological evolution of onshore wind turbines - a market-based analysis. **Wind Energy**, 2016. v. 19, n. 12, p. 2171–2187, 2016.
- JOVCIC, D.; AHMED, K. **High Voltage Direct Current Transmission - Converters, Systems and DC Grids**. West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2015.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1991. v. 6, n. 3, p. 975–985, Aug 1991. ISSN 0885-8950.

KHODDAM, M.; KAREGAR, H. Effect of wind turbines equipped with doubly-fed induction generators on distance protection. In: **Advanced Power System Automation and Protection (APAP)**. Beijing, China: IEEE International Conference on, 2011. v. 2, p. 1349–1353.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2ª. ed. Florianópolis: UFSC - EEL, 2008.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. Second edition. New York, USA: IEEE Press, 2002.

KUFFEL, R.; GIESBRECHT, J.; MAGUIRE, T.; WIERCKX, R. P.; MCLAREN, P. G. A fully digital power system simulator operating in real time. In: **Electrical and Computer Engineering, 1996. Canadian Conference on**. Calgary, Canada: IEEE, 1996. v. 2, p. 733–736 vol.2. ISSN 0840-7789.

KUSIAK, A.; LI, W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults. **Renewable Energy**, 2011. v. 36, n. 1, p. 16 – 23, 2011. ISSN 0960-1481.

LI, H.; CHEN, Z. Overview of different wind generator systems and their comparisons. **IET Renewable Power Generation**, 2008. v. 2, n. 2, p. 123–138, 2008. ISSN 1752-1416.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, 2015. v. 137, n. Supplement C, p. 511 – 536, 2015. ISSN 0306-2619.

MAGUIRE, T.; GIESBRECHT, J. Small Time-step ($< 2\mu s$) VSC Model for the Real Time Digital Simulator. In: **International Conference on Power System Transients**. Montreal, Canada: IPST, 2005.

MANSOURI, M.; NAYERIPOUR, M.; NEGNEVITSKY, M. Internal electrical protection of wind turbine with doubly fed induction generator. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. v. 55, p. 840 – 855, 2016. ISSN 1364-0321.

MICHALKE, G. **Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control, and Impact on Power Systems**. Tese (Doutorado) — Darmstadt Technical University, Darmstadt, Germany, 2008.

MOHAPI, M.; BUQUE, C.; CHOWDHURY, S. Modelling and simulation of a protection scheme for a synchronous generator wind power plant. In: **PES General Meeting | Conference Exposition**. Washington, D.C.: IEEE, 2014. p. 1–5.

MONARO, R. M. **Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos, Brasil, 2013.

MONARO, R. M. **Open Source Protection Algorithms for Electric Power System Relays**. 2015. Disponível em: <<https://github.com/renato-monaro/OpenRelay>>.

- MONARO, R. M.; SILVA, R. P. M. D.; Vieira Júnior, J. C. D. M.; COURY, D. V. Sistema integrado para desenvolvimento e execução em tempo real de algoritmos de proteção de sistemas elétricos. **SBA: Controle & Automação**, 2012. v. 23, n. 2, p. 202–215, 2012. ISSN 0103-1759.
- MOSLEHI, K.; KUMAR, R. A reliability perspective of the smart grid. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, 2010. v. 1, n. 1, p. 57–64, 2010. ISSN 1949-3053.
- MOTTER, D. **Modelagem Computacional de Funções de Proteção Baseadas em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída**. 167 p. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos, Brasil, 2014.
- MUGHAL, M. H.; GUOJIE, L. Review of pitch control for variable speed wind turbine. In: **2015 IEEE 12th Intl Conf on Ubiquitous Intelligence and Computing and 2015 IEEE 12th Intl Conf on Autonomic and Trusted Computing and 2015 IEEE 15th Intl Conf on Scalable Computing and Communications and Its Associated Workshops (UIC-ATC-ScalCom)**. Beijing, China: IEEE, 2015. p. 738–744.
- MULTILIN, G. **G30 Generator Management Relay**. G30 revision: 4.9x. Ontario - Canada, 2006.
- NASIRI, M.; MILIMONFARED, J.; FATHI, S. Modeling, analysis and comparison of tsr and otc methods for mppt and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. **Energy Conversion and Management**, 2014. v. 86, p. 892 – 900, 2014. ISSN 0196-8904.
- NELSON, V. **Wind energy : renewable energy and the environment**. USA: Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
- PANG, H.; TANG, G.; HE, Z. Evaluation of losses in vsc-hvdc transmission system. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. Pennsylvania, USA: IEEE, 2008. p. 1–6. ISSN 1932-5517.
- PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P. Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2001. v. 16, n. 4, p. 361–367, 2001. ISSN 0885-8969.
- PREITL, S.; PRECUP, R.-E. An extension of tuning relations after symmetrical optimum method for pi and pid controllers. **Automatica**, 1999. v. 35, n. 10, p. 1731 – 1736, 1999. ISSN 0005-1098.
- QI, L.; WOODRUFF, S.; STEURER, M. Study of power loss of small time-step vsc model in rtids. In: **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. Florida, USA: IEEE, 2007. p. 1–7. ISSN 1932-5517.
- QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: **2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. Nagasaki, Japan: IEEE, 2012. p. 1–6.

RAGHEB, A. M.; RAGHEB, M. **Wind Turbine Gearbox Technologies, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power**. 2011. Editor: Dr. Rupp Carriveau, InTech, DOI: 10.5772/18717. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/wind-turbine-gearbox-technologies>>.

REIS, J. M. V. da S. **Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores diante de Curto-Circuitos no Sistema**. Dissertação (Mestrado) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, Outubro 2013.

SANTACANA, E.; RACKLIFFE, G.; TANG, L.; FENG, X. Getting smart. **Power and Energy Magazine, IEEE**, 2010. v. 8, n. 2, p. 41–48, 2010. ISSN 1540-7977.

SARTIKA, L.; ROSYADI, M.; UMEMURA, A.; TAKAHASHI, R.; TAMURA, J. Stabilization of pmsg based wind turbine under network disturbance by using new buck controller system for dc-link protection. In: **5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016**. London, UK: IET, 2016. p. 1–5.

SCHREIBER, M.; WHITEHEAD, A. H.; HARRER, M.; MOSER, R. The vanadium redox battery - an energy reservoir for stand-alone its applications along motor and expressways. In: **Proceedings. 2005 IEEE Intelligent Transportation Systems, 2005**. Vienna, Austria: IEEE, 2005. p. 391–395. ISSN 2153-0009.

SEN, P. C. **Principles of Electric Machines and Power Eletronics**. Second edition. USA: John Wiley & Sons Ltd, 1997.

SINGH, M.; VYAS, M.; SANTOSO, S. Using generic wind turbine models to compare inertial response of wind turbine technologies. In: **IEEE PES General Meeting**. Minnesota, USA: IEEE, 2010. p. 1–7. ISSN 1932-5517.

SLOOTWEG, J. G.; HAAN, S. W. H. de; POLINDER, H.; KLING, W. L. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2003. v. 18, n. 1, p. 144–151, 2003. ISSN 0885-8950.

SULAEMAN, S.; TIAN, Y.; BENIDRIS, M.; MITRA, J. Quantification of storage necessary to firm up wind generation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2017. v. 53, n. 4, p. 3228–3236, July 2017. ISSN 0093-9994.

TELEKE, S.; BARAN, M. E.; BHATTACHARYA, S.; HUANG, A. Q. Optimal control of battery energy storage for wind farm dispatching. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2010. v. 25, n. 3, p. 787–794, Sept 2010. ISSN 0885-8969.

TELEKE, S.; BARAN, M. E.; HUANG, A. Q.; BHATTACHARYA, S.; ANDERSON, L. Control strategies for battery energy storage for wind farm dispatching. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2009. v. 24, n. 3, p. 725–732, Sept 2009. ISSN 0885-8969.

Vionx energyTM. **VNX 1000 Series**. September 2017. Disponível em: <<http://www.vionxenergy.com>>.

- W. C. BRANHAM. **Catalog: Solutions in Motion**. 2016. Disponível em: <<http://wcbranham.com/>>.
- WILAMOWSKI, B. M.; IRWIN, J. D. **Power Eletronics and Motor Drives**. Second. New York, USA: CRC Press, 2011.
- WORKING GROUP C4.601. **Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as It Relates to Power System Control and Dynamic Performance**. USA: CIGRE, 2007.
- WU, B. **High-Power Converters and AC Drives**. New Jersey, USA: John Wiley & Sons Ltd, 2006.
- WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- YARAMASU, V.; WU, B.; SEN, P. C.; KOURO, S.; NARIMANI, M. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. **Proceedings of the IEEE**, 2015. v. 103, n. 5, p. 740–788, 2015. ISSN 0018-9219.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. A neutral-point clamped converter system for direct-drive variable-speed wind power unit. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2006. v. 21, n. 2, p. 596–607, 2006. ISSN 0885-8969.
- YOSHIMOTO, K.; NANAHAHA, T.; KOSHIMIZU, G. New control method for regulating state-of- charge of a battery in hybrid wind power/battery energy storage system. In: **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. Atlanta, USA: IEEE, 2006. p. 1244–1251.
- ZAKER, B.; MOHAMMADI, M. Probabilistic optimal operation of a smart grid including wind power generator units. In: **Smart Grids (ICSG), 2012 2nd Iranian Conference on**. Tehran, Iran: IEEE, 2012. p. 1–5.
- ZHANG, J.; CHENG, M.; CHEN, Z.; FU, X. Pitch angle control for variable speed wind turbines. In: **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**. Nanjing, China: IEEE, 2008. p. 2691–2696.
- ZHAO, H.; WU, Q.; HU, S.; XU, H.; RASMUSSEN, C. N. Review of energy storage system for wind power integration support. **Applied Energy**, 2015. v. 137, n. Supplement C, p. 545 – 553, 2015. ISSN 0306-2619.
- ZHENG, T.; KIM, Y.; CROSSLEY, P.; KANG, Y. Protection algorithm for a wind turbine generator in a large wind farm. In: **PowerTech**. Trondheim, Norway: IEEE/PES, 2011. p. 1–6.

Apêndices

Análise de Perdas Elétricas no Sistema

A Figura 114(a) retrata os valores de potência ativa entregue por cada componente do processo de conversão da energia eólica em elétrica. Observa-se que, no sistema modelado, apenas o conversor *back-to-back* introduz perdas elétricas. Neste sentido, a Figura 114(b) apresenta a porcentagem de perdas neste equipamento na faixa de operação do aerogerador.

Figura 114 – Perdas elétricas dos modelos utilizados para o conversor e o gerador no RSCAD.

(a) Potência ativa entregue por componente.

(b) Perdas no conversor.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As perdas em uma máquina síncrona real são divididas em perdas elétricas (cobre e núcleo) e rotacionais. As perdas rotacionais são menores e proporcionais à velocidade do gerador. Já as perdas elétricas são proporcionais a corrente de operação. Em função disso, quanto maior a velocidade do vento, maior seriam a velocidade do gerador e a potência entregue pela máquina, resultando em um aumento das perdas neste componente. Entretanto, é importante frisar que o modelo de GS adotado não contempla as perdas rotacionais. Além disso, considerando os dados da máquina, as perdas ôhmicas no ponto de operação nominal seriam de 12 kW, apenas 0,6% da potência nominal. Desta forma,

conforme a Figura 114(a), a potência entregue pela turbina é praticamente a mesma na saída do gerador, independentemente da velocidade do vento.

Por outro lado, as perdas no conversor devido ao chaveamento estão relacionadas com a tensão de chaveamento v_{ch} , a corrente de chaveamento i_{ch} , a frequência de chaveamento e o período de transição entre os estados aberto e fechado (QI; WOODRUFF; STEURER, 2007). Conforme mencionado anteriormente, quando uma válvula é bloqueada, a energia necessária para carregar o capacitor através do resistor é perdida. Em função disso, quanto menor a capacitância, menor serão as perdas em dada frequência de chaveamento. Como a capacitância do modelo da válvula é proporcional ao passo de integração, conforme (102), o uso do ambiente *Small Time-Step* contribui com a redução nas perdas do conversor modelado. Baseado nas informações anteriores, o conversor apresenta perdas de chaveamento praticamente fixas e de condução que varia um pouco de acordo com o ponto de operação do aerogerador. Este fato explica o comportamento da curva de porcentagem de perdas no conversor pela velocidade do vento ilustrada na Figura 114(b), onde verifica-se que quanto menor a potência entregue pelo gerador maior a razão de perdas.

Por fim, é importante mencionar que o valor de 1.800 Hz indicado em (QUÉVAL; OHSAKI, 2012) para a frequência das ondas triangulares dos blocos PWM foi reduzido para 900 Hz, pois antes disso o conversor estava apresentando um nível de perdas da ordem de 20%. Entretanto, mesmo assim o modelo de chaves disponível na biblioteca do RSCAD não atinge o nível de perdas real, que é da ordem de 1,6% por VSC quando em plena carga (PANG; TANG; HE, 2008). A princípio essa mudança poderia impactar na resposta dinâmica do controle, pois o tempo de atraso (T_a) aumenta com a redução de f_{pwm} . Porém, com base nas simulações, observou-se que o desempenho do controle não foi impactado por essa alteração.

Componente SOC Criado no *CBuilder*

O bloco SOC criado no ambiente *CBuilder* do RSCAD e a sua interface são ilustrados na Figura 115. Os parâmetros a serem informados nesta interface são: o valor inicial do estado de carga e a capacidade da bateria. É importante observar que este bloco pode ser usado para qualquer SAE, já que sua função é apenas estimar o estado de carga em porcentagem do SAE de acordo com o fluxo de potência calculado com as entradas U_{pilha} e I_{pilha} .

Figura 115 – Componente para estimação do estado de carga do SAE.

(a) Aparência.

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Proc	Assigned Controls Processor	1		1	36
Pri	Priority Level	29		1	
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		1	2
initialsoc	SOC(0)	50	%		
ecapacity	ESS capacity	4	MWh		

(b) Interface.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base nas equações (16) e (17), o código, apresentado abaixo e dividido em arquivos .h e .c, foi desenvolvido no ambiente *CBuilder* do RSCAD. O arquivo .h consiste na

declaração das entradas, saídas e dos parâmetros mencionados anteriormente, enquanto que o arquivo .c possui a rotina de cálculos a ser realizada a cada passo de integração.

❑ .h file:

```

1 MODEL_TYPE: CTL
3 INPUTS:
  double Ustack;
5 double Istack;
7 OUTPUTS:
  double SOC;
9
PARAMETERS:
11 double initialsoc; //SOC(0)
  double ecapacity; //ESS capacity

```

❑ .c file:

```

#include "SOC.h"
2
STATIC:
4
  // -----
6 // Variables declared here may be used in both the
  // RAM: and CODE: sections below.
8 // -----
  double dt;
10 double SOC_old;
  double Delta_SOC;
12
  // - E n d   o f   S T A T I C :   S e c t i o n -
14
RAM:
16
  // -----
18 // Place C code here which computes constants
  // required for the CODE: section below. The C
20 // code here is executed once, prior to the start
  // of the simulation case.
22 // -----

24 dt= getTimeStep();
  SOC_old = initialsoc;
26 Delta_SOC = 0.0;

```

```
28 // —— E n d   o f   R A M :   S e c t i o n ——
30
32 CODE:
34 // ——
34 // Place C code here which runs on the RTDS. The
34 // code below is entered once each simulation
36 // step.
36 // ——
38
38 Delta_SOC = Ustack*Istack*dt*100/(ecapacity*3.6*pow(10,9));
40 SOC = SOC_old + Delta_SOC;
40 SOC_old = SOC;
42
42 // —— E n d   o f   C O D E :   S e c t i o n ——
```


Validação do Modelo da BRV

A validação do modelo da BRV implementado no RSCAD foi realizada por meio de simulações no RTDS® para verificar: a resposta do bloco SOC; as perdas da BRV no ponto de operação nominal; e o comportamento da tensão terminal.

□ Resposta do bloco SOC:

A validação do bloco SOC, implementado no ambiente *CBuilder*, foi baseada em um cenário de simulação que foi criado no módulo *RunTime* do RSCAD. Nesse cenário, um degrau na potência de saída da bateria é aplicado em 0,1 s, resultando na Figura 116. Como pode ser visto, depois de aplicar este degrau, o valor de SOC começa a diminuir e a bateria fornece mais que a potência nominal para compensar as perdas internas.

Figura 116 – Saída do bloco SOC de acordo com a potência fornecida pela bateria.

(a) Resposta do bloco SOC.

(b) Potência ativa fornecida pela bateria.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para verificar se o decaimento no SOC representado na Figura 116(a) está correto, é necessário lançar mão das equações (16) e (17). Desta forma, considerando o período de 0,2 a 0,8 s com a potência média fornecida igual a 2,3815 MW, conforme Figura 116(b), o SOC estimado para o instante $t = 0,8$ s é obtido conforme descrito por (110) e (111). Comparando o valor calculado com Figura 116(a), pode-se concluir que o bloco SOC está funcionando corretamente.

$$\Delta SOC = \frac{P_{pilha} T_{passo}}{E_{capacidade}} = \frac{-2,3815 \times (0,8 - 0,2)}{4 \times 3.600} \times 100 = -0.01\% \quad (110)$$

$$SOC(0.8) = SOC(0.2) + \Delta SOC = 50 - 0.01 = 49.99\% \quad (111)$$

□ Perdas Internas na BRV:

Durante a simulação no ponto de operação de descarga nominal com SOC em 50%, as perdas elétricas nas resistências internas equivalentes (ζ_1 e ζ_2) e a perda total de energia (ζ) da BRV foram verificadas, enquanto que a perda "fixa" (ζ_3), que compõe uma parte das perdas parasitas, foi investigada durante a simulação da bateria em *standby* com SOC também em 50%. A Tabela 22 lista os dados de projeto e os valores medidos de perdas nas simulações, a partir dos quais se pode concluir que as diferenças entre eles são relativamente pequenas ($\leq 0,2\%$), validando a característica de perdas do modelo de BRV implementado no RSCAD.

Tabela 22 – Validação dos coeficientes de perdas durante a simulação no RTDS®.

Parâmetro	Projetado [%]	Medido [%]
ζ_1	6,4	6,51
ζ_2	4,3	4,37
ζ_3	1,4	1,40
ζ	15,0	15,20

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como os coeficientes são projetados para pontos de operação específicos, a Tabela 23 mostra os coeficientes de perdas da BRV para três pontos operacionais importantes: carga e descarga nominais e *standby*.

Tabela 23 – Comparação dos coeficientes de perdas da BRV para cada ponto de operação.

Parâmetro	Carga [%]	Descarga [%]	<i>Standby</i> [%]
ζ_1	5,11	6,51	0,00
ζ_2	3,43	4,37	0,00
ζ_3	1,68	1,11	1,40
ζ	13,71	15,20	1,45

Fonte: Elaborada pelo autor.

Pode-se observar que as perdas são maiores durante a descarga porque a bateria está fornecendo 2 MW mais as perdas internas, enquanto que durante a carga, a energia absorvida pela bateria é de 2 MW incluindo as perdas. Em outras palavras, a corrente na pilha da BRV é menor para o ponto de operação de carregamento, o que influencia diretamente nos coeficientes de perdas ζ_1 e ζ_2 . Além disso, quando a bateria está em *standby*, há praticamente apenas perdas parasitas. Por último, as perdas em R_{fixo} (ζ_3) varia um pouco com a tensão terminal da bateria, sendo que ocorre um aumento destas perdas durante o carregamento da bateria e uma diminuição durante o descarregamento da mesma.

□ Comportamento da Tensão Terminal:

A tensão terminal da BRV depende do SOC e do ponto de operação. O valor de SOC tem influência direta na tensão de cada célula, de acordo com (8). Portanto, é importante que o modelo esteja estimando o valor de $U_{célula}$ corretamente. Desta forma, um *script* foi executado no RTDS®, variando o valor inicial de SOC de 5 a 95% para extrair o respectivo valor estimado de $U_{célula}$, conforme Figura 117. O valor de referência para $U_{célula}$, baseado na equação (8), foi calculado usando o *software* MATLAB®. Como pode ser visto, o modelo da BRV implementado no RSCAD está estimando o valor de $U_{célula}$ adequadamente. Apesar da faixa de SOC considerada nesta análise, é importante mencionar que, na prática, o SOC da bateria é limitado entre 20 e 80% devido a questões de sobretensão e subtensão (CHAHWAN, 2007).

Figura 117 – Validação do comportamento da tensão de cada célula de acordo com o SOC.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após validar a influência do SOC na tensão de cada célula, resta apenas o teste para verificar se a tensão terminal da bateria está correta durante a simulação. A Figura 118 mostra a tensão terminal da bateria para descarga nominal. O valor de referência para $U_{bateria}$, baseado nas equações (8), (9) e (10) com as curvas de SOC e I_{pilha} dadas, respectivamente, pelas Figuras 116(a) e 118(b), foi calculado usando o *software* MATLAB®. Como pode ser observado, o modelo está funcionando perfeitamente durante a simulação no RTDS®.

Figura 118 – Comportamento da tensão terminal da bateria de acordo com a corrente na pilha.

(a) Tensão terminal da bateria.

(b) Ponto de operação de corrente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O modelo implementado representa o estado estacionário e a resposta transitória da BRV. Além disso, como este modelo é bem conhecido na literatura e já foi verificado com dados experimentais (CHAHWAN, 2007), a validação da sua implementação no *software* RSCAD foi restrita para checar se as equações do modelo estavam sendo atendidas durante as simulações no RTDS®. No entanto, para trabalhos futuros, considerando simulações de longo prazo, dados experimentais seriam necessários para analisar outras equações que introduzam a influência da auto-descarga na tensão de pilha e estimar i_{bomba} com base na capacidade de eletrólitos da bateria, como abordado por Bhattacharjee e Saha (2017). É importante notar que, como essa tecnologia tem uma pequena porcentagem de auto-descarga por dia, de acordo com a Tabela 2, essa correção só influenciaria nas simulações de longo prazo. Em outras palavras, o modelo adotado é adequado para esta pesquisa.

Parâmetros dos Controladores PI

Tendo em mãos os dados do sistema, informados na Seção 5.2, os parâmetros dos controladores para o modo de operação convencional foram determinados segundo as expressões presentes na Tabela 6 da Subseção 4.3.2. Os ajustes obtidos para esta condição estão listados na Tabela 24. Como o controle foi implementado diretamente no RSCAD, os ganhos dos controladores estão em valores reais, exceto para o sistema de excitação que trabalha com variáveis em pu, conforme o modelo de GS no RSCAD.

Tabela 24 – Parâmetros dos controladores para operação convencional sem bateria.

Conversor	Variável	Controlador	ω_c de projeto [rad/s]	a	K_p	T_i [s]	K_i
Lado da rede	i_{dr}	$G_{c,r}$	282,74	3,18	0,9000	0,0113	79,9438
	i_{qr}	$G_{c,r}$	282,74	3,18	0,9000	0,0113	79,9438
	v_{dc}	$G_{c,v}$	-	3	-0,5041	0,0746	-6,7574
Lado do gerador	i_{ds}	$G_{c,d}$	282,74	3,18	7,8300	0,0113	695,5110
	i_{qs}	$G_{c,q}$	-	4	2,2632	0,0178	127,3041
	ω_m	$G_{c,\omega}$	-	4	$-5,4841 \cdot 10^4$	0,1699	$-3,2276 \cdot 10^5$
Sistema de Excitação	i_f	$G_{c,f}$	282,74	3,18	354,6450	0,0113	$3,1502 \cdot 10^4$

Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando os dados do conversor *chopper* com um ciclo de trabalho mínimo igual a 0,6657, que refere-se a bateria operando com descarga nominal, a Tabela 6 é atualizada para o novo panorama de operação com o SAE controlando a tensão do elo CC, conforme Tabela 25.

No modo de operação ilhada, o conversor do lado da rede é responsável por regular a tensão e a frequência da microrrede. Para tanto, a estrutura do esquema de controle altera conforme a Figura 42 da Seção 4.4. Como os controladores PI da malha de controle da tensão na microrrede foram ajustados com ganhos 8 vezes menores que os ganhos das malhas internas de corrente, os valores adotados com base na Tabela 25 são listados na Tabela 26. Por outro lado, de acordo com o passo de integração adotado nas simulações no RTDS[®], $\Delta T = 60 \mu s$, o controlador da frequência foi parametrizado conforme indicado também na Tabela 26.

Tabela 25 – Parâmetros dos controladores considerando a conexão da bateria no elo CC.

Conversor	Variável	Controlador	ω_c de projeto [rad/s]	a	K_p	T_i [s]	K_i
Lado da rede	i_{dr}	$G_{c,r}$	282,74	3,18	0,9000	0,0113	79,9438
	i_{qr}	$G_{c,r}$	282,74	3,18	0,9000	0,0113	79,9438
Conversor <i>chopper</i>	i_{bat}	$G_{c,ib}$	282,74	3,18	4,5493	0,0113	404,1017
	v_{dc}	$G_{c,v}$	-	3	-0,4057	0,0261	-15,5349
Lado do gerador	i_{ds}	$G_{c,d}$	282,74	3,18	7,8300	0,0113	695,5110
	i_{qs}	$G_{c,q}$	-	4	2,2632	0,0178	127,3041
	ω_m	$G_{c,\omega}$	-	4	-5,4841.10 ⁴	0,1699	-3,2276.10 ⁵
Sistema de Excitação	i_f	$G_{c,f}$	282,74	3,18	354,6450	0,0113	3,1502.10 ⁴

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 26 – Parâmetros das malhas para controle da tensão e frequência da microrrede no modo ilhado.

Variável	Controlador	K_p	K_i
v_{dt}	$G_{c,vt}$	0.1125	9.9930
v_{qt}	$G_{c,vt}$	0.1125	9.9930
f_g	$G_{c,hz}$	30×10^{-6}	0.5×10^{-6}

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a especificação dos ganhos K_p e K_i dos controladores, para a análise de performance do sistema de controle foram montadas as funções de transferência das malhas de controle fechadas no *software* MATLAB®. É importante frisar que essa abordagem não leva em conta os blocos limitadores de corrente, ou seja, os tempos de resposta observados são consideravelmente menores. Feito isso, traçaram-se o diagrama de Bode e a resposta ao degrau unitário para cada malha de controle. Com base nestes gráficos, foram extraídas as informações de performance dos controladores listadas nas Tabelas 27 e 28.

Tabela 27 – Dados de performance dos controladores para operação convencional sem bateria.

Controladores	$G_{c,r}$	$G_{c,v}$	$G_{c,d}$	$G_{c,q}$	$G_{c,\omega}$	$G_{c,f_{pu}}$
Margem de ganho [dB]	∞	26,5	∞	∞	31,7	∞
Margem de fase [°]	112,0	98,6	111,0	126,0	121,0	110,0
Frequência de cruzamento [rad/s]	310,0	50,1	316,0	205,0	23,2	318,0
Tempo de subida [ms]	4,1	26,9	4,0	5,5	49,7	4,0
Tempo de acomodação [ms]	29,8	191,8	29,7	45,1	432,1	29,7
Sobre-sinal [%]	21,0	26,9	22,4	15,5	17,9	23,0
Largura de banda [Hz]	72,4	10,9	72,8	54,3	5,9	73,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

As amplas margens de ganho e de fase apresentadas refletem em uma maior estabilidade do sistema. As frequências de cruzamentos especificadas na etapa de projeto estão próximas dos valores obtidos, com exceção do controlador $G_{c,ib}$. Isso ocorreu porque o valor de projeto para ω_c não satisfaz sempre a relação $a = \frac{1}{\omega_c T_\alpha}$, pois é feita uma aproximação em (80), que depende do valor de T_β (L/R). Os tempos de subida e acomodação, que indicam a velocidade de resposta do controle, mostram que as malhas internas são mais rápidas que as externas, conforme o esperado. Além disso, de acordo com o projeto, $G_{c,q}$ apresenta uma resposta mais lenta do que $G_{c,d}$ e $G_{c,f_{pu}}$, fazendo com que T_e seja uma

Tabela 28 – Dados de performance dos controladores considerando a conexão da bateria no elo CC.

Controladores	$G_{c,r}$	$G_{c,ib}$	$G_{c,v}$	$G_{c,d}$	$G_{c,q}$	$G_{c,\omega}$	$G_{c,f_{pu}}$
Margem de ganho [dB]	∞	∞	18,2	∞	∞	31,7	∞
Margem de fase [°]	112,0	180,0	83,6	111,0	126,0	121,0	110,0
Frequência de cruzamento [rad/s]	310,0	0,0	158,0	316,0	205,0	23,2	318,0
Tempo de subida [ms]	4,1	5,6	9,0	4,0	5,5	49,7	4,0
Tempo de acomodação [ms]	29,8	9,1	63,3	29,7	45,1	432,1	29,7
Sobre-sinal [%]	21,0	0,2	31,6	22,4	15,5	17,9	23,0
Largura de banda [Hz]	72,4	60,6	32,7	72,8	54,3	5,9	73,0

Fonte: Elaborada pelo autor.

função linear de i_{qs} . Para atingir esta performance, as malhas de controle apresentam um sobre-sinal na resposta ao degrau unitário que varia de 0,2 a 31,6%. Enfim, as larguras de banda das malhas internas e da malha do sistema de excitação são no mínimo uma ordem de magnitude menor do que a frequência dos blocos PWM (900 Hz).

Com relação as malhas de controle da tensão e frequência da microrrede no modo ilhado, como as funções de transferências não foram deduzidas neste caso, a análise de performance do controle utilizando o *software* MATLAB[®] não foi realizada.

Exemplo de *Script* de Simulação

```

1 //=====
  // Rotina de simulação para faltas internas no estator
3 //=====
  // Declaração das variáveis
5 int j, k, l, m, n, o;
  float ratg[3], soc[2], Pc[2], Qc[2], Pi[2], Qi[2], vento[2];
7 string fname1, fname2, dir, modo[2];

9 // Configuração da falta
  // Duração da falta em segundos
11 SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : FLTDUR" = 0.5;
  // Resistência de falta
13 SetSlider "DraftVariables : RFA2" = 0.01;

15 // Resistência de neutro do gerador
  ratg[0] = 0.01;
17 ratg[1] = 12.41;
  ratg[2] = 1e9;
19 // Estado de carga inicial
  soc[0] = 30;
21 soc[1] = 70;
  // Ajuste de potência do conversor do lado da rede
23 Pc[0] = 0.0;
  Qc[0] = 0.0;
25 Pc[1] = 2.0;
  Qc[1] = 0.0;
27 // Carga do tipo impedância constante conectada no PAC
  Pi[0] = 0.5;
29 Qi[0] = 0.21;
  Pi[1] = 1.5;
31 Qi[1] = 0.63;
  // Velocidade do vento
33 vento[0] = 12;
  vento[1] = 6;

```

```

35 // Modo de operação
modo[0] = "CN"; // Conectado
37 modo[1] = "ILH"; // Ilhado

39 // Diretório em que as oscilografias serão salvas
dir = "C:\RTDS_USER\fileman\Modelo\Dados de Falta\";
41
// Executar fluxo de potência
43 Loadflow 60.0,0.001; // Obtém as condições iniciais para o sistema elétrico
WAIT 2; // Tempo de espera
45
// Habilita a aplicação de faltas internas no gerador
47 SetSwitch "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : INT" = 1;

49 // Laços de simulação
for(j=0;j<=1;j++) // Varia o modo de operação
51 {
for(k=5;k<=95;k++) // Varia o ponto de aplicação da falta no estator
53 {
SetSlider "DraftVariables : FLTGPOS" = k;
55
for(l=0;l<=2;l++) // Varia a resistência de neutro do gerador
57 {
SetSlider "DraftVariables : RN" = ratg[l];
59
for(m=0;m<=1;m++) // Varia a velocidade do vento
61 {
SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : VW" = vento[m];
63
// Varia o ajuste de potência do conversor / carga local
65 for(n=0;n<=1;n++)
{
67 if(j==0) // Para o modo conectado
{
69 SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : SPR" = Pc[n];
SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : SQR" = Qc[n];
71
SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : PLCTRL" = 1.5;
73 SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : QLCTRL" = 0.63;
}
75
if(j==1) // Para o modo ilhado
77 {

79 SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : SPR" = 1;
SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : SQR" = 0;
81

```

```

SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : PLCTRL" = Pi[n];
83 SetSlider "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : QLCTRL" = Qi[n];
}
85
for(o=0;o<=1;o++) // Varia o estado de carga da bateria
87 {
SetSlider "DraftVariables : SOCI" = soc[o];
89
// Modo conectado (DJ1 fechado)
91 SetSwitch "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : DJ1" = 1;

93 Start; // Inicia a simulação
SUSPEND 12; // Tempo de espera para o sistema estabilizar
95
if(j==1) // Para o modo ilhado abre DJ1
97 {
SetSwitch "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : DJrede" = 0;
99 SUSPEND 3; // Tempo de espera para o sistema estabilizar após ilhamento
}
101
PushButton "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : FLT"; // Aplicação da falta
103 ReleaseButton "Subsystem #1 : CTLs : Inputs : FLT";

105 Stop; // Finaliza a simulação

107 // Define o nome do arquivo
sprintf(fname1,"%s%s%i%i%i%i%i.mpb",dir,mode[j],k,l,wind[m],n,soc[o]);
109 // Salva as variáveis com este nome
SavePlot "Script Data", fname1; // Saved Plot in the RunTime
111 }
}
113 }
k = k+29; // Passo de 30% no ponto de falta no estator
115 }
}

```


Rotina de Proteção Criada no Cubo

```

//=====
2 // Código para Lógica de Proteção Diferencial com Rastreamento da
  Frequência
//=====
4
#include <relay.h> // Biblioteca Relé
6
using namespace orelay;
8 using namespace std;

10 //*****
  // Função da TDF com reamostragem dinâmica
12 //*****

14 class DWDFT: public Measure{
  public:
16 DWDFT(Channel<analogic> *CH_IN1, Channel<analogic> *CH_IN2, Channel<Complex
    > *CH_OUT){
    FunctionalDescription_set("Discret Fourier Transform with dynamic
      resampling");
18 Input1=CH_IN1;
    Input2=CH_IN2;
20 Output=CH_OUT;
    }
22
    bool Prepare(float SamplingFreq){
24 SR = SamplingFreq;
    return true;
26 }

28 void Run(){
    Complex Sum,i(0.0,1.0);
30 Sum = Complex(0.0,0.0);

```

```

32 float freq = 0;
   for(unsigned j=0;j<32;j++){
34 freq+=Input2->get_Value(j);
   }
36 freq/=32;

38 if(freq>25 && freq<95){

40 unsigned a, b, f, g;
   vector<double> UpSampled;
42 vector<double> DownSampled;

44 a = (unsigned)ceil(SR);
   b = (unsigned)(16*round(freq));
46
   if ( a == 0 || b == 0){
48 MDC = 1;
   }
50 else{
   g = (unsigned)(b);
52 f = (unsigned)(a % b);

54 while (f != 0){
   b = f;
56 f = g % f;
   g = b;
58 }

60 MDC = g;
   }
62
   unsigned M=(unsigned)(ceil(SR)/MDC);
64 unsigned L=(unsigned)(ceil(16*(round(freq))/MDC));

66 butterworth<double> BPF(0.5,2,3.0);

68 UpSampled.resize(32+31*(L-1));
   int aux = 0;
70 for(unsigned j=0;j<32-1;j++){
   for(unsigned k=0;k<L;k++){
72 UpSampled[aux] = (BPF.clock(Input1->get_Value(j)+k*(Input1->get_Value(j+1)-
       Input1->get_Value(j))/L));
   aux++;
74 }
   }
76 UpSampled[32+31*(L-1)-1] = (BPF.clock(Input1->get_Value(31)));
   BPF.reset();

```

```

78 | DownSampled.resize(16);
80 | aux = UpSampled.size();
    | for(unsigned j=0;j<16;j++){
82 | DownSampled[16-j-1] = UpSampled[aux-1];
    | aux = aux-M;
84 | }

86 | for(unsigned j=0;j<16;j++){
    | Sum+=DownSampled[j]*exp(((analogic)(2*M_PI/16)*i)*(analogic)(j));
88 | }
    | Sum/=16;
90 | Sum*=sqrt(2);
    | Output->insert_Value(Sum);
92 | }
    | else{
94 | Output->insert_Value(0);
    | }
96 | }

98 | protected:
    | Channel<analogic> *Input1;
100 | Channel<analogic> *Input2;
    | Channel<Complex> *Output;
102 | float SR;
    | private:
104 | unsigned MDC, M, L;
    | };
106 |
    | //*****
108 | // Função diferencial baseada no manual do relé G30
    | //*****
110 |
    | class DifferentialG30: public Protection{
112 | public:
    | DifferentialG30(Channel<Complex>* In1, Channel<Complex>* In2, Channel<
        | digital>* Out, double In, double P1, double B1, double S1, double B2,
        | double S2){
114 | FunctionalDescription_set("Differential Protection");

116 | ANSICode_set("87");
    | PickUp1=P1;
118 | Slope1=S1;
    | Slope2=S2;
120 | BreakPoint1=B1;
    | BreakPoint2=B2;
122 | Input1=In1;

```

```

Input2=In2;
124 Output=Out;
INorm=In;
126 a1=Slope1/100;
b1=0;
128 Break1=(PickUp1-b1)/a1;
a2=Slope2/100;
130 b2=0;
Break2=BreakPoint1;
132 Break3=BreakPoint2;
p0=a1*Break2+b1;
134 m0=a1;
p1=a2*Break3+b2;
136 m1=a2;
}
138
bool Prepare(float SamplingFreq){
140 return true;
}
142
void Run(){
144 bool Cond=false;
unsigned type=0;
146 Io=(abs(Input1->get_Value()-Input2->get_Value()))/INorm;
Ir=(max(abs(Input1->get_Value()),abs(Input2->get_Value())))/INorm;
148 if((Ir<Break1)&&(Io>PickUp1)){
Cond=true;
150 type=1;
}
152 if((Break2>Ir)&&(Ir>Break1)&&(Io>(a1*Ir+b1))){
Cond=true;
154 type=2;
}
156 if((Break3>Ir)&&(Ir>Break2)&&(Io>Spline())){
Cond=true;
158 type=3;
}
160 if((Ir>Break3)&&(Io>(a2*Ir+b2))){
Cond=true;
162 type=4;
}
164 Output->insert_Value(Cond);
}
166
double Spline(){
168 t=(Ir-Break2)/(Break3-Break2);

```

```

return ((2*pow(t,3)-3*pow(t,2)+1)*p0+(pow(t,3)-2*pow(t,2)+t)*(Break3-Break2
)*m0+(-2*pow(t,3)+3*pow(t,2))*p1+(pow(t,3)-pow(t,2))*(Break3-Break2)*m1)
;
170 }

172 protected:
double Pickup1;
174 double Pickup2;
double BreakPoint1;
176 double Slope1;
double BreakPoint2;
178 double Slope2;
Channel<Complex> *Input1;
180 Channel<Complex> *Input2;
Channel<digital> *Output;
182 private:
double Break1, Break2, Break3, Ir, Io;
184 double a1, b1, a2, b2, INorm, t, p0, m0, p1, m1;
};
186
// *****
188 // Início do código princial
// *****
190
int main(int argc, char **argv){
192 // (tamanho do buffer circular, taxa de amostragem, frequência)
Relay MSC(32,16*60,60.0);
194
// *****
196 // Criação dos canais e variáveis (internos e externos)
// *****
198
Channel<analogic> *CH_IA1;
200 Channel<analogic> *CH_IA2;
Channel<Complex> *F_IA1;
202 Channel<Complex> *F_IA2;
Channel<analogic> *Freq;
204 Channel<digital> *TRIP;

206 CH_IA1=MSC.CreateAnalogicChannel("IA1");
CH_IA2=MSC.CreateAnalogicChannel("IA2");
208 F_IA1=MSC.CreateComplexChannel("Phasor IA1");
F_IA2=MSC.CreateComplexChannel("Phasor IA2");
210 Freq=MSC.CreateAnalogicChannel("Frequency");
TRIP=MSC.CreateDigitalChannel("TRIP");
212

```

```

214 //*****
// Vincula canais analógicos criados com entradas
216 //*****

218 HardwareAcquisition Acq("/dev/comedi0");
Acq.Join_Channel(Freq,INPUT,5,12);
220 Acq.Join_Channel(CH_IA1,INPUT,6,2);
Acq.Join_Channel(CH_IA2,INPUT,7,2);
222 Acq.Join_Channel(TRIP,OUTPUT,0);
MSC.Join(&Acq);

224
//*****
226 // Chamada de Cálculos
//*****

228 DWDFT DFT_IA1(CH_IA1,Freq,F_IA1);
230 DWDFT DFT_IA2(CH_IA2,Freq,F_IA2);
MSC.Join(&DFT_IA1);
232 MSC.Join(&DFT_IA2);

234 //*****
// Chamada de Função de Proteção
236 //*****

238 DifferentialG30 Diff(F_IA1,F_IA2,TRIP,5,0.2,1.15,15.0,8.0,50.0);
MSC.Join(&Diff);

240
//*****
242 // Interface gráfica
//*****

244
NScreen Tela;
246 Tela.Join_Channel(Freq);
Tela.Join_Channel(F_IA1);
248 Tela.Join_Channel(F_IA2);
Tela.Join_Channel(TRIP);
250 MSC.Join(&Tela);

252 //*****
// Lista de tarefas a serem executadas pelo relé
254 //*****

256 MSC.List();
MSC.Execute();
258 return 0;
}

```

Anexos

Transformada de Park

Considere as variáveis elétricas trifásicas, x_a , x_b e x_c , que podem representar as grandezas físicas de tensão, corrente ou fluxo concatenado. Tais variáveis podem ser descritas por um vetor equivalente ($\vec{x}$) no sistema de coordenadas trifásico (abc), cuja referência é estacionária. A relação entre o vetor $\vec{x}$ e as variáveis trifásicas é retratada na Figura 119(a), onde $\vec{x}$ rotaciona com uma velocidade angular arbitrária ω em respeito ao sistema de coordenadas estacionário. Os valores trifásicos podem ser obtidos por meio da projeção de $\vec{x}$ nos eixos a, b e c, defasados de 120° ($2\pi/3$) no espaço, conforme apresentado na Figura 119(a). Como o sistema de coordenadas abc é estacionário, cada variável trifásica completa um ciclo no tempo quando $\vec{x}$ completa uma revolução. Assumindo que $\vec{x}$ possui magnitude e velocidade angular constantes, na Figura 119(b) é ilustrado o comportamento das variáveis trifásicas no tempo obtidas em relação a $\vec{x}$, em que constata-se que as formas de onda são senoidais, com frequência angular ω e defasagem de 120° entre cada sinal. Ainda, na Figura 119(b) é indicado o instante de tempo t_1 reproduzido na Figura 119(a).

Figura 119 – Representação do vetor equivalente ($\vec{x}$) das variáveis trifásicas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Agora, as variáveis trifásicas no sistema abc estacionário podem ser transformadas

para o sistema definido pelos eixos d (direto) e q (quadratura), que são perpendiculares entre si, conforme retratado na Figura 120, onde os eixos dq estão em uma posição arbitrária em relação ao sistema de coordenadas abc estacionário, dado pelo ângulo θ entre os eixos a e d. A transformação das variáveis trifásicas para o sistema dq é feita por meio de funções trigonométricas simples. Estas podem ser deduzidas por meio da projeção ortogonal das variáveis x_a , x_b e x_c nos eixos d e q, da mesma forma que ilustrado na Figura 120. Neste sentido, a soma das projeções no eixo d corresponde a variável transformada x_d , enquanto que a soma das projeções no eixo q corresponde a variável transformada x_q . Com base nesta dedução, obtém-se a matriz de transformação abc/dq, representada em (112). A transformada inversa (dq/abc) pode ser facilmente obtida por meio de operações de inversão matricial, o que resulta em (113).

Figura 120 – Transformação das variáveis trifásicas para o sistema dq.

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 4\pi/3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (112)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) \\ \cos(\theta - 4\pi/3) & -\sin(\theta - 4\pi/3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (113)$$

É importante frisar que o coeficiente $2/3$ adicionado em (112) é arbitrário, tendo como função igualar a magnitude das variáveis trifásicas com a das componentes dq. Outra informação relevante da transformada de Park é que as componentes dq apenas contêm toda a informação das variáveis abc se o sistema trifásico estiver balanceado.

O ponto crucial da transformada de Park está na rotação do sistema dq com uma velocidade angular ω , tipicamente selecionada para ser igual à frequência do sistema trifásico a ser controlado, ou seja, a mesma velocidade de rotação do vetor $\vec{x}$. A Figura 121(a) ilustra a decomposição de $\vec{x}$ no sistema dq. Para uma situação de regime permanente, o ângulo ϕ entre $\vec{x}$ e o eixo d é constante, resultando nas componentes x_d e x_q que se comportam como variáveis constantes, conforme ilustrado na Figura 121(b). Esta característica é a principal vantagem em se trabalhar com a transformada de Park, pois variáveis trifásicas CA podem ser adequadamente representadas por variáveis bifásicas CC, de forma a facilitar o controle.

Figura 121 – Decomposição de $\vec{x}$ no sistema dq.

Fonte: Elaborada pelo autor.