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

William Cesar de Carvalho

**Suavização de Potência da Geração
Eólica Utilizando Lógica Fuzzy e
Sistema de Armazenamento de Energia**

William Cesar de Carvalho

**Suavização de Potência da Geração
Eólica Utilizando Lógica Fuzzy e
Sistema de Armazenamento de Energia**

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

2019

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).

C331s Carvalho, Wilhiam Cesar de
 Suavização de potência da geração eólica utilizando
 lógica fuzzy e sistema de armazenamento de energia /
 Wilhiam Cesar de Carvalho; orientador Denis Vinicius
 Coury. São Carlos, 2019.

 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, 2019.

 1. Aerogerador. 2. Geração Eólica. 3. Lógica Fuzzy.
 4. Sistemas de Armazenamento de Energia. 5. Suavização
 de Potência. 6. Supercapacitor. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **WILHIAM CESAR DE CARVALHO**.

Título da dissertação: "Suavização de potência da geração eólica utilizando lógica fuzzy e sistema de armazenamento de energia".

Data da defesa: 11/04/2019.

Comissão Julgadora:

Resultado:

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

APROVADO

Prof. Dr. **Renato Machado Monaro**
(Escola Politécnica/EP-USP)

Aprovado

Prof. Dr. **Marcelo Suetake**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Aos meus pais e à minha irmã.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a toda minha família, em especial, meus pais e minha irmã, pelo amor incondicional e pelos ensinamentos que hoje constituem os alicerces da minha vida.

Aos amigos que, mesmo centenas de quilômetros distantes, sempre foram solícitos e compreensivos com as dificuldades que tive no caminho. A todos os amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) - sobretudo ao Rodrigo Pavanello Bataglioli que pacientemente sanou as diversas dúvidas minhas e contribuiu imensamente para a realização deste trabalho de mestrado.

Ao Professor Denis Vinicius Coury pela orientação e direcionamento durante todo o meu período na pós-graduação. Também agradeço a todo corpo docente de Engenharia Elétrica da USP São Carlos, em especial, aos professores Mário Oleskovicz, José Carlos de Melo Vieira Júnior e Rodrigo Andrade Ramos, que não só contribuíram com o presente trabalho mas também com a minha formação profissional.

A todos colaboradores da USP São Carlos e, principalmente, aos funcionários do programa de pós-graduação de Engenharia Elétrica, que, de forma direta ou indireta, fizeram possível este trabalho de mestrado.

Ao apoio e financiamento da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo número 2017/16742-7.

*“Science is more than a body of knowledge. It is a way of thinking; a way of skeptically
interrogating the universe with a fine understanding of human fallibility.”*

Carl Sagan

Resumo

Carvalho, W. C. **Suavização de Potência da Geração Eólica Utilizando Lógica Fuzzy e Sistema de Armazenamento de Energia.** 160 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

Dentre as diversas fontes de energia renovável que existem atualmente, a energia eólica é a que tem apresentado o maior crescimento nos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs). A flutuação de potência da geração eólica, no entanto, tem causado grandes desafios no que diz respeito à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) e à operação do SEP. O grande progresso dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), aliado à crescente inserção de geração eólica nos SEPs, tem promovido grande interesse na utilização dos SAEs junto aos aerogeradores. Este trabalho apresenta a utilização de um SAE, conectado ao elo CC do conversor *back-to-back* do aerogerador, e uma técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* para suavizar as variações da potência de curto prazo da geração eólica. A técnica de controle proposta também é utilizada para gerenciar o Estado de Carga (SOC) do SAE para evitar a condição sobrecarregada e totalmente descarregada. O controle *fuzzy* é testado e comparado com uma técnica de controle convencional e também com a topologia típica do aerogerador, onde não é utilizado o SAE. As técnicas são avaliadas e comparadas com base em diferentes indicadores numéricos da qualidade da suavização. Um simulador digital em tempo real (RTDS®) é utilizado para realizar as simulações, onde é considerado um aerogerador de 2 MW, um supercapacitor e uma microrrede baseada no *benchmark* do CIGRÉ de média tensão. Os resultados mostraram que as técnicas de controle do supercapacitor possibilitaram uma adequada suavização de potência da geração eólica e puderam contribuir para a QEE e a operação da microrrede. A técnica inteligente baseada no controlador *fuzzy* mostrou resultados superiores à técnica convencional e, portanto, apresentou grande potencial para a aplicação.

Palavras-chave: Aerogerador, Geração Eólica, Lógica *Fuzzy*, Sistemas de Armazenamento de Energia, Suavização de Potência, Supercapacitor.

Abstract

Carvalho, W. C. **Fuzzy Logic and Energy Storage System for Wind Power Smoothing**. 160 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

Among several renewable energy sources existing nowadays, wind energy has presented the largest growth in power systems. The wind power fluctuations, however, has brought great challenges concerning Power Quality (PQ) and power system operation. The great progress of Energy Storage Systems (ESSs), together with the increasing penetration of wind power worldwide, has lead to a great interest in the use of ESS in wind energy. This study presents the application of a ESS, connected to the DC link of the back-to-back converter of the wind turbine, and a control technique based on fuzzy logic to smooth out the short-term wind power fluctuations. The proposed control technique is also used to manage the State of Charge (SOC) of the ESS to avoid the overcharged and undercharged states. The fuzzy control is tested and compared with a conventional control technique and also with the typical wind turbine topology, where the ESS is not used. The techniques are evaluated and compared based on different quantitative indicators that represent the quality of the power smoothing. Simulations are carried out in the Real-Time Digital Simulator (RTDS®), where a 2 MW wind turbine, a supercapacitor and a microgrid system based on the CIGRÉ medium voltage benchmark are considered. The results have shown that the control techniques of the supercapacitor permitted a suitable smoothing of the fluctuating wind power and contributed to the microgrid PQ and operation. The intelligent control technique based on the fuzzy logic has shown superior performance compared to the conventional technique and, therefore, presented great potential for application.

Keywords: Energy Storage System, Fuzzy Logic, Power Smoothing, Supercapacitor, Wind Power, Wind Turbine.

Lista de ilustrações

Figura 1	Investimentos em capacidade instalada de energia elétrica no mundo. .	29
Figura 2	Crescimento da potência instalada da geração eólica.	30
Figura 3	Distribuição da velocidade do vento e função densidade de probabilidade de Weibull	41
Figura 4	Rosa dos ventos.	42
Figura 5	Aerogerador de eixo horizontal e seus principais componentes.	43
Figura 6	Principais componentes do processo de conversão da energia eólica. . .	43
Figura 7	Esquema da aerodinâmica de uma pá da turbina eólica.	45
Figura 8	Funcionamento do mecanismo de passo nas pás.	47
Figura 9	Curva da potência mecânica capturada pela turbina eólica.	47
Figura 10	Razão de conversão da caixa de engrenagens para o caso do gerador síncrono de 60 Hz.	48
Figura 11	Configuração típica da unidade eólica para o SCIG.	50
Figura 12	Configuração típica da unidade eólica para o DFIG.	50
Figura 13	Configuração típica para o WRSG, PMSG e o SCIG.	51
Figura 14	Mecanismo de guinada do aerogerador.	52
Figura 15	Funcionamento do controle aerodinâmico estol passivo.	54
Figura 16	Comparação da potência mecânica capturada para o caso de estol passivo e estol ativo ou controle de passo.	55
Figura 17	Funcionamento do controle aerodinâmico estol ativo.	55
Figura 18	Funcionamento do controle de passo.	56
Figura 19	Coeficiente de potência C_p em função de λ para diferentes ângulos de ataque.	57
Figura 20	Característica da potência da turbina em função da sua velocidade angular para diferentes valores de velocidade do vento.	58
Figura 21	Controle do ponto de máxima potência pelo perfil de potência da turbina.	60

Figura 22	Controle do ponto de máxima potência pela razão ótima de velocidade da ponta da pá.	61
Figura 23	Controle do ponto de máxima potência pelo torque ótimo.	61
Figura 24	Estrutura interna de um supercapacitor.	66
Figura 25	Capacitância efetiva do supercapacitor para diferentes valores da largura do eletrodo.	66
Figura 26	Esquema do sistema SMES.	68
Figura 27	Equivalente monofásico do sistema de distribuição <i>benchmark</i> de média tensão do CIGRÉ.	93
Figura 28	Equivalente monofásico do sistema teste utilizado.	94
Figura 29	Configuração típica da unidade eólica <i>full-converter</i> utilizada.	96
Figura 30	Esquema de controle do ângulo de passo da turbina eólica.	98
Figura 31	Conversor <i>back-to-back</i> de três níveis.	100
Figura 32	Esquema de MPPT pelo método do torque ótimo.	101
Figura 33	Esquema de controle do conversor do lado da rede relacionada a referência de potência ativa.	102
Figura 34	Configuração da unidade eólica <i>full-converter</i> com o SAE.	103
Figura 35	Modelo do supercapacitor e do conversor CC/CC.	104
Figura 36	Controle do conversor CC/CC <i>buck/boost</i>	106
Figura 37	Técnica de suavização baseada no FPBPO.	107
Figura 38	Entradas e saída da técnica baseada na lógica <i>fuzzy</i>	109
Figura 39	Funções de pertinência das entradas e saída do sistema <i>fuzzy</i>	110
Figura 40	Séries temporais da velocidade do vento geradas pelo <i>software</i> TurbSim.	117
Figura 41	Resultado da suavização de potência para o perfil de vento 1.	120
Figura 42	Indicador MVP1 para todas as janelas de 1 minuto das curvas de potência do aerogerador para perfil de vento 1.	122
Figura 43	Resultado da suavização de potência para o perfil de vento 6.	124
Figura 44	Requisito de LVRT da Irlanda.	125
Figura 45	Falta trifásica de 625 ms e tensão residual de 0,15 p.u.	127
Figura 46	Falta trifásica de 150 ms e tensão residual de 0 p.u..	129
Figura 47	Configuração do modelo do gerador síncrono da unidade despachável baseado em componentes <i>dq</i>	147
Figura 48	Configuração do modelo do gerador síncrono da unidade eólica baseado em componentes <i>dq</i>	151

Lista de tabelas

Tabela 1	Características técnicas dos SAEs de rápida resposta.	70
Tabela 2	Comparação dos trabalhos atuais relevantes e do projeto de mestrado.	87
Tabela 3	Parâmetros do modelo da turbina eólica utilizada.	97
Tabela 4	Parâmetros do modelo do gerador síncrono da unidade eólica.	99
Tabela 5	Parâmetros do supercapacitor.	105
Tabela 6	Regras do sistema <i>fuzzy</i>	112
Tabela 7	Característica dos perfis de vento para testar a suavização de potência.	117
Tabela 8	Indicadores numéricos de suavização das curvas de potência do aerogerador e do gerador despachável para o perfil de vento 1.	122
Tabela 9	Indicadores das curva de potência do aerogerador para o perfil de vento 2 ao 9.	123
Tabela 10	Dados dos trechos das linha do sistema utilizado.	145
Tabela 11	Dados dos transformadores.	146
Tabela 12	Dados das cargas do sistema utilizado.	146
Tabela 13	Parâmetros do modelo do gerador síncrono convencional despachável. .	148

Lista de siglas

BLDC *Brushless Direct Current*

CLG Conversor do Lado do Gerador

CLR Conversor do Lado da Rede

DFIG *Doubly-Fed Induction Generator*

EESC Escola de Engenharia de São Carlos

FMM Filtro da Média Móvel

FPBPO Filtro Passa-Baixa de Primeira Ordem

GS Gerador Síncrono

SCIG *Squirrel Cage Induction Generator*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IEC *International Electrotechnical Commission*

IR Índice de Rugosidade

LVRT *Low-Voltage Ride Through*

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

MPP *Maximum Power Point*

MVP Máxima Variação de Potência

MVP1 MVP para uma janela de tempo de 1 minuto

MVP10 MVP para uma janela de tempo de 10 minutos

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

OTC *Optimal Torque Control*

PMSG *Permanent Magnet Synchronous Generator*

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PWM *Pulse Width Modulation*

PI Proporcional-Integral

PAE Programa de Aperfeiçoamento de Ensino

QEE Qualidade da Energia Elétrica

RTDS *Real-Time Digital Simulator*

RNA Rede Neural Artificial

RED Recurso Energético Distribuído

SEP Sistema Elétrico de Potência

SAE Sistema de Armazenamento de Energia

SMES *Superconducting Magnetic Energy Storage*

SOC *State of Charge*

TSR *Tip Speed Ratio*

WRSG *Wound Rotor Synchronous Generator*

ZDC *Zero d-Axis Current*

Lista de símbolos

β	Ângulo de passo das pás da turbina
Δt	Período de amostragem da curva analisada
λ	Razão de velocidade da ponta da pá
$\lambda_{\acute{o}timo}$	Razão ótima de velocidade da ponta da pá
ω_M	Velocidade angular do eixo da turbina
ω_{fw}	Velocidade angular da massa girante do <i>flywheel</i>
$\omega_{M,\acute{o}timo}$	Velocidade angular ótima do eixo da turbina
ρ	Massa específica do ar
σ	Parâmetro da largura da função gaussiana
τ''_{do}	Constante de tempo sub-transitória de eixo direto de circuito aberto
τ''_{qo}	Constante de tempo sub-transitória de eixo em quadratura de circuito aberto
τ'_{do}	Constante de tempo transitória de eixo direto de circuito aberto
A	Área da seção transversal
c	Fator de escala
c_g	Centro da função gaussiana
C_p	Coefficiente de potência da turbina
C_{sc}	Capacitância equivalente do supercapacitor
D	Diâmetro da circunferência
E_{fw}	Energia armazenada no <i>flywheel</i>

E_{sc_nom}	Capacidade de energia do supercapacitor
E_{sc}	Energia armazenada no supercapacitor
E_{smes}	Energia armazenada no supercondutor
F	Fator de atrito
f_s	Frequência elétrica nominal do gerador
H_g	Constante de inércia do gerador
H_t	Constante de inércia da turbina
I_{fw}	Momento de inércia da massa girante do <i>flywheel</i>
I_{sc_max}	Corrente máxima do supercapacitor
i_{smes}	Corrente do supercondutor
k	Fator de forma
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_{lf}'	Indutância de dispersão do circuito do rotor referida no circuito do estator
L_{smes}	Indutância do supercondutor
n_M	Velocidade de rotação nominal da turbina
n_m	Velocidade de rotação nominal do gerador
P	Número de par de polos do gerador
P_M	Potência mecânica no eixo
P_v	Potência contida no fluxo de ar
P_{ana}	Curva de potência analisada
P_{sc_nom}	Potência nominal do supercapacitor
r	Raio da turbina ou comprimento da pá
R_f'	Resistência de enrolamento do rotor referida no circuito do estator
r_{gb}	Razão de conversão

s	Escorregamento
T_s	Período analisado da simulação
T_M	Torque mecânico da turbina
v_v	Velocidade do vento
v_{sc_max}	Tensão máxima do supercapacitor
v_{sc_min}	Tensão mínima do supercapacitor
V_{sc}	Tensão nos terminais do supercapacitor

Sumário

1	Introdução	29
1.1	Motivação e Justificativa do Trabalho	34
1.2	Objetivos	36
1.3	Organização do Trabalho	36
2	Fundamentos da Geração Eólica	39
2.1	Energia Eólica	40
2.2	Componentes do Aerogerador	42
2.2.1	Pás da Turbina	44
2.2.2	Mecanismo de Passo	46
2.2.3	Caixa de Engrenagens	48
2.2.4	Freio Mecânico do Rotor	49
2.2.5	Gerador	49
2.2.6	Mecanismo de Guinada	51
2.2.7	Torre e Fundação	52
2.2.8	Instrumentos de Medição do Vento	53
2.3	Aerodinâmica da Turbina Eólica	53
2.3.1	Estol Passivo	53
2.3.2	Estol Ativo	54
2.3.3	Controle de Passo	55
2.3.4	Razão de Velocidade da Ponta da Pá	56
2.4	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	58
2.4.1	MPPT pelo Perfil de Potência da Turbina	59
2.4.2	MPPT pela Razão Ótima de Velocidade da Ponta da Pá	60
2.4.3	MPPT pelo Controle do Torque Ótimo	60
2.5	Considerações Finais	61

3	Sistemas de Armazenamento de Energia	63
3.1	Tecnologias dos Sistemas de Armazenamento de Energia	64
3.1.1	Baterias Eletroquímicas	64
3.1.2	Supercapacitores	65
3.1.3	<i>Flywheel</i>	66
3.1.4	Armazenamento de Energia Magnética por Supercondutor	67
3.1.5	Usinas Hidrelétricas Reversíveis ou de Bombeamento	68
3.1.6	Usinas com Sistema de Armazenamento de Ar Comprimido	68
3.2	Comparação dos Sistemas de Armazenamento de Energia	69
3.3	Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia na Geração Eólica	70
3.3.1	Gerenciamento Sazonal de Longo Prazo	71
3.3.2	Redução dos Cortes da Geração Eólica	71
3.3.3	Gerenciamento Diário da Energia	72
3.3.4	Gerenciamento da Incerteza	73
3.3.5	Redução das Flutuações de Potência de Curto Prazo e Suporte à Qualidade da Energia Elétrica	73
3.3.6	Suporte à Frequência da Rede	74
3.3.7	Controle da Tensão	74
3.3.8	Suportabilidade aos Afundamentos de Tensão	74
3.4	Considerações Finais	75
4	Revisão Bibliográfica do Tema da Pesquisa	77
4.1	Origem e Evolução do Tema	77
4.2	Trabalhos Atuais Relevantes	80
4.2.1	Análise Comparativa dos Trabalhos Atuais Relevantes	86
4.3	Considerações Finais	89
5	Sistema Elétrico Utilizado e Técnicas de Suavização	91
5.1	<i>Hardware</i> e <i>Software</i> de Simulação	92
5.2	Microrrede Teste	93
5.2.1	Gerador Síncrono Convencional Despachável	95
5.3	Configuração Típica da Unidade Eólica	95
5.3.1	Turbina Eólica	97
5.3.2	Gerador	98
5.3.3	Conversor Eletrônico de Potência	100
5.4	Configuração da Unidade Eólica com o SAE	102
5.4.1	Supercapacitor	104
5.5	Técnicas de Suavização de Potência	106
5.5.1	Técnica baseada no FPBPO	106
5.5.2	Técnica baseada na Lógica <i>Fuzzy</i>	108

5.6	Considerações Finais	112
6	Uma Nova Técnica de Controle Baseada na Lógica Fuzzy - Simulações e Resultados	115
6.1	Suavização de Potência	116
6.1.1	Séries Temporais de Velocidade do Vento	116
6.1.2	Indicadores Numéricos de Desempenho da Suavização	118
6.1.3	Resultados e Discussões	119
6.2	Gerenciamento do SOC em Situação de Distúrbio Transitório	123
6.2.1	Características das Faltas	125
6.2.2	Resultados e Discussões	126
6.3	Considerações Finais	128
7	Conclusões	131
7.1	Propostas para Continuação da Pesquisa	132
7.2	Produção Científica	133
	Referências	137
	Apêndices	143
	APÊNDICE A Sistema de Distribuição Teste	145
	APÊNDICE B Gerador Síncrono Convencional Despachável	147
	APÊNDICE C Gerador Síncrono da Unidade Eólica	151
	APÊNDICE D Código do Sistema de Inferência Fuzzy	153

Introdução

A crescente preocupação com o meio ambiente e com o esgotamento dos combustíveis fósseis fez surgir um novo paradigma para suprir as necessidades energéticas da sociedade: as fontes renováveis (YARAMASU et al., 2015). Na geração de energia elétrica, os investimentos atraídos para as renováveis atingiram mais que o dobro do valor voltado para os combustíveis fósseis (FGV, 2016). A Figura 1 apresenta um comparativo do investimento mundial em capacidade instalada de energia elétrica proveniente de diferentes fontes (MCCRONE et al., 2016).

No ano de 2015, foram investidos US\$ 156 bilhões em energias renováveis somente pelas nações emergentes, resultando em um aumento de 19% em relação a 2014 e de 1600% em relação ao investido em 2004 (MCCRONE et al., 2016). Mais especificamente no Brasil, que objetiva atender as metas definidas no Acordo de Paris também com a utilização das “novas renováveis” (eólica, solar e biomassa), vários programas, financiamentos e incentivos fiscais têm impulsionado o aumento dessas fontes (FGV, 2016).

Dentre as diversas fontes renováveis de energia elétrica, a geração eólica tem se apresentado como a mais interessante e a que mais cresce no mundo (NASIRI; MILIMONFARED;

Figura 1: Investimentos em capacidade instalada de energia elétrica no mundo.

Fonte: [adaptado] de McCrone et al. (2016).

FATHI, 2014). A capacidade instalada da energia eólica conta com mais de 500 GW atualmente e tem previsão de abastecer cerca de 12% do consumo mundial de eletricidade até o fim de 2020 (GWEC, 2017; LI; CHEN, 2008). Além do mais, o aumento de 60 GW de capacidade instalada da eólica no ano de 2015 atingiu o maior número de todos os tempos, desbancando o último recorde de 51,7GW adicionais em 2014 (GWEC, 2016). Diante de todo esse crescimento, o mercado da energia elétrica produzida pelos aerogeradores também tem aumentado e, consequentemente, impulsionado suas tecnologias para um patamar mais competitivo (LI; CHEN, 2008).

A Figura 2 ilustra o crescimento da geração eólica no mundo. Na Figura 2(a) é possível verificar o crescimento exponencial da capacidade instalada da geração eólica que vem ocorrendo nos últimos anos. Por outro lado, verifica-se na Figura 2(b) que, diante do grande crescimento global que vem acontecendo, o Brasil tem se destacado em quantidade de novas instalações, atingindo a 4ª posição no mundo em 2015. Nesse mesmo ano, o Brasil teve um aumento de 77,1% na produção de eletricidade proveniente da eólica com relação ao ano anterior, ultrapassando, assim, a geração nuclear (EPE, 2016). Outro aspecto que o Brasil se destaca é em relação ao preço da energia proveniente dos aerogeradores. O Brasil é um dos países que possui o preço mais competitivo da energia eólica (de cerca de US\$60/MWh), sendo que países como a Dinamarca, Canadá, Alemanha, EUA e a Espanha, o preço gira em torno dos US\$120/MWh a US\$160/MWh (PINTO, 2013).

O crescimento da energia eólica na matriz energética mundial não é por acaso. Além de ser obviamente renovável, essa forma de geração de energia elétrica apresenta diversas vantagens, tais como: não emite gases de efeito estufa; independente da variação dos preços dos combustíveis; diversifica a matriz elétrica; necessita de pouco tempo para a construção de novos parques de geração; possibilita a construção modular e de fácil

Figura 2: Crescimento da potência instalada da geração eólica.

Fonte: [adaptado] de GWEC (2017) e GWEC (2016).

expansão do parque eólico; permite o uso do terreno do parque eólico para outros fins; e, ainda, proporciona novos mercados e oportunidades de emprego (SALLES, 2009).

Não obstante, devido à natureza fortemente incerta e variável do vento, a energia eólica também pode apresentar características indesejáveis na sua geração e impactar nos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs). Com uma participação cada vez mais expressiva nos SEPs, a incerteza da energia eólica e a sua flutuação da potência vão afetar a habilidade dos operadores da rede em balancear a geração e a demanda (ACKERMANN, 2012). Além do mais, a significativa penetração dessa geração na rede pode prejudicar a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), a dinâmica e a confiabilidade do sistema (AMMAR; JOOS, 2014; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). As principais preocupações com relação à conexão da geração eólica nos sistemas elétricos estão relacionadas ao impacto na estabilidade e na QEE da rede, à habilidade de compensar as flutuações de potência ativa e, também, ao impacto na tensão da rede, tanto de curto quanto de longo prazo (ABBEY; JOOS, 2007).

Para minimizar alguns desses problemas, deve-se utilizar recursos flexíveis adicionais para gerenciar a variabilidade e a incerteza da eólica (ACKERMANN, 2012). As usinas de energia elétrica de rápido despacho, como a geração a gás ou hidráulica, podem ser utilizadas para auxiliar a geração eólica. Entretanto, o uso dessas usinas para esse fim podem causar aumento excessivo do custo de operação do sistema, bem como necessitar de frequente manutenção de seus equipamentos (BREKKEN et al., 2011).

Considerando as flutuações de potência ativa de curto prazo da geração eólica, que é o foco deste trabalho, a própria unidade eólica de velocidade variável consegue mitigar essas variações. Esse método, que é o mais simples e mais barato para minimizar o problema, consiste em ajustar o ângulo das pás da turbina de forma a suavizar as flutuações de potência causadas pelo vento. No entanto, tal técnica pode provocar oscilações de torque na turbina e, conseqüentemente, acarretar em desgaste excessivo e danos no eixo e nas engrenagens da unidade eólica (LIN et al., 2017). Além do desgaste e dos danos, o ajuste do ângulo das pás para suavizar a potência implica em utilizar um controle específico que é diferente do controle de maximização da extração da potência do vento (comumente utilizado nos aerogeradores). Ou seja, o uso dessa técnica para reduzir as flutuações de potência ativa de curto prazo, também diminui a eficiência e acarreta na operação subótima da unidade eólica (ABBEY; JOOS, 2007).

De outra forma, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) também podem ser utilizados para reduzir as variações de potência de curto prazo, bem como fornecer serviços ancilares, gerenciar a energia durante distúrbios (curtos-circuitos, por exemplo) e aumentar a confiabilidade da rede (ABBEY; JOOS, 2007; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). Embora apresente maior custo do que as técnicas convencionais de suavização de potência supracitadas, o SAE possui uma série de vantagens: pode ser acessado em qualquer condição de operação do aerogerador; não é necessário alterar o modo de ope-

ração da unidade eólica e, então, permite que a mesma opere constantemente na máxima eficiência; e, ainda, o SAE pode aumentar a suportabilidade dos aerogeradores às faltas, possivelmente melhorando a estabilidade transitória do sistema (ABBEY; JOOS, 2007).

Dentre as diversas aplicações que podem ser realizadas com o SAE, a suavização da potência ativa de curto prazo para melhoria da QEE é uma relevante aplicação no cenário atual das fontes renováveis (ABBEY; JOOS, 2007; ACKERMANN, 2012; AMMAR; JOOS, 2014). Problemas de QEE podem causar redução da vida útil e da eficiência de equipamentos, produzir a cintilação luminosa (do inglês, *flicker*), causar disfunção operacional em componentes eletrônicos e até mesmo acarretar em interrupções de processos industriais (DUGAN et al., 2012).

Por meio da redução da flutuação de potência de curto prazo, é possível mitigar os problemas de QEE e aperfeiçoar a operação de sistemas de distribuição e de microrredes (AMMAR; JOOS, 2014; LIN et al., 2017; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). Essa é a principal finalidade do SAE na aplicação deste trabalho de mestrado. No entanto, o uso do SAE para realizar a suavização de potência pode ser facilmente estendido para outras aplicações complementares (ABBEY; JOOS, 2007; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). Portanto, neste trabalho, como finalidade secundária, o SAE também é utilizado para outras aplicações que complementam a suavização de potência.

Existem diversos trabalhos na literatura que exploram o uso do SAE para suavização de potência ativa da geração eólica de curto prazo. Nesses trabalhos são utilizadas basicamente duas abordagens para realizar a suavização: conectar o SAE à rede, geralmente por meio de um inversor eletrônico, em paralelo com os aerogeradores; ou, conectar o SAE ao elo CC do conversor da unidade eólica, geralmente por meio de um conversor CC/CC.

Desse modo, suavizar a potência por meio de um SAE consiste em utilizar um esquema de controle do conversor que regule a potência do SAE de forma a compensar as flutuações de potência ativa da geração eólica. Em geral, esse controle, o qual representa o nível mais externo da malha de controle, é responsável por fornecer a referência de potência ativa do SAE. Com isso, a potência resultante, que é a combinação da potência da unidade eólica e do SAE, deve apresentar menos flutuações e menores amplitudes das variações.

Os métodos de controle mais comuns para suavização de potência são baseados em técnicas de filtragem, tais como: o Filtro Passa-Baixa de Primeira Ordem (FPBPO) e o Filtro da Média Móvel (FMM). Tais métodos de controle convencionais são responsáveis por filtrar o sinal da potência flutuante da geração eólica e, então, fornecer um sinal de potência suavizado. A diferença entre o sinal da potência suavizada e o sinal da potência flutuante é fornecido como sinal de referência de potência para o SAE (ZHOU; YAN; LI, 2017). Entretanto, devido à sua simplicidade, tais métodos convencionais apresentam somente um parâmetro a ser ajustado para regular o desempenho da suavização de potência. Dependendo do valor selecionado para o parâmetro, pode-se requerer um SAE excessivamente grande ou, por outro lado, o desempenho da suavização pode ser

fortemente prejudicado (LIN et al., 2017).

Nesse contexto, este trabalho propõe um novo método de controle de suavização de potência baseado em uma técnica inteligente com o objetivo de alcançar melhor suavização do que os métodos convencionais. Além da suavização, objetiva-se integrar no método proposto funções que gerenciam de forma inteligente o nível de energia restante no SAE, isto é, o estado de carga (do inglês, *State of Charge* (SOC)). O gerenciamento inteligente do SOC do SAE é destinado para o aprimoramento da suavização de potência e, adicionalmente, para assegurar a disponibilidade do SAE em situações de distúrbios transitórios na rede. Com a disponibilidade do SAE em situações de distúrbios, o armazenador de energia pode ser utilizado para auxiliar ambos, a unidade eólica e a rede. Desse modo, o método proposto baseado na técnica inteligente deve suavizar a potência da geração eólica e, ainda, manter o SAE constantemente disponível para distúrbios transitórios.

De modo geral, sistemas de controle baseados na lógica *fuzzy* têm se apresentado como uma técnica bastante eficaz para resolver problemas na área de sistemas de potência (ABBEY; JOOS, 2007). Além da capacidade de lidar com valores incertos, o *fuzzy* apresenta grande vantagem em aplicações onde há uma expressiva não linearidade, como no caso da aplicação deste trabalho (LIN et al., 2017; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). O sistema de inferência *fuzzy* é utilizado neste projeto de mestrado como a técnica inteligente para suavizar a potência e gerenciar o SOC do SAE.

Na literatura, existem estudos que utilizaram técnicas de suavização baseadas em lógica *fuzzy*. No entanto, embora tais estudos tenham apresentado abordagens práticas e inovadoras, diversos deles não compararam a técnica *fuzzy* com métodos de controle convencionais. Adicionalmente, além de utilizarem o *fuzzy* de forma diferente da apresentada neste trabalho, a grande maioria não abordou a questão do gerenciamento do SOC do SAE para assegurar sua disponibilidade para outras aplicações. Portanto, o principal objetivo do presente trabalho é: apresentar um novo método de controle, baseado na lógica *fuzzy*, que é amplamente testado e comparado com os métodos convencionais, por meio de indicadores numéricos apropriados, para realizar a suavização de potência da geração eólica. Além do mais, o método de controle *fuzzy* proposto também é projetado para garantir a disponibilidade do SAE para outras aplicações e é testado em situações de distúrbios transitórios na rede.

O SAE utilizado para realizar as aplicações em estudo neste projeto de mestrado é o supercapacitor. Para aplicações de curto prazo e de alta potência, o supercapacitor é uma das tecnologias de SAEs mais promissoras (ABBEY; JOOS, 2007). Tal tecnologia apresenta baixo custo por unidade de potência, alta eficiência, rápida resposta, alta densidade de potência e vida útil em ciclos notavelmente maior do que as baterias (FARHADI; MOHAMMED, 2016). Neste trabalho, o supercapacitor é conectado ao elo CC do conversor eletrônico da própria unidade eólica por meio de um conversor CC/CC.

Para avaliar os métodos de controle, é utilizado um aerogerador de velocidade variável

de 2 MW, com conversor de escala completa (do inglês, *full-converter*), e uma microrrede teste baseada no sistema de distribuição *benchmark* do CIGRÉ de 14 barras. O método de controle baseado no sistema *fuzzy* é avaliado e comparado com base na sua habilidade de suavizar a potência da geração eólica e de gerenciar o SOC do supercapacitor para outras aplicações. O desempenho da suavização é aferido com base em gráficos e indicadores numéricos. São utilizadas diferentes séries temporais de velocidade de vento para realizar os testes e simulações. O gerenciamento do SOC para distúrbios transitórios é testado por meio de simulações de faltas aplicadas na microrrede.

Para realizar as simulações, foi utilizado o *software* RSCAD, que faz interface com o equipamento de simulação digital em tempo real (do inglês, *Real-Time Digital Simulator* (RTDS)). Adicionalmente, foi utilizado o MATLAB® R2015a para projetar o sistema de inferência *fuzzy*. A técnica de controle inteligente foi implementada em linguagem C no RSCAD para possibilitar a simulação em tempo real com o sistema elétrico.

1.1 Motivação e Justificativa do Trabalho

O acelerado crescimento da geração eólica tem se manifestado não só em sistemas de transmissão de grande porte, mas também em sistemas de pequeno porte. Desse modo, a participação de geradores distribuídos que são baseados em turbinas eólicas está cada vez mais significativa nos sistemas de distribuição e nas microrredes (SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). A microrrede, também conhecida como um componente base das redes inteligentes, é uma das estruturas de rede elétrica mais promissoras atualmente. Tal estrutura de rede pode ser definida como parte do sistema de distribuição que possui Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), SAEs, cargas flexíveis e que tem a capacidade de operar tanto de forma conectada à rede principal quanto de forma autônoma. Portanto, a diferença principal entre uma microrrede e um sistema de distribuição com geração distribuída é a capacidade de operar de forma autônoma, também conhecida como forma ilhada (HATZIARGYRIOU, 2014).

Atualmente, além do significativo aperfeiçoamento das tecnologias já existentes dos SAEs, os mesmos têm passado por grande desenvolvimento de novas tecnologias. Tal avanço no armazenamento de energia, aliado ao crescimento expressivo da geração eólica, inclusive em sistemas de distribuição e microrredes, tem provocado grande interesse na utilização dos SAEs junto aos aerogeradores (ACKERMANN, 2012; AMMAR; JOOS, 2014; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012).

Dentre as diversas aplicações dos SAEs nos SEPs, a suavização de potência de curto prazo é uma das mais relevantes em sistemas de distribuição e microrredes. Com tal aplicação é possível mitigar os efeitos negativos da flutuação de potência da geração eólica e, conseqüentemente, melhorar a QEE e a operação da rede. A aplicação dos SAEs para suavização pode ser complementada com outras aplicações benéficas ao aerogerador,

tais como: melhorar a suportabilidade às faltas e proteger o elo CC contra sub e sobre-tensão (ABBEY; JOOS, 2007; ACKERMANN, 2012; AMMAR; JOOS, 2014; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012).

Existe uma variedade de trabalhos na literatura que contemplam a suavização de curto prazo da geração eólica via SAE. Dentre eles, os trabalhos mais recentes e relevantes abordam o problema da flutuação de potência em diferentes contextos e cenários, como, por exemplo: a suavização no contexto da transmissão ou da distribuição; diferentes topologias de aerogeradores; diferentes tecnologias de SAEs; diferentes configurações de conexão dos SAEs; diferentes tipos de controle da potência dos SAEs; aplicações complementares à suavização; e, diferentes formas de avaliar e apresentar os resultados.

Contudo, considerando esses diferentes cenários, ainda existem tópicos a serem explorados e aperfeiçoados. Com relação ao controle do SAE para suavização, embora Lin et al. (2017) tenha mostrado que controles baseados em ferramentas inteligentes possam resultar em melhores resultados, não existe uma ampla utilização e investigação de tais ferramentas. Desse modo, a principal contribuição do presente trabalho de mestrado é um novo método de controle inteligente de suavização de potência, cujo desempenho e eficácia é testado por meio de diversos perfis de ventos e avaliado por diferentes indicadores numéricos. O método de controle inteligente proposto, que utiliza o sistema de inferência *fuzzy*, é comparado com um método de suavização convencional e, também, com o caso da configuração típica da unidade eólica, onde não é realizado a suavização de potência.

Complementar a aplicação do SAE para suavização de potência com outras funções também é um campo interessante a ser explorado. Abbey e Joos (2007) utilizou o SAE para mais de uma função, porém tal artigo abordou somente sobre a melhoria da suportabilidade às faltas, de forma que não foi incluído a análise da resposta do elo CC e sua proteção. Desse modo, o presente trabalho de mestrado aborda, de forma complementar, além da suportabilidade às faltas, a análise e proteção do elo CC do aerogerador.

De forma geral, vários trabalhos de suavização de potência não utilizaram modelos detalhados dos aerogeradores e não explicitaram seu controle de maximização da extração da potência do vento, o qual tem papel fundamental nas características das flutuações de potência elétrica. Portanto, este trabalho considera um modelo detalhado de aerogerador, bem como um tipo de controle específico existente de maximização da potência.

Além do mais, diversos trabalhos não verificaram os efeitos da suavização no sistema elétrico, bem como não utilizaram indicadores numéricos para avaliar o desempenho das técnicas de suavização. Neste trabalho de mestrado, portanto, é utilizada uma microrrede baseada no sistema de distribuição *benchmark* do CIGRÉ para verificar alguns efeitos da suavização na rede. Também são utilizados diferentes indicadores numéricos para avaliar e comparar amplamente o desempenho da técnica de suavização proposta neste trabalho. Os dois tipos de indicadores utilizados são os mesmos adotados por empresas de energia elétrica e por diferentes artigos científicos. O índice de rugosidade, também denominado

de IR, é um indicador acumulativo que quantifica a flutuação de potência ao longo do tempo. De outro modo, o indicador de máxima variação de potência, denominado de MVP, quantifica a maior variação de potência da geração eólica dentro de uma janela de tempo predefinida.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é investigar e comparar o método de controle proposto, baseado em um sistema de inferência *fuzzy*, para suavizar a potência da geração eólica de curto prazo e, simultaneamente, gerenciar o SOC do supercapacitor para aplicações em situações de distúrbios transitórios na microrrede. Alguns objetivos secundários também foram estabelecidos neste trabalho, os quais são:

- Comparar quantitativamente o desempenho do novo método de controle baseado no *fuzzy* com uma técnica convencional de suavização de potência;
- Verificar os efeitos da suavização de potência na operação da microrrede; e
- Analisar a capacidade do SAE em proteger o elo CC do conversor *back-to-back* da unidade eólica e aumentar a suportabilidade do aerogerador às faltas.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma. No segundo capítulo são apresentados os fundamentos da geração eólica. Inicialmente, são descritas as principais características do vento e as expressões matemáticas que descrevem sua energia e potência. Posteriormente, são apresentados os principais componentes de uma unidade eólica atual, bem como seu controle aerodinâmico e de maximização da potência.

O terceiro capítulo dedica-se em apresentar sobre os SAEs. São mostradas as principais tecnologias atuais e o princípio de funcionamento desses diferentes tipos de armazenamento. Em seguida, é realizada uma análise comparativa dos SAEs de rápida resposta, que é a característica necessária para a aplicação deste trabalho, e comentado as características do SAE utilizado. Por fim, são apresentadas as principais aplicações dos SAEs no contexto da geração eólica e enfatizada a aplicação abordada neste trabalho.

No capítulo quatro é apresentada a revisão bibliográfica do tema em estudo. Primeiramente é retratada a origem e evolução do tema da suavização de potência da geração eólica e, posteriormente, retratado os principais trabalhos atuais da literatura. É descrito no capítulo, também, uma análise comparativa dos trabalhos atuais com o presente projeto de mestrado.

O capítulo cinco refere-se à descrição do sistema elétrico e do *software* de simulação utilizado para realizar os testes pertinentes. São descritos: o programa computacional e o *hardware* de simulação; a microrrede teste; as configurações da unidade eólica com e

sem o SAE; o supercapacitor; e, por fim, a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* e a técnica convencional.

No sexto capítulo são apresentadas as simulações e os resultados do trabalho. Primeiramente, são descritos os procedimentos de simulação para avaliar o desempenho das técnicas de suavização de potência. Em seguida, a técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy* é testada para casos de distúrbios transitórios na microrrede, onde são utilizados como base requisitos de redes reais.

O sétimo e último capítulo é dedicado para o encerramento deste documento. Primeiramente são apresentadas as considerações finais do trabalho e, em seguida, as propostas para continuação da pesquisa. Por fim, são descritas as principais atividades e trabalhos realizados durante o período do mestrado.

Fundamentos da Geração Eólica

A estrutura responsável por extrair a energia cinética do vento e transformar em energia elétrica, denominada de aerogerador, ou unidade eólica, é composta por diversos componentes que diretamente ou indiretamente realizam a conversão da energia. Tais componentes, em conjunto com os esquemas de controle, garantem uma operação confiável, eficiente e controlada das unidades eólicas (WU et al., 2011).

Neste capítulo são apresentados os principais componentes que fazem parte de uma unidade eólica comercial. Adicionalmente, são descritas as principais formas de controle aerodinâmico da turbina, bem como os métodos de controle do conversor de potência para maximizar a extração de energia do vento. Com a descrição básica desses controles, é possível compreender como as pás da turbina e a velocidade, ou torque, do eixo são capazes de alterar a potência de saída do aerogerador.

O vento é a fonte primária de energia dos aerogeradores. Portanto, entender sua natureza é de suma importância para compreensão de vários aspectos do processo de conversão de energia. Neste capítulo, então, também é apresentada a descrição da natureza da energia eólica e as equações básicas que descrevem seu comportamento.

Vale salientar que, devido ao menor uso dos aerogeradores de eixo vertical para geração de energia, este capítulo é direcionado às unidades eólicas de eixo horizontal. O aerogerador de eixo horizontal compõe o estado da arte dos sistemas de conversão da energia eólica e domina as aplicações no mundo (ACKERMANN, 2012).

Este capítulo está dividido em cinco seções. A primeira seção descreve os aspectos básicos da energia do vento. A segunda seção apresenta a unidade eólica de eixo horizontal típica e seus principais componentes e topologias. A terceira seção dedica-se em mostrar os principais tipos de controle aerodinâmico da turbina, e a quarta seção os tipos de controle do gerador/conversor de potência para maximizar a extração de energia do vento. Por fim, na seção cinco, o capítulo é encerrado com as considerações finais.

2.1 Energia Eólica

Com o objetivo de compreender as características da fonte primária de energia dos aerogeradores, nesta seção são apresentados, de forma breve, alguns conceitos básicos que descrevem a natureza do vento.

Devido às frequentes variações na velocidade e direção do vento, a energia cinética contida nas massas de ar, também conhecida como energia eólica, possui natureza predominantemente estocástica. No entanto, modelos físico-matemáticos podem ser utilizados para satisfatoriamente representar o vento e, então, viabilizar a extração da energia. Uma variável essencial para compreensão do processo de extração de energia é a potência do vento disponível em uma determinada medida de área, apresentada na Equação (1) (PINTO, 2013):

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

onde: P_v é a potência disponível do vento em W ;

ρ é a massa específica do ar em kg/m^3 ;

A é a área de uma seção transversal que é ultrapassada pelo vento em m^2 ;

v_v é a velocidade do vento em m/s .

A massa específica do ar (ρ), que depende da temperatura e da pressão atmosférica, possui o valor de $1,225 \text{ kg/m}^3$ para a temperatura de 15°C e pressão de 1 atm . O parâmetro A (área da seção transversal) pode ser considerado como a área varrida pelas pás da turbina eólica, que é de $(\pi/4)D^2$ para o caso da turbina eólica de eixo horizontal (PINTO, 2013). A Equação (2) representa a potência do vento para uma área circular com diâmetro D , que também pode ser substituído por $2r$, sendo r o valor do raio ou, ainda, o comprimento da pá de uma turbina, como expressa a Equação (3).

$$P_v = \frac{\pi}{8} \rho \cdot D^2 \cdot v_v^3 \quad (2)$$

$$P_v = \frac{\pi}{2} \rho \cdot r^2 \cdot v_v^3 \quad (3)$$

É possível verificar nas equações que a potência do vento é diretamente proporcional ao cubo de sua velocidade. Para elucidar tal proporcionalidade, um aumento de 20% na velocidade do vento, por exemplo, produz um acréscimo de 73% na potência. Dessa forma, é evidente que pequenas rajadas de ventos podem causar significativas variações de potência nos aerogeradores (CARDENAS et al., 2001). Adicionalmente, verifica-se na Equação (3) que a potência do vento disponível para a turbina é proporcional ao quadrado do comprimento das pás da turbina. É importante ressaltar, contudo, que P_v é a potência disponível do vento, e não a potência mecânica capturada pela turbina eólica.

Outras características importantes sobre o vento podem ser obtidas a partir do gráfico de distribuição da velocidade (Figura 3) e da rosa dos ventos (Figura 4). A Figura 3 apresenta um histograma que indica a quantidade de horas do ano que o vento permanece em cada faixa de velocidade. Nesse gráfico, por exemplo, nota-se que durante a maior parte do ano, em um local específico, o vento permanece com velocidade de 5 m/s.

Figura 3: Distribuição da velocidade do vento e função densidade de probabilidade de Weibull.¹

Fonte: [adaptado] de Lee Ranch.

Além disso, ainda na Figura 3, pode-se verificar que a função de densidade de probabilidade de Weibull consegue descrever adequadamente o perfil da velocidade do vento. Tal função, que pode ser representada pela Equação (4), é utilizada como ponto de partida para extrair dados estatísticos do vento. Nessa função, para fator de forma (k) igual a 2, a curva também é conhecida como Distribuição de Rayleigh (PINTO, 2013).

$$f(v_v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v_v/c)^k} \quad (4)$$

onde: v_v é a velocidade do vento;

k é o fator de forma; e

c é o fator de escala.

A rosa dos ventos, ilustrada na Figura 4, também é uma ferramenta útil para representar os dados de vento de um período de medição. Com esse gráfico é possível verificar a frequência que o vento permaneceu em determinada direção e sua faixa de velocidade. A frequência é indicada pelos círculos concêntricos, sendo mais distante do centro, maior a frequência que o vento soprou de tal direção. A faixa de velocidade é indicada pelas cores no diagrama.

Verifica-se na Figura 4 que a maior parte do tempo o vento soprou da direção oeste-noroeste, contendo significativa parcela de ventos com alta intensidade (representado pela

¹ Figura original elaborada por Lee Ranch, 5 de Setembro de 2011. Imagem: Lee_Ranch_Wind_Speed_Frequency.png, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=16349418>>.

Figura 4: Rosa dos ventos.

Fonte: [adaptado] de Pinto (2013).

cor laranja). Também pode-se observar considerável frequência de ventos da direção nordeste, porém o mesmo se encontra em uma faixa de velocidade de menor intensidade.

Ambos os gráficos (Figuras 3 e 4) são essenciais para entendimento das características do vento em uma determinada região e, conseqüentemente, para projeto de aerogeradores e parques eólicos. O gráfico da distribuição da velocidade (Figura 3) é útil para determinar a dimensão das unidades eólicas a serem instaladas e sua velocidade nominal de vento, e a rosa dos ventos (Figura 4) é útil para determinar a posição dos aerogeradores em um parque eólico de forma a maximizar a geração de energia elétrica (PINTO, 2013).

2.2 Componentes do Aerogerador

O aerogerador, ou unidade eólica, é composto por diversos equipamentos e componentes que fazem com que a extração da energia do vento seja possível. Embora existam algumas variações de topologia, a Figura 5 apresenta um aerogerador comum com os seus principais componentes. A principal variação de topologia das unidades eólicas acontece quando não há a caixa de engrenagens multiplicadora, onde o eixo da turbina é diretamente ligado ao eixo do gerador (WU et al., 2011).

O processo de conversão da energia do vento em energia elétrica começa nas pás, as quais são fixadas no cubo e utilizadas para converter a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. O cubo, então, rotaciona e transmite esta energia mecânica ao eixo principal (ou eixo de baixa velocidade). A caixa de engrenagens transmite a energia

² Figura original elaborada por Arne Nordmann e traduzida para o português por Spoladore. Imagem: Wind turbine int.svg, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=4867743>>.

Figura 5: Aerogerador de eixo horizontal e seus principais componentes.²

Fonte: [adaptado] de Arne Nordmann.

mecânica do eixo de baixa para o eixo de alta velocidade, que, por sua vez, é acoplado no eixo do gerador. Por fim, a energia elétrica de saída do gerador é, geralmente, entregue à rede com o auxílio de conversores eletrônicos de potência e transformadores (WU et al., 2011). As partes que são diretamente responsáveis pelo processo de conversão da energia eólica podem ser observadas na Figura 6.

Figura 6: Principais componentes do processo de conversão da energia eólica.³

Fonte: [adaptado] de Jalonsom.

As outras partes da unidade eólica, que não são utilizadas diretamente na conversão de energia, asseguram a operação confiável, eficiente e apropriada do aerogerador. Alguns desses componentes são: torre, mecanismo de passo, mecanismo de direção, freio mecânico, sensores de velocidade e de direção do vento (anemômetro e biruta, respectivamente), sistema de troca/dissipação de calor, entre outros. Além disso, para as unidades eólicas de grande porte, podem existir sistemas de fornecimento de energia reserva para garantir o funcionamento de partes essenciais, como o sistema de controle, o mecanismo de passo e o freio (WU et al., 2011). Com o objetivo de compreender o funcionamento básico dos principais componentes do aerogerador, nas seções seguintes são descritos os mecanismos e os equipamentos que compõe a unidade eólica.

2.2.1 Pás da Turbina

As pás da turbina, responsáveis por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional, é a parte mais visível da unidade eólica. As pás são fixadas no cubo e podem apresentar rolamentos e engrenagens no ponto de fixação (PINTO, 2013).

Com relação ao número de pás por turbina, a utilização de somente duas ou uma pá possui a vantagem de ter que construir menos pás por aerogerador e de apresentar maior velocidade no eixo principal, exigindo caixas de engrenagens mais simples. Entretanto, as desvantagens de tais topologias se sobressaem e fazem com que a utilização de poucas pás por turbina seja inviável. As principais desvantagens são: aumento considerável do ruído sonoro das pás; redução da vida útil dos componentes devido às altas rotações; e para o caso de somente uma pá, a força desbalanceada no aerogerador causa vibrações e desgastes mecânicos (WU et al., 2011).

Por outro lado, turbinas com um número maior que três, além de ter que construir mais pás, começam a apresentar influência da turbulência de uma pá nas outras pás. Portanto, atualmente, o melhor balanço entre o estresse mecânico, ruído sonoro, custo e velocidade de rotação é encontrado na configuração de três pás por turbina, que é o número padrão utilizado pela indústria atual de aerogeradores (WU et al., 2011).

A movimentação da turbina causada pelas massas de ar pode ser explicada pelo princípio de Bernoulli, onde um aumento da velocidade do líquido ou gás acarreta em menor pressão no fluido com velocidade elevada, e vice-versa. A Figura 7 ilustra o princípio de Bernoulli em uma pá. Nota-se na Figura 7 que, devido ao formato curvo das pás, existe uma diferença de velocidade do vento entre a superfície superior e inferior, produzindo assim uma diferença de pressão. Tal diferença causa uma força de sustentação (F_S) nas pás e, consequentemente, rotaciona a turbina da unidade eólica (WU et al., 2011).

³ Figura original elaborada por Jalonsom, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=51875010>>.

⁴ Desenho da pá elaborado por George Pechlivanoglou, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=13553699>>.

Figura 7: Esquema da aerodinâmica de uma pá da turbina eólica.⁴

Fonte: [adaptado] de Pechlivanoglou e de Wu et al. (2011).

O ângulo entre a direção do vento e o perfil (ou corda da pá), denominado de ângulo de ataque (α), ilustrado na Figura 7, pode ser alterado em aerogeradores que possuem o mecanismo de passo (também conhecido como mecanismo de rotação). Com o ajuste de tal ângulo é possível controlar a força de sustentação nas pás, sendo que α igual a zero graus não produz F_s . Essa situação onde F_s é nulo, é utilizada para proteger o aerogerador contra ventos extremamente fortes e quando a unidade é desligada para manutenção ou reparo (WU et al., 2011).

A expressão matemática que representa a potência mecânica capturada do vento pela turbina pode ser descrita conforme a Equação (5). O coeficiente de potência da turbina (C_p), que indica quantos por cento da potência do vento pode ser capturada, possui um limite teórico máximo de 59,3%. Esse limite, também conhecido como limite de Betz, é uma limitação teórica aerodinâmica. Aerogeradores atuais, nas suas melhores condições de operação, podem atingir um C_p de 45% a 50% (LIN et al., 2017; PINTO, 2013).

$$P_M = P_v \cdot C_p = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_v^3 \cdot C_p \quad (5)$$

onde: P_M é a potência mecânica no eixo em W;

P_v é a potência disponível do vento em W;

C_p é o coeficiente de potência da turbina (adimensional);

ρ é a massa específica do ar em kg/m^3 ;
 A é a área da seção transversal em m^2 ; e
 v_v é a velocidade do vento em m/s .

Como pode ser observado na Equação (5), existem três parâmetros que podem fornecer maior potência mecânica à turbina eólica: v_v , C_p e A . Para tirar vantagem da velocidade do vento, os aerogeradores costumam ser instalados em locais com bom perfil de vento. As instalações de parques eólicos *off-shore* fazem proveito desse parâmetro, uma vez que a velocidade do vento é maior e mais estável em tais locais. De outra forma, considerando o parâmetro A , aerogeradores podem ser projetados com maiores pás para apresentar maior área varrida. O aumento da potência mecânica capturada é proporcional ao quadrado do comprimento das pás ($A = \pi r^2$), o que explica a tendência atual de aumentar a turbina dos aerogeradores. Por fim, para aumentar o C_p , deve-se projetar a unidade eólica com o melhor desempenho aerodinâmico possível (WU et al., 2011).

2.2.2 Mecanismo de Passo

O mecanismo de passo (do inglês, *pitch mechanism*), contido nas unidades eólicas atuais, permite a rotação da pá em seu eixo longitudinal, alterando, assim, o ângulo de ataque. Por meio de tal mecanismo, é possível alterar a característica aerodinâmica da turbina e, consequentemente, controlar a potência capturada para atingir uma operação eficiente e segura do aerogerador (WU et al., 2011). A Figura 8 ilustra o funcionamento do mecanismo de passo instalado no cubo de uma unidade eólica.

O mecanismo poder ser instalado no aerogerador com tecnologia hidráulica ou elétrica, sendo esta última mais utilizada por apresentar custo reduzido de manutenção e simplicidade de operação. Tradicionalmente, somente um mecanismo de passo integrado era utilizado, o qual atua em todas as pás simultaneamente. No entanto, em unidades eólicas atuais, são instalados três sistemas independentes na turbina. É comum, também, a utilização de armazenadores de energia que assegurem a atuação dos motores em situações de falta de energia, dado que o mecanismo de passo é essencial para segurança da turbina eólica (WU et al., 2011).

Para ilustrar o efeito do controle de passo, a Figura 9 apresenta o gráfico da potência mecânica extraída em função da velocidade do vento. Observa-se que existem quatro regiões de operação, sendo que na primeira, onde a velocidade do vento é menor que a mínima, a turbina deve ser desligada devido à energia não ser suficiente para produzir potência útil. Na segunda região, a curva de potência segue o comportamento da função cúbica, de acordo com a Equação (5), onde o ângulo de ataque é mantido em um valor ótimo para maximizar a extração de energia do vento (ANAYA-LARA et al., 2009). Na

⁵ Figura original elaborada por Arne Nordmann e traduzida para o português por Spoladore. Imagem: Wind turbine int.svg, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=4867743>>.

Figura 8: Funcionamento do mecanismo de passo nas pás.⁵

Fonte: [adaptado] de Arne Nordmann.

terceira região da Figura 9, entre a velocidade de vento nominal e máxima, o mecanismo de passo atua para alterar a característica aerodinâmica da turbina e, então, limitar P_M em seu valor nominal. Na última parte, para valores de vento acima da máxima, o ângulo é alterado de forma a não capturar potência do vento ($\alpha = 0^\circ$) e o aerogerador é então desligado e protegido (ANAYA-LARA et al., 2009; WU et al., 2011).

Figura 9: Curva da potência mecânica capturada pela turbina eólica.

Fonte: [adaptado] de Anaya-Lara et al. (2009).

Para limitar a potência mecânica extraída do vento com velocidades acima da nominal, também é possível utilizar outros métodos, além do controle de passo. As outras duas técnicas mais utilizadas são a estol passivo e estol ativo (do inglês, *passive stall* e *active stall*, respectivamente) (PINTO, 2013). Mais adiante, neste trabalho, são apresentados os três métodos aerodinâmicos para controle da potência mecânica capturada.

2.2.3 Caixa de Engrenagens

O rotor principal de grandes aerogeradores opera na faixa de 6 a 20 rpm, enquanto que o rotor do gerador opera na faixa de 1000 a 1800 rpm. Por isso, a caixa de engrenagens tem a função de fazer a sintonia correta entre esses dois eixos. A razão da conversão de velocidade (r_{gb}) da caixa de engrenagens, expressa pela Equação (6), é projetada para atender a transformação correta (PINTO, 2013; WU et al., 2011). A Figura 10 apresenta o resultado gráfico da Equação (6) para geradores síncronos de 60 Hz.

$$r_{gb} = \frac{n_m}{n_M} = \frac{(1 - s) \cdot 60 \cdot f_s}{P \cdot n_M} \quad (6)$$

onde: r_{gb} é a razão de conversão (adimensional);

n_m é a velocidade de rotação nominal do gerador em *rpm*;

n_M é a velocidade de rotação nominal da turbina em *rpm*;

s é o escorregamento (adimensional);

P é o número de par de polos; e

f_s é a frequência elétrica nominal do gerador em *Hz*.

Figura 10: Razão de conversão da caixa de engrenagens para o caso do gerador síncrono de 60 Hz.

Fonte: elaborado pelo autor.

A caixa de conversão da velocidade, onde geralmente é utilizado mais de um estágio de engrenagens para atingir o r_{gb} necessário, costuma ser o componente mais caro, tanto no custo inicial quanto na manutenção do aerogerador. Como alternativa às caixas de engrenagens de múltiplos estágios, caixas de um estágio tem sido utilizada por alguns fabricantes. Tal alternativa pode apresentar maior confiabilidade e menor custo, porém é necessário utilizar geradores de baixa/média velocidade que possuem maior número de polos (PINTO, 2013; WU et al., 2011).

Devido ao atrito entre os dentes das engrenagens, o equipamento produz alto nível de ruído sonoro e apresenta eficiência na faixa de 95% a 98%. Adicionalmente, frequentes variações na velocidade do vento contribuem para súbitas mudanças na carga das engrenagens e, conseqüentemente, provocam desgaste e redução da vida útil do equipamento. Desse modo, devido à frequente necessidade de manutenção e ao excessivo ruído sonoro, a caixa de conversão da velocidade tem sido substituída por unidades eólicas que utilizam geradores de baixa rotação (WU et al., 2011).

2.2.4 Freio Mecânico do Rotor

O freio é utilizado para ajudar o controle aerodinâmico a interromper a rotação da turbina ou travar o eixo durante serviços de manutenção. Tal componente é geralmente posicionado no eixo de alta velocidade, em razão do menor torque necessário para frear a turbina quando comparado com o torque necessário no eixo de baixa velocidade. Embora o freio seja projetado para parar completamente a rotação do eixo em qualquer velocidade de vento, como exigido pela norma internacional IEC61400-1, é comum os aerogeradores utilizarem primeiro o mecanismo de passo para diminuir a velocidade do eixo e, posteriormente, acionar o freio para bloquear a turbina. Com tal prática é possível reduzir o desgaste e aumentar a vida útil do equipamento (WU et al., 2011).

2.2.5 Gerador

Os geradores são responsáveis por transformar a energia mecânica rotacional do eixo em energia elétrica. Para a aplicação em unidades eólicas, diferentes tamanhos e tipos de geradores têm sido utilizados pelos fabricantes. Os principais tipos são: o gerador de indução gaiola de esquilo (do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG)), o gerador de indução duplamente alimentado (do inglês, *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG)) e o gerador síncrono de rotor bobinado ou de imã permanente (do inglês, *Wound Rotor Synchronous Generator* (WRSG) e *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG), respectivamente) (WU et al., 2011).

O SCIG, por sua simplicidade e robustez no processo de fabricação, apresenta baixo custo de aquisição e pouca necessidade de manutenção. Essa tradicional topologia de aerogerador possui conexão direta com a rede (sem conversores eletrônicos) e opera em uma faixa muito restrita de velocidade do vento, isto é, variação máxima de 1%. Tal topologia, caracterizada como aerogerador de velocidade fixa, ainda está presente no mercado e, além do mais, existe SCIG com duas velocidades de operação fixas ajustáveis disponível (WU et al., 2011; YARAMASU et al., 2015).

A Figura 11 apresenta a configuração típica de uma unidade eólica com SCIG. Verifica-se que nessa configuração é requerida a caixa de engrenagens, um *soft starter* para partida e um banco de capacitores para fazer a compensação de potência reativa. As principais

desvantagens de tal topologia são: baixa eficiência; mudanças no vento são fortemente refletidas na rede; e faltas na rede causam grandes esforços mecânicos no aerogerador. Devido às desvantagens inerentes, essa topologia tem sido raramente instalada atualmente para geração eólica (YARAMASU et al., 2015).

Figura 11: Configuração típica da unidade eólica para o SCIG.

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

O DFIG, diferentemente do SCIG, consegue variar em até 30% sua velocidade nominal de operação, abrangendo grande parte das condições de vento. O DFIG tem seu estator conectado diretamente na rede e o rotor conectado em um conversor de potência com valor nominal de aproximadamente 30% da potência nominal do gerador (WU et al., 2011).

A Figura 12 apresenta a configuração típica para o DFIG. A utilização do conversor de potência na geração eólica permite aumentar a eficiência do processo, onde, para isso, é utilizado a técnica de controle de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT)). A topologia do DFIG ainda exige a caixa de engrenagens, porém não é necessário o *soft starter* e o compensador de reativos, conforme mostra a Figura 12 (YARAMASU et al., 2015).

Figura 12: Configuração típica da unidade eólica para o DFIG.

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

WRSG e PMSG são os tipos mais adequados para topologias onde não há caixa de engrenagens, embora também existem fabricantes que utilizam esses geradores com caixa de engrenagens. A Figura 13 apresenta a configuração típica para o WRSG e o PMSG, denominada de configuração *full-converter* ou de velocidade totalmente variável. Verifica-se na Figura 13 que o SCIG também pode ser utilizado na topologia *full-converter* (WU et al., 2011; YARAMASU et al., 2015).

O desempenho da unidade eólica pode ser significativamente melhorado com a utilização dos conversores de escala completa (100%) e, adicionalmente, não é necessário utilizar a caixa de engrenagens. A melhor eficiência e suportabilidade às faltas é apresentada para a unidade eólica com essa topologia *full-converter*. Verifica-se na Figura 13 que a utilização do SCIG exige o uso da caixa de engrenagem (YARAMASU et al., 2015).

Figura 13: Configuração típica para o WRSG, PMSG e o SCIG.

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

2.2.6 Mecanismo de Guinada

O mecanismo de guinada, ou de direção, possui a função de maximizar a extração de energia do vento por meio do direcionamento correto da turbina e da nacele na direção do vento. O mecanismo é geralmente composto por um sistema de engrenagens planetária, rolamentos, motores elétricos e freios. Dessa forma, a parte superior da unidade é movida pelos motores e freada quando posicionada na direção correta do vento (ou para realizar serviços de manutenção) (WU et al., 2011). A Figura 14 apresenta o funcionamento do mecanismo de guinada.

Em unidades eólicas mais antigas, o sistema de guinada era utilizado para controlar a potência extraída do vento. No entanto, algumas características deste mecanismo não são

Figura 14: Mecanismo de guinada do aerogerador.⁶

Fonte: [adaptado] de Arne Nordmann.

adequadas para esta aplicação, como: o momento de inércia elevado do conjunto nacelle-turbina faz com que o tempo de resposta seja extremamente alto; a relação cossenoidal entre o ângulo da guinada e a potência extraída implica em pouca sensibilidade do método para ângulos pequenos; e, por fim, as forças mecânicas desiguais na turbina podem causar vibrações e reduzir a vida útil (WU et al., 2011).

2.2.7 Torre e Fundação

A torre do aerogerador é projetada para sustentar a nacelle e a turbina em uma altura adequada para a captação da potência do vento. A altura deve ser suficiente para obter ventos com velocidade apropriada e para evitar a turbulência causada pelo terreno e/ou edifícios. Tal estrutura também é utilizada para abrigar as escadas de acesso e os cabos que ligam a parte elétrica da nacelle ao transformador, o qual geralmente se localiza na base da torre. Para projetar a torre, deve-se levar em consideração a dinâmica da estrutura, de forma que as vibrações causadas pela turbina sejam minimizadas (WU et al., 2011).

A fundação de um aerogerador também compõe parte relevante do projeto. Para aplicações *on-shore*, é comum a utilização de placas ou pilares para formar a base do aerogerador. Em aplicações *off-shore*, a fundação se torna um componente ainda mais importante e desafiador, visto que são posicionadas em condições mais severas, com variação da profundidade e do tipo de solo. Por esse motivo, existem diferentes fundações que são apropriadas para cada caso e característica da região (WU et al., 2011).

⁶ Figura original elaborada por Arne Nordmann e traduzida para o português por Spoladore. Imagem: Wind turbine int.svg, CC BY-SA 3.0, disponível em <<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=4867743>>.

2.2.8 Instrumentos de Medição do Vento

O instrumento que realiza a medição da velocidade e da direção do vento é conhecido como anemômetro. Existe uma variedade de anemômetros utilizados em aerogeradores, porém o mais empregado é o tipo concha, também conhecido como tipo copo. O componente do anemômetro que faz a medição da direção do vento é denominado de biruta, também conhecido como *windvane* (PINTO, 2013).

O dispositivo de medição é geralmente posicionado na parte de trás da nacelle, onde pode ser instalado mais de um para aumentar a confiabilidade e precisão das medidas. Anemômetros ultrassônicos também são aplicados em algumas unidades eólicas para aumentar a precisão e a confiabilidade das leituras, embora este seja mais custoso do que os sensores com partes móveis, como o de concha (WU et al., 2011).

A medida de velocidade do vento é utilizada para controlar o ângulo de ataque das pás e, conseqüentemente, atingir a operação aerodinâmica adequada. Adicionalmente, em aerogeradores de velocidade variável, tal medida é utilizada para determinar a velocidade ótima da turbina e, assim, atingir o ponto de máxima extração de potência. A medida da direção do vento, por sua vez, é utilizada para controlar o mecanismo de guinada e direcionar a turbina na direção do vento (WU et al., 2011).

2.3 Aerodinâmica da Turbina Eólica

A aerodinâmica da turbina da unidade eólica, que é principalmente representada pelo coeficiente de potência (C_p), compõe parte essencial no processo de extração da energia do vento. Os projetos de aerogeradores devem incluir meios aerodinâmicos para limitar a rotação da turbina e a potência capturada em casos que o vento ultrapassa a velocidade nominal. Tal limitação da potência capturada deve ser realizada para manter as forças nos componentes mecânicos e a potência de saída do gerador dentro da faixa adequada de operação. Três principais técnicas são utilizadas para limitar a potência capturada: estol passivo, estol ativo e controle de passo (WU et al., 2011). Esta seção dedica-se em apresentar essas três técnicas, bem como apresentar o parâmetro aerodinâmico “ λ ” da turbina.

2.3.1 Estol Passivo

Aerogeradores que utilizam controle aerodinâmico de potência via estol passivo, possuem as pás fixadas no cubo com um ângulo de ataque nominal ótimo, inalterável. Com esse ângulo ótimo, as pás conseguem obter a máxima potência do vento para velocidades de vento nominal ou abaixo. Por outro lado, para velocidades de vento acima da nominal, o vento forte causa turbulência na superfície superior da pá e, conseqüentemente, reduz

a força de sustentação. Tal fenômeno, conhecido como estol, possibilita a redução da velocidade de rotação da turbina e limita a potência capturada do vento (WU et al., 2011).

As pás são fabricadas para apresentarem o efeito estol somente quando a velocidade nominal é excedida. Adicionalmente, para que esse efeito não ocorra abruptamente na turbina, as pás podem apresentar torção de alguns graus ao longo do seu eixo longitudinal. Portanto, embora não precisem do mecanismo de passo, as pás utilizadas no controle de estol passivo necessitam de um projeto aerodinâmico mais elaborado (WU et al., 2011).

A Figura 15 ilustra o princípio de funcionamento do estol passivo. Observa-se que a força de sustentação (F_S) para ventos com velocidade nominal é maior do que a F_S para ventos acima da velocidade nominal. Isso acontece devido às turbulências que ocorrem na superfície superior da pá, ilustrado na Figura 15(b).

Figura 15: Funcionamento do controle aerodinâmico estol passivo.

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

A Figura 16 apresenta o comportamento da potência mecânica para os casos com estol passivo e ativo. Verifica-se que o estol passivo não é capaz de manter a potência mecânica da turbina em um valor fixo durante a fase de controle de potência aerodinâmico. Essa característica não é desejável, uma vez que pode exceder a potência nominal da turbina para alguns valores de vento. Observa-se também, na Figura 16, que o estol ativo e o controle de passo possuem efeitos similares na potência mecânica.

2.3.2 Estol Ativo

O controle por estol ativo é feito a partir da velocidade do vento, como no estol passivo, e também da variação do ângulo de ataque das pás. Portanto, para que a aplicação desta técnica seja possível, o aerogerador deve conter o mecanismo de passo para fazer o ajuste do ângulo das pás. Quando a velocidade do vento excede a nominal, o mecanismo de passo atua para girar a pá e controlar a potência mecânica capturada (WU et al., 2011).

A Figura 17 ilustra o funcionamento do estol ativo. Nota-se que para velocidades de vento acima da nominal, além da própria característica aerodinâmica da pá causar o

Figura 16: Comparação da potência mecânica capturada para o caso de estol passivo e estol ativo ou controle de passo.

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

efeito estol, o ângulo de ataque também é alterado de forma a melhor controlar a potência mecânica captada. Adicionalmente, observa-se que a situação de “estol completo”, posição cujo vento não produz F_S nas pás, é adotada para proteger o aerogerador em velocidades de vento acima da máxima (WU et al., 2011).

Figura 17: Funcionamento do controle aerodinâmico estol ativo.

(a) Velocidade de vento nominal ou menor.

(b) Velocidade de vento acima da nominal.

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

2.3.3 Controle de Passo

Aerogeradores com controle de passo também devem ter mecanismo de passo na junção das pás com o cubo. Porém, ao contrário de aumentar o ângulo de ataque, como no caso

do estol ativo, o controle de passo reduz o ângulo de ataque para controlar a potência capturada. Dessa forma, a diferença de pressão na superfície superior e inferior da pá pode ser reduzida, diminuindo, então, a força de sustentação aplicada nas pás e limitando a potência capturada do vento (WU et al., 2011).

A Figura 18 ilustra o princípio de funcionamento do controle de passo. Quando o vento encontra-se em velocidade nominal ou menor, o ângulo de ataque é posicionado no valor nominal. Por outro lado, para velocidades de vento acima da nominal, o ângulo de ataque é reduzido a fim de diminuir a força de sustentação nas pás. Para valores de vento acima da velocidade máxima, o ângulo é alinhado com a direção do vento para não causar força de sustentação nas pás e interromper a turbina. (WU et al., 2011).

Figura 18: Funcionamento do controle de passo.

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

Ambos, o controle de passo e o estol ativo, utilizam o mecanismo de passo para girar as pás e controlar rigorosamente a potência mecânica captada pela turbina. A diferença entre eles é que o controle de passo posiciona a pá para “cortar” o vento e reduzir F_S , enquanto que o estol ativo posiciona a pá de forma a aumentar a turbulência e reduzir F_S (WU et al., 2011).

No início da tecnologia dos aerogeradores, o estol passivo era a técnica mais utilizada nas unidades eólicas de velocidade fixa, a qual foi posteriormente substituída pela técnica do estol ativo. No entanto, atualmente, o controle de passo é largamente utilizado em aerogeradores de grande porte devido ao menor tempo de resposta e maior controlabilidade com relação ao estol ativo (WU et al., 2011).

2.3.4 Razão de Velocidade da Ponta da Pá

A razão de velocidade da ponta da pá (do inglês, *Tip Speed Ratio* (TSR)), representada por λ , é um importante parâmetro para compreender o processo de extração ótima da energia eólica. Esse parâmetro é definido pela razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade incidente do vento, como apresenta a Equação (7) (PINTO, 2013).

$$\lambda = \frac{\omega_M \cdot r}{v_v} \quad (7)$$

onde: λ é a razão de velocidade da ponta da pá (adimensional);

ω_M é a velocidade angular do eixo da turbina em rad/s ;

r é o raio da turbina, ou o comprimento da pá, em m ; e

v_v é a velocidade do vento em m/s .

O TSR e o ângulo de ataque (α) são os parâmetros que definem o valor do coeficiente de potência da turbina (C_p), que por sua vez é diretamente proporcional à potência mecânica capturada do vento, apresentado na Equação (5). Para atingir o C_p ótimo e maximizar a potência capturada do vento, deve-se manter λ no seu valor ótimo e α no valor nominal, como apresenta a Figura 19. Adicionalmente, é importante mencionar que o valor de $\lambda_{\text{ótimo}}$ é constante e depende da característica aerodinâmica da pá (WU et al., 2011).

Conhecer o valor de $\lambda_{\text{ótimo}}$ é importante para definir a velocidade angular ótima das pás para cada valor da velocidade do vento, de forma a maximizar o C_p . Dessa forma, se o C_p for maximizado, a potência mecânica capturada do vento também será maximizada, de acordo com a Equação (5) (PINTO, 2013). A velocidade angular ótima das pás pode ser expressa pela Equação (8).

Figura 19: Coeficiente de potência C_p em função de λ para diferentes ângulos de ataque.

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

$$\omega_{M,\text{ótimo}} = \lambda_{\text{ótimo}} \cdot \frac{v_v}{r} \quad (8)$$

onde: $\omega_{M,\text{ótimo}}$ é a velocidade angular ótima do eixo da turbina em rad/s ;

$\lambda_{\text{ótimo}}$ é a razão ótima de velocidade da ponta da pá (adimensional);

v_v é a velocidade do vento em m/s ; e

r é o raio da turbina, ou o comprimento da pá, em m .

2.4 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Entre a velocidade mínima do vento e a nominal, o controle de potência da turbina das unidades eólicas de velocidade variável é realizada pelo gerador. Dentro de tal faixa de operação, o objetivo do controle é maximizar a potência capturada do vento por meio do ajuste da velocidade angular da turbina (WU et al., 2011).

Para manter a velocidade da turbina em seu valor ótimo, de acordo com a velocidade do vento incidente, é utilizada a técnica do MPPT. Com tal técnica é possível manter o ponto de operação do aerogerador no ponto de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point* (MPP)). Nesse contexto, esta seção dedica-se em apresentar o conceito do MPPT e as diferentes formas de controle utilizadas no aerogerador para atingir o MPP.

O comportamento da potência mecânica da turbina em função da velocidade angular do eixo para diferentes valores de velocidade de vento é apresentado na Figura 20. Nessa figura é possível observar que, para cada valor de vento, existe uma velocidade angular ótima que resulta no MPP. Para atingir os diferentes MPP, verifica-se que a turbina deve ser capaz de variar a velocidade de seu eixo. É importante ressaltar que durante o controle de MPPT o ângulo de ataque é mantido no valor nominal (WU et al., 2011).

Figura 20: Característica da potência da turbina em função da sua velocidade angular para diferentes valores de velocidade do vento.

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

Ainda na Figura 20, nota-se que as unidades eólicas possuem três estágios característicos de operação. No primeiro, no modo parado ou *parking mode*, as pás da turbina são posicionadas de forma a não produzir força de sustentação e a turbina é bloqueada pelo freio. Este estágio é utilizado para baixas velocidades de vento, onde a potência captada é menor do que o consumo interno do aerogerador, ou para altas velocidades de vento, onde a unidade eólica pode ser danificada (WU et al., 2011).

O segundo estágio (controle do gerador) acontece quando a velocidade do vento está entre a mínima e a nominal. Para esta situação, o ângulo de ataque das pás é mantido em seu valor nominal e a velocidade da turbina é ajustada de acordo com a velocidade do vento incidente para atingir o MPP. O ajuste da velocidade da turbina é realizado por meio do controle apropriado do gerador. No terceiro estágio (controle aerodinâmico), que ocorre para velocidades de vento entre a nominal e a máxima, o mecanismo de passo das pás é acionado para manter a potência capturada da turbina constante em seu valor nominal. O ângulo das pás é alterado gradualmente, de acordo com a velocidade do vento (WU et al., 2011).

A característica da trajetória do MPP, apresentada na Figura 20, pode ser representada pela Equação (9), a qual foi obtida a partir da manipulação das Equações (5) e (7). De outra forma, a potência mecânica também pode ser expressa em função do torque, que por sua vez também é proporcional a velocidade angular das pás (WU et al., 2011). As Equações (10) e (11) apresentam a potência mecânica em função do torque e a proporcionalidade entre o torque e a velocidade angular, respectivamente.

A correlação entre o torque e a potência da turbina também faz possível realizar o controle de MPPT por meio do torque. Nas subseções seguintes são apresentados alguns métodos utilizados atualmente para realizar o controle de MPPT.

$$P_M \propto \omega_M^3 \quad (9)$$

$$P_M = T_M \cdot \omega_M \quad (10)$$

$$\therefore T_M \propto \omega_M^2 \quad (11)$$

onde: P_M é a potência mecânica no eixo em W ;

ω_M é a velocidade angular das pás em rad/s ; e

T_M é o torque mecânico da turbina em $N.m$.

2.4.1 MPPT pelo Perfil de Potência da Turbina

Este método de MPPT utiliza uma curva de potência em função da velocidade do vento fornecida pelo fabricante para controlar os conversores eletrônicos e, por conseguinte, alterar a velocidade da turbina. Tal curva possui a trajetória do MPP que a turbina deve seguir, ou seja, os pontos de máxima potência para cada valor de vento (WU et al., 2011).

A Figura 21 apresenta o diagrama do esquema de controle pelo método do perfil de potência da turbina. Verifica-se que a velocidade do vento é medida pelo anemômetro em tempo real, cujo valor é então utilizado para gerar a referência de potência da turbina (P_M^*). O valor medido de potência da turbina, que é obtido a partir da potência elétrica

do gerador, é comparado com a referência para produzir o sinal de erro e enviar para os conversores eletrônicos. Por fim, o conversor e o gerador atuam para que a potência da turbina seja igual à referência em regime permanente, onde a operação no ponto de máxima potência é alcançada (WU et al., 2011).

Figura 21: Controle do ponto de máxima potência pelo perfil de potência da turbina.

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

2.4.2 MPPT pela Razão Ótima de Velocidade da Ponta da Pá

Neste método de MPPT, o MPP é alcançado por meio do ajuste da velocidade angular da turbina. A Figura 22 apresenta o diagrama do esquema de controle para o método TSR (WU et al., 2011). Nota-se que o valor medido da velocidade do vento é utilizado para produzir a referência de velocidade angular da turbina. Tal referência é comparada com a medição para gerar o sinal de controle enviado aos conversores. Por fim, por meio do conversor e do gerador, a velocidade angular da turbina atinge a referência em regime permanente e o ponto de máxima potência é alcançado.

2.4.3 MPPT pelo Controle do Torque Ótimo

A partir da relação apresentada na Equação (11), também é possível rastrear o MPP por meio do torque mecânico da turbina (WU et al., 2011). A Figura 23 ilustra o esquema de MPPT pelo método do controle do torque ótimo (do inglês, *Optimal Torque Control* (OTC)). Nota-se no diagrama que, diferente dos outros casos, neste método não é necessário a utilização de anemômetros. Vale ressaltar que este método de MPPT é utilizado no modelo da unidade eólica do presente projeto de mestrado.

Observa-se na Figura 23 que, com a velocidade angular ω_m , é possível obter a referência de torque e comparar com o torque medido por meio das grandezas elétricas da saída do gerador. A partir do sinal produzido pelo controlador digital, o conversor e o gerador atuam para que o torque alcance a referência, e o ponto de máxima potência seja atingido.

Figura 22: Controle do ponto de máxima potência pela razão ótima de velocidade da ponta da pá.

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

Figura 23: Controle do ponto de máxima potência pelo torque ótimo.

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

O coeficiente do torque ótimo ($K_{\text{ótimo}}$), utilizado no diagrama para gerar a referência, pode ser calculado a partir dos parâmetros nominais do gerador (WU et al., 2011).

2.5 Considerações Finais

Este capítulo dedicou-se em apresentar os principais aspectos dos fundamentos da geração eólica. Conhecer a natureza do vento e sua relação com a potência capturada pela turbina é essencial para entender a característica variável da geração eólica. Conhecer os componentes de um aerogerador, e a função básica de cada um, também é importante para entender o funcionamento geral da unidade eólica.

O tipo de controle aerodinâmico da turbina e o tipo do MPPT adotado estão diretamente relacionados às flutuações de potência geradas pela unidade eólica e, portanto, esses tópicos também foram apresentados neste capítulo. Neste trabalho, a unidade eólica adotada possui o controle aerodinâmico por controle de passo e o controle do MPPT

baseado no torque ótimo, isto é, o método OTC.

De modo geral, dentre as diversas configurações de aerogerador, existe uma maior tendência atualmente em utilizar as unidades eólicas de velocidade totalmente variável, onde 100% da potência é transmitida pelo conversor eletrônico. Portanto, neste trabalho é utilizada a topologia *full-converter* com a máquina do tipo WRSG.

Sistemas de Armazenamento de Energia

Devido à forte característica de variabilidade e incerteza da geração eólica, o aumento dessa fonte de energia pode proporcionar desafios consideráveis para o SEP e seus operadores. Isso faz necessário o uso de recursos flexíveis que podem atender o aumento da variabilidade de potência e a incerteza de energia da geração eólica. Alguns recursos flexíveis que podem ser utilizados para mitigar esses problemas são: geradores despacháveis de ação rápida, demanda flexível e os armazenadores de energia (ABBEY; JOOS, 2007; ACKERMANN, 2012; BREKKEN et al., 2011).

Nos últimos anos, os SAEs têm apresentado grandes avanços das tecnologias existentes, bem como o desenvolvimento de novos tipos de tecnologia. Tal progresso dos SAEs, em conjunto com o constante aumento de geração eólica no mundo, tem despertado grande interesse na aplicação dos armazenadores de energia nos SEPs. Além do mais, dentre as diversas aplicações dos SAEs, as que envolvem QEE é considerada uma das mais importantes na geração eólica (ACKERMANN, 2012).

Nesse contexto, este capítulo dedica-se em descrever os SAEs mais utilizados no SEP no contexto da geração eólica, bem como apresentar uma análise comparativa entre algumas tecnologias. Adicionalmente, são apresentadas as principais aplicações dos armazenadores de energia, sobretudo as aplicações para a geração eólica. Vale ressaltar que não serão consideradas as hidrelétricas sem sistema de bombeamento e nem as usinas térmicas com armazenamento. Somente serão considerados os SAEs cuja energia pode ser carregada e descarregada pela rede elétrica.

Este capítulo, então, primeiramente apresenta as diferentes tecnologias dos SAEs que podem ser utilizadas na geração eólica, as quais são: baterias, supercapacitores, *flywheels*, armazenamento de energia magnética por supercondutor (do inglês, *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES)), usinas hidrelétricas reversíveis e usinas com sistema de ar comprimido. A segunda seção, por sua vez, apresenta uma análise comparativa entre diferentes tecnologias de SAEs. Posteriormente, a terceira seção é dedicada para

apresentar as principais aplicações dos SAEs na geração eólica. Por fim, as considerações finais são apresentadas na quarta, e última, seção.

3.1 Tecnologias dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Os SAEs proporcionam uma solução viável para melhorar a QEE, a eficiência e a confiabilidade de sistemas com grande penetração de energia renovável. De modo geral, quando considerado o tempo de duração do fornecimento da energia e a potência, os armazenadores podem ser classificados como de descarregamento por período estendido (elevada energia em relação à potência) e de descarregamento rápido (alta potência em relação à energia) (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Os principais SAEs de grande capacidade de energia são: usina hidrelétrica de bombeamento; usina com sistema de ar comprimido; e alguns tipos de baterias. Essas tecnologias são consideradas amadurecidas e possuem desde aplicações residenciais de alguns quilowatts à aplicações de vários megawatts, como, por exemplo, gerenciamento da energia sazonal (FARHADI; MOHAMMED, 2016; LIN et al., 2017).

Atualmente, no entanto, maior atenção tem sido atribuída às tecnologias de alta potência, isto é, tecnologias que podem fornecer elevada potência, porém com pouco tempo de duração. Tais tecnologias incluem: supercapacitor, *flywheel*, SMES e alguns tipos de baterias. Esses SAEs, além de apresentarem alta eficiência, possuem a capacidade de realizar vários ciclos e fornecer/absorver energia com rápido tempo de resposta (FARHADI; MOHAMMED, 2016). Nesse contexto, esta seção apresenta as principais tecnologias dos SAEs existentes atualmente.

3.1.1 Baterias Eletroquímicas

Atualmente, existe uma variedade de baterias eletroquímicas no mercado, como, por exemplo, de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-metal hidreto, lítio-íon, sódio-sulfúrico e cloreto de sódio-níquel. Tais baterias podem variar quanto à eficiência, tempo de vida, densidade de energia e custo. As principais aplicações dessas tecnologias são: melhoria da QEE, redução da flutuação de potência de curto prazo, serviços ancilares e, até mesmo, adiar ou evitar a atualização de sistemas de transmissão (do inglês, *transmission deferral*) (ACKERMANN, 2012).

As baterias que possuem elevada densidade de energia são mais adequadas para aplicações que exigem maior escala de tempo, como, por exemplo, utilizar para carregar quando o preço da energia estiver baixo e fornecer potência quando o preço estiver elevado (no inglês, aplicação denominada de *arbitrage*). Outra aplicação adequada para esse tipo de bateria é “mover” o excesso da energia gerada por fontes não controláveis para horários

de pico de demanda (do inglês, *time shifting*). A vantagem da bateria é que, diferente de outros SAEs com grande capacidade de energia, possui rápido tempo de resposta (ACKERMANN, 2012).

A bateria de lítio-íon, mais especificamente, possui longa vida útil em ciclos e alta eficiência, além da alta densidade de energia e rápido tempo de resposta. No entanto, embora as baterias têm apresentada contínua evolução de suas características e do seu custo, ainda não há uma aplicação generalizada principalmente devido ao seu alto custo, que é resultado dos circuitos de proteção contra sobrecarga e da estrutura especial de empacotamento necessários para garantir a confiabilidade de longo termo da bateria de lítio-íon (ACKERMANN, 2012; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

3.1.2 Supercapacitores

Diferente do *flywheel* e da bateria, que armazenam a energia na forma mecânica e química, respectivamente, o supercapacitor armazena diretamente a própria energia elétrica entre seus dois eletrodos. Por tal motivo, o processo de carregamento e descarregamento desse armazenador é muito rápido e eficiente (FARHADI; MOHAMMED, 2016). O valor da energia armazenada no supercapacitor é descrita pela Equação (12) (ABBEY; JOOS, 2007).

$$E_{sc} = \frac{1}{2} C_{sc} \cdot V_{sc}^2 \quad (12)$$

onde: E_{sc} é a energia armazenada no supercapacitor em J ;

C_{sc} é a capacitância equivalente do supercapacitor em F ; e

V_{sc} é a tensão nos terminais do supercapacitor em V .

Embora a capacitância e a densidade de energia do supercapacitor seja milhares de vezes maior do que a do capacitor eletrolítico convencional, o supercapacitor possui baixa densidade de energia, quando comparado com os outros SAEs. Devido sua baixa densidade de energia e a alta densidade de potência, a combinação do supercapacitor com outro SAE de maior capacidade de energia (a bateria, por exemplo) se torna bastante viável para diversas aplicações (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

A Figura 24 apresenta a estrutura interna básica de um supercapacitor. Observa-se que tal SAE armazena sua energia nas duas interfaces entre o eletrólito e o condutor elétrico. Por esse motivo, o supercapacitor também é conhecido como capacitor de duas camadas (MUSOLINO; PIEGARI; TIRONI, 2013). Com o intuito de aumentar a densidade de energia, é comum a utilização de carbono ativado (material com elevada porosidade) nos eletrodos para aumentar a superfície de contato (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

A Figura 25 apresenta o comportamento da capacitância do supercapacitor em função da frequência para diferentes valores da largura dos eletrodos (L), os quais correspondem às colunas da extremidade da Figura 24. É possível observar que o valor da capacitância

efetiva do supercapacitor varia de acordo com a frequência da tensão em seus terminais. A capacitância é máxima e aproximadamente constante para tensão CC e baixas frequências, porém começa a reduzir para frequências próximas a 0,2 Hz e se torna nula com alguns quilohertz (MUSOLINO; PIEGARI; TIRONI, 2013).

Figura 24: Estrutura interna de um supercapacitor.

Fonte: [adaptado] de Musolino, Piegari e Tironi (2013).

Figura 25: Capacitância efetiva do supercapacitor para diferentes valores da largura do eletrodo.

Fonte: [adaptado] de Farhadi e Mohammed (2016).

3.1.3 *Flywheel*

Flywheel é uma tecnologia que armazena a energia elétrica na forma de energia cinética rotacional em uma massa girante. É comum a utilização de rolamentos magnéticos e um compartimento a vácuo para evitar ao máximo o atrito da massa girante com o ar. A

quantidade de energia armazenada pelo *flywheel* é função do momento de inércia e da velocidade angular, como apresenta a Equação (13) (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

$$E_{fw} = \frac{1}{2} I_{fw} \cdot \omega_{fw}^2 \quad (13)$$

onde: E_{fw} é a energia armazenada do *flywheel* em J ;
 I_{fw} é o momento de inércia da massa girante em $kg.m^2$; e
 ω_{fw} é a velocidade angular da massa girante em rad/s .

Tal SAE geralmente apresenta baixa capacidade de armazenamento de energia, porém consegue responder às variações de forma muito rápida. Tais características fazem com que essa tecnologia seja adequada para aplicações de QEE e para regulação de frequência de curto prazo. Por outro lado, o *flywheel* não é apropriado para, por exemplo, redução da flutuação de potência e da incerteza da energia com escaladas de tempo acima de 10 minutos. Estudos têm sido realizados na implantação de *flywheels* para melhor integrar aerogeradores e/ou geração fotovoltaica em redes de distribuição (ACKERMANN, 2012).

3.1.4 Armazenamento de Energia Magnética por Supercondutor

SMES é uma tecnologia em estado inicial de maturidade que armazena a sua energia no campo magnético, o qual é produzido pela corrente CC que passa por uma bobina supercondutora. A expressão matemática que descreve a energia armazenada no SMES é apresentada pela Equação (14). A indutância L_{smes} , apresentada na equação, depende do tamanho e da geometria da bobina, bem como da seção transversal do condutor utilizado (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

$$E_{smes} = \frac{1}{2} L_{smes} \cdot i_{smes}^2 \quad (14)$$

onde: E_{smes} é a energia armazenada no supercondutor em J ;
 L_{smes} é a indutância da bobina supercondutora em H ; e
 i_{smes} é a corrente do supercondutor em A .

A Figura 26 apresenta um esquema do SMES, onde é possível observar o sistema de refrigeração, a bobina supercondutora, o sistema de interface com a rede e o SEP. Devido aos recentes avanços no material supercondutor e no sistema de refrigeração, o SMES tem se tornado mais praticável e atrativo para algumas aplicações. Esse SAE costuma apresentar baixa densidade de energia, alta densidade de potência, elevado tempo de vida em ciclos, baixo tempo de resposta e capacidade de fornecer potência até vários megawatts. Embora o SMES ainda apresenta elevado custo, já existem algumas aplicações para melhoria da QEE (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Figura 26: Esquema do sistema SMES.

Fonte: [adaptado] de Farhadi e Mohammed (2016).

3.1.5 Usinas Hidrelétricas Reversíveis ou de Bombeamento

Usinas de bombeamento é o tipo mais maduro de armazenamento de energia no mundo e compõe mais de 90% dos SAEs instalados atualmente. Tal usina pode ser utilizada para bombear água no seu reservatório quando a energia estiver barata, por exemplo, ou quando a geração eólica estiver para ser cortada devido sua elevada penetração no sistema. Posteriormente, a usina de bombeamento pode fornecer potência quando o preço da energia estiver maior e/ou quando estiver no horário de pico da demanda. Adicionalmente, tal tipo de SAE pode ser utilizado para gerenciar incertezas na programação do despacho, fornecer serviços ancilares à rede e aumentar a eficiência da operação de usinas convencionais (ACKERMANN, 2012).

As usinas reversíveis podem apresentar eficiência de até 80%, bem como atingir elevados valores de potência e de capacidade de energia, sendo particularmente apropriada para redução das flutuações de potência de longo prazo da geração eólica (escala de tempo em horas). Esse tipo de usina consegue atingir sua máxima potência, desde a partida, em aproximadamente 5 minutos, o que é um tempo bem reduzido comparado com usinas térmicas e nucleares que levam horas ou até dias. No entanto, devido a maturidade dessa tecnologia, restam poucos locais geográficos adequados para a construção das usinas de bombeamento nos países mais desenvolvidos (ACKERMANN, 2012; SHIMADA; MUKAI, 2007).

3.1.6 Usinas com Sistema de Armazenamento de Ar Comprimido

Esta tecnologia, também de grande capacidade de energia e em nível avançado de maturidade, utiliza a energia potencial contida no ar comprimido para movimentar uma turbina a gás e, então, gerar a energia elétrica necessária. O ar é comprimido por compressores elétricos e armazenado em cavernas subterrâneas ou em reservatórios artificiais. Para utilizar a energia armazenada, o ar deve ser aquecido e direcionado para uma turbina de alta pressão, onde a energia é parcialmente captada nesse estágio. Posteriormente, o ar é misturado com combustível e queimado, de forma que a exaustão é feita através de

uma turbina de baixa pressão e, então, o resto da energia é captada (ACKERMANN, 2012; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Existem várias regiões apropriadas para a construção de usinas com sistema de ar comprimido próximo de locais com grande potencial de energia eólica. Essa integração pode diminuir o corte da geração eólica e reduzir os investimentos em linhas de transmissão. Além do mais, este tipo de SAE pode oferecer praticamente os mesmos benefícios à rede elétrica do que às usinas de bombeamento (ACKERMANN, 2012).

3.2 Comparação dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Diferentes características fazem com que alguns SAEs sejam mais adequados para certas aplicações e inapropriados para outras. Nesta seção é apresentada uma análise comparativa dos SAEs de alta densidade de potência e de rápida resposta, tais como a bateria de lítio-íon, o supercapacitor, o *flywheel* e o SMES. Devido à aplicação deste trabalho ser de curto prazo, onde é necessário um SAE de rápida resposta, somente as tecnologias com tais características são apresentadas nesta seção.

A Tabela 1 apresenta as principais características técnicas das tecnologias de rápida resposta. Verifica-se que, tanto na densidade de energia por massa quanto por volume, a bateria de lítio-íon apresenta a maior densidade de energia. Por outro lado, o supercapacitor é o armazenador que mais se destaca no atributo de densidade de potência, tanto por massa quanto por volume.

O custo da energia e o custo da potência, apresentados na Tabela 1, são os preços de cada kWh e kW instalado no SAE, respectivamente. O melhor preço por unidade de energia e por unidade de potência instalada é apresentado pela bateria de lítio-íon e o supercapacitor, respectivamente.

A eficiência é a proporção da energia que consegue ser fornecida à rede com relação a energia que foi enviada ao SAE, também conhecido em inglês como *round trip efficiency* (eficiência de ida e volta, em tradução livre). Verifica-se na Tabela 1 que todos esses SAEs apresentam boa eficiência. Elevada eficiência, além de indicar pouca perda de energia, também significa módulos mais compactos e com sistemas de resfriamento mais simples. A eficiência do supercapacitor, que é de 90% a 98%, depende tanto da tecnologia de fabricação quanto do estado de carga durante a operação (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

O tempo de descarregamento é o tempo que o SAE leva para fornecer toda sua energia com valor de potência nominal. Como resultado da baixa densidade de energia e alta densidade de potência, o supercapacitor, o *flywheel* e o SMES apresentam menor tempo de descarregamento do que a bateria de lítio-íon, embora esta também possa apresentar um tempo de descarregamento de 10 segundos.

Tabela 1: Características técnicas dos SAEs de rápida resposta.

Característica	Lítio-íon	Supercapacitor	<i>Flywheel</i>	SMES
Densidade de Energia (Wh/kg)	70 - 200	0,5 - 5	10 - 50	1 - 10
Densidade de Energia (kWh/m ³)	200 - 600	4 - 10	20 - 100	0,2 - 2,5
Densidade de Potência (W/kg)	150 - 500	1000 - 10000	500 - 4000	500 - 2000
Densidade de Potência (MW/m ³)	0,4 - 2	0,4 - 10	1 - 2,5	1 - 4
Custo da Energia (US\$/kWh)	600 - 2500	500 - 15000	2000 - 5000	1000 - 10000
Custo da Potência (US\$/kW)	1200 - 4000	100 - 400	150 - 400	200 - 500
Eficiência (%)	95 - 99	90 - 98	92 - 97	97 - 99
Tempo de Descarregamento (s)	10 - 20000	0,3 - 50	0,3 - 50	0,1 - 10
Temperatura de Operação (°C)	-20 - 60	-40 - 65	-40 - 40	-50 - 60
Auto-descarga (%/dia)	0,1 - 0,5	10 - 40	10 - 100	5 - 13
Vida Útil (anos)	5 - 20	5 - 15	15 - 20	15 - 25
Vida Útil (ciclos x10 ³)	1 - 10	50 - 1000	20 - 100	50 - 500

Fonte: Farhadi e Mohammed (2016).

Na Tabela 1, verifica-se que todas as tecnologias de rápida resposta possuem uma ampla faixa de temperatura de operação. Atenção especial deve ser dada à bateria, que é extramente sensível à sobretemperatura e pode requerer um sistema de resfriamento adicional. Nessa tabela, também é apresentada a porcentagem da fuga de energia por dia, denominada de auto-descarga. É evidente que a auto-descarga na bateria é bem menor que nos outros SAEs de rápida resposta e, portanto, recomenda-se aplicações que exigem tempo de armazenamento menor que 10 dias para a bateria, e 10 minutos para as outras tecnologias (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

É possível observar ainda, na Tabela 1, que o supercapacitor apresenta a maior vida útil em ciclos, indicando que sua energia pode ser carregada e descarregada mais vezes. O SMES, por outro lado, apresenta elevada vida útil em anos, chegando até 25 anos.

3.3 Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia na Geração Eólica

As aplicações dos SAEs no contexto da geração eólica podem variar quanto à escala de tempo necessária, magnitude do problema e o local de implantação (em sistemas de transmissão ou distribuição, próximo à usina eólica ou não). Por isso, diferentes tecnologias podem ser adequadas para aplicações distintas. Além do mais, enquanto algumas tecnologias de armazenamento podem ser aplicadas em várias situações, outras são viáveis

apenas para casos específicos (ACKERMANN, 2012).

Algumas aplicações podem se complementar, como, por exemplo, o caso em que o SAE é utilizado para *time shifting*, mas também pode fornecer suporte à frequência, se a tecnologia utilizada for de rápida resposta. No entanto, outras aplicações podem concorrer entre elas, como no caso em que o SAE utilizado para *transmission deferral* pode não conseguir ser utilizado para aumentar a eficiência de operação do sistema, realizar *time shifting* ou *arbitrage*, por exemplo (ACKERMANN, 2012).

Nesse contexto, esta seção dedica-se em apresentar diferentes aplicações dos SAEs, no contexto da geração eólica, para aperfeiçoar as características da rede e do próprio aerogerador. As aplicações são apresentadas na ordem de escala de tempo: da maior escala de tempo para as aplicações de menores escalas de tempo.

3.3.1 Gerenciamento Sazonal de Longo Prazo

Na maioria dos SEPs, tanto a geração quanto a demanda possuem características sazonais. Entretanto, nem sempre a temporada em que os ventos estão favoráveis coincide com o período de demanda elevada, o que pode ocasionar no desperdício da energia eólica. Dessa forma, os SAEs podem ser utilizados para auxiliar essa disparidade, ou seja, armazenar a energia eólica na época de ventos fortes e, depois, fornecer ao sistema durante a temporada de carga mais pesada. Com tal aplicação é possível reduzir a necessidade da construção de unidades geradoras utilizadas para atender os picos sazonais de demanda, que em muitos países ocorre durante o verão (ACKERMANN, 2012).

Nesta aplicação, os SAEs teriam que possibilitar a transferência de parte da energia eólica gerada no inverno e fornecer a energia durante o verão, por exemplo. Portanto, é evidente que são necessários SAEs com imensa capacidade de armazenamento e, por isso, as usinas hidrelétricas de bombeamento e usinas com ar comprimido se destacam neste caso. Adicionalmente, para tal aplicação ser viável, é necessário que a geração eólica varie significativamente ao longo dos meses com relação à demanda total. Em casos que a capacidade de armazenamento de energia possui um preço muito baixo comparado com o preço da potência instalada, como as usinas de bombeamento com grande reservatório de água, esta aplicação também pode se apresentar viável. No entanto, nesse caso, deve-se considerar a perda de energia no reservatório ao longo dos meses para que a eficiência não seja muito baixa e torne a aplicação impraticável (ACKERMANN, 2012).

3.3.2 Redução dos Cortes da Geração Eólica

Parques eólicos geralmente se localizam em regiões distantes das cargas e, portanto, faz-se necessário a construção de linhas de transmissão para fazer o escoamento da potência. No entanto, construir linhas de transmissão tem um custo elevado e pode encontrar oposição da população. Por isso, com as limitações de capacidade das linhas, pode haver

cortes da geração eólica para que o limite de transferência de potência não seja extrapolado (ACKERMANN, 2012).

Esse problema pode ser resolvido através da construção ou atualização das linhas de transmissão ou, também, com a utilização de SAEs. A implantação de armazenadores de energia no parque eólico pode ser a alternativa mais econômica ou a única solução possível (nos casos onde não é permitido construir mais linhas). No entanto, o SAE deve apresentar grande capacidade de armazenamento de energia, similar à aplicação sazonal a longo prazo. Adicionalmente, é importante que as especificações do SAE levem em conta as dimensões do parque eólico e das linhas de transmissão (ACKERMANN, 2012).

3.3.3 Gerenciamento Diário da Energia

O armazenamento diário da energia é similar ao sazonal, porém com escala de tempo de algumas horas até no máximo duas semanas. Nesta aplicação, os SAEs são utilizados para “transportar” a energia eólica para períodos onde a energia é melhor aproveitada do ponto de vista econômico. Um exemplo de aplicação seria armazenar energia durante a madrugada e fornecer no período diurno e/ou no horário de pico, onde o preço da energia pode ser mais atraente. Outro exemplo é utilizar o SAE para auxiliar as usinas convencionais operarem em pontos de maior eficiência ou, ainda, evitar cortes da geração eólica. Para isso, o SAE deve ser capaz de operar por várias horas seguidas e, então, apresentar alta capacidade de armazenamento (ACKERMANN, 2012).

Se existir grande penetração de geração eólica, os SAEs podem oferecer vantagens tanto em sistemas de grande porte como de menor porte. Em sistemas menores, onde as variações de carga e geração são mais significativas e podem impactar na rede, é possível obter grandes benefícios com a utilização de armazenadores. Por outro lado, nos sistemas de maior porte existem mais unidades geradoras inflexíveis (isto é, que não podem ser desligadas e ligadas frequentemente) e, portanto, o nível mínimo de carga para que a geração eólica comece a ser cortada é maior. Nesse caso, então, também é atrativo a utilização dos SAEs, onde ao invés de retirar os aerogeradores de operação e desperdiçar sua energia, esta pode ser armazenada e, posteriormente, fornecida ao sistema (ACKERMANN, 2012).

Esta aplicação ainda pode ser utilizada para reduzir os custos de balanceamento da geração eólica, isto é, os custos adicionais que a energia eólica introduz na operação do sistema devido à sua variabilidade e incerteza (ACKERMANN, 2012). De modo mais geral, os SAEs também podem ser utilizados para reduzir a variação da curva de demanda diária de um SEP. Nesse caso, a usina de bombeamento se apresenta como uma das mais adequadas (SHIMADA; MUKAI, 2007).

3.3.4 Gerenciamento da Incerteza

Devido à produção da energia eólica não ser precisamente prevista, é comum a utilização de uma reserva adicional de geração para atender essa incerteza. Embora tal incerteza possa ser atendida com a utilização de unidades geradoras convencionais, essa solução pode acarretar em um aumento expressivo do custo de operação, além de potencialmente aumentar a emissão de gases de efeito estufa. Nesse sentido, os SAEs podem ser utilizados para responder rapidamente às incertezas da geração eólica e, assim, proporcionar uma operação mais eficiente do SEP. Para esta aplicação, os SAEs mais adequados são os que apresentam rápida resposta e que são apropriados para escalas de tempo de minutos à aproximadamente 6 horas (ACKERMANN, 2012).

3.3.5 Redução das Flutuações de Potência de Curto Prazo e Suporte à Qualidade da Energia Elétrica

A redução das flutuações de potência de curto prazo e o suporte à QEE, que é o caso abordado neste projeto de mestrado, compõe uma das aplicações mais importantes do SAE no contexto da energia eólica (ACKERMANN, 2012).

A geração eólica apresenta variações consideráveis da potência de saída em escalas reduzidas de tempo, isto é, de segundos a minutos. Tais variações, também conhecida como flutuação de potência de curto prazo, são ainda mais expressivas quando considerado o fenômeno local, ou seja, quando o local de conexão dos aerogeradores é próximo ao local analisado. As flutuações de potência podem causar impactos significativos na rede, especialmente se os aerogeradores estiverem conectados em fracas redes de transmissão ou redes de distribuição. Como exemplo, o fornecimento de potência reativa do sistema e a estabilidade de tensão podem ser afetados (ACKERMANN, 2012).

Nesse contexto, os SAEs podem ser utilizados para suavizar as variações de potência de curto prazo e, conseqüentemente, mitigar os problemas causados na rede. Para isso, são necessários SAEs de resposta muito rápida e com capacidade de fornecer/absorver alta potência quando requerido. É importante comentar que, nesta aplicação, a densidade por unidade de potência, bem como o preço por unidade de potência, são características mais importante do que a densidade e o preço por unidade de energia (ACKERMANN, 2012; NOVAKOVIC; PASHAIE; NASIRI, 2014).

Por esta aplicação ser mais significativa em redes de pequeno porte, SAEs de menor porte conectados em sistemas de distribuição tem se apresentado como uma topologia promissora para abordar o problema. No entanto, diferentes tecnologias de SAEs de resposta rápida podem ser utilizadas para suavizar as variações de potência e contribuir para a QEE (ABBEY; JOOS, 2007; ACKERMANN, 2012).

3.3.6 Suporte à Frequência da Rede

Em sistemas onde a presença da geração eólica é muito alta, manter a inércia se torna uma tarefa desafiadora para os operadores da rede. Isso deve-se aos aerogeradores que, em geral, fornecem zero ou pouca inércia ao SEP, embora alguns aerogeradores atuais consigam contribuir melhor. Portanto, com elevada inserção de eólica, é consideravelmente mais difícil manter a frequência da rede após distúrbios no SEP (ACKERMANN, 2012).

Os SAEs de alta densidade de potência, por possuírem rápido tempo de resposta e alta eficiência, são adequados para auxiliar na regulação de frequência da rede. O *flywheel*, em conjunto com um *software* de monitoramento adequado, tem se mostrado bem útil para esta aplicação. No entanto, outras tecnologias de armazenamento de rápida resposta também são apropriadas para suporte de frequência, como o supercapacitor, a bateria de lítio-íon e o SMES (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

3.3.7 Controle da Tensão

Os SAEs de rápida resposta e com conversor eletrônico de potência apropriado podem identificar variações de tensão e atuar rapidamente para auxiliar a manter um nível adequado. Alguns conversores possibilitam que o SAE forneça potência reativa sem afetar sua energia armazenada e, portanto, tal potência pode ser continuamente utilizada para contribuir com a tensão da rede (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

3.3.8 Suportabilidade aos Afundamentos de Tensão

Diversos países têm aplicado requisitos restritos quanto ao comportamento das unidades eólicas em situações de faltas e distúrbios na rede. As exigências incluem não só que os aerogeradores mantenham-se conectados à rede durante as faltas, mas também que auxiliem na estabilidade da rede de forma similar às usinas convencionais. Tal requisito é conhecido em inglês como *Low-Voltage Ride Through (LVRT) requirement* (requisito de suportabilidade às baixas tensões, em tradução livre, ou, ainda, suportabilidade às faltas) (FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Em caso de falta no sistema elétrico, é comum a ocorrência de um afundamento ou, até mesmo, a interrupção da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da unidade eólica. Com a redução da magnitude da tensão no PAC, a capacidade de fornecimento de potência ativa para a rede dos aerogeradores com conversor eletrônico também é reduzida. No entanto, durante a falta, a potência da turbina eólica e do gerador mantém praticamente inalterada. Isso faz com que a potência excedente fique retida no conversor e, conseqüentemente, que a tensão no elo CC aumente drasticamente (ABBEY; JOOS, 2007; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

O aumento excessivo da tensão no elo CC do conversor pode danificar ou, até mesmo, comprometer esse equipamento essencial da unidade eólica. Desse modo, os SAEs podem ser utilizados para consumir o excesso de potência durante uma falta e, portanto, controlar a tensão no elo CC do conversor. Com essa aplicação, onde o elo CC do conversor é protegido pelo SAE, é possível melhorar a capacidade de LVRT da unidade eólica e auxiliar a rede injetando potência reativa durante às faltas (ABBEY; JOOS, 2007; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentadas as principais tecnologias dos SAEs utilizadas nos SEPs, bem como uma análise comparativa das tecnologias que possuem rápida resposta do fornecimento de potência. As aplicações mais importantes dos SAEs no contexto da geração eólica também foram descritas.

Dentre as tecnologias apresentadas, com exceção da usina reversível e de ar comprimido, todas possuem tempo de resposta suficientemente rápido para atender às flutuações de potência de curto prazo. Entretanto, com base na análise comparativa, é evidente que algumas tecnologias podem se mostrar mais adequadas do que outras para a aplicação deste trabalho.

O supercapacitor se destaca em vários atributos: possui a maior densidade de potência, menor custo por unidade de potência instalada e maior vida útil em ciclos. Tais características fazem do supercapacitor o SAE ideal para a suavização de potência de curto prazo, onde é exigido elevada potência (com relação à energia) e frequente fornecimento e absorção de potência. Assim sendo, o supercapacitor é utilizado neste trabalho para realizar a suavização de curto prazo.

Dentre as diversas aplicações dos SAEs, destacam-se as relacionadas com a flutuação de curto prazo da potência da geração eólica. Tal efeito é mais significativo em sistemas de distribuição, nas microrredes, em fracas redes de transmissão, e em situações onde os aerogeradores encontram-se mais próximos da parte analisada do sistema. Os efeitos mais significativos da geração eólica em sistemas de distribuição são relacionados ao impacto na tensão e na QEE da rede. Dessa forma, a suavização de potência de curto prazo, por meio dos SAEs, pode contribuir para mitigar esses efeitos negativos do aerogerador (ABBEY; JOOS, 2007; ACKERMANN, 2012; SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012).

Para o caso em que o SAE é conectado ao elo CC do conversor do aerogerador, como no caso do presente projeto de mestrado, o armazenador também pode ser utilizado para controlar a tensão do elo CC em situação de falta na rede e, conseqüentemente, contribuir com a suportabilidade da unidade eólica às faltas. Em conjunto com a suavização de potência, essa aplicação em que o SAE é utilizado para proteger o elo CC do conversor da unidade eólica também é investigada neste trabalho de mestrado.

Revisão Bibliográfica do Tema da Pesquisa

Conhecer a história e o estado da arte do tema em estudo é de extrema importância para realizar um projeto de pesquisa relevante e atual. Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre a suavização de potência da geração eólica com ênfase no curto prazo e na utilização de SAEs. São descritos alguns trabalhos da literatura que abrange desde os primeiros relatos dos problemas da variabilidade de potência da geração eólica, até os trabalhos mais recentes que propõem técnicas sofisticadas com SAEs para contornar tal problema.

Em vista disso, a primeira seção deste capítulo descreve a origem e a evolução do tema da suavização de potência da geração eólica. Posteriormente, na segunda seção, são apresentados e comparados os trabalhos mais recentes e relevantes da literatura. Por fim, a terceira e última seção dedica-se em apresentar algumas considerações finais.

4.1 Origem e Evolução do Tema

O problema da flutuação de potência da geração eólica começou a ser discutido na literatura com mais frequência no início da década de 80, quando os aerogeradores comerciais começaram a ser instalados mais regularmente. Nos primeiros trabalhos, os autores propuseram métodos menos sofisticados para suavizar a potência. No final dos anos 90, no entanto, começaram surgir trabalhos que utilizavam SAEs (principalmente *flywheel* e bateria de chumbo-ácido) para suavizar a potência de saída dos aerogeradores.

No início, os SAEs somente possuíam aplicação viável para SEPs remotos e isolados, onde a utilização de geradores a diesel para complementar à geração eólica se apresentava financeiramente inviável. Os SAEs, então, foram propostos para evitar ao máximo o uso do combustível, reduzir as partidas e paradas excessivas do gerador a diesel, aumentar a confiabilidade da rede e melhorar a QEE. Nesse contexto, são apresentados a seguir, em

ordem cronológica, os principais trabalhos que começaram a discutir o tema da suavização de potência da geração eólica.

Wasynczuk, Man e Sullivan (1981) ressaltaram que variações aleatórias no vento podem resultar em grandes flutuações de potência no eixo do aerogerador e, consequentemente, na potência elétrica entregue à rede. Então, os autores propuseram dois métodos de suavização: um baseado no ajuste do ângulo de passo das pás da turbina, e outro baseado na utilização de um eixo de material flexível (entre a turbina e o gerador) com amortecimento inerente elevado. Os resultados foram analisados a partir de um modelo experimental de aerogerador de grande porte. O método baseado na variação do ângulo de passo reduziu as variações de potência de curto prazo, porém também diminuiu significativamente a energia extraída do vento. O método baseado no eixo flexível com amortecimento, embora possibilitasse a redução das flutuações de potência, não se apresentou viável, uma vez que é necessário instalar um novo eixo com material especial nos aerogeradores.

Park e Zastrow (1982) estudaram os impactos da unidade eólica de pequeno porte (até 100 kW) conectado à rede de distribuição e ressaltaram a variação excessiva de potência que ocorre na escala de tempo de segundos. Nesse trabalho, os autores descreveram um aerogerador de 45 kW que utiliza um banco de baterias de chumbo-ácido no elo CC, entre o retificador e o inversor do gerador, para o armazenamento de curto prazo e para reduzir problemas de chaveamento no inversor. No entanto, tal trabalho não propôs uma solução para a flutuação de potência e, sim, realizou uma análise para auxiliar e recomendar as concessionárias de energia sobre os principais impactos da geração eólica. Os autores ressaltaram que a flutuação de tensão é um dos principais impactos e que pode resultar no efeito *flicker*, no aumento das variações dos TAPs dos reguladores e em complicações de bancos de capacitores compensadores de reativo.

Lyons e Thomas (1983) propuseram a suavização das flutuações de potência por meio do controle do chaveamento dos conversores de potência. Foi utilizado um modelo experimental de aerogerador *full-converter* de velocidade variável. Os conversores possibilitaram o controle da velocidade das pás da turbina e, consequentemente, da potência enviada à rede. Desse modo, os autores elaboraram um esquema de controle que minimiza a função custo de duas variáveis: a variância da potência gerada e o erro da velocidade da pá com relação a velocidade ótima. Como a suavização nesse caso implica em operar a turbina em uma velocidade diferente da ótima, esse controle foi ajustado para encontrar o melhor balanço entre essas duas variáveis. Por fim, o controle foi capaz de reduzir as flutuações da potência, porém com uma acompanhada redução da energia capturada do vento.

Infield et al. (1983) comentaram que em SEPs remotos, isolados e de pequeno porte, a integração de SAEs com a geração eólica pode ser atrativa economicamente. Os autores propuseram um sistema híbrido de geração eólica e diesel com um banco de baterias onde todos foram conectados por meio de um elo CC. No entanto, embora os autores

ressaltaram o problema da variação de curto prazo da geração eólica, não foi avaliado o uso da bateria para esse propósito e, sim, para equiparar a geração e a demanda. A intenção foi evitar ao máximo o uso do gerador a diesel para somente utilizá-lo quando o conjunto aerogerador-bateria não era suficiente para abastecer a demanda.

Shi, Thorp e Thomas (1985) salientaram que as rápidas variações de potência de um parque eólico podem acarretar em elevado custo de operação do sistema, uma vez que deve-se utilizar a custosa geração a gás para compensar essas flutuações. Os autores, então, propuseram um sistema CA/CC/CA, integrado com todas as unidades eólicas, e um controle adequado desse sistema, para suavizar e limitar a potência de saída do parque. Com tal suavização e limitação, foi possível reduzir a necessidade da geração a gás e, conseqüentemente, diminuir o custo de operação do sistema. Entretanto, para limitar e suavizar a potência do parque eólico, foi desperdiçada parte da energia útil que poderia ser entregue à rede.

Nakra e Dube (1988) propuseram uma topologia de gerador para a unidade eólica de eixo vertical com o objetivo de melhorar diversas características, entre elas, as variações de potência injetada na rede. A topologia consiste no gerador de indução, cujo rotor bobinado é conectado à rede por meio de um retificador e um inversor. Tal configuração, que é similar ao DFIG, proporcionou uma redução das variações de potência causados pelo vento quando comparada com a topologia SCIG.

Embora outros trabalhos já haviam abordado o uso dos SAEs com a geração eólica para outros fins, Davies e Jefferson (1989) foram os primeiros a estudar um SAE de alta densidade de potência para suavização de curto prazo da geração eólica. Os autores apresentaram um SEP isolado real que é abastecido por um aerogerador, um *flywheel* e um gerador a diesel de *backup*. O *flywheel* foi conectado ao sistema por meio de uma máquina síncrona e, devido à restrição de frequência da rede, foi utilizado somente 20% de sua capacidade de energia. Nessa configuração, a potência do SAE não é controlada e, portanto, flui naturalmente de acordo com a frequência do sistema. Contudo, tal configuração foi suficiente para amenizar as variações de potência da unidade eólica e aumentar a confiabilidade do sistema. Por fim, os autores salientaram que a operação assíncrona do *flywheel* poderia aumentar para 80% de capacidade útil de energia e, ainda, tornar sua potência controlável para diferentes aplicações, assim como para a QEE.

McNerney e Richardson (1992) comentaram sobre a variabilidade excessiva da geração eólica, porém ressaltaram que esta característica não apresentava grandes problemas na época devido à sua pequena contribuição de potência nas redes de grande porte. No entanto, os autores indicaram uma tendência no aumento da participação da eólica e ressaltaram que as flutuações de potência podem causar problemas de QEE e desgastes nos equipamentos do SEP. Nesse trabalho, foi proposto um modelo matemático para obter a potência do parque eólico a partir da medição de potência de apenas um aerogerador. Os autores comentaram que, dependendo da disposição geográfica dos aerogeradores,

as variações de curto prazo da potência do parque eólico podem ser significativamente suavizadas.

Zahedi (1997) propôs a configuração de um sistema de geração composto por fontes renováveis (eólica e solar) e uma bateria para aumentar a confiabilidade, a eficiência e a QEE da rede. No entanto, foi proposto somente a configuração do sistema e um modelo matemático para avaliar o desempenho da topologia. Não foram apresentados os resultados da integração das fontes renováveis com o SAE.

Hardan et al. (1998) foram os primeiros na literatura a investigarem mais detalhadamente a suavização de potência de curto prazo por meio de um SAE. Os autores realizaram testes práticos de um aerogerador de 45 kW e um *flywheel*, também de 45 kW, com energia suficiente para absorver/fornecer potência nominal por 2,2 minutos. Foi apresentado o controle bidirecional do SAE, que é baseado no controle vetorial, e a eficácia do *flywheel* em reduzir as variações de curto prazo. A partir das oscilografias e do espectro de frequência da potência do aerogerador e da potência suavizada, verificou-se que as flutuações da geração eólica foram significativamente reduzidas. Esse artigo é o primeiro encontrado na literatura que se aproxima do tema deste projeto de mestrado.

Dokopoulos, PatrAlexis e Manousaridis (1998) avaliaram, por meio de simulações, o uso de uma grande indutância no elo CC do conversor eletrônico da unidade eólica para melhorar a QEE da rede e a resposta dinâmica do aerogerador durante às faltas. Tal indutor de grande porte, que funcionou como um SAE de alta potência, pôde reduzir as variações de potência de curto prazo e manter o aerogerador conectado por mais tempo durante às faltas, melhorando, assim, a capacidade de LVRT. Adicionalmente, alguns parâmetros do SAE foram alterados para verificar os efeitos na suavização de potência e na suportabilidade às faltas.

Cardenas et al. (2001) realizaram testes práticos de um *flywheel*, o qual foi acoplado no elo CC de um protótipo de aerogerador, para reduzir as variações de tensão do elo que ocorrem devido às flutuações de vento na turbina ou às variações de carga do sistema. Os autores propuseram um controle não linear em conjunto com o sistema *fuzzy* para controlar a potência injetada do *flywheel*. Os resultados mostraram que o SAE diminuiu consideravelmente as variações de tensão no elo CC e, possivelmente, suavizou a potência de saída do conjunto. Entretanto, o trabalho se restringiu em analisar o elo CC da unidade eólica e, então, não foi incluída a verificação do efeito da suavização no SEP. Esse foi o primeiro trabalho relevante que utilizou uma técnica inteligente para abordar a suavização de potência de curto prazo da geração eólica por meio do SAE.

4.2 Trabalhos Atuais Relevantes

Até o final da década de 90, os trabalhos abordavam a suavização de potência a partir de tecnologias de aerogeradores e de SAEs mais antigos, como, por exemplo, o *flywheel* e

a bateria de chumbo-ácido. Adicionalmente, as primeiras aplicações dos armazenadores de energia para suavização foram propostas para sistemas remotos e de pequeno porte, onde a energia eólica era mais significativa e o custo da geração a diesel era elevado.

No início do século XXI, entretanto, os autores começaram a utilizar tipos mais atuais de aerogeradores, como, por exemplo, o DFIG e o *full-converter*, bem como aplicar as tecnologias mais recentes de SAE, como o supercapacitor, o SMES e outros tipos de bateria. Adicionalmente, nos trabalhos atuais são considerados diversos cenários para a aplicação dos SAEs na suavização de potência de curto prazo, tais como: as microrredes e os sistemas de distribuição.

Nesse contexto, são apresentados nesta seção os principais trabalhos recentes sobre suavização de curto prazo da geração eólica com a utilização de SAEs. Adicionalmente, foi dado maior enfoque nos trabalhos que utilizam técnicas de controle baseado em ferramentas inteligentes. Tais trabalhos são utilizados como base para a realização deste projeto de mestrado e são descritos a seguir. Vale salientar que o trabalho mais antigo aqui apresentado, realizado por Abbey e Joos (2007), é utilizado por ter sido muito citado na literatura e, portanto, consiste em uma referência base para esse tema da suavização.

No trabalho de Abbey e Joos (2007), é salientado o crescimento em escala mundial da geração eólica e a preocupação com a variação de potência dessa fonte renovável cada vez mais significativa nos SEPs. É comentado que para conexões de aerogeradores em redes de distribuição, os principais estudos que são exigidos são relacionados à QEE e aos impactos na tensão de longo e curto prazo. Por outro lado, em novas conexões em sistemas de transmissão, os principais problemas são relacionados à estabilidade, suporte de tensão e a incerteza da geração. Os autores comentaram que os SAEs podem auxiliar a resolver algum desses problemas, bem como aumentar a controlabilidade da potência e a suportabilidade às faltas.

No artigo de Abbey e Joos (2007), portanto, é proposto um supercapacitor e seu esquema de controle para suavizar a potência de curto prazo e melhorar a capacidade de LVRT. O valor nominal da energia do supercapacitor, de 1200 Volts e 0,5 MW, é dimensionado com base na curva de LVRT típica que um aerogerador deve suportar, o que resultou em 1,66 MJ ou 0,461 kWh. O SAE é conectado, por meio de um conversor CC/CC, junto ao elo CC do conversor de potência da unidade eólica de 1 MW, 1200 V e topologia DFIG. Para ajustar a potência do supercapacitor, é utilizado um controle baseado na lógica *fuzzy* e na previsão de vento incidente na turbina. As simulações mostraram que o supercapacitor é capaz de suavizar a potência da geração eólica e aperfeiçoar a suportabilidade às faltas. No entanto, quanto maior o erro na previsão de vento, maior é a capacidade de energia necessária do supercapacitor para manter o bom desempenho.

Jerbi, Krichen e Ouali (2009) utilizaram um *flywheel* conectado ao elo CC do aerogerador DFIG, por meio de um conversor CA/CC, para controlar tanto a potência ativa quanto a reativa injetada à rede. O controle da potência ativa objetiva suavizar a po-

tência combinada do SAE e do aerogerador, enquanto que o controle da potência reativa objetiva estabilizar-se no valor da potência reativa da carga conectada ao terminal da unidade eólica. Para realizar o controle da ativa, é utilizado um filtro passa-baixa em conjunto com o sistema *fuzzy*, o qual utiliza como variável de entrada a velocidade do *flywheel* (ou seja, o SOC do SAE) e a potência filtrada do gerador da unidade eólica. O controle da potência reativa, por sua vez, é realizado da forma convencional, isto é, utiliza um comparador e um controlador PI. Para testar o método proposto, foi utilizado um modelo de aerogerador de 100 kW e um *flywheel* de potência e energia não especificadas.

As simulações apresentadas no trabalho do Jerbi, Krichen e Ouali (2009) foram realizadas a partir de modelos simples de fluxo de potência e não foi especificado o *software* utilizado. Os resultados, que foram obtidos a partir de uma série temporal de vento de 300 segundos, mostraram uma suavização da potência ativa resultante enviado à rede. A potência reativa, por sua vez, também foi controlada, resultando em um perfil de tensão com menos flutuação. No trabalho, não foi verificada a melhoria da suportabilidade às faltas e a proteção do elo CC da unidade eólica.

Li, Joos e Belanger (2010) realizaram um trabalho, com simulações em tempo real, que consideram um sistema híbrido de bateria e supercapacitor para realizar a suavização de potência da geração eólica. O SAE híbrido possibilita tirar vantagem da alta potência do supercapacitor e da elevada capacidade de energia da bateria utilizada. O supercapacitor utilizado possui 2 MW e 4,7 kWh (16,92 MJ), e a bateria de fluxo possui 0,84 MW e 28 kWh (100,8 MJ). Cada SAE foi conectado ao elo CC do conversor da unidade eólica por meio de um conversor CC/CC. O modelo de unidade eólica utilizado no trabalho é de 2 MW, de topologia PMSG e com conversor completo de 3 níveis.

Li, Joos e Belanger (2010) utilizam um esquema de controle da potência injetada dos SAEs baseado na filtragem do sinal de potência do aerogerador. As frequências mais altas das variações de potência são destinadas para o supercapacitor suavizar, e as mais baixas para a bateria. A integração dos armazenadores e o controle personalizado para cada SAE proporcionaram uma significativa redução das flutuações de potência do aerogerador.

Suvire, Molina e Mercado (2012) propuseram o *flywheel* com um controle baseado em lógica *fuzzy* para aprimorar o desempenho de uma microrrede com alta inserção de geração eólica. O *flywheel*, que é conectado em paralelo às unidade eólicas e que possui o próprio conversor *back-to-back*, é ajustado para realizar controle de tensão, suporte de frequência e suavização de potência dos aerogeradores. O controle de tensão é mantido continuamente ativo no SAE, porém o suporte de frequência e a suavização de potência são ativados de acordo com a condição do sistema. Quando a frequência da microrrede está dentro de uma faixa delimitada, o modo suavização de potência é acionado; e quando a frequência extrapola essa faixa delimitada, a função de suporte de frequência é ativada.

Para realizar as simulações, no trabalho de Suvire, Molina e Mercado (2012), foram considerados 6 aerogeradores PMSG *full-converter* de pequeno porte (300 kW) e um

flywheel de 1,5 MVA e 5,28 kWh (19 MJ). Os resultados obtidos por meio das simulações no MATLAB/Simulink mostraram que a metodologia é eficaz e, conseqüentemente, pôde aperfeiçoar a microrrede. Entretanto, os resultados gráficos mostraram que no período em que o controle realizava a suavização de potência, a capacidade do SAE foi subutilizada. Adicionalmente, não foram utilizados indicadores numéricos da suavização de potência e não foi descrito o controle de MPPT dos aerogeradores, o qual influencia significativamente nas flutuações de potência.

No trabalho de Mandic et al. (2013), foi proposto um supercapacitor conectado diretamente no elo CC do conversor da unidade eólica, de forma que não foi necessário um conversor CC/CC. Desse modo, a potência do SAE varia naturalmente conforme a tensão do elo CC, a qual é controlada pelo conversor do aerogerador. Os autores utilizaram uma lógica de controle baseada em um filtro adaptativo que altera sua frequência de corte em função do estado de carga do supercapacitor. Foram realizadas simulações e testes práticos em escala reduzida para avaliar a técnica de suavização. O método possibilitou uma significativa redução das variações de potência, como mostrou um gráfico de espectro em frequência da potência. A topologia apresentada nesse trabalho, contudo, pode causar a subutilização do supercapacitor, uma vez que a sua tensão e seu estado de carga são limitados pela restrição da tensão do elo CC do conversor.

Gkavanoudis e Demoulias (2014) utilizaram um supercapacitor conectado ao elo CC do conversor *back-to-back* do aerogerador para suavizar a potência e cumprir com os requisitos de LVRT. Durante afundamentos de tensão na rede, o aerogerador envia a quantidade possível de potência ativa à rede e armazena o excedente no supercapacitor. Entretanto, quando o afundamento de tensão na rede extrapola a curva de LVRT exigida pelo operador da rede, o aerogerador é desconectado da rede, porém mantido ligado e enviando a energia produzida ao supercapacitor. O objetivo de fazer esse procedimento, segundo os autores, é de permitir que a unidade eólica não atrapalhe a detecção da falta por meio do relé da subestação e, ainda, não necessite de desligar o aerogerador. A suavização de potência, por sua vez, é realizada por meio da técnica do FMM e um fator “K”, o qual é utilizado para manter o SOC em níveis adequados. A técnica de controle foi testada por meio da simulação no *software* PSim com um modelo de aerogerador WRSG de 2 MW e com um supercapacitor de 2 MW e 1500 V.

Os resultados do trabalho do Gkavanoudis e Demoulias (2014) mostraram que, no caso de faltas na rede, o aerogerador operou como planejado para tentar contribuir com a detecção da falta pelo relé da subestação. Entretanto, durante o afundamento de tensão, tal técnica não injeta potência reativa e, portanto, não auxilia na regulação de tensão da rede no regime transitório. Adicionalmente, a desconexão e a conexão do aerogerador, quando a curva do afundamento de tensão ultrapassa e retorna dentro da curva de LVRT, gera significativo transitório de potência ativa, o que pode prejudicar a estabilidade e a QEE da rede. A suavização de potência, por sua vez, diminuiu as flutuações de potência

do aerogerador e, ainda, permitiu uma reserva de SOC disponível para ser utilizado em situação de afundamentos de tensão na rede. A suavização também foi testada em uma microrrede para reduzir as variações de frequência da mesma. No entanto, a suavização foi testada com um perfil de vento artificial senoidal regular e com tempo de simulação total de 20 segundos, o que pode prejudicar a validade dos resultados, uma vez que o comportamento do vento é previsível e o funcionamento a um maior prazo não é verificado.

No trabalho de Novakovic, Pashaie e Nasiri (2014) foi apresentado uma topologia distribuída de SAEs para suavizar a potência de um parque eólico. Foram consideradas 100 unidades eólicas, sendo que em cada uma foi conectado um SAE genérico de rápida resposta com 675 kW e 12,5 kWh (45 MJ), isto é, energia equivalente a 1 minuto da potência nominal do aerogerador. Embora não foi modelado nenhuma tecnologia de SAE específica, os autores salientaram que os supercapacitores e os *flywheels* são tecnologias adequadas para esse propósito. O controle integrado proposto, que foi baseado em Redes Neurais Artificiais (RNAs), teve como objetivo otimizar a utilização de energia dos SAEs e suavizar a potência do parque eólico como um todo, e não de um aerogerador específico.

Novakovic, Pashaie e Nasiri (2014) utilizaram modelos extremamente simplificados de aerogeradores *full-converter* para as simulações e não especificaram sua topologia. Os resultados mostraram que o controle integrado dos SAEs reduziu as flutuações de potência do parque eólico. Adicionalmente, os autores salientaram que o controle integrado também possibilita a utilização dos SAEs para serviços ancilares, como o suporte de frequência.

Ammar e Joos (2014) propuseram um supercapacitor para melhorar a QEE de redes de distribuição com significativa inserção de geração eólica. Mais especificamente, foi proposta a suavização das variações de curto prazo da geração eólica que causam as flutuações de tensão e, conseqüentemente, o efeito *flicker*. O SAE foi dimensionado com base na energia e potência necessária para mitigar a maior flutuação de tensão possível, o que resultou no supercapacitor de 25,6 F, 770 kW e 4,27 kWh. Diversos cenários foram simulados considerando o aerogerador do tipo DFIG de 2 MW conectado na rede de distribuição.

O controle do supercapacitor proposto no trabalho de Ammar e Joos (2014), que foi baseado em um filtro passa-alta do sinal da potência eólica, mostrou-se eficaz tanto para reduzir as flutuações de tensão quanto para manter o estado de carga em níveis adequados. A utilização do SAE apresentou-se superior ao controle de potência reativa dos aerogeradores para reduzir o *flicker*, embora essa melhoria foi menos evidente quanto menor o nível de inserção da geração eólica.

Liu et al. (2016) propuseram um método que utiliza a previsão de curto prazo do vento de um parque eólico para estimar a potência suavizada que deve ser fornecida. A estimação da potência suavizada é realizada por meio do ajuste de curvas polinomiais, que utilizam o método dos mínimos quadrados, sobre a curva prevista de vento. Os resultados mostraram que, quanto menor o grau do polinômio utilizado, menor a variação de potência

do conjunto aerogerador-bateria, porém maior a capacidade de energia que a bateria deve conter. Nesse trabalho, não foram utilizados modelos de bateria e aerogerador, embora o autor tenha comentado sobre a tecnologia promissora da lítio-íon.

Lin et al. (2017) apresentaram um sistema inteligente baseado no conjunto *fuzzy*-RNA recorrente para controlar a potência da bateria e suavizar a geração eólica. O sistema *fuzzy*-RNA possui quatro camadas e um complexo algoritmo de ajuste *online* de diversos parâmetros internos. Os autores utilizaram a habilidade de lidar com dados imprecisos do sistema *fuzzy* e a habilidade da RNA recorrente de reconhecer a dinâmica do processo e ajustar seus parâmetros internos de forma *online*. O objetivo do trabalho foi determinar as características (energia e potência) da bateria de chumbo-ácido de forma que as flutuações da eólica ficassem dentro de uma faixa específica. Foram utilizados dois estágios de conversão para conectar a bateria à rede: um conversor bidirecional CC/CC e um inversor de três níveis com o neutro grampeado. O aerogerador de pequeno porte utilizado (2 kW) foi modelado de forma simples e não foi apresentado uma topologia específica.

Os resultados do trabalho de Lin et al. (2017) foram obtidos a partir das simulações no MATLAB/Simulink e dos testes práticos em bancada. Comparado com outros métodos de controle da bateria apresentados no trabalho, o *fuzzy*-RNA apresentou a menor capacidade de energia e potência requerida da bateria. No entanto, devido à complexidade do método e ao ajuste *online* dos parâmetros internos, tal técnica pode apresentar dificuldades na implementação e grande esforço computacional para aplicações práticas. Adicionalmente, embora a suavização de potência do trabalho foi justificada com o objetivo de melhorar a QEE, as condições da rede não foram avaliadas.

Zhou, Yan e Li (2017) apresentaram uma técnica de controle que leva em consideração a previsão do vento de um horizonte de 1 hora com intervalos de 5 minutos. O sinal da potência suavizada é gerado por meio de um FPBPO aplicado ao sinal da potência original do aerogerador. Entretanto, é adicionada a contribuição do sinal do estado de carga do SAE, onde a influência da previsão do vento é considerada. A parte do controle relacionada com a previsão do vento somente é ativada quando a previsão indica um futuro carregamento ou descarregamento excessivo da bateria. Com isso, a técnica proposta pode evitar essa possível extrapolação do estado de carga e gerenciar melhor a energia do SAE.

Para realizar as simulações, Zhou, Yan e Li (2017) utilizaram uma bateria de 12,42 MW e 5,4 MWh (19.440 MJ) para suavizar a potência de um parque eólico de 27 MW de potência instalada. Os autores utilizaram um indicador de flutuação da potência, denominado de índice de rugosidade, além de outros indicadores para avaliar os ciclos da bateria de chumbo-ácido e o uso da sua energia. Os resultados, para quando a previsão de vento foi precisa, mostraram-se melhores do que outros métodos de suavização também apresentados. Entretanto, a técnica proposta diminuiu significativamente seu desempenho quando considerado maior capacidade da bateria e quando considerado o erro da previsão

da velocidade do vento. Adicionalmente, no trabalho não foi apresentado o modelo da bateria e não foi especificado o tipo e o modelo do aerogerador utilizado no parque eólico.

Guo et al. (2018) apresentaram um SMES real de 1 MVA e 1 MJ, instalado em um parque eólico existente na China, para suavizar a potência de somente um aerogerador de 850 kW do tipo DFIG. O SMES, que possui uma bobina supercondutora de indutância de 13,3 H e temperatura de operação de $-246,15^{\circ}\text{C}$, também é utilizado como limitador de corrente de falta para aperfeiçoar a capacidade de LVRT do aerogerador. O SMES foi conectado à rede, em paralelo ao aerogerador, para realizar a suavização de potência de curto prazo. Entretanto, uma parte do equipamento foi conectado em série, entre a saída do aerogerador e a rede, para realizar a limitação da corrente de falta. Não foi descrita a técnica de suavização de potência utilizada.

Os resultados do trabalho de Guo et al. (2018) foram apresentados por meio de registros oscilográficos reais, os quais retrataram um caso com condições de ventos fortes e outro com ventos mais fracos. O SMES foi capaz de suavizar a potência adequadamente e, ainda, manter os níveis de corrente na bobina supercondutora (isto é, o estado de carga) em valores aceitáveis. Por outro lado, os resultados das faltas na rede mostraram que a corrente de falta foi expressivamente menor no caso em que foi utilizado o limitador de corrente baseado no supercondutor.

4.2.1 Análise Comparativa dos Trabalhos Atuais Relevantes

A Tabela 2 mostra a comparação dos principais tópicos estudados/utilizados nos trabalhos atuais supracitados. Mais especificamente, são apresentados na Tabela 2 quais trabalhos que foram realizados no contexto da transmissão, da distribuição, das microrredes, ou que não foi especificado o sistema. Adicionalmente, é apresentada a topologia de aerogerador utilizada nos trabalhos atuais relevantes, bem como a tecnologia do SAE, a configuração da conexão do SAE e seu controle. São apresentados, ainda, quais foram as aplicações dos SAEs e a forma que os resultados foram verificados.

É possível observar na Tabela 2 que os trabalhos abordaram a suavização tanto no contexto da transmissão quanto da distribuição. No entanto, poucos dos que abordaram o problema na distribuição utilizaram a estrutura da microrrede. Além do mais, nem todos utilizaram modelos adequados do sistema de elétrico e, então, não verificaram os efeitos da suavização na rede. Nesta pesquisa de mestrado, por outro lado, é utilizada uma microrrede baseada no sistema de distribuição *benchmark* de 14 barras do CIGRÉ. Isso possibilita analisar de forma mais precisa e confiável os efeitos da suavização de potência na operação da microrrede.

As topologias de aerogerador utilizadas nos trabalhos recentes relevantes apresentados neste capítulo foram o DFIG, o PMSG e o WRSG. O DFIG foi acompanhado de um conversor de aproximadamente 30% da potência nominal do aerogerador, e o PMSG e o WRSG com o conversor de 100%. Entretanto, vale comentar que nem todos utilizaram

Tabela 2: Comparação dos trabalhos atuais relevantes e do projeto de mestrado.

Tópicos		Abbey 2007	Jerbi 2009	Li 2010	Suvre 2012	Mandic 2013	Gkava. 2014	Novak. 2014	Ammar 2014	Liu 2016	Lin 2017	Zhou 2017	Guo 2018	Projeto Mestrado
Sistema	Transmissão	✓						✓		✓		✓	✓	
	Distribuição		✓		✓		✓		✓					✓
	Microrrede				✓		✓							✓
Topologia do aerogerador	DFIG	✓	✓						✓				✓	
	SCIG					✓								
	PMSG			✓	✓	✓								
	WRSG						✓							✓
	<i>Full-converter</i>			✓	✓	✓	✓	✓						✓
SAE	Bateria			✓						✓	✓	✓		
	Supercapacitor	✓		✓		✓	✓	✓	✓					✓
	<i>Flywheel</i>		✓		✓			✓						
	SMES												✓	
Configuração do SAE	Elo CC	✓	✓	✓		✓	✓	✓						✓
	Em paralelo				✓				✓		✓	✓	✓	
	Conversor CC/CC	✓		✓			✓		✓		✓			✓
	Conversor CC/CA		✓		✓				✓		✓		✓	
Controle do SAE	<i>fuzzy</i>	✓	✓		✓						✓			✓
	RNA							✓			✓			
	Outros controles			✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓		✓
	Previsão de vento	✓								✓		✓		
Aplicação	Suavização	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	LVRT	✓					✓						✓	✓
	Proteção Elo CC													✓
Resultados	Verificou a rede	✓	✓		✓		✓		✓					✓
	Indicador Suavi.					✓					✓	✓		✓

Fonte: Elaborado pelo autor.

modelos completos da unidade eólica ou, ainda, não especificaram modelo algum. Adicionalmente, nenhum dos trabalhos aqui citados explicitaram o controle de MPPT utilizado, sendo que tal controle influencia significativamente nas flutuações de potência injetada pelo aerogerador. Nesta pesquisa é utilizado um modelo detalhado de aerogerador do tipo WRSG *full-converter* com controle de MPPT baseado no OTC.

Vários trabalhos utilizaram o supercapacitor como SAE de rápida resposta para suavizar a potência de curto prazo da geração eólica. Contudo, alguns trabalhos não utilizaram modelos adequados para representar os SAEs. O presente projeto utiliza um modelo apropriado do supercapacitor para estudar a suavização de potência.

A Tabela 2 também mostra que ambas as configurações de conexão dos SAEs, ou seja, no elo CC do conversor da unidade eólica ou em paralelo com o aerogerador, são utilizadas para suavizar a potência. Neste trabalho de mestrado é utilizada a configuração onde o SAE é conectado ao elo CC por meio de um conversor CC/CC.

Diversas técnicas de controle dos SAEs foram utilizadas na literatura para suavização de potência. Lin et al. (2017) mostrou que controles baseados em sistemas inteligentes podem apresentar melhores resultados do que os convencionais. Entretanto, ainda não existe na literatura uma investigação abrangente das técnicas inteligentes e sua eficácia com relação às técnicas convencionais. Desse modo, este projeto investiga a eficácia da lógica *fuzzy* para suavizar a potência da geração eólica e compara com uma técnica convencional. Devido às limitações do escopo deste trabalho, não é utilizada a previsão de vento no controle do SAE.

Quando o SAE é empregado no elo CC do conversor da unidade eólica, a aplicação de suavização pode ser facilmente estendida para a melhoria da capacidade de LVRT. Contudo, dentre os trabalhos que conectaram o SAE no elo CC, somente no trabalho de Abbey e Joos (2007) e de Gkavanoudis e Demoulias (2014) foi realizado esse estudo. Além do mais, verifica-se que nenhum artigo abordou explicitamente a proteção do elo CC, a qual também pode ser realizada quando o SAE é conectado ao próprio elo. Nesse contexto, o presente projeto de pesquisa inclui as análises de proteção do elo CC do conversor da unidade eólica e, também, análises da suportabilidade do aerogerador às faltas quando o supercapacitor é utilizado.

Com relação aos resultados, todos os artigos apresentaram a comparação da curva não suavizada da potência com a suavizada, porém somente três apresentaram algum indicador adicional para avaliar o desempenho da suavização: Mandic et al. (2013) utilizaram o espectro em frequência do sinal de potência; Lin et al. (2017) o valor do desvio padrão das curvas de potência; e Zhou, Yan e Li (2017) um índice acumulativo que mede a rugosidade (flutuação) das curvas em análise. Neste trabalho de mestrado são apresentados e utilizados diferentes indicadores numéricos que auxiliam verificar a eficácia das técnicas de suavização de potência. Além dos indicadores, é analisado o impacto da suavização de potência da geração eólica na operação da microrrede.

4.3 Considerações Finais

A discussão do tema da suavização de potência da geração eólica de curto prazo teve início na década de 80 e encontra-se em alta até os dias de hoje. O aumento em escala mundial da penetração da energia eólica, aliado ao constante aperfeiçoamento das tecnologias de SAEs, tem impulsionado ainda mais os estudos nessa área.

A revisão bibliográfica deixou claro que ainda existem campos a serem explorados e contribuídos no tema da suavização, em especial: investigar técnicas inteligentes para controlar os SAEs e compara-las com técnicas convencionais; explorar o uso do SAE para, em conjunto com a suavização, realizar a proteção do elo CC e melhorar a capacidade de LVRT; utilizar indicadores numéricos apropriados para analisar a eficácia da suavização; e verificar os efeitos da suavização na operação das microrredes.

Nesse contexto, este trabalho apresenta uma técnica inteligente, mais especificamente, uma técnica baseada no sistema de inferência *fuzzy*, para suavizar a potência da geração eólica e melhorar o perfil de potência fornecida à rede. O desempenho do método de controle baseado na lógica *fuzzy* é avaliado com base nos indicadores de qualidade da suavização da potência. O sistema elétrico utilizado é baseado no *benchmark* do CIGRÉ de média tensão de 14 barras, o qual se caracteriza como um sistema de distribuição completo que possibilita tanto a operação no modo conectado à subestação quanto no modo autônomo.

Neste trabalho, adicionalmente, é utilizado o caso em que o SAE é conectado ao elo CC do conversor *back-to-back* da unidade eólica. Portanto, o SAE não só é investigado para suavização de potência, mas também para a proteção do elo CC e para a melhoria das características de LVRT do aerogerador.

O capítulo seguinte apresenta com maiores detalhes a unidade eólica utilizada e o ponto de conexão do SAE, bem como a técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy*, o sistema de distribuição e o *hardware* e *software* utilizados para realizar as simulações computacionais.

Sistema Elétrico Utilizado e Técnicas de Suavização

Neste trabalho, o problema da flutuação de potência é abordado com uma das configurações mais utilizadas em estudos de suavização de potência: o SAE é acoplado dentro do aerogerador, mais especificamente, no elo CC do conversor *back-to-back* do aerogerador *full-converter*. Tal configuração permite não só realizar a suavização de potência da geração eólica, mas também realizar outras funções, como, por exemplo, proteger o conversor *back-to-back* contra graves variações de tensão e aumentar a suportabilidade do aerogerador às faltas (ABBEY; JOOS, 2007; GKAVANOUDIS; DEMOULIAS, 2014).

Por utilizar o próprio conversor CC/CA da unidade eólica, essa configuração não necessita da aquisição de um novo inversor para adequar a tensão CC do SAE à tensão CA da rede. No entanto, para integrar o SAE junto à unidade eólica de forma adequada e obter os benefícios do armazenador, é necessário um esquema de controle conjunto que considere tanto as condições do aerogerador quanto as condições do SAE. Neste capítulo é apresentada a técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy*, bem como os detalhes da conexão do supercapacitor no aerogerador.

Simulações computacionais são poderosas ferramentas para realizar estudos e análises dos sistemas elétricos (LI; JOOS; BELANGER, 2010). Neste trabalho, a técnica proposta é verificada com base em simulações computacionais. Portanto, também é apresentado neste capítulo o programa computacional utilizado para as simulações, bem como os modelos, controles dos componentes implementados no *software* e toda metodologia para avaliar a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy*.

Na primeira seção deste capítulo é apresentado o *software* e o *hardware* utilizados para realizar as simulações computacionais. Em seguida, na segunda seção é apresentado o sistema elétrico teste. O modelo da unidade eólica base (sem a inclusão do SAE), denominado de configuração típica, e a configuração da unidade eólica com o supercapacitor conectado são descritos em detalhe na terceira e quarta seção, respectivamente. A técnica de suavização baseada no *fuzzy* e a técnica de suavização convencional são apresenta-

das na quinta seção. Por fim, na sexta e última seção, o capítulo é encerrado com as considerações finais.

5.1 *Hardware e Software de Simulação*

Os programas computacionais representam com bastante precisão os fenômenos de natureza eletromagnética e, por isso, têm sido bem aceito pela comunidade que trabalha com SEP. Tais programas, os quais comumente empregam o método de resolução de Dommel (1969), utilizam equações algébricas no tempo discreto para representar as equações diferenciais no tempo contínuo dos componentes elétricos (BATALIOLI, 2018).

Neste trabalho é utilizado o *software* RSCAD, que interage com o *hardware* de simulação digital em tempo real (RTDS), cuja marca registrada possui a mesma sigla (RTDS®). Por meio do programa RSCAD, é possível utilizar a biblioteca dos modelos de equipamentos e dos sistemas de controle, bem como modelar novos componentes e lógicas de controle e interagir com a simulação em tempo real. Vale comentar que a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy*, proposta neste trabalho, foi adicionada ao RSCAD por meio de um novo componente de controle implementado em linguagem C.

Uma das grandes vantagens do RTDS é a possibilidade de realizar a simulação em laço fechado. Ou seja, valores digitais da simulação podem ser transformados em grandezas analógicas para interagirem com equipamentos reais (relés de proteção, por exemplo) e, em seguida, as grandezas analógicas de interesse são então digitalizadas para interagir com a simulação digital. Embora o laço fechado não seja utilizado neste trabalho, o RTDS pode proporcionar outros benefícios. Devido ao grande poder computacional em relação aos computadores convencionais, o RTDS possibilita, por exemplo, a modelagem detalhada de componentes críticos, como os conversores eletrônicos, e a realização de várias simulações ou de longos períodos de simulação em um tempo reduzido (LI; JOOS; BELANGER, 2010).

Algumas características deste projeto de pesquisa são consonantes com os benefícios que o RTDS pode oferecer, tais como: a natureza do vento é estocástica e, por isso, pode ser necessário utilizar diversas séries temporais para simular os diferentes perfis de ventos; é necessário avaliar longos períodos (600 segundos) para verificar a eficácia completa da técnica de suavização; os modelos utilizados, em razão das características não lineares dos equipamentos, apresentam elevado grau de complexidade; os conversores eletrônicos baseados em *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs), os quais são utilizados na unidade eólica e nos SAEs, requerem modelos precisos para representar suas grandezas elétricas de forma apropriada; e, por fim, como o RTDS oferece a possibilidade de realizar o laço fechado, as técnicas de controle podem, em um próximo estágio desta pesquisa, ser testadas em laço fechado. Por esses motivos, as simulações em tempo real podem ser mais adequadas para estudar o tema da suavização da geração eólica. De outra forma, os

softwares convencionais poderiam exigir tempo excessivo de simulação para realizar tais estudos (LI; JOOS; BELANGER, 2010).

5.2 Microrrede Teste

Para verificar o efeito do aerogerador e da suavização de potência no sistema, é utilizada uma microrrede baseada no *benchmark* de média tensão do CIGRÉ de 14 barras. O *benchmark* de 14 barras do CIGRÉ é apresentado na Figura 27 (CIGRÉ, 2014). Tal sistema foi baseado em uma rede real do sul da Alemanha e foi elaborado com o objetivo de realizar estudos de integração de fontes renováveis e outros recursos energéticos na rede de distribuição. O *benchmark* do CIGRÉ consiste em um sistema balanceado e simétrico, de 20 kV e 50 Hz, com dois alimentadores principais e com a possibilidade de operar de forma radial ou malhada (CIGRÉ, 2014).

Figura 27: Equivalente monofásico do sistema de distribuição *benchmark* de média tensão do CIGRÉ.

Fonte: [adaptado] de CIGRÉ (2014).

Para realizar os estudos deste trabalho de mestrado, algumas considerações foram realizadas no *benchmark* do CIGRÉ. A frequência de 50 Hz foi alterada para 60 Hz, para se adequar a frequência nominal do Brasil, e, portanto, as reatâncias das linhas foram

adequadas para o novo valor de frequência. Adicionalmente, foi considerado somente o alimentador 1 do *benchmark*, conforme a sugestão apresentada pelo relatório técnico do CIGRÉ (CIGRÉ, 2014). O sistema adaptado é apresentado na Figura 28, onde é possível verificar a delimitação da microrrede e a inclusão dos geradores distribuídos. A microrrede pode ser operada de forma autônoma ou da forma convencional conectada à subestação.

Figura 28: Equivalente monofásico do sistema teste utilizado.

Fonte: [adaptado] de CIGRÉ (2014).

É possível verificar na Figura 28 que o sistema possui um transformador abaixador (110/20 kV) de 25 MVA na subestação, um disjuntor no início do alimentador, que delimita a microrrede, e dois geradores distribuídos: um gerador síncrono convencional despachável de 5 MVA e um aerogerador de 2 MVA. A carga total do sistema é de 24,16 MW e 6,07 MVar, sendo que 4,32 MW e 1,43 MVar estão conectadas dentro da microrrede (CIGRÉ, 2014). O Apêndice A apresenta os dados das cargas do sistema utilizado, bem como os dados dos transformadores e dos trechos das linhas.

Vale ressaltar que, para verificar os efeitos da suavização de potência da unidade eólica na microrrede e no gerador síncrono despachável de 5 MVA, a condição de rede autônoma, também conhecida como condição ilhada, é adotada para as simulações. Na condição ilhada, o gerador síncrono convencional é responsável por fazer o controle de frequência do sistema e o controle de tensão na barra 5, enquanto que o aerogerador injeta a potência que lhe é fornecido pelas condições do vento. Adicionalmente, vale

comentar que o SAE é acoplado dentro do conversor *back-to-back* do aerogerador, isto é, dentro do bloco “Conversor eletrônico” retratado na Figura 28.

5.2.1 Gerador Síncrono Convencional Despachável

Um gerador síncrono despachável de 5 MVA e 6,6 kV, baseado em Moura (2011), é considerado no sistema teste para possibilitar análises com a microrrede operando no modo autônomo. O modelo do gerador utilizado é o disponível na biblioteca do *software* RSCAD e os parâmetros da máquina foram obtidos do fabricante WEG (MOURA, 2011). Mais detalhes sobre o modelo e os parâmetros utilizados são apresentados no Apêndice B.

O gerador despachável pode funcionar em dois modos de operação. Quando a subestação encontra-se conectada à microrrede, o Gerador Síncrono (GS) opera no modo controle de fator de potência. Nesse caso, a máquina fornece a potência ativa desejada e mantém a potência reativa próxima de zero, de forma que o fator de potência se aproxime do unitário. Por outro lado, em casos em que a microrrede encontra-se desconectada da subestação, o controle do GS despachável é alterado para o modo de controle de frequência e de tensão. Portanto, nesse caso, o gerador controla sua potência ativa de forma a manter a frequência nominal da rede e controla a potência reativa de forma a manter a tensão nominal na barra 5 da microrrede.

Vale comentar que as simulações foram realizadas para a condição ilhada da microrrede, onde o regulador de tensão e de velocidade são responsáveis por controlar a tensão na barra e a frequência da microrrede, respectivamente. Nessa condição, o GS despachável é responsável por suprir a diferença de potência entre a carga da microrrede e a geração eólica. Portanto, quando a geração eólica apresenta flutuações de potência ativa, o GS despachável identifica, por meio da variação na frequência da microrrede, e compensa tal flutuação de potência de forma a manter o balanço carga-geração.

5.3 Configuração Típica da Unidade Eólica

As unidades eólicas que transmitem toda sua potência por meio de conversores eletrônicos são conhecidas como aerogeradores *full-converter* ou Tipo 4. Esse tipo tem sido um dos mais instalados no mundo recentemente: sua participação no mercado global no ano de 2013 atingiu 40,8% e tem crescido cada vez mais. Devido à interface realizada pelos conversores eletrônicos, o *full-converter* permite ajustar precisamente a velocidade da turbina para extrair a máxima potência do vento, bem como operar desacoplado das condições da rede e fornecer melhores serviços à mesma (MA et al., 2017).

Desse modo, nesta seção é apresentada a configuração e o modelo do aerogerador *full-converter* utilizado no presente projeto de mestrado para realizar os testes e as simulações. Entretanto, vale ressaltar que a configuração aqui apresentada consiste na unidade eólica

sem a inclusão do armazenador de energia, denominado de “configuração típica”. A configuração típica é utilizada como base de comparação com a configuração da unidade eólica em que o supercapacitor é adicionado.

Neste trabalho é utilizado um gerador WRSG de 2 MVA e 4 kV baseado no trabalho de Bataglioli (2018), conforme apresenta a Figura 29. Verifica-se que o gerador é conectado à rede por meio de dois conversores fonte de tensão de três níveis, na configuração *back-to-back* com o neutro grampeado. Por possuir funções diferentes, cada lado do conversor *back-to-back* é denominado de forma diferente, a saber, o Conversor do Lado do Gerador (CLG) e o Conversor do Lado da Rede (CLR).

Figura 29: Configuração típica da unidade eólica *full-converter* utilizada.

Fonte: [adaptado] de Bataglioli (2018).

A resistência conectada ao elo CC do conversor é utilizada para proteção do mesmo, onde, em situações de elevação da tensão CC, a resistência é ativada pelo IGBT série para drenar o excedente de energia dos capacitores. Verifica-se na Figura 29 que não é utilizada a caixa de engrenagens e, portanto, o eixo da turbina é diretamente conectado ao eixo do rotor do gerador. Essa configuração, a qual é possível somente em unidades eólicas do Tipo 4 que possuem o WRSG ou o PMSG, é denominada de topologia *direct-drive*. A utilização da caixa de engrenagens apresenta várias desvantagens, tais como: custo inicial elevado; excessivo ruído sonoro; extensivo desgaste; eficiência e vida útil reduzida; e necessidade de manutenção regular (YARAMASU et al., 2015).

Dentre os dois tipos de gerador possíveis para utilizar a topologia *direct-drive*, os aerogeradores que utilizam os PMSG apresentam grande variação de preço, principalmente devido à necessidade da matéria prima de terra-rara para construir os ímãs permanentes. Um dos principais elementos para construir o ímã teve, em 2011, uma elevação de 20 vezes o preço médio dos últimos 5 anos. Tal volatilidade do preço fez com que a General Electric, fabricante de aerogeradores, abandonasse a topologia PMSG. Portanto, embora o PMSG seja mais eficiente e possa requerer menos manutenção, a topologia WRSG utilizada neste trabalho se apresenta promissora para aplicações práticas (SERRANO-GONZÁLEZ; LACAL-ARÁNTGUI, 2016; QUÉVAL; OHSAKI, 2012).

As subseções seguintes descrevem os modelos utilizados para realizar as simulações computacionais. É apresentada a descrição da turbina eólica, do gerador síncrono e, por fim, do conversor *back-to-back*.

5.3.1 Turbina Eólica

O modelo de turbina eólica utilizado é baseado em Heier (1998) e encontra-se disponível na biblioteca do RSCAD, bem como na biblioteca de outros *softwares* de simulação de análise transitória. Tal modelo segue a Equação (15), onde a potência mecânica extraída pela turbina (P_M) depende do coeficiente de potência C_p , que por sua vez pode ser representado pela Equações (16) e (17) (SARTIKA et al., 2016). No modelo do RSCAD, os principais dados de entrada são: a potência e a velocidade nominal da turbina; e as constantes C_1 à C_6 utilizadas na expressão do coeficiente de potência. A Tabela 3 apresenta os valores utilizados no modelo, os quais equivalem ao de uma turbina de aproximadamente 70 m de diâmetro.

$$P_M = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_v^3 \cdot C_p \quad (15)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot (C_2 \lambda_i - C_3 \beta - C_4) \cdot e^{-C_5 \lambda_i} + C_6 \lambda \quad (16)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{(\lambda + 0,08\beta)} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (17)$$

onde: P_M é a potência mecânica no eixo;
 ρ é a massa específica do ar;
 A é a área da seção transversal da turbina;
 v_v é a velocidade do vento;
 C_p é o coeficiente de potência da turbina;
 C_1 a C_6 são as constantes do modelo da turbina;
 λ é a razão de velocidade da ponta da pá; e
 β é o ângulo de passo das pás da turbina.

Tabela 3: Parâmetros do modelo da turbina eólica utilizada.

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: baseado em Heier (1998).

Para o aerogerador operando com uma velocidade de vento de 5,5 m/s, a turbina eólica extrai um valor de potência que é aproximadamente igual ao somatório das perdas de todos os componentes da unidade eólica, ou seja, a potência ativa líquida fornecida à rede é aproximadamente zero. Desse modo, a velocidade de *cut-in*, ou a velocidade mínima de operação do aerogerador, foi definida como sendo 5,5 m/s. Para valores de vento abaixo do *cut-in*, a unidade eólica é desligada e desconectada da rede. Para velocidades de vento acima de 25 m/s, isto é, o valor definido como sendo a máxima velocidade de vento (*cut-out*), o aerogerador também é desconectado da rede.

Dentre a faixa de *cut-in* e velocidade nominal (5,5 m/s e 12 m/s, respectivamente), o ângulo de passo das pás é mantido em 0° e a velocidade da turbina é regulada de acordo com o controle de MPPT implementado no CLG para maximizar a extração de potência do vento. O MPPT implementado no CLG foi baseado na técnica de controle de torque ótimo, apresentado na Figura 23 no Capítulo 2.

Dentre a faixa de velocidade de vento nominal e *cut-out* (12 m/s e 25 m/s, respectivamente), a velocidade angular da turbina é mantida praticamente constante pelo controle do ângulo de passo das pás. Nessa situação, a potência capturada pela turbina também é praticamente constante e mantida em seu valor nominal de 2 MW. A taxa de variação máxima do ângulo de passo adotada é de $\pm 7^\circ/\text{s}$, e a máxima variação possível é de 50° (ZHANG et al., 2008).

A Figura 30 apresenta o diagrama do controle de passo implementado no aerogerador. Vale comentar que o valor de referência foi mantido constante em 2 MW, o qual representa o valor da potência nominal do aerogerador. A saída do esquema de controle é o valor do ângulo de passo que deve ser ajustado nas pás da turbina.

Figura 30: Esquema de controle do ângulo de passo da turbina eólica.

Fonte: elaborado pelo autor.

5.3.2 Gerador

Para representar o WRSG no RSCAD, é utilizado um modelo disponível na biblioteca do *software* baseado em Dehkordi et al. (2010). Esse modelo do gerador, denominado de modelo no domínio das fases, foi desenvolvido devido ao crescente interesse em usar os analisadores de sinais transitórios da rede para avaliar com precisão o desempenho dos relés de proteção (DEHKORDI et al., 2010).

O modelo de máquina síncrona no RSCAD utiliza o equivalente de 2 polos e, então, suas grandezas de velocidade e torque elétrico são monitoradas em p.u. O sinal de torque

mecânico fornecido pela turbina eólica também é gerado em p.u. e, portanto, a conexão dos blocos foi feita de forma direta. O sistema de excitação do gerador foi modelado de forma simples, onde os blocos de disparo das chaves eletrônicas que utilizam a técnica *Pulse Width Modulation* (PWM) foram representados por uma função de transferência de primeira ordem (BATAGLIOLI, 2018). Para controlar a corrente de campo da máquina síncrona, foi utilizado um controlador Proporcional-Integral (PI), cuja referência foi mantida constante em 1 p.u.

Os parâmetros do modelo do gerador e seu respectivo controle foram baseados em Quéval e Ohsaki (2012). Os parâmetros utilizados no modelo de gerador síncrono do RSCAD são apresentados na Tabela 4. Mais informações do modelo da máquina síncrona utilizado para a unidade eólica é apresentado no Apêndice C.

Tabela 4: Parâmetros do modelo do gerador síncrono da unidade eólica.

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 p.u.	R_f	$7,4103 \cdot 10^{-4}$ p.u.
L_{ls}	0,18 p.u.	L_{lf}	0,1293 p.u.
L_{dm}	1,125 p.u.	$i_{f,nom}$	100 A
L_{qm}	0,294 p.u.	P	60
L'_d	0,296 p.u.	H_g	0,62 s
L''_d	0,252 p.u.	H_t	4,32 s
L''_q	0,243 p.u.	F	0,01 p.u.

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

onde: $P_{nom,g}$ é a potência nominal do gerador;

$V_{nom,g}$ é a tensão nominal do estador do gerador;

$f_{nom,g}$ é a frequência elétrica nominal do gerador;

R_s é a resistência do enrolamento do estator;

L_{ls} é a indutância de dispersão do estator;

L_{dm} é a indutância de magnetização de eixo direto;

L_{qm} é a indutância de magnetização de eixo em quadratura;

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 de eixo direto transitória de circuito aberto;

τ''_{do} é a constante de tempo de eixo direto sub-transitória de circuito aberto;

τ''_{qo} é a constante de tempo de eixo em quadratura sub-transitória de circuito aberto;

R_f é a resistência do enrolamento de campo;

L_{lf} é a indutância de dispersão do rotor;

$i_{f,nom}$ é a corrente de campo nominal;
 P é o número de par de polos;
 H_g é a constante de inércia do gerador;
 H_t é a constante de inércia da turbina; e
 F é fator de atrito.

5.3.3 Conversor Eletrônico de Potência

O conversor eletrônico de potência é utilizado para fazer a interface entre o gerador e a rede. As principais funções do conversor são: adequar a frequência variável do gerador, que depende da velocidade da turbina, com a frequência constante da rede; e controlar a velocidade do eixo para extrair a máxima potência do vento, ou seja, realizar o controle de MPPT.

A Figura 31 apresenta o conversor baseado em IGBTs utilizado neste trabalho, onde é possível verificar o CLG, o CLR, o elo CC e os capacitores de alisamento. Observa-se que, ao invés da estrutura convencional de dois níveis de tensão CC e seis chaves eletrônicas em cada lado, é utilizada a estrutura de três níveis de tensão CC e de doze IGBTs. Tal estrutura adotada permite transmitir potência à rede com menor distorção harmônica, melhor eficiência e resposta dinâmica mais rápida, sem requerer um aumento da frequência de chaveamento (SUVIRE; MOLINA; MERCADO, 2012). Vale ressaltar que, embora seja utilizado a resistência de proteção do elo CC, a mesma não foi representada na Figura 31.

Figura 31: Conversor *back-to-back* de três níveis.

Fonte: elaborado pelo autor.

O conversor *back-to-back* utilizado, do tipo fonte de tensão, é conectado à rede por meio de um reator de linha, o qual é responsável pela filtragem dos harmônicos, e por um transformador, que é responsável por adequar o nível de tensão e fornecer isolamento

galvânica. Para realizar a comutação das chaves IGBTs, é utilizada a técnica PWM. Os IGBTs do conversor de potência, responsáveis por realizar o chaveamento controlado, são modelados por um indutor no estado fechado e por um capacitor em série com um resistor no estado aberto. A tensão nominal do elo CC é de $\pm 3,75$ kV, o que resulta em uma diferença de tensão de 7,5 kV entre o polo positivo e o negativo.

Cada lado do conversor *back-to-back* tem uma função específica e uma filosofia de controle diferente. O CLG é responsável por transmitir toda a potência do gerador ao elo CC e realizar o controle de MPPT da unidade eólica. O CLG altera a potência ativa enviada ao elo CC de acordo com a velocidade do eixo do aerogerador, conforme apresentado na Figura 23 do Capítulo 2. A Figura 32 apresenta o esquema de MPPT, baseado no método OTC, responsável por gerar a referência de corrente de eixo em quadratura do gerador ($i_{g_q}^*$) (NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014). É importante comentar que a referência da corrente de eixo direto do gerador ($i_{g_d}^*$) foi adotada como zero, de acordo com a filosofia de controle denominada de *Zero d-Axis Current* (ZDC) (BATAGLIOLI, 2018).

Figura 32: Esquema de MPPT pelo método do torque ótimo.

Fonte: elaborado pelo autor.

onde: ω_M é a velocidade angular do eixo;

T_m^* é a referência de torque;

ρ é a massa específica do ar;

C_{pmax} é o máximo coeficiente de potência da turbina;

r é o raio da turbina ou o comprimento da pá;

$\lambda_{ótimo}$ é a razão ótima de velocidade da ponta da pá;

P é o número de par de polos do gerador; e

ψ é a fluxo concatenado do rotor.

O CLR, por outro lado, tem seu controle ajustado com o objetivo de regular a tensão do elo CC, o qual garante que toda a potência ativa fornecida ao elo CC pelo CLG seja enviada à rede. A Figura 33 apresenta o esquema de controle do CLR relacionado à potência ativa, que, neste caso, é representada pela referência de corrente de eixo direto da rede ($i_{r_d}^*$). Vale comentar que a referência da tensão do elo CC (V_{cc}^*) é de 1 p.u. A referência da corrente de eixo em quadratura da rede ($i_{r_q}^*$), por sua vez, a qual é relacionada à potência reativa enviada pelo CLR, foi adotada como zero.

Em casos de afundamento de tensão na rede, a capacidade do CLR de fornecer potência ativa é drasticamente reduzida. No entanto, como o gerador opera praticamente

Figura 33: Esquema de controle do conversor do lado da rede relacionada a referência de potência ativa.

Fonte: elaborado pelo autor.

desacoplado da rede, a capacidade de potência ativa do CLG não é afetada. O excedente de energia no conversor *back-to-back*, causado por essa diferença entre a potência enviada pelo CLG e pelo CLR, aumenta subitamente a tensão do elo CC. Entretanto, por questões de proteção do conversor, o nível da tensão CC deve ser mantido entre 0,5 e 1,1 p.u. (OKEDU et al., 2012). Desse modo, para proteger o conversor contra sobretensão, é comum a utilização de um resistor em paralelo ao circuito CC que é ativado pelo IGBT quando a tensão ultrapassa 1,05 p.u. (SARTIKA et al., 2016). Tal esquema de proteção foi implementado dentro do conversor *back-to-back*, como apresentado na Figura 29.

5.4 Configuração da Unidade Eólica com o SAE

Diferente da configuração típica, onde uma resistência é conectada em paralelo com o circuito CC do conversor *back-to-back*, na configuração com o armazenador de energia, o SAE é o componente conectado ao elo CC. Como o SAE é utilizado para manter rigorosamente o nível de tensão CC, mesmo em condições de distúrbio na rede, não foi utilizado a resistência de proteção nessa configuração com o supercapacitor.

As principais diferenças entre as configurações com e sem o SAE estão no elo CC e no controle do CLR. A configuração da unidade eólica com o SAE utilizou de base o modelo da configuração típica e, portanto, o controle das pás da turbina, do sistema de excitação do gerador e do CLG são iguais aos da configuração típica.

A Figura 34 apresenta a configuração da unidade eólica com o SAE, bem como a estrutura de controle do conversor *back-to-back*. Verifica-se que o controle do conversor *back-to-back* é dividido em três níveis: interno, intermediário e externo. O nível interno de ambos (CLG e CLR) é responsável por transformar as variáveis no domínio *dq* para o domínio *abc* e por gerar os pulsos de controle das chaves eletrônicas, realizado pela técnica PWM. O nível intermediário, por sua vez, é responsável por manter as correntes *dq* medidas em seus respectivos valores de referência. As variáveis medidas são controladas por meio de controladores PI. As saídas do nível intermediário são as referências das tensões *dq* utilizadas no nível interno. Vale comentar que tanto o nível intermediário quanto o nível interno de ambos os lados do controle do conversor *back-to-back* são os mesmos da configuração típica.

O nível externo é responsável por fornecer as referências das correntes *dq* ao nível

Figura 34: Configuração da unidade eólica *full-converter* com o SAE.

Fonte: elaborado pelo autor.

intermediário. Para o caso do CLG, a corrente de eixo direto é mantida em zero, e a referente ao eixo em quadratura é proveniente da técnica de MPPT de torque ótimo - da mesma forma que na configuração sem o SAE. No CLR, a referência da corrente relacionada à potência reativa é mantida em zero. No entanto, a referência da corrente relacionada à potência ativa é fornecida pela técnica de suavização de potência, que por sua vez, utiliza como entrada o sinal de corrente de eixo em quadratura do CLG e o sinal de SOC do SAE.

A técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy* é implementada no bloco “técnica de suavização”. A técnica de suavização convencional baseada no FPBPO, utilizada para comparação, também é implementada nesse bloco. Portanto, devido às técnicas de suavização na configuração com o SAE, a referência da corrente relacionada à potência ativa do CLR deve apresentar variações menores e mais suaves com relação a do CLG. Isso causa uma diferença entre a potência ativa enviada pelo CLG e a enviada pelo CLR. Essa diferença de potência é suprida pelo SAE, o qual encontra-se acoplado entre os dois lados do conversor *back-to-back*.

O SAE é conectado ao elo CC do conversor *back-to-back* por meio de um conversor CC/CC do tipo *buck/boost*. O conversor CC/CC é responsável por controlar a corrente injetada/absorvida do SAE para manter a tensão do elo CC em seu valor nominal e, consequentemente, compensar a diferença de potência entre o CLG e o CLR. Para realizar essa compensação de potência, é necessário que o SAE alterne frequentemente entre fornecer e absorver potência, isto é, é necessário que o SAE realize vários ciclos. Portanto, o supercapacitor é utilizado neste trabalho por apresentar características adequadas para a aplicação de curto prazo, de alta potência e que permite uma grande quantidade de ciclos.

5.4.1 Supercapacitor

Para realizar a aplicação em estudo deste trabalho, é utilizado um SAE que é bastante adequado para o contexto: o supercapacitor. Para aplicações de curto prazo que exigem alto nível de potência com relação à capacidade de energia, o supercapacitor tem se destacado como uma das tecnologias mais proeminentes. Embora não apresente alta densidade de energia, esse SAE possui baixo custo por unidade de potência, elevada densidade de potência, alta eficiência, rápida resposta e uma vida útil em ciclos muito maior do que as baterias em geral. Tais características fazem do supercapacitor um SAE extremamente adequado para as aplicações de suavização de potência de curto prazo, bem como para regulação de frequência, controle de tensão e requerimentos de LVRT (ABBEY; JOOS, 2007; BARTON; INFELD, 2004; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Para que o SAE seja capaz de absorver toda a potência do aerogerador em casos que o CLR esteja totalmente limitado por um severo afundamento de tensão na rede, foi utilizado um supercapacitor com potência nominal de 2 MW, isto é, a mesma potência nominal da unidade eólica. Por outro lado, foi selecionada uma capacidade de energia suficiente para suprir 20 segundos de sua potência nominal, o que resulta em um valor de 11,1 kWh ou 40 MWs de energia. Tal valor de energia nominal resulta em uma razão prática entre o valor de energia e potência do supercapacitor e já foi utilizada em outros trabalhos para realizar suavização de potência da geração eólica de curto prazo (AMMAR; JOOS, 2014; FARHADI; MOHAMMED, 2016).

Para aplicações nas baixas frequências, o supercapacitor pode ser modelado por um capacitor em série com um resistor, conforme apresentada a Figura 35 (ABBEY; JOOS, 2007; LI; JOOS; BELANGER, 2010). Para definir os parâmetros e as características do supercapacitor, foi utilizada a metodologia apresentada por Ammar e Joos (2014). Os valores de tensão máxima e mínima são definidas com base na tensão CC nominal do conversor *back-to-back* e, também, nos limites do conversor CC/CC e de seu *duty cycle*. Os valores de tensão máxima e mínima, os quais correspondem ao estado completamente carregado e descarregado do supercapacitor, respectivamente, são apresentados na Tabela 5.

Figura 35: Modelo do supercapacitor e do conversor CC/CC.

Fonte: elaborado pelo autor.

A capacitância equivalente (C_{sc}) do modelo do supercapacitor pode ser obtida por meio da Equação (18). O valor de capacitância obtido é apresentado na Tabela 5. Depois de

Tabela 5: Parâmetros do supercapacitor.

Parâmetro	Valor
Potência nominal (P_{sc_nom})	2 MW
Capacidade de energia (E_{sc_nom})	11,1 kWh (40 MWh)
Tensão máxima (v_{sc_max})	4 kV (100% SOC)
Tensão mínima (v_{sc_min})	2,25 kV (0% SOC)
Capacitância equivalente (C_{sc})	7,32 F
Resistência equivalente	0,3 mΩ
Máxima corrente (I_{sc_max})	0,89 kA

Fonte: elaborado pelo autor.

calculada a capacitância equivalente, a mesma expressão pode ser utilizada para calcular a quantidade de energia restante do supercapacitor e, conseqüentemente, o SOC. Para calcular a energia restante, basta substituir a variável da tensão máxima pela tensão medida do supercapacitor (AMMAR; JOOS, 2014).

$$C_{sc} = \frac{2E_{sc_nom}}{v_{sc_max}^2 - v_{sc_min}^2} \quad (18)$$

O valor da resistência série foi definido com base na faixa de eficiência de 90% a 98%, conforme apresentado em Farhadi e Mohammed (2016). O máximo valor de corrente do supercapacitor, por sua vez, é definido com base na corrente necessária para enviar 2 MW no valor de tensão mínima, conforme apresenta a Equação (19) (AMMAR; JOOS, 2014). O valor da corrente máxima obtida, bem como valor da resistência equivalente série do supercapacitor, estão apresentados na Tabela 5.

$$I_{sc_max} = \frac{P_{sc_nom}}{v_{sc_min}} \quad (19)$$

onde: P_{sc_nom} é potência nominal do supercapacitor em W; e v_{sc_min} é a tensão mínima do supercapacitor em V.

O supercapacitor é conectado ao elo CC do conversor *back-to-back* por meio do conversor CC/CC *buck/boost*. O conversor CC/CC, que também é apresentado na Figura 35, foi modelado por chaves IGBTs e por um indutor de 10 mH. A Figura 36 apresenta a estratégia de controle do conversor CC/CC, a qual foi baseada em Gkavanoudis e Demoulias (2014) e é composta por dois controladores PI em cascata. O primeiro nível é responsável por comparar o valor medido da tensão do elo CC com sua tensão nominal e gerar a corrente de referência do supercapacitor para o segundo nível. O segundo nível, então, compara a corrente de referência com a corrente medida do SAE e, depois de passar novamente pelo controlador PI, produz o sinal modulante para fornecer os pulsos

aos IGBTs. Vale comentar que o bloco limitador é utilizado para manter a referência da corrente do supercapacitor dentro do seu limite máximo.

Figura 36: Controle do conversor CC/CC *buck/boost*.

Fonte: [adaptado] de Gkavanoudis e Demoulias (2014).

5.5 Técnicas de Suavização de Potência

A técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy* é apresentada nesta seção. Adicionalmente, com o objetivo de comparar a técnica proposta com uma técnica de suavização convencional, o método baseado no FPBPO também é apresentado. Primeiramente é descrito o método convencional de suavização de potência e, posteriormente, a técnica baseada na lógica *fuzzy*.

5.5.1 Técnica baseada no FPBPO

Para suavizar a potência da geração eólica, o método baseado no FPBPO, isto é, no filtro passa-baixa de primeira ordem, é uma das técnicas mais utilizadas e já foi empregado até em projetos práticos de grande porte. O filtro de primeira ordem oferece uma alternativa simples para o problema da flutuação da potência, onde é necessário ajustar somente a frequência de corte, isto é, a constante de tempo do filtro. No entanto, caso não tenha um esquema de controle adicional que monitore o SOC do armazenador de energia, o SAE pode atingir o limite superior ou inferior do SOC e, conseqüentemente, ser desligado por questões de segurança do equipamento. Portanto, nas técnicas de suavização de potência, é comum o uso de alguma estratégia de realimentação que considere o estado de carga do armazenador (ZHOU; YAN; LI, 2017).

A Figura 37 apresenta o esquema de controle utilizado para representar a técnica convencional de suavização, onde é possível observar o bloco do FPBPO e a malha responsável por manter o SOC dentro da faixa adequada. Para parametrizar o filtro de primeira ordem, deve-se levar em conta que, quanto maior a constante de tempo, melhor a suavização, porém a capacidade de energia do SAE pode ser insuficiente ou, então, o SOC pode facilmente atingir os seus limites. Portanto, recomenda-se que, para os casos onde não é empregada uma estratégia de realimentação para o SOC, utiliza-se uma constante de tempo para o FPBPO menor que a razão entre a energia e a potência do SAE - no caso deste estudo, 20 segundos. Entretanto, para casos que se utiliza o gerenciamento

do nível do SOC, pode-se usar uma constante de tempo maior do que 20 segundos (ZHOU; YAN; LI, 2017).

Figura 37: Técnica de suavização baseada no FPBPO.

Fonte: elaborado pelo autor.

A constante de tempo de 40 segundos foi selecionada para o filtro neste estudo. Tal valor apresentou um balanço adequado entre a qualidade da suavização de potência e a quantidade de energia requerida do supercapacitor para suavizar as flutuações de potência. Maiores constantes de tempo também foram testadas, porém, nesses casos, eram requeridos elevados ganhos do controle responsável por manter o SOC dentro da faixa adequada e nenhuma melhora significativa foi verificada. Vale ressaltar que o valor de 40 segundos para a constante de tempo resulta em uma frequência de corte de 25 mRad/s ou aproximadamente 4 mHz .

Vários conjuntos de ganhos do controlador PI foram testados para evitar o estado totalmente descarregado ou sobrecarregado e, ainda, minimizar o impacto na suavização de potência protagonizada pelo filtro. Considerando os sinais da Figura 37 normalizados entre 0 e 1 p.u., os ganhos foram selecionados em 0,941 para o controlador proporcional e de $7.368 \cdot 10^{-3}$ para o integrativo, sendo este internamente limitado em $\pm 0,158$. Com tal conjunto de ganho, pode-se verificar que o controlador é basicamente um controlador proporcional com uma leve influencia da característica integral.

A parte proporcional do controlador PI foi adotada pois a mesma foi utilizada anteriormente em projetos reais para suavização de potência da geração eólica. Por outro lado, por possuir a característica de zerar o erro em condições de regime permanente, a parte integrativa do controlador foi adicionada para que o SOC do supercapacitor retorne ao valor de referência após um longo período de atuação. Desse modo, em situações de regime permanente, onde o vento mantém sua velocidade estável por um período considerável de tempo, o SOC do SAE é capaz de retornar ao seu valor de referência. Esse comportamento também é visível quando o vento se mantém entre a velocidade nominal e a velocidade máxima de vento do aerogerador, onde as flutuações são contidas pelo controle de passo e, então, a unidade eólica opera praticamente com valor constante de potência.

Para que o supercapacitor seja capaz de continuamente suavizar as flutuações da geração eólica, a referência do estado de carga foi mantida constante no nível intermediário, ou seja, 0,50 p.u. Em tal nível de SOC, o SAE possui reserva de energia para evitar uma

queda brusca da potência do aerogerador e, também, espaço suficiente para armazenar energia para evitar uma abrupta elevação da potência, como, por exemplo, nos casos de rajadas de vento.

A parametrização do controlador PI não mantém o SOC do SAE estritamente no valor de referência e, portanto, permite que o estado de carga varie dentro da faixa permitida do equipamento, que é de 0% a 100%. Inúmeros testes foram realizados para ajustar os ganhos do PI de forma que, nas condições mais severas de variação de vento, o estado de carga do SAE alcance valores próximo dos limites. Com esse comportamento, a malha responsável por gerenciar o SOC não prejudica o desempenho da suavização de potência de forma significativa e, ainda, mantém o supercapacitor e o elo CC/CC protegidos contra valores de tensão além da faixa apropriada.

5.5.2 Técnica baseada na Lógica *Fuzzy*

A técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* foi projetada com o objetivo de continuamente suavizar a potência de saída da geração eólica e gerenciar o nível de SOC do SAE para aperfeiçoar a suavização. Além de gerenciar o SOC para aperfeiçoar a suavização, foi projetado no sistema *fuzzy* funções de gerenciamento do SOC para garantir a disponibilidade do supercapacitor em situações de distúrbio transitório na rede.

Em casos de falta na rede, onde ocorre um abrupto afundamento de tensão no sistema, o SAE pode ser utilizado para que a unidade eólica atenda os requisitos de LVRT e disponibilize o CLR para fornecer o máximo de potência reativa para auxiliar a rede. Por outro lado, em casos de ilhamento, por exemplo, onde pode haver uma variação considerável de frequência na rede, o CLR pode ser utilizado para contribuir com a regulação de frequência, enquanto o SAE poderia suprir a diferença entre a potência do gerador e a do CLR. No entanto, se a suavização de potência utilizar toda a faixa disponível do SOC do supercapacitor, o mesmo pode ficar indisponível para auxiliar a rede e o aerogerador em tais situações de distúrbio transitório.

Vale ressaltar que as funções de controle para realizar a regulação de tensão da rede, em casos de falta na mesma, e a função de controle para realizar a regulação de frequência transitória da microrrede, como nos casos de ilhamento, não foram implementadas neste projeto de mestrado. No entanto, foram implementadas, no sistema de inferência *fuzzy*, funções que asseguram a disponibilidade do supercapacitor para realizar tais tarefas.

A Figura 38 apresenta as variáveis de entrada e de saída do sistema *fuzzy*. A referência de corrente de eixo q do gerador ($i_{g_q}^*$) tem relação com a potência ativa do CLG, e o SOC representa o estado de carga, ou a energia restante, do supercapacitor em p.u. A saída do sistema *fuzzy* é a referência da corrente de eixo d da rede, a qual corresponde a potência ativa do CLR. Verifica-se que o sistema *fuzzy* possui as mesmas entradas e saídas que a técnica baseada no FBPPO apresentada na Figura 37.

Figura 38: Entradas e saída da técnica baseada na lógica *fuzzy*.

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 39 apresenta as funções de pertinência das entradas e da saída do sistema *fuzzy*. É possível observar na Figura 39(a) que a entrada foi dividida em três variáveis linguísticas: Baixo, Médio e Alto. O suporte da função de pertinência Baixo, ou seja, o intervalo em que o grau de pertinência da mesma é maior do que zero, está entre 0 e 0,5 p.u., e o suporte da função Alto está entre 0,5 e 1 p.u. O suporte da função médio, por outro lado, compreende todo o universo de discurso dessa variável, isto é, de 0 a 1 p.u. É possível notar que as três funções de pertinência são do formato triangular e estão proporcionalmente distribuídas ao longo do universo de discurso.

Na Figura 39(b) é possível observar as funções de pertinência da entrada correspondente ao SOC do supercapacitor, as quais são divididas em cinco variáveis linguísticas: Reserva Inferior (RI), Normal Baixo (NB), Normal Intermediário (NI), Normal Alto (NA) e Reserva Superior (RS). As funções de pertinência NB, NI e NA, que de forma conjunta possui suporte entre 0,05 e 0,95 p.u., representam a faixa de nível normal do SOC e são dedicadas ao aperfeiçoamento da suavização de potência.

As funções de pertinência NB e NA são destinadas a limitar lentamente a suavização de potência conforme o SOC se afasta do nível intermediário (50% ou 0,5 p.u.). Verifica-se que ambas as funções NB e NA são resultados da combinação da função de pertinência de formato triangular e gaussiana. A função gaussiana, utilizada em direção ao centro do universo de discurso, resultou em melhores resultados do que funções triangulares convencionais. No entanto, para evitar que as funções gaussianas da NB e NA invadissem as funções RI e RS das extremidades e comprometessem o objetivo das mesmas, foi utilizado o formato triangular nas funções NB e NA em direção às extremidades.

A Equação (20) apresenta a função gaussiana utilizada nas funções de pertinência NB e NA. O centro da função gaussiana da NB e da NA é de 0,15 e 0,85 p.u., respectivamente, e ambas possuem a largura (σ) de 0,17. O suporte da função de pertinência NB está entre 0,05 e 0,85 p.u., enquanto que o suporte da função NA está entre 0,15 e 0,95 p.u.

$$f(x) = e^{\frac{-(x-c_g)^2}{2\sigma^2}} \quad (20)$$

onde: c_g é o valor do centro da função gaussiana; e σ é o parâmetro que define a largura da função gaussiana.

Figura 39: Funções de pertinência das entradas e saída do sistema fuzzy.

(a) Referência da corrente de eixo em quadratura do gerador.

(b) Estado de carga do supercapacitor.

(c) Referência da corrente de eixo direto da rede.

Fonte: elaborado pelo autor.

A função de pertinência central NI é representada por uma função trapezoidal e foi adotada por possuir grande área sob a curva. Tal função de pertinência, que possui grau de pertinência igual a 1 para SOC entre 0,35 e 0,65 p.u., foi utilizada para aperfeiçoar a suavização de potência para níveis de SOC próximos de 0,5 p.u. O suporte da função trapezoidal está entre 0,15 e 0,85 p.u.

Na Figura 39(b), as funções de pertinência das extremidades (RI e RS) foram projetadas com o objetivo de assegurar uma reserva de SOC para que o supercapacitor esteja disponível em situações de distúrbio na microrrede. Desse modo, o SOC não deve ultrapassar os valores de 0,05 e 0,95 p.u. em condições normais de operação, porém, durante distúrbios transitórios, os 5% de energia restantes, bem como os 5% de disponibilidade de absorção de energia restantes, podem ser utilizados.

A função de pertinência RI, de formato trapezoidal, possui suporte entre 0 e 0,15 p.u. e grau de pertinência igual a 1 entre 0 e 0,05 p.u. Tal função de pertinência é utilizada para garantir a disponibilidade do SOC do SAE para casos de distúrbios em que deve-se fornecer potência ativa por um período de tempo, como, por exemplo, regulação de frequência transitória da microrrede. A função de pertinência RS, por outro lado, possui suporte entre 0,85 e 1 p.u. e grau de pertinência igual a 1 entre 0,95 e 1 p.u. A função RS é utilizada para garantir a disponibilidade do SOC para casos de distúrbios em que deve-se absorver potência ativa por um período de tempo, como, por exemplo, para atender os requisitos de LVRT.

Os 5% de SOC, projetados no sistema *fuzzy* para serem utilizados somente em condições de emergência, equivalem a 2 MJ de energia ou a 1 segundo de fornecimento da potência nominal do aerogerador. Tal valor de energia reservada deve ser suficiente para os distúrbios transitórios abordados neste estudo, porém pode ser facilmente alterado para outro valor durante o projeto do sistema *fuzzy*. Em condição de falta na rede, requerimentos de LVRT normalmente exigem que o aerogerador permaneça conectado por períodos menores do que 1 segundo. Portanto, o aerogerador poderia ser desconectado da rede antes que o SOC alcançasse o limite do supercapacitor de 100% (JALILIAN et al., 2017; STREZOSKI; PRICA, 2017).

O requerimento de LVRT da empresa alemã *E.ON*, por exemplo, exige que o aerogerador permaneça conectado à rede para, no mínimo, casos de falta com duração de 150 *ms* e com tensão residual de 0 p.u. Neste caso, na situação mais crítica, o supercapacitor precisaria ter espaço suficiente para absorver 0,3 MJ (0,75% de SOC) mais uma pequena parcela devido ao período de tempo transitório necessário para restabelecer a tensão da rede. Desse modo, o maior tempo exigido pelo requerimento de LVRT e a potência máxima do aerogerador podem ser utilizados para projetar a reserva de SOC do SAE. Neste trabalho, foi utilizado como base o requerimento de rede da Irlanda, o qual exige que o aerogerador mantenha-se conectado por um tempo de 625 *ms* (JALILIAN et al., 2017; STREZOSKI; PRICA, 2017).

Na Figura 39(c), verifica-se que as funções de pertinência da variável de saída são todas do formato triangular e são divididas em cinco variáveis linguísticas: Muito Baixo (MB), Baixo (B), Médio (M), Alto (A) e Muito Alto (MA). As funções de pertinência foram distribuídas proporcionalmente ao longo do universo de discurso, o qual se estende de -0,25 até 1,25 p.u. No entanto, devido ao método de defuzzificação adotado, isto é, o método responsável por gerar os valores de saída do sistema *fuzzy*, a saída da variável $i_{r_d}^*$ é restrita entre 0 e 1 p.u. - isto é, o centro geométrico dos triângulos das extremidades.

As regras *fuzzy* foram elaboradas com o objetivo de maximizar a suavização de potência e, ainda, assegurar a disponibilidade do SOC do supercapacitor mesmo em situações em que o mesmo encontra-se altamente carregado ou descarregado devido à suavização de potência. As regras *fuzzy* são apresentadas na Tabela 6. É possível verificar que, em um

caso onde o SOC encontra-se no nível intermediário, por exemplo, independentemente da corrente de eixo em quadratura, o sistema *fuzzy* deve manter a saída em um valor médio. Dessa forma, mesmo que haja variação da corrente do lado do gerador, a potência ativa na saída do CLR deve manter-se estável e nivelada em um valor médio.

Tabela 6: Regras do sistema *fuzzy*.

		<i>soc</i>				
		RI	NB	NI	NA	RS
$i_{g_q}^*$	Baixo	MB	B	M	A	A
	Médio	MB	B	M	A	MA
	Alto	B	B	M	A	MA

Fonte: elaborado pelo autor.

Para considerar que uma regra *fuzzy* foi ativada, a função de pertinência de ambas entradas devem possuir grau de pertinência maior do que zero. Ou seja, foi utilizada a lógica “E” para ativação de uma regra *fuzzy*. Em seguida, o grau de pertinência das duas funções de pertinência são multiplicadas entre elas. Ou seja, para representar a função “E”, usada para considerar uma regra *fuzzy* ativada, foi utilizado o método do produto. Posteriormente a isso, o resultado desse produto é utilizado para a implicação do sistema *fuzzy*, isto é, de que forma o valor resultante das funções de pertinência das entradas implicam na sua respectiva função de pertinência de saída. Para realizar a implicação do sistema *fuzzy*, também foi utilizado o método do produto. Para agregar todos os conjuntos *fuzzy* de saída resultantes e, conseqüentemente, produzir o conjunto final, denominado de etapa de agregação, foi utilizada a função “máximo”. Por fim, foi adotado o método de centro de área para a defuzzificação do sistema *fuzzy* (KELLER; LIU; FOGEL, 2016).

O sistema *fuzzy* foi projetado com o auxílio das ferramentas disponibilizadas pela *toolbox* do MATLAB® R2015a. Com tais ferramentas, é possível interagir com as funções de pertinência e verificar previamente as saídas do sistema *fuzzy* para determinados valores de entrada. No entanto, para testar a técnica por completa, considerando o funcionamento da microrrede e do aerogerador, a mesma foi implementada como um novo bloco de controle no *software* RSCAD. O sistema *fuzzy* foi implementado em linguagem C, onde suas funções de pertinência da saída foram representadas por 91 pontos cada. Esse número de pontos proporcionou um satisfatório balanço entre a precisão e esforço computacional requerido. O Apêndice D apresenta o código do sistema *fuzzy* implementado.

5.6 Considerações Finais

Este capítulo dedicou-se em apresentar e descrever os componentes e a configuração do aerogerador com e sem o SAE, as técnicas de suavização de potência, bem como a microrrede teste e o *software* e o *hardware* de simulação. Devido ao poder computacional

do *hardware* e à confiabilidade do *software* e de seus modelos, o RTDS deve viabilizar os testes e as análises relacionadas a suavização de potência da geração eólica.

A rede teste utilizada, que é baseada no *benchmark* de média tensão de 14 barras do CIGRÉ, apresenta características suficientes para representar uma microrrede, com a presença de recursos energéticos distribuídos e possibilitando o modo de operação autônomo e conectado. Dessa forma, o modelo do sistema elétrico deve possibilitar a verificação dos efeitos que suavização pode proporcionar.

A unidade eólica utilizada neste trabalho, cujo modelo e filosofias de controle foram apresentadas neste capítulo, utiliza o método de controle de MPPT do torque ótimo para maximizar a extração de energia do vento. Tal técnica de MPPT faz com que a potência ativa varie de acordo com a velocidade angular da turbina, que, por sua vez, varia de acordo com o vento incidente entre a faixa de *cut-in* e nominal. As técnicas de suavização são principalmente avaliadas nessa faixa de operação de velocidade variável da turbina, onde as flutuações de potência são mais graves e significativas. Entretanto, para que a faixa de operação de velocidade angular fixa também seja incluída nas simulações, as curvas de ventos utilizadas para testar as técnicas de suavização devem eventualmente atingir valores acima da velocidade nominal de vento.

O capítulo seguinte apresenta as séries temporais de vento e os indicadores numéricos utilizados para analisar o desempenho das técnicas de suavização. Os distúrbios transitórios aplicados na rede para testar o gerenciamento do SOC do supercapacitor também são descritos no capítulo seguinte. Adicionalmente, são apresentados os resultados e as discussões das simulações.

Uma Nova Técnica de Controle Baseada na Lógica Fuzzy - Simulações e Resultados

A técnica de controle proposta baseada na lógica *fuzzy* é testada por meio de simulações no software RSCAD. Para testar o sistema de inferência *fuzzy* de forma abrangente, são investigadas duas situações distintas: primeiramente, a suavização de potência e, posteriormente, o distúrbio transitório na microrrede.

Na primeira situação, o sistema de inferência *fuzzy* é testado para condições normais de operação da rede e do aerogerador, onde o vento variável incide na turbina e o supercapacitor é responsável por suavizar a potência de saída da unidade eólica. Nesse caso, a técnica *fuzzy* é comparada com a técnica convencional baseada no FBPBO e com a configuração típica da unidade eólica, onde não é realizado a suavização.

Para testar as técnicas de suavização, são utilizados nove perfis de ventos com diferentes intensidades de turbulência, desvio padrão e velocidade média. Além do mais, são utilizados três indicadores numéricos para complementar as análises gráficas das curvas de potência. Tais indicadores numéricos devem proporcionar uma avaliação mais precisa do desempenho de cada técnica de suavização.

Na segunda situação, a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* é testada para casos de falta na microrrede. Em situações de afundamento de tensão na rede, a potência enviada pelo aerogerador é limitada e então a energia é retida no conversor da unidade eólica. Portanto, faltas trifásicas são aplicadas na microrrede para verificar a habilidade do SAE e da técnica de controle *fuzzy* em gerenciar o SOC em tais situações. Além de verificar a habilidade do sistema *fuzzy* em gerenciar o SOC em situação de falta na microrrede, também é analisada a sua capacidade em proteger o elo CC do conversor *back-to-back* contra sobretensões.

Para testar o comportamento do supercapacitor e da técnica baseada na lógica *fuzzy* para casos de falta, são utilizados duas curvas de requerimento de LVRT exigidas por

diferentes países. Nas simulações, a configuração do aerogerador com o supercapacitor e a lógica *fuzzy* é comparada com a configuração típica do aerogerador, onde não é utilizado o SAE e o conversor é protegido pela resistência em paralelo.

Este capítulo está organizado como segue. Na primeira seção são descritos os perfis de ventos, os indicadores numéricos e os resultados das simulações da suavização de potência. Na segunda seção, são apresentadas as características dos distúrbios transitórios aplicados na microrrede para avaliar o comportamento do SAE em condições de falta e os resultados das simulações. Por fim, as considerações finais do capítulo são apresentadas na terceira seção.

6.1 Suavização de Potência

As duas técnicas de suavização de potência da geração eólica são testadas e comparadas com o caso sem suavização de potência, onde não é utilizado o supercapacitor na unidade eólica. São utilizadas diferentes características de curvas de ventos para testar as técnicas de suavização. Os resultados são analisados com base nas curvas de potência e nos indicadores de qualidade da suavização de potência. Esta seção apresenta os perfis de ventos, os indicadores numéricos e os resultados da suavização de potência.

6.1.1 Séries Temporais de Velocidade do Vento

Diversas séries temporais de vento turbulento são utilizadas para testar o desempenho das técnicas de suavização de potência. Para gerar tais séries temporais, foi utilizada a versão 1.06.00 do *software* TurbSim da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos EUA. Tal *software* é um simulador de vento turbulento que utiliza modelos estatístico para gerar as curvas de velocidade de vento no tempo (JONKMAN; KILCHER, 2012).

Com o objetivo de testar as técnicas para diversas características de vento, foram adotadas séries temporais com diferentes intensidades de turbulência, velocidade média e desvio padrão da velocidade. As curvas de vento adotadas foram baseada no modelo IEC Kaimal definido na norma IEC 61400-1 da Comissão Eletrotécnica Internacional (do inglês, *International Electrotechnical Commission* (IEC)). A Tabela 7 apresenta as características das nove séries temporais de velocidade de vento utilizadas. As intensidades de turbulência presente no vento (A, B ou C) correspondem às categorias de turbulência da norma IEC, onde A representa a maior intensidade de turbulência e C a menor intensidade (JONKMAN; KILCHER, 2012).

Verifica-se na Tabela 7 que as médias estão entre a velocidade de vento mínima e nominal do aerogerador. Tais valores foram adotados com o objetivo de enfatizar a faixa de operação em que o aerogerador trabalha com a velocidade variável, onde as flutuações de potência são mais significativas. Para maiores valores de média da velocidade do vento,

Tabela 7: Característica dos perfis de vento para testar a suavização de potência.

Perfil de vento	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Categoria da turbulência	C	C	C	B	B	B	A	A	A
Média (m/s)	8,81	8,64	8,91	9,32	9,61	9,56	10,79	10,59	10,42
Desvio padrão (m/s)	1,07	1,13	1,25	1,52	1,32	1,59	1,79	1,65	1,79

Fonte: elaborado pelo autor.

o controle de passo das pás atua para manter a velocidade do eixo no seu valor nominal e, portanto, as flutuações de potência enviadas à rede são contidas. Por outro lado, para menores valores de média, a velocidade de *cut-in* do aerogerador pode ser eventualmente atingida e o mesmo pode ser desligado.

A Figura 40 apresenta duas séries temporais de velocidade de vento gerado pelo *software* TurbSim, uma com intensidade de turbulência de categoria C e outro com categoria A (perfil de vento 1 e 7, respectivamente). É possível notar que, na curva de vento com categoria de turbulência C, as variações da velocidade são mais contidas e mais próximas do valor médio. A curva com categoria A, por outro lado, apresenta flutuações de vento mais expressivas, com variação de 6 m/s para até quase 17 m/s. Adicionalmente, verifica-se que, embora as duas curvas de vento estejam mais concentradas entre a faixa de velocidade de 5,5 e 12 m/s, onde as flutuações de potência do aerogerador são mais significativas, as curvas também atingem velocidades acima da nominal. Desse modo, tanto a faixa de operação de velocidade angular variável quanto a faixa de velocidade angular constante da turbina são avaliadas nas simulações de suavização de potência. Por fim, vale comentar que ambas as curvas não passam abaixo da velocidade de *cut-in* de 5,5 m/s e, portanto, o aerogerador não é desligado.

Figura 40: Séries temporais da velocidade do vento geradas pelo *software* TurbSim.

Fonte: elaborado pelo autor.

Devido ao contexto de curto prazo empregado neste trabalho, todas as curvas de vento possuem duração de 600 segundos e período de amostragem de 0,1 segundo. Essa duração de 600 segundos é empregada como janela de tempo padrão para cálculo de alguns índices

internacionais de qualidade da energia e, portanto, é bastante empregada em trabalhos sobre suavização de potência ativa de curto prazo (AMMAR; JOOS, 2014).

6.1.2 Indicadores Numéricos de Desempenho da Suavização

A variação de potência ativa em redes de distribuição, onde a razão R/X é relativamente elevada, está fortemente relacionada com a variação de tensão da rede e, consequentemente, com a QEE da mesma. Quanto mais forte a rede, menor são as variações de tensão que a potência causa e, de forma oposta, quanto mais fraca a rede, maiores são as variações de tensão. Variações de potência de curto prazo também impactam no controle da frequência do sistema. Desse modo, uma vez que o fornecimento da potência ativa de forma mais nivelada e mais estável contribui para a QEE e para confiabilidade da rede, neste trabalho são utilizados diretamente os indicadores de qualidade da suavização de potência ativa do aerogerador (AMMAR; JOOS, 2014; JIANG; HONG, 2013; LIN et al., 2017).

Além da análise gráfica, são utilizados dois tipos de indicadores para avaliar numericamente o desempenho das técnicas de suavização: o Índice de Rugosidade (IR) e o indicador de Máxima Variação de Potência (MVP). O IR, que também foi utilizado em diferentes trabalhos para avaliar a qualidade da suavização de potência, é um índice acumulativo que aumenta conforme as variações de potência surgem na curva. A Equação 21 apresenta a forma de cálculo do IR. Verifica-se que, para calcular o IR, é acumulada a diferença dos valores entre dois pontos adjacentes da curva de potência e percorrido isso por todo o período analisado (JIANG; HONG, 2013; ZHOU; YAN; LI, 2017).

$$IR = \sum_{i=1}^{T_s/\Delta t-1} [P_{ana}((i+1)\Delta t) - P_{ana}(i\Delta t)]^2 \quad (21)$$

onde: T_s é o período analisado da simulação;

Δt é o período de amostragem da curva analisada; e

P_{ana} é a curva de potência analisada.

Enquanto curvas não suavizadas apresentam flutuações de potência mais significativas e consequentemente maiores IR, melhores suavizações resultam em curvas mais niveladas e então menores valores de IR. Ou seja, valores pequenos de IR representam maior qualidade da suavização de potência. Idealmente, uma geração de potência estritamente constante produziria um IR de 0 W^2 .

Vale comentar que, para enfatizar as flutuações de potência causadas pelas variações de vento, foi filtrado o ruído presente nas curvas de potência para realizar o cálculo do IR. De outro forma, mesmo uma curva sem flutuações de potência causadas pelo vento produziria elevados valores de IR.

O indicador numérico MVP também é utilizado neste estudo para complementar o IR e apresentar uma avaliação mais completa das flutuações de potência. O indicador MVP corresponde à máxima variação de potência, com relação à potência nominal da geração eólica, dentro de uma janela de tempo predeterminada. Tal indicador é utilizado por concessionárias e operadores do sistema de diferentes países para restringir as variações da geração eólica. A empresa alemã E.ON, por exemplo, limita o MVP em 10% em janelas de tempo de 1 minuto, enquanto que na Irlanda o MVP é limitado para dois tamanhos de janela - 1 minuto e 10 minutos (JIANG; HONG, 2013; JANNATI et al., 2014).

De maneira semelhante, neste trabalho são utilizados dois tamanhos de janela de tempo para calcular o MVP: MVP para uma janela de tempo de 1 minuto (MVP1) e MVP para uma janela de tempo de 10 minutos (MVP10). É relevante comentar que, como o período de simulação padrão para suavização de potência de curto prazo é de 600 segundos (10 minutos), o MVP10 corresponde à diferença entre o máximo e o mínimo valor da curva de potência. Por outro lado, como no caso do MVP1 é possível obter diversas janelas de 1 minuto dentro dos 600 segundos analisados, é adotado o máximo MVP1 dentre todas as janelas possíveis.

Uma curva de potência cuja diferença entre o maior e o menor valor é de 1 MW durante os 600 segundos analisados, por exemplo, possui um MVP10 de 50%. Desse modo, fica evidente que quanto menor o MVP, melhor é a qualidade da suavização de potência. Idealmente, em uma curva de potência sem variação alguma, tanto o MVP10 quanto o MVP1 seria de 0%.

É importante comentar que, nos sistemas elétricos de diferentes países, esses índices são limitados em valores predefinidos. No entanto, o objetivo neste estudo não é atingir um limite definido e, sim, reduzir os indicadores ao máximo com a característica do SAE e do aerogerador empregados.

6.1.3 Resultados e Discussões

Para testar e comparar o desempenho das técnicas de suavização de potência, foram utilizados os nove perfis de ventos apresentados na Tabela 7. A Figura 41 apresenta o resultado da suavização de potência para o perfil de vento 1, com categoria de turbulência C, velocidade média de 8,81 m/s e desvio padrão de 1,07 m/s. A curva de vento com amostragem de 0,1 segundo e período total de 600 segundos pode ser verificada na Figura 41(a).

A Figura 41(b) apresenta a curva de potência da geração eólica entregue à microrrede para o caso sem SAE (isto é, o caso da configuração típica da unidade eólica, onde a potência não é suavizada) e para os casos em que a técnica de suavização é utilizada. Verifica-se que, embora ambas as técnicas de suavização reduziram significativamente as flutuações de potência ativa entregue à microrrede, o caso da lógica *fuzzy* proporcionou

Figura 41: Resultado da suavização de potência para o perfil de vento 1.

Fonte: elaborado pelo autor.

menores variações durante os expressivos picos de potência e, também, apresentou melhor nivelamento da curva em geral.

As Figuras 41(c) e (d) apresentam a potência fornecida pelo supercapacitor e seu SOC, respectivamente, para os casos que utilizam o SAE. É possível verificar que a máxima potência requerida do SAE foi levemente superior no caso do *fuzzy*, porém não foi extrapolado o valor nominal de 2 MW. Por outro lado, observa-se na curva do SOC que ambas as técnicas mantiveram o SOC dentro da faixa adequada de funcionamento do supercapacitor, porém a lógica *fuzzy* gerenciou o supercapacitor para operar em uma faixa mais baixa. Tal comportamento mostra-se apropriado para baixos valores de potência, onde não há necessidade de grandes suavizações para evitar um abrupto declive de potência e, portanto, não há necessidade de fornecer grande quantidade de energia do SAE. Entretanto, em situações em que o aerogerador fornece um pequeno valor de potência, existe a possibilidade de grandes picos de potência e, portanto, com o SOC baixo, o SAE pode absorver elevada quantidade de energia para evitar o abrupto acríve de potência.

A Figura 41(e) apresenta a curva de potência ativa fornecida pelo GS despachável para compensar as flutuações da geração eólica na microrrede. Verifica-se que a suavização da geração eólica implicou em menores e mais lentas variações de potência do GS despachável. Com a redução das flutuações de potência, a atuação dos reguladores de velocidade também deve ser reduzida e, portanto, a operação do GS pode ser aprimorada. Adicionalmente, com a menor necessidade de atuação do regulador de velocidade, pode-se aumentar a vida útil e da reduzir a manutenção dos componentes da máquina.

Vale comentar que, os 600 segundos de simulação apresentados na Figura 41 foi obtido durante o regime permanente da suavização de potência, ou seja, a simulação foi inicializada e, depois de um período, foi inicializado o período de plotagem. Isso foi realizado para evitar a plotagem dos transitórios iniciais da simulação. Por tal motivo, mesmo depois de iniciar a simulação com o supercapacitor em 50% de SOC para ambas as técnicas de suavização, o valor do SOC inicial na Figura 41(d) apresenta-se diferente um do outro.

Para avaliar numericamente a suavização de potência da geração eólica, é utilizado o IR, o MVP1 e o MVP10. Os resultados são apresentados na Tabela 8, onde é possível verificar os números referentes à curva de potência do aerogerador da Figura 41(b) e os referentes à curva do GS despachável da Figura 41(e). Pode-se observar na Tabela 8 que, para a curva de potência do gerador despachável, os indicadores apresentaram resultados semelhantes ao do aerogerador. Isso deve-se ao controle de frequência do GS despachável que, quando a microrrede encontra-se ilhada, a unidade geradora compensa a diferença entre a carga e a geração eólica.

Verifica-se que, para a potência do aerogerador, o IR foi reduzido de $6,03 \text{ GW}^2$, no caso sem suavização, para $0,29 \text{ GW}^2$ no caso suavizado utilizando a técnica baseada no *fuzzy* - levemente mais nivelado do que o caso do FBPBO, que apresenta IR de $0,57 \text{ GW}^2$. Nos indicadores com relação à máxima variação de potência, o *fuzzy* apresentou uma

Tabela 8: Indicadores numéricos de suavização das curvas de potência do aerogerador e do gerador despachável para o perfil de vento 1.

Casos	Indicadores	Aerogerador	Gerador despachável
Sem SAE	IR (GW^2)	6,03	5,86
	MVP1 (%)	60,95	59,42
	MVP10 (%)	72,34	70,86
FPBPO	IR (GW^2)	0,57	0,57
	MVP1 (%)	35,16	34,63
	MVP10 (%)	49,06	48,76
Fuzzy	IR (GW^2)	0,29	0,29
	MVP1 (%)	25,02	24,35
	MVP10 (%)	33,64	33,22

Fonte: elaborado pelo autor.

melhora mais significativa. O caso do *fuzzy* teve uma redução de quase 36% do MVP1, com relação ao caso sem SAE, e de pouco mais de 10% com relação ao caso da técnica FPBPO. Para o MVP10, também houve uma redução significativa no caso do *fuzzy*, apresentando resultado superior com relação a técnica convencional.

Vale ressaltar que, ao contrário do MVP10, onde o tamanho da janela do indicador é igual ao tempo total avaliado da suavização (600 segundos), o MVP1 pode ser calculado para diversas janelas dentro da curva de potência. Portanto, o indicador MVP1 apresentado refere-se ao máximo MVP1 encontrado dentre todas as janelas possíveis. A Figura 42 apresenta o cálculo do MVP1 para todas as janelas de 1 minuto possíveis dentro da curva de potência do aerogerador apresentada na Figura 41(b). É possível observar que, com exceção de uma pequena parcela de tempo próximo aos 400 segundos, a técnica de suavização baseada na lógica *fuzzy* manteve as flutuações de potência em menores níveis do que ambos os outros casos.

Figura 42: Indicador MVP1 para todas as janelas de 1 minuto das curvas de potência do aerogerador para perfil de vento 1.

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 43 apresenta a suavização de potência para um caso com maior intensidade de turbulência. Verifica-se que as fortes flutuações de potência causadas pelo vento turbulento foram significativamente suavizadas nos casos que utilizam o supercapacitor. Adicionalmente, o caso que utiliza a lógica *fuzzy* possibilitou maior redução da magnitudes dessas flutuações tanto da geração eólica quanto do GS convencional. A Figura 43(d) mostra que ambas as técnicas mantiveram o SOC do supercapacitor dentro dos limites adequados para condições normais de operação (5-95%).

A Tabela 9 apresenta os indicadores para o caso da suavização de potência da Figura 43, bem como para todos os sete perfis de vento restantes. Como os indicadores numéricos do gerador despachável são semelhantes ao do aerogerador, somente os números da geração eólica são apresentados. É possível observar que, quanto maior a intensidade de turbulência dos perfis de vento, maiores são os valores dos indicadores de flutuação da potência. No entanto, mesmo para os casos de categoria de turbulência A, presente nos perfis de vento 7, 8 e 9, o *fuzzy* apresentou resultados mais satisfatórios, indicando, portanto, uma melhor qualidade na suavização de potência ativa e, possivelmente, menor impacto na QEE da microrrede e na atuação do GS despachável para compensar as flutuações da geração eólica.

Tabela 9: Indicadores das curva de potência do aerogerador para o perfil de vento 2 ao 9.

Casos	Indicadores	2	3	4	5	6	7	8	9
Sem SAE	IR (GW^2)	5,76	7,19	11,67	14,48	15,57	27,72	27,85	28,41
	MVP1 (%)	57,03	72,37	77,72	70,24	77,86	78,81	77,97	81,28
	MVP10 (%)	63,74	76,92	87,65	76,03	80,17	84,87	82,16	85,16
FPBPO	IR (GW^2)	0,60	0,69	0,78	0,86	1,62	1,71	1,58	1,86
	MVP1 (%)	39,45	54,65	54,04	53,70	61,94	46,04	64,08	62,56
	MVP10 (%)	43,69	61,26	75,53	56,70	63,10	62,30	69,64	69,49
Fuzzy	IR (GW^2)	0,32	0,33	0,41	0,30	0,45	1,28	0,80	0,97
	MVP1 (%)	24,23	33,56	37,55	29,25	31,83	38,50	43,21	37,76
	MVP10 (%)	32,89	39,87	64,11	37,38	36,73	58,27	47,23	58,94

Fonte: elaborado pelo autor.

6.2 Gerenciamento do SOC em Situação de Distúrbio Transitório

No sistema de inferência *fuzzy*, também foram projetadas funções para assegurar a disponibilidade do supercapacitor em situações de distúrbios transitórios na rede, onde o SAE pode manter o aerogerador operando e, ainda, ser utilizado para auxiliar a microrrede. Para representar os distúrbios transitórios, são utilizados dois casos de falta

Figura 43: Resultado da suavização de potência para o perfil de vento 6.

Fonte: elaborado pelo autor.

baseados nos requisitos de LVRT de diferentes SEPs. Na sequência são apresentadas as características das faltas aplicadas na microrrede e, posteriormente, os resultados das simulações computacionais.

6.2.1 Características das Faltas

Embora o gerenciamento do SOC também seja realizado durante a suavização de potência, onde foi estipulado que o mesmo não deve ultrapassar o limite inferior de 5% e o superior de 95% durante situações normais, são realizados testes adicionais para analisar a reserva de energia projetada no sistema *fuzzy*. Como as funções de pertinência RS e RI do *fuzzy*, destinadas para assegurar a disponibilidade do SAE para condições de distúrbios, são simétricas e devem apresentar comportamento semelhante, somente a reserva superior, projetada para atender o requisito de LVRT, é testada. Nesse caso, o supercapacitor deve absorver o excedente de energia retida no conversor *back-to-back* e então proteger o mesmo contra sobretensão.

Para analisar a capacidade do *fuzzy* em gerenciar o SOC do supercapacitor durante perturbações, é utilizado como base a curva apresentada na Figura 44. Tal figura representa um requisito do sistema elétrico irlandês para geradores distribuídos modernos. É possível verificar que, durante uma falta, enquanto a tensão da rede estiver na área destacada em cinza, o aerogerador deve manter-se conectado ao SEP e contribuir para estabilidade do sistema. Porém, no decorrer da falta, se a tensão da rede atingir um nível inferior à área em cinza, o aerogerador pode ser desconectado do SEP (STREZOSKI; PRICA, 2017).

Figura 44: Requisito de LVRT da Irlanda.

Fonte: [adaptado] de Strezoski e Prica (2017).

A fim de representar a curva da Figura 44 na tensão do PAC do aerogerador, é aplicado um curto-circuito trifásico no terminal de saída da unidade eólica. A falta é aplicada na barra 7 da microrrede com duração de 625 ms e tensão residual de aproximadamente 0,15 p.u. Tais características de falta representa o caso mais severo em que o aerogerador

deve-se manter conectado, pois nessa condição, devido à limitação do CLR em fornecer potência ativa, o supercapacitor deve absorver maior quantidade de energia.

As curvas de requisito de LVRT podem variar de acordo com o sistema elétrico em que o aerogerador é conectado. Desse modo, com intuito de testar mais de uma característica de falta, também é utilizado neste trabalho uma curva de LVRT baseada nos procedimentos de rede da Alemanha. Portanto, também é testada a capacidade da unidade eólica com o SAE em cumprir com o requisito de LVRT para uma falta trifásica com duração de 150 ms e tensão residual de 0 p.u. (JALILIAN et al., 2017).

6.2.2 Resultados e Discussões

Para testar a habilidade da topologia do aerogerador com o supercapacitor e a lógica *fuzzy* em proteger o elo CC do conversor *back-to-back* e gerenciar o SOC do SAE, é considerado o pior caso, isto é, o SOC do supercapacitor encontra-se no limite superior para condições normais (95%) e o aerogerador permanece fornecendo sua potência nominal. Em tal situação, a reserva superior de SOC projetada na lógica *fuzzy* é testada e comparada com o caso da configuração típica da unidade eólica, onde é utilizado o resistor de proteção ao invés do SAE.

A Figura 45 apresenta a reposta do aerogerador para uma falta trifásica na barra 7 com duração de 625 ms e tensão residual de 0,15 p.u. Pode-se verificar na Figura 45(a) que a tensão da rede apresentou comportamento similar ao pior caso exigido pelo requisito de LVRT da Irlanda, apresentado na Figura 44. Como pode ser verificado nas Figuras 45(b) e (c), a potência ativa fornecida pelo CLR é drasticamente limitada e, portanto, a tensão do elo CC aumenta de imediato. No caso da configuração típica, o conversor *back-to-back* é protegido pelo resistor em paralelo quando a tensão CC atinge 1,05 p.u. Por outro lado, no caso do supercapacitor, o excedente de energia no elo CC é prontamente absorvido pelo SAE e, por esse motivo, a tensão CC não apresenta grandes variações. Com menores variações de tensão no elo CC, pode-se reduzir pequenas oscilações no eixo do aerogerador e aperfeiçoar o desempenho da máquina síncrona da unidade eólica (SARTIKA et al., 2016).

Verifica-se na Figura 45(d) que, logo depois de absorver a potência para proteger o elo CC, quando a falta foi extinta, o supercapacitor manteve fornecendo um pequeno valor de potência para retornar o excedente de energia à microrrede. Nota-se na Figura 45(e) que o SOC do supercapacitor permaneceu com segurança abaixo de 100% e, suavemente, começou a retornar ao seu valor inicial. Desse modo, a reserva de SOC foi usada para efetivamente proteger o conversor *back-to-back* e, em seguida, o SOC foi corretamente gerenciado pela lógica *fuzzy* para retornar à sua faixa adequada para condições normais de operação (5-95%).

A Figura 46 apresenta a reposta do aerogerador para uma falta trifásica na barra 7 com duração de 150 ms e tensão residual de 0 p.u. Verifica-se que a potência enviada pelo CLR também é reduzida a zero durante a falta na microrrede. Entretanto, o excedente de

Figura 45: Falta trifásica de 625 ms e tensão residual de 0,15 p.u.

(a) Tensão da barra 7 da microrrede.

(b) Potência ativa fornecida à rede pelo CLR.

(c) Tensão do elo CC do conversor *back-to-back*.

(d) Potência fornecida pelo supercapacitor.

(e) SOC do supercapacitor.

Fonte: elaborado pelo autor.

energia no conversor *back-to-back* é rapidamente absorvido pelo supercapacitor, mantendo a tensão CC estável e dentro dos níveis seguros. Além do mais, pode-se notar que o SOC não extrapolou o valor de 100% e, logo após do período de falta, começou a retornar para a faixa permitida para condições normais de operação.

Nos casos simulados, o SOC do supercapacitor encontra-se inicialmente em 95%. Caso uma falta ocorra enquanto o SOC estiver em um valor menor do que 95%, a situação é menos crítica. Isso porque o supercapacitor possui maior disponibilidade para absorver o excedente de energia do elo CC do *back-to-back* e, então, não existe grandes riscos do SAE atingir o estado de sobrecarga (acima de 100%).

6.3 Considerações Finais

A técnica de controle baseada no sistema de inferência *fuzzy* foi testada para duas condições de operação característica. Na primeira condição, onde o aerogerador opera normalmente com vento variável, a técnica proposta foi testada e comparada com a técnica baseada em um método convencional de suavização, bem como com o caso da topologia típica sem suavização de potência. Diferentes perfis de ventos turbulentos foram utilizados para analisar o desempenho das técnicas simuladas.

Como verificado nas figuras e nos indicadores numéricos, a técnica *fuzzy* conseguiu aperfeiçoar a suavização de potência da geração eólica, de forma que a potência apresentou variações mais lentas e com menores magnitudes. Além do mais, verificou-se que em ambas as técnicas de suavização simuladas, o SOC do supercapacitor manteve-se dentro da faixa pré-estabelecida (entre 5% e 95%).

Na segunda condição de operação, o controle *fuzzy* foi testado para o gerenciamento do SOC do supercapacitor em situações de distúrbio na microrrede. Nessas simulações, o SAE protegeu de forma eficaz o elo CC do conversor *back-to-back* do aerogerador. Além do mais, depois de absorver todo o excedente de energia e proteger o elo CC, o SOC do supercapacitor não extrapolou o limite máximo do equipamento. Dessa forma, como o SOC permaneceu abaixo dos 100% nos dois casos de falta testados, os 5% de reserva de SOC projetados nas funções RS e RI do sistema *fuzzy* para distúrbios transitórios mostrou-se suficiente.

Com a proteção eficaz realizada pelo SAE, a tensão do elo CC sofreu pequenas variações quando comparado com o caso da configuração típica, onde o elo CC é protegido pelo resistor em paralelo. Tal redução na variação da tensão CC pode acarretar na diminuição de oscilações transitórias de outras partes do aerogerador e, consequentemente, aperfeiçoar a sua operação durante situações de distúrbio (SARTIKA et al., 2016).

Figura 46: Falta trifásica de 150 ms e tensão residual de 0 p.u..

Fonte: elaborado pelo autor.

Conclusões

O constante crescimento da geração eólica, tanto nos sistemas de transmissão quanto em sistemas de distribuição e microrredes, deve amplificar o efeito da flutuação de potência na rede. Portanto, cada vez mais, a geração eólica deve impactar na operação e na qualidade da energia dos sistemas elétricos. A suavização da potência ativa por meio dos armazenadores de energia representa uma forma adequada de contornar tal problema e viabilizar a utilização das fontes de energia renováveis intermitentes e flutuantes.

Nesse contexto, foram apresentadas duas técnicas de suavização de potência da geração eólica de curto prazo utilizando o supercapacitor. Em especial, objetivou-se investigar o método proposto baseado na técnica inteligente - mais especificamente, o método baseado em um sistema de inferência *fuzzy*. Para realizar a suavização da potência de curto prazo da geração eólica, foi utilizada a abordagem em que o armazenador de energia é conectado ao elo CC do aerogerador *full-converter*. Com tal configuração, além de não ser necessária a aquisição de um inversor adicional para o SAE, o armazenador pode ser utilizado para aperfeiçoar a operação da unidade eólica.

Neste trabalho, a suavização foi realizada pelo supercapacitor, que é um SAE de rápida resposta, com baixo custo por unidade de potência, elevada densidade de potência, excelente eficiência e tempo de vida em ciclos muito maior que outros SAEs. Tais características fazem do supercapacitor um SAE ideal para aplicações de curto prazo que exigem alta potência e frequente variação do sentido da corrente, como o caso da suavização de curto prazo apresentado neste trabalho. O supercapacitor foi modelado de forma compacta, porém não deve apresentar prejuízo da precisão, uma vez que o mesmo é utilizado como armazenador de energia.

O sistema de distribuição *benchmark* do CIGRÉ de 14 barras foi utilizado de base para compor a microrrede simulada. A utilização da microrrede com os recursos energéticos distribuídos possibilitou verificar os impactos das flutuações de potência na geração despachável, representado por um GS convencional de 5 MW. Para representar a unidade eólica, foi utilizado o modelo *full-converter*, de velocidade 100% variável e com o MPPT baseado no controle de torque ótimo. O modelo corresponde a uma topologia atual de

unidade eólica, com valores nominais de 2 MW e 4 kV, com gerador síncrono de rotor bobinado e turbina com controle aerodinâmico de passo. Foi utilizado o conversor *back-to-back* do tipo fonte de tensão de 3 níveis, com neutro grampeado e com tensão nominal de $\pm 3,75$ kV.

A partir do modelo da unidade eólica *full-converter* sem o SAE, foram realizadas as alterações necessárias para incluir o supercapacitor no elo CC do conversor *back-to-back*. A proteção convencional do elo CC foi substituída pelo SAE, o qual compõe o supercapacitor e o conversor CC/CC do tipo *buck/boost*. Além do mais, para que o SAE opere adequadamente e possa fornecer seus benefícios, o esquema de controle do CLR e da tensão do elo CC foram alterados. O sistema de inferência *fuzzy*, bem como a técnica convencional de suavização, foram incorporados nas malhas de controle do CLR.

A técnica baseada na lógica *fuzzy* mostrou-se adequada para a suavização de potência da geração eólica, bem como para gerenciar o SOC do SAE para condições de distúrbios transitórios na microrrede. Quanto à suavização de potência, os indicadores numéricos de suavização, os quais mostraram-se compatíveis com os resultados gráficos, apontaram melhoria significativa nos casos com a suavização de potência, especialmente para o caso em que a técnica baseada na lógica *fuzzy* foi utilizada. Quanto ao gerenciamento do SOC para situações de distúrbios transitórios, a topologia da unidade eólica com o supercapacitor e o controle *fuzzy* pôde cumprir de forma eficaz com o requerimento de LVRT e, ainda, manter o SOC dentro dos limites do armazenador.

Além dos resultados satisfatórios, o sistema de inferência *fuzzy* mostrou-se uma ferramenta versátil, intuitiva e com implementação relativamente simples. Tais características fizeram do controle baseado na lógica *fuzzy* uma técnica adequada para suavizar a potência e, ainda, gerenciar o SOC do supercapacitor para outras aplicações. De modo geral, a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* apresentou-se apropriada para as aplicações abordadas neste projeto de mestrado e mostrou-se promissora para investigações futuras.

7.1 Propostas para Continuação da Pesquisa

A fim de aperfeiçoar e expandir o que foi realizado neste projeto de mestrado, pode-se incluir novas técnicas de controle, análises, implementações, entre outras investigações pertinentes. Na sequência são apresentadas algumas propostas para a continuação deste projeto de pesquisa:

- Adicionar uma técnica de controle de suporte à tensão da microrrede durante faltas na mesma. Neste trabalho, foi dado maior enfoque ao conjunto aerogerador-SAE e, portanto, as análises se restringiram à suavização de potência da geração eólica e ao gerenciamento do SOC do supercapacitor para poder contribuir com distúrbios transitórios. Entretanto, não foram exploradas as análises das contribuições que essa configuração do aerogerador com o SAE pode fornecer à microrrede. Uma técnica

de controle para dar suporte à tensão da microrrede em situações de distúrbio pode ser implementada no CLR da unidade eólica. Com isso, enquanto o supercapacitor ficaria responsável por proteger o elo CC do conversor *back-to-back* e cumpriria com o requisito de LVRT, o CLR ficaria responsável por auxiliar na recuperação de tensão da microrrede;

- Adicionar uma técnica de controle de regulação de frequência da microrrede durante distúrbios transitórios na mesma. Neste trabalho, o sistema de inferência *fuzzy* foi projetado para assegurar a disponibilidade de energia do SAE para realizar a regulação de frequência. Portanto, tal técnica de controle pode ser implementada no CLR da unidade eólica para auxiliar a microrrede em situações onde há um desvio significativo de frequência. A regulação de frequência poderia contribuir, por exemplo, em situações em que ocorre o ilhamento da microrrede. Nessa situação, o CLR poderia amortecer as oscilações de frequência da microrrede (e consequentemente do GS convencional despachável), até que o equilíbrio carga-geração seja novamente estabelecido;
- Adicionar funções para integrar o controle de suporte à tensão e o de regulação de frequência. Tais funções, que também devem ser implementadas no CLR, seriam responsáveis por decidir quando ativar o controle de suporte à tensão e quando ativar a regulação de frequência. Pode-se utilizar um valor predeterminado de tensão eficaz da rede para ativar o controle de suporte à tensão e um valor predeterminado de desvio de frequência da microrrede para ativar o controle de regulação. Além do mais, as funções poderiam incluir lógicas para decidir qual controle deve ser prioritário em determinada situação de distúrbio transitório na microrrede; e
- Implementar a técnica de controle baseada na lógica *fuzzy* em laço fechado no RTDS. Com a realização dessa proposta, seria possível verificar seu funcionamento e sua eficácia considerando a limitação de *hardware* e os aspectos de comunicação. Além do mais, seria possível criar noções dos aspectos práticos da implementação da técnica de controle.

7.2 Produção Científica

Durante o mestrado, alguns artigos foram publicados em congressos nacionais, cujos os autores, títulos e os nomes dos eventos são apresentados na sequência:

- (i) W. C. Carvalho, T. S. Menezes e D. V. Coury, “Aplicação do Supercapacitor e Lógica Fuzzy para a Proteção do Elo CC e a Suavização de Potência da Geração Eólica”, em CBA 2018 - XXII Congresso Brasileiro de Automática, João Pessoa, Brasil, 2018, pp. 1-8. DOI: 10.20906/CPS/CBA2018-1026

- (ii) W. C. Carvalho, R. P. Bataglioli e D. V. Coury, “*Comparison of Supercapacitor Storage System Control Methods for Wind Power Smoothing*”, em SBSE 2018 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niterói, Brasil, 2018, pp. 1-6. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395632
- (iii) T. S. Menezes, W. C. Carvalho e D. V. Coury, “*Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos Utilizando Técnicas de Aprendizagem de Máquina*”, em CBA 2018 - XXII Congresso Brasileiro de Automática, João Pessoa, Brasil, 2018, pp. 1-8. DOI: 10.20906/CPS/CBA2018-1028
- (iv) R. H. Furlan, R. P. Bataglioli, W. C. Carvalho e M. Oleskovicz, “*Optimal Allocation of Distributed Generation in a Radial Distribution Network for Losses Reduction and Voltage Profile Improvement*”, em SBSE 2018 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niterói, Brasil, 2018, pp. 1-6. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395932
- (v) A. G. Castro, W. C. Carvalho, C. M. R. Oliveira, P. R. U. Guazzelli, T. E. P. Almeida, W. C. A. Pereira, J. R. B. A. Monteiro e A. A. Oliveira Junior, “*Controle Vetorial Sensorless do Motor BLDC Usando Estimador Neural de Velocidade*”, em DINCON 2017 - Conferência Brasileira de Dinâmica, Controle e Aplicações, São José do Rio Preto, Brasil, 2017, pp. 1-7.
URL: <http://www.swge.inf.br/proceedings/paper/?P=DINCON2017-0045>

O primeiro artigo foi resultado do trabalho de qualificação do mestrado, onde uma técnica baseada em lógica *fuzzy* foi testada para controlar o supercapacitor e, então, para proteger o elo CC e suavizar a potência da unidade eólica. Nesse artigo, foi utilizado um sistema de inferência *fuzzy* semelhante ao utilizado no presente trabalho. Adicionalmente, foi utilizado um esquema de controle dos conversores diferente do apresentado no presente trabalho.

O segundo artigo também foi resultado do trabalho de qualificação do mestrado, onde uma técnica de controle baseada na RNA foi testada e comparada com outros métodos convencionais para suavizar a potência da geração eólica. Nesse artigo, a abordagem do problema foi diferente da utilizada no presente trabalho, ou seja, o SAE foi conectado à rede, na mesma barra em que a unidade eólica, ao invés de ser conectado ao elo CC do conversor *back-to-back*.

O terceiro artigo foi resultado do trabalho da disciplina de Sistemas Fuzzy (SEL5755), onde diversos métodos de aprendizado de máquina (incluindo o *fuzzy*) foram testados para melhorar o desempenho da detecção de ilhamento. A RNA, treinada por diferentes métodos, e o sistema de inferência *fuzzy*, ajustado por diferentes métodos de otimização, foram analisados e comparados com técnicas convencionais de detecção de ilhamento.

O quarto artigo foi resultado do trabalho da disciplina de Qualidade da Energia Elétrica (SEL5749). O artigo apresenta a alocação ótima de um gerador distribuído no

sistema de distribuição do IEEE de 13 barras para reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema.

O quinto artigo foi resultado do trabalho da disciplina de Redes Neurais Artificiais (SEL5712). Em tal trabalho, a RNA é utilizada para estimar a velocidade de uma máquina de imã permanente, mais especificamente o motor de corrente contínua sem escovas (do inglês, *Brushless Direct Current* (BLDC)). No artigo, são apresentadas simulações para verificar a viabilidade da estimação de velocidade da RNA empregada no controle vetorial *sensorless* do motor.

Atualmente, um sexto artigo está em fase de revisão na revista *IEEE Transactions on Energy Conversion*. O artigo foi elaborado com base no conteúdo e nos resultados da presente dissertação de mestrado. Segue as informações referente ao artigo:

- W. C. Carvalho, R. P. Bataglioli, R. A. S. Fernandes, D. V. Coury, “*A Novel Fuzzy-Based Control Technique for a Full-Converter Wind Turbine Generator With Supercapacitor Energy Storage*”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2019 [submetido].

Além da produção científica, algumas atividades são estabelecidas pelo programa de pós-graduação como parte dos requisitos para obter o título de mestre. Portanto, diferentes disciplinas e atividades foram realizadas durante o mestrado. As disciplinas cursadas foram todas concluídas com conceito máximo (isto é, conceito A) e o número de créditos necessários foi alcançado. Além do valor mínimo de créditos, é necessário o teste de proficiência em língua inglesa, o qual também foi realizado e aprovado.

No decorrer do segundo ano de mestrado, também foi realizado o estágio no Programa de Aperfeiçoamento de Ensino (PAE) da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC). O estágio teve duração de um semestre e foi realizado na disciplina de Fundamentos de Controle (SEL417), orientado pelo Professor Rodrigo Andrade Ramos.

Referências

- 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.
- ACKERMANN, T. (Ed.). **Wind Power in Power Systems**. 2nd edition. ed. Chichester, United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- AMMAR, M.; JOOS, G. A short-term energy storage system for voltage quality improvement in distributed wind power. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2014. v. 29, n. 4, p. 997–1007, Dec 2014. ISSN 0885-8969.
- ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
- 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. **Proteção digital de geradores eólicos com conversores de potência de escala completa no contexto das smart grids**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2018. Disponível em: <<http://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-25092018-155933/publico/Bataglioli.pdf>>.
- BREKKEN, T. K. A. et al. 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.
- CARDENAS, R.; PENA, R.; ASHER, G.; CLARE, J. Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2001. v. 48, n. 3, p. 625–635, Jun 2001. ISSN 0278-0046.
- CIGRÉ. **Technical Brochure 575: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. [S.l.], abr. 2014.
- DAVIES, T. S.; JEFFERSON, C. M. Wind-power flywheel integration. In: **Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 1989. p. 2071–2076 vol.4.

DEHKORDI, A. B.; NETI, P.; GOLE, A. M.; MAGUIRE, T. L. Development and validation of a comprehensive synchronous machine model for a real-time environment. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2010. v. 25, n. 1, p. 34–48, March 2010. ISSN 0885-8969.

DOKOPOULOS, P. S.; PATRALEXIS, A. X.; MANOUSARIDIS, I. M. Improvement of power quality distortion in a grid caused by wind turbines. In: **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227)**. [S.l.: s.n.], 1998. v. 2, p. 917–922 vol.2.

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, April 1969. ISSN 0018-9510.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. [S.l.]: McGraw-Hill, 2012.

EPE. **BEN 2016: Energia renovável cresce na matriz elétrica brasileira**. Agosto 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/BEN2016Energiaenov%C3%A1velcrescenamatrixel%C3%A9tricabrasileira.aspx?CategoriaID=>>>.

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.

FGV. Relatório, **Uma Análise Comparativa da Transição Energética na América Latina e Europa**. ago. 2016. Disponível em: <http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/paper_kas-fgv_port_web_0.pdf>.

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>>.

GUO, W.; ZHANG, G.; ZHANG, J.; SONG, N.; GAO, Z.; XU, X.; JING, L.; TENG, Y.; ZHU, Z.; XIAO, L. Development of a 1-mva/1-mj superconducting fault current limiter-magnetic energy storage system for lvr capability enhancement and wind power smoothing. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, 2018. v. 28, n. 4, p. 1–5, June 2018. ISSN 1051-8223.

GWEC. **Global wind report 2015: annual market update**. Washington, USA, abr. 2016. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf>.

_____. **Global wind report 2016: annual market update**. New Delhi, India, abr. 2017. Disponível em: <<http://files.gwec.net/register?file=/files/GWR2016.pdf>>.

HARDAN, F.; BLEIJS, J. A. M.; JONES, R.; BROMLEY, P. Bi-directional power control for flywheel energy storage system with vector-controlled induction machine drive. In: **1998 Seventh International Conference on Power Electronics and**

- Variable Speed Drives (IEE Conf. Publ. No. 456).** [S.l.: s.n.], 1998. p. 477–482. ISSN 0537-9989.
- HATZIARGYRIOU, N. (Ed.). **Microgrids: Architectures and Control.** First edition. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2014. ISBN 978-1-118-72068-4.
- HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.** [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 1998. ISBN 0-471-97143-X.
- INFIELD, D. G.; SLACK, G. W.; LIPMAN, N. H.; MUSGROVE, P. J. Review of wind/diesel strategies. **IEE Proceedings A - Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews**, 1983. v. 130, n. 9, p. 613–619, December 1983. ISSN 0143-702X.
- JALILIAN, A.; NADERI, S. B.; NEGNEVITSKY, M.; HAGH, M. T.; MUTTAQI, K. M. Controllable dc-link fault current limiter augmentation with dc chopper to improve fault ride-through of dfig. **IET Renewable Power Generation**, 2017. v. 11, n. 2, p. 313–324, 2017. ISSN 1752-1416.
- JANNATI, M.; HOSSEINIAN, S.; VAHIDI, B.; LI, G.-J. A survey on energy storage resources configurations in order to propose an optimum configuration for smoothing fluctuations of future large wind power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2014. v. 29, p. 158 – 172, 2014. ISSN 1364-0321.
- JERBI, L.; KRICHEN, L.; OUALI, A. A fuzzy logic supervisor for active and reactive power control of a variable speed wind energy conversion system associated to a flywheel storage system. **Electric Power Systems Research**, 2009. v. 79, n. 6, p. 919 – 925, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608003209>>.
- JIANG, Q.; HONG, H. Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013. v. 28, n. 2, p. 1363–1372, May 2013. ISSN 0885-8950.
- JONKMAN, B. J.; KILCHER, L. **TurbSim User's Guide: Version 1.06.00.** [S.l.], set. 2012. Disponível em: <<https://nwtc.nrel.gov/system/files/TurbSim.pdf>>.
- KELLER, J. M.; LIU, D.; FOGEL, D. B. **Fundamentals of Computational Intelligence: Neural Networks, Fuzzy Systems, and Evolutionary Computation.** New Jersey: John Wiley & Sons, 2016. ISBN 9781119214403.
- 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, June 2008. ISSN 1752-1416.
- LI, W.; JOOS, G.; BELANGER, J. Real-time simulation of a wind turbine generator coupled with a battery supercapacitor energy storage system. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2010. v. 57, n. 4, p. 1137–1145, April 2010. ISSN 0278-0046.
- LIN, F. J.; CHIANG, H. C.; CHANG, J. K.; CHANG, Y. R. Intelligent wind power smoothing control with bess. **IET Renewable Power Generation**, 2017. v. 11, n. 2, p. 398–407, 2017. ISSN 1752-1416.

LIU, Y.; CHEN, H.; LI, N.; ZHANG, Y.; LI, Z.; ZONG, J. The smoothing strategy of wind power combined with storage based on least square fitting. In: **2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 192–195.

LYONS, J. P.; THOMAS, R. J. The control of variable-speed wind turbine generators. In: **The 22nd IEEE Conference on Decision and Control**. [S.l.: s.n.], 1983. p. 1417–1421.

MA, Y.; CAO, W.; YANG, L.; WANG, F. .; TOLBERT, L. M. Virtual synchronous generator control of full converter wind turbines with short-term energy storage. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2017. v. 64, n. 11, p. 8821–8831, Nov 2017. ISSN 0278-0046.

MANDIC, G.; NASIRI, A.; GHOTBI, E.; MULJADI, E. Lithium-ion capacitor energy storage integrated with variable speed wind turbines for power smoothing. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, 2013. v. 1, n. 4, p. 287–295, Dec 2013. ISSN 2168-6777.

MCCRONE, A.; MOSLENER, U.; D'ESTAIS, F.; USHER, E.; GRUNING, C. Report, **Global Trends in Renewable Energy Investment**. mar. 2016. Disponível em: <[http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications-globaltrendsinrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf](http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf)>.

MCNERNEY, G.; RICHARDSON, R. The statistical smoothing of power delivered to utilities by multiple wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1992. v. 7, n. 4, p. 644–647, Dec 1992. ISSN 0885-8969.

MOURA, F. A. M. **Geração Distribuída - Impactos e Contribuições para a Qualidade da Energia Elétrica e Dinâmica dos Sistemas Elétricos - Uma Análise Através do ATP-EMTP**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, jun. 2011. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789-14289>>.

MUSOLINO, V.; PIEGARI, L.; TIRONI, E. New full-frequency-range supercapacitor model with easy identification procedure. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2013. v. 60, n. 1, p. 112–120, Jan 2013. ISSN 0278-0046.

NAKRA, H. L.; DUBE, B. Slip power recovery induction generators for large vertical axis wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1988. v. 3, n. 4, p. 733–737, Dec 1988. ISSN 0885-8969.

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, n. Supplement C, p. 892 – 900, 2014. ISSN 0196-8904.

NOVAKOVIC, B.; PASHAIE, R.; NASIRI, A. Neural network based energy storage control for wind farms. In: **2014 IEEE Symposium on Power Electronics and Machines for Wind and Water Applications**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

- OKEDU, K. E.; MUYEEN, S. M.; TAKAHASHI, R.; TAMURA, J. Wind farms fault ride through using dfig with new protection scheme. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2012. v. 3, n. 2, p. 242–254, April 2012. ISSN 1949-3029.
- PARK, G. L.; ZASTROW, O. W. Interconnection issues concerning consumer-owned wind electric generators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1982. PAS-101, n. 7, p. 2375–2382, July 1982. ISSN 0018-9510.
- PINTO, M. d. O. **Fundamentos da Energia Eólica**. Rio de Janeiro, Brasil: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2013.
- 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)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- RTDS. **Real Time Digital Simulator: Power System User's Manual**. [S.l.], dez. 2012.
- SALLES, M. B. de C. **Modelagem e Análises de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2009.
- 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**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- SERRANO-GONZÁLEZ, J.; LACAL-ARÁNTEGUI, R. Technological evolution of onshore wind turbines - a market-based analysis. **Wind Energy**, 2016. v. 19, n. 12, p. 2171–2187, 2016. ISSN 1099-1824. WE-15-0200.R2. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.1974>>.
- SHI, A. j.; THORP, J.; THOMAS, R. An ac/dc/ac interface control strategy to improve wind energy economics. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1985. PAS-104, n. 12, p. 3428–3434, Dec 1985. ISSN 0018-9510.
- SHIMADA, R.; MUKAI, K. Load-leveling and electric energy storage. **IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering**, 2007. Wiley Subscription Services, Inc., A Wiley Company, v. 2, n. 1, p. 33–38, 2007. ISSN 1931-4981. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/tee.20106>>.
- STREZOSKI, L. V.; PRICA, M. D. Short-circuit analysis in large-scale distribution systems with high penetration of distributed generators. **IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica**, 2017. v. 4, n. 2, p. 243–251, April 2017. ISSN 2329-9266.
- SUVIRE, G. O.; MOLINA, M. G.; MERCADO, P. E. Improving the integration of wind power generation into ac microgrids using flywheel energy storage. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2012. v. 3, n. 4, p. 1945–1954, Dec 2012. ISSN 1949-3053.
- WASYNCZUK, O.; MAN, D. T.; SULLIVAN, J. P. Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1981. PAS-100, n. 6, p. 2837–2845, June 1981. ISSN 0018-9510.

- WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 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, May 2015. ISSN 0018-9219.
- ZAHEDI, A. Entirely renewable energy-based electricity supply system (small scale). In: **IECEC-97 Proceedings of the Thirty-Second Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (Cat. No.97CH6203)**. [S.l.: s.n.], 1997. v. 3, p. 1907–1910 vol.3.
- 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**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2691–2696.
- ZHOU, Y.; YAN, Z.; LI, N. A novel state of charge feedback strategy in wind power smoothing based on short-term forecast and scenario analysis. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2017. v. 8, n. 2, p. 870–879, April 2017. ISSN 1949-3029.

Apêndices

Sistema de Distribuição Teste

Este apêndice apresenta os dados dos componentes do sistema de distribuição modelados no *software* RSCAD, apresentado na Figura 28, Capítulo 5. A Tabela 10 apresenta os valores de resistência, indutância e capacitância de sequência positiva e zero dos condutores de cada um dos trechos das linhas do sistema.

Tabela 10: Dados dos trechos das linha do sistema utilizado.

Trecho de linha		R_1	L_1	C_1	R_0	L_0	C_0	Comp.
De	Até	(Ω/km)	(mH/km)	($\mu\text{F}/\text{km}$)	(Ω/km)	(mH/km)	($\mu\text{F}/\text{km}$)	(km)
1	2	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	2,82
2	3	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	4,42
3	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,61
4	5	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,56
5	6	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,54
7	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,67
8	9	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,32
9	10	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,77
10	11	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,33
3	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,30

Fonte: [adaptado] de CIGRÉ (2014).

A Tabela 11 apresenta os valores das tensões nominais no primário e no secundário dos transformadores, bem como a impedância referida ao enrolamento secundário e a potência nominal de cada um dos transformadores utilizados no sistema teste. Os dados do transformador da subestação foram obtidos da brochura do CIGRÉ (CIGRÉ, 2014), enquanto que os transformadores do GS despachável e do aerogerador foram baseados em transformadores do catálogo da WEG.

Os dados das cargas do sistema teste são apresentados na Tabela 12. Verifica-se que existem dois tipos de carga utilizados no sistema, o residencial, com um fator de potência

Tabela 11: Dados dos transformadores.

Transformador	V1	V2	Z_{V2}	S_{nom}
Subestação	110 kV	20 kV	0,0192+j2,304 Ω	25 MVA
GS despachável	6,6 kV	20 kV	0,552+j4,768 Ω	5 MVA
Aerogerador	4,0 kV	20 kV	0,2+j10 Ω	2 MVA

Fonte: elaborado pelo autor.

mais próximo do unitário, e o comercial/industrial, com a parcela reativa mais significativa. Adicionalmente, é possível observar que a barra 2 não possui carga conectada e, portanto, é apenas uma barra de passagem. Vale ressaltar que as cargas são representadas por impedância com valores constantes.

Tabela 12: Dados das cargas do sistema utilizado.

Barra	Residencial		Comercial/Industrial	
	Potência Aparente (kVA)	Fator de potência	Potência Aparente (kVA)	Fator de potência
1	15300	0,98	5100	0,95
3	285	0,97	265	0,85
4	445	0,97	-	-
5	750	0,97	-	-
6	565	0,97	-	-
7	-	-	90	0,85
8	605	0,97	-	-
9	-	-	675	0,85
10	490	0,97	80	0,85
11	340	0,97	-	-

Fonte: [adaptado] de CIGRÉ (2014).

Gerador Síncrono Convencional Despachável

No modelo do gerador síncrono da unidade despachável, é utilizado somente um enrolamento de amortecimento no eixo d e dois no eixo q . Adicionalmente, a reatância de dispersão mútua campo-amortecedor, denominado de $X230$ no RSCAD, não é considerada nesse modelo. A Figura 47 apresenta as resistências e as reatâncias no domínio dq do modelo do gerador síncrono da unidade convencional despachável (RTDS, 2012).

Figura 47: Configuração do modelo do gerador síncrono da unidade despachável baseado em componentes dq .

Fonte: [adaptado] de RTDS (2012).

onde: $XS1$ é a reatância de dispersão da armadura em p.u.;

$XMD0$ é a reatância de magnetização não saturada de eixo D em p.u.;

$X2D$ é a reatância de dispersão do campo em p.u.;

$X3D$ é a reatância de dispersão do amortecedor de eixo D em p.u.;
 XMQ é a reatância de magnetização não saturada de eixo Q em p.u.;
 $X2Q$ é a reatância de dispersão do amortecedor de eixo Q em p.u.;
 $X3Q$ é a segunda reatância de dispersão do amortecedor de eixo Q em p.u.;
 $RS1$ é a resistência da armadura em p.u.;
 $R2D$ é a resistência da armadura em p.u.;
 $R3D$ é a resistência do campo em p.u.;
 $R2Q$ é a resistência do amortecedor de eixo Q em p.u.; e
 $R3Q$ é a segunda resistência do amortecedor de eixo Q em p.u.

Os parâmetros utilizados no modelo da máquina síncrona despachável são apresentados na Tabela 13 e foram baseados em Moura (2011). Embora o modelo descrito no manual do RTDS seja apresentado com os parâmetros apresentados na Figura 47, também é possível entrar com os parâmetros apresentados na Tabela 13 no modelo da máquina síncrona.

Tabela 13: Parâmetros do modelo do gerador síncrono convencional despachável.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$P_{nom,g}$	5 MVA	τ'_{do}	1,754 s
$V_{nom,g}$	6,6 kV	τ''_{do}	0,019 s
$f_{nom,g}$	60 Hz	τ''_{qo}	0,1643 s
R_s	0,004 p.u.	τ'_{qo}	0,165 s
x_l	0,1 p.u.	x_0	0,046 p.u.
x_d	1,8 p.u.	x'_q	0,98 p.u.
x_q	1,793 p.u.	P	2
x'_d	0,166 p.u.	H_g	1,0 s
x''_d	0,119 p.u.	ω_s	188,5 rad/s
x''_q	0,17 p.u.		

Fonte: [adaptado] de Moura (2011).

onde: $P_{nom,g}$ é a potência nominal do gerador;
 $V_{nom,g}$ é a tensão nominal do estador do gerador;
 $f_{nom,g}$ é a frequência elétrica nominal do gerador;
 R_s é a resistência do enrolamento do estator;
 x_l é a reatância de dispersão da armadura;
 x_d é a reatância de eixo direto;
 x_q é a reatância de eixo em quadratura;
 x'_d é a reatância transitória de eixo direto;
 x'_q é a reatância transitória de eixo em quadratura;
 x''_d é a reatância subtransitória de eixo direto;
 x''_q é a reatância subtransitória de eixo em quadratura;
 τ'_{do} é a constante de tempo de eixo direto transitória de circuito aberto;

τ''_{do} é a constante de tempo de eixo direto sub-transitória de circuito aberto;
 τ'_{qo} é a constante de tempo de eixo em quadratura transitória de circuito aberto;
 τ''_{qo} é a constante de tempo de eixo em quadratura sub-transitória de circuito aberto;
 x_0 é a reatância de sequência zero;
 P é o número de par de polos;
 H_g é a constante de inércia do gerador; e
 ω_s é a velocidade síncrona do gerador.

Gerador Síncrono da Unidade Eólica

No modelo do gerador síncrono da unidade eólica, é utilizado somente um enrolamento de amortecimento no eixo d e no eixo q . Adicionalmente, a reatância de dispersão mútua campo-amortecedor, denominado de $X230$ no RSCAD, não é considerada nesse modelo. A Figura 48 apresenta as resistências e as reatâncias no domínio dq do modelo do gerador síncrono do aerogerador (RTDS, 2012).

Figura 48: Configuração do modelo do gerador síncrono da unidade eólica baseado em componentes dq .

(a) Circuito referente à componente de eixo direto.

(b) Circuito referente à componente de eixo em quadratura.

Fonte: [adaptado] de RTDS (2012).

onde: $XS1$ é a reatância de dispersão da armadura em p.u.;

$XMD0$ é a reatância de magnetização não saturada de eixo d em p.u.;

$X2D$ é a reatância de dispersão do campo em p.u.;

$X3D$ é a reatância de dispersão do amortecedor de eixo d em p.u.;

XMq é a reatância de magnetização não saturada de eixo q em p.u.;

$X2Q$ é a reatância de dispersão do amortecedor de eixo q em p.u.;

$RS1$ é a resistência da armadura em p.u.;

$R2D$ é a resistência da armadura em p.u.;

$R3D$ é a resistência do campo em p.u.; e

$R2Q$ é a resistência do amortecedor de eixo q em p.u.

Código do Sistema de Inferência Fuzzy

Este apêndice apresenta o código implementado em linguagem C para criação de um novo bloco de controle no *software* RSCAD. No bloco de controle, foi implementado o sistema de inferência *fuzzy* proposto no presente projeto de mestrado. Vale ressaltar que o código foi implementado junto à plataforma de construção de componentes do RSCAD, denominada de CBuilder.

```

VERSION:
3.001
// Include file below is generated by C-Builder
// and contains the variables declared as -
// PARAMETERS, INPUTS, OUTPUTS . . .
#include "fcodeV02.v"

STATIC:

// _____
// Variables declared here may be used in both the
// RAM: and CODE: sections below.
// _____
//      double dt;

//universo de discurso e funções de pertinência da saída - Pout
double xp[91] = {-0.250000, -0.233333, -0.216667, -0.200000, -0.183333, -0.166667,
-0.150000, -0.133333, -0.116667, -0.100000, -0.083333, -0.066667, -0.050000,
-0.033333, -0.016667, 0.000000, 0.016667, 0.033333, 0.050000, 0.066667, 0.083333,
0.100000, 0.116667, 0.133333, 0.150000, 0.166667, 0.183333, 0.200000, 0.216667,
0.233333, 0.250000, 0.266667, 0.283333, 0.300000, 0.316667, 0.333333, 0.350000,
0.366667, 0.383333, 0.400000, 0.416667, 0.433333, 0.450000, 0.466667, 0.483333,
0.500000, 0.516667, 0.533333, 0.550000, 0.566667, 0.583333, 0.600000, 0.616667,
0.633333, 0.650000, 0.666667, 0.683333, 0.700000, 0.716667, 0.733333, 0.750000,
0.766667, 0.783333, 0.800000, 0.816667, 0.833333, 0.850000, 0.866667, 0.883333,
0.900000, 0.916667, 0.933333, 0.950000, 0.966667, 0.983333, 1.000000, 1.016667,
1.033333, 1.050000, 1.066667, 1.083333, 1.100000, 1.116667, 1.133333, 1.150000,
1.166667, 1.183333, 1.200000, 1.216667, 1.233333, 1.250000};
double fp[5][91] = {
{0.000000, 0.066667, 0.133333, 0.200000, 0.266667, 0.333333, 0.400000, 0.466667,
0.533333, 0.600000, 0.666667, 0.733333, 0.800000, 0.866667, 0.933333, 1.000000,
0.933333, 0.866667, 0.800000, 0.733333, 0.666667, 0.600000, 0.533333, 0.466667,
0.400000, 0.333333, 0.266667, 0.200000, 0.133333, 0.066667, 0.000000, 0.000000,

```

```
//grau de pertinência de cada fuzzy
double valores_vdc[3];
```

```
//grau de pertinência de cada fuzzy
double valores_vdc[3];
```

```

double valores_soc[5];
//funções ativas e ceifamento
double min_val, f_saida[15][91];
int kk;
//agregação
double f_uniao[91];
int nn;
//saída - centro de área
double somatorio, somatorio2;
int jj;

// - E n d   o f   S T A T I C :   S e c t i o n -

RAM_FUNCTIONS:
// -----
// This section should contain any 'c' functions
// to be called from the RAM section (either
// RAM_PASS1 or RAM_PASS2). Example:
//
// static double myFunction(double v1, double v2)
// {
//     return(v1*v2);
// }
// -----
RAM:
// -----
// Place C code here which computes constants
// required for the CODE: section below. The C
// code here is executed once, prior to the start
// of the simulation case.
// -----
//     dt= getTimeStep();

// ----- E n d   o f   R A M :   S e c t i o n -----

CODE:
// -----
// Place C code here which runs on the RTDS. The
// code below is entered once each simulation
// step.
// -----

// Pin // Primeira entrada do fuzzy
//calcular o grau de pertinencia da função baixa
double calc_vdc_baixa(double num1){
double vdc_baixa;
//tensão baixa
if (num1<=0)
vdc_baixa=1;
else if (0<num1 && num1<=0.5)
vdc_baixa= -2*num1 + 1;
else
vdc_baixa=0;
return vdc_baixa;
}

//calcular o grau de pertinencia da função normal
double calc_vdc_normal(double num1){
double vdc_normal;

```

```

//tensão normal
if (0<=num1 && num1<=0.5)
vdc_normal= 2*num1 - 0;
else if (0.5<num1 && num1<=1)
vdc_normal= -2*num1 + 2;
else
vdc_normal=0;
return vdc_normal;
}

//calcular o grau de pertinencia da função alta
double calc_vdc_alta(double num1){
double vdc_alta;
//tensão alta
if (0.5<=num1 && num1<=1)
vdc_alta= 2*num1 - 1;
else if (1<num1)
vdc_alta=1;
else
vdc_alta=0;
return vdc_alta;
}

// SOC // Segunda entrada do fuzzy
//calcular o grau de pertinencia da função Reserva Inferior (RI) do SOC
double calc_soc_muito_baixo(double num2){
double soc_muito_baixo;
if (num2<=0.05)
soc_muito_baixo=1;
else if (0.05<num2 && num2<0.15)
soc_muito_baixo= -10*num2 + 1.5;
else
soc_muito_baixo=0;
return soc_muito_baixo;
}

//calcular o grau de pertinencia da função Normal Baixo (NB) do SOC
double calc_soc_baixo(double num2){
double soc_baixo;
if (0.05<num2 && num2<=0.15)
soc_baixo= 10*num2 - 0.5;
else if (0.15<num2 && num2<0.85)
soc_baixo= exp( pow( (num2 - 0.15), 2)/(-2*0.0289) );
else
soc_baixo=0;
return soc_baixo;
}

//calcular o grau de pertinencia da função Normal Intermediário (NI) do SOC
double calc_soc_medio(double num2){
double soc_medio;
if (0.15<num2 && num2<0.35)
soc_medio= 5.0*num2 - 0.75;
else if (0.35<=num2 && num2<=0.65)
soc_medio= 1;
else if (0.65<num2 && num2<0.85)
soc_medio= -5.0*num2 + 4.25;
else
soc_medio=0;
return soc_medio;
}

```

```

}

//calcular o grau de pertinencia da função Normal Alta (NA) do SOC
double calc_soc_alto(double num2){
double soc_alto;
if (0.85<=num2 && num2<0.95)
soc_alto= -10*num2 + 9.5;
else if (0.15<num2 && num2<0.85)
soc_alto= exp( pow( (num2 - 0.85), 2)/(-2*0.0289) );
else
soc_alto=0;
return soc_alto;
}

//calcular o grau de pertinencia da função Reserva Superior (RS) do SOC
double calc_soc_muito_alto(double num2){
double soc_muito_alto;
if (0.85<num2 && num2<0.95)
soc_muito_alto= 10*num2 - 8.5;
else if (0.95<=num2)
soc_muito_alto=1;
else
soc_muito_alto=0;
return soc_muito_alto;
}

// === Calcular o Grau de Pertinência de Acordo com as Funções Anteriores ===
valores_vdc[0] = calc_vdc_baixa(Pin);
valores_vdc[1] = calc_vdc_normal(Pin);
valores_vdc[2] = calc_vdc_alta(Pin);

valores_soc[0] = calc_soc_muito_baixo(soc);
valores_soc[1] = calc_soc_baixo(soc);
valores_soc[2] = calc_soc_medio(soc);
valores_soc[3] = calc_soc_alto(soc);
valores_soc[4] = calc_soc_muito_alto(soc);

// === Funções ativadas de acordo com as regras e o ceifamento ===
//zerar a matrix f_saida
memset(f_saida, 0, sizeof(f_saida[0][0]) * 91 * 15);

//regra 01
if (valores_vdc[0]>0 && valores_soc[0]>0){
min_val = valores_vdc[0]*valores_soc[0];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[0][kk] = fp[0][kk]*min_val;
}
}

//regra 02
if (valores_vdc[0]>0 && valores_soc[1]>0){
min_val = valores_vdc[0]*valores_soc[1];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[1][kk] = fp[1][kk]*min_val;
}
}

//regra 03
if (valores_vdc[0]>0 && valores_soc[2]>0){
min_val = valores_vdc[0]*valores_soc[2];

```

```

for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[2][kk] = fp[2][kk]*min_val;
}
}

//regra 04
if (valores_vdc[0]>0 && valores_soc[3]>0){
min_val = valores_vdc[0]*valores_soc[3];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[3][kk] = fp[3][kk]*min_val;
}
}

//regra 05
if (valores_vdc[0]>0 && valores_soc[4]>0){
min_val = valores_vdc[0]*valores_soc[4];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[4][kk] = fp[3][kk]*min_val;
}
}

//regra 06
if (valores_vdc[1]>0 && valores_soc[0]>0){
min_val = valores_vdc[1]*valores_soc[0];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[5][kk] = fp[0][kk]*min_val;
}
}

//regra 07
if (valores_vdc[1]>0 && valores_soc[1]>0){
min_val = valores_vdc[1]*valores_soc[1];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[6][kk] = fp[1][kk]*min_val;
}
}

//regra 08
if (valores_vdc[1]>0 && valores_soc[2]>0){
min_val = valores_vdc[1]*valores_soc[2];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[7][kk] = fp[2][kk]*min_val;
}
}

//regra 09
if (valores_vdc[1]>0 && valores_soc[3]>0){
min_val = valores_vdc[1]*valores_soc[3];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[8][kk] = fp[3][kk]*min_val;
}
}

//regra 10
if (valores_vdc[1]>0 && valores_soc[4]>0){
min_val = valores_vdc[1]*valores_soc[4];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[9][kk] = fp[4][kk]*min_val;
}
}

```



```
}
```

```
//regra 11
```

```
if (valores_vdc[2]>0 && valores_soc[0]>0){
min_val = valores_vdc[2]*valores_soc[0];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[10][kk] = fp[1][kk]*min_val;
}
}
```

```
//regra 12
```

```
if (valores_vdc[2]>0 && valores_soc[1]>0){
min_val = valores_vdc[2]*valores_soc[1];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[11][kk] = fp[1][kk]*min_val;
}
}
```

```
//regra 13
```

```
if (valores_vdc[2]>0 && valores_soc[2]>0){
min_val = valores_vdc[2]*valores_soc[2];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[12][kk] = fp[2][kk]*min_val;
}
}
```

```
//regra 14
```

```
if (valores_vdc[2]>0 && valores_soc[3]>0){
min_val = valores_vdc[2]*valores_soc[3];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[13][kk] = fp[3][kk]*min_val;
}
}
```

```
//regra 15
```

```
if (valores_vdc[2]>0 && valores_soc[4]>0){
min_val = valores_vdc[2]*valores_soc[4];
for(kk = 0; kk <= 90; kk=kk+1){
f_saida[14][kk] = fp[4][kk]*min_val;
}
}
```

```
//== Agregação das Funções e Cálculo da Saída pelo Método do "Centro de Área" ==
```

```
somatorio = 0;
```

```
somatorio2 = 0;
```

```
for(nn = 0; nn <= 90; nn=nn+1){
f_uniao[nn] = max(f_saida[0][nn], f_saida[1][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[2][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[3][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[4][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[5][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[6][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[7][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[8][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[9][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[10][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[11][nn]);
```

```
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[12][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[13][nn]);
f_uniao[nn] = max(f_uniao[nn], f_saida[14][nn]);

somatorio = somatorio + f_uniao[nn]*xp[nn];
somatorio2 = somatorio2 + f_uniao[nn];

}

//Valor de saída do fuzzy
Pout = somatorio/somatorio2;

// ——— E n d    o f    C O D E :    S e c t i o n ———
```