

DANIEL ARAÚJO CAIXETA

**MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE UM
SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA
DOTADO DE GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ
PERMANENTE UTILIZANDO A PLATAFORMA ATP**

UBERLÂNDIA

2014

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

**MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE UM
SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA
DOTADO DE GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ
PERMANENTE UTILIZANDO A PLATAFORMA ATP**

Tese de Doutorado submetida à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos
para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

DANIEL ARAÚJO CAIXETA

Uberlândia, outubro de 2014.

MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA DOTADO DE GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE UTILIZANDO A PLATAFORMA ATP

Daniel Araújo Caixeta

“Esta tese foi julgada adequada para obtenção do título de Doutor em Ciências, área de concentração em *Dinâmica de Sistemas Elétricos*, e aprovada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.”

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.
Orientador

Prof. Edgard Afonso Lamounier Júnior, Ph.D.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D. – UFU (Presidente)

Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior, Dr. - USP

Prof. Adeon Cecílio Pinto, Dr. - UNIVASF

Prof. Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr. – UFU

Prof. José Roberto Camacho, Ph.D. - UFU

*À minha esposa, Ângela Mérisse Caixeta,
pelo amor, carinho e eterno
companheirismo.*

Agradecimentos

Acima de tudo à Deus, por ter me dado força e coragem em todos os momentos da minha vida, principalmente nas horas em que mais precisei.

À minha amada família, pelo imenso apoio e carinho durante toda minha vida, permitindo que eu tivesse força necessária para completar mais este ciclo em minha vida.

À minha amada esposa Ângela Merisse Pereira Diniz Caixeta, pela paciência e compreensão durante esta longa jornada, sempre me oferecendo palavras doces e amorosas que me encheram de confiança para seguir firme neste trabalho.

Ao professores Geraldo Caixeta Guimarães e Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, meu sincero agradecimento pelas orientações, apoio e confiança depositada, imprescindíveis para que os objetivos fossem alcançados e este trabalho realizado.

Aos professores José Carlos de Melo, Adeon Cecílio Pinto e José Roberto Camacho, pela participação ativa na banca examinadora, que em muito contribuiu para a qualidade deste trabalho.

Ao Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos da UFU e seus integrantes pelo convívio e apoio ao longo dos mais de quatro anos de trabalho e que me auxiliaram no desenvolvimento deste projeto.

À Universidade Federal de Uberlândia, pelo apoio institucional, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica pelo suporte técnico, e à CAPES, pelo apoio financeiro.

Aos demais amigos e funcionários da faculdade.

Resumo

Caixeta, D. A., Modelagem e Análise Dinâmica de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Dotado de Gerador Síncrono de Imã Permanente Utilizando a Plataforma ATP, FEELT-UFG, 118 p., 2014.

O desenvolvimento humano requer um amplo equilíbrio entre fatores ecológicos, sociais e econômicos de modo a garantir sua própria sustentabilidade. Neste sentido, a busca por novos recursos de geração de energia, com baixos custos de implantação e operação e que provoquem o menor impacto possível ao meio ambiente têm sido foco de atenção de todos os segmentos da sociedade. Para tal, a diminuição da exploração dos combustíveis fósseis e o incentivo ao uso de recursos renováveis de energia para geração distribuída têm se mostrado alternativas interessantes à expansão da matriz energética de diversos países do mundo. Neste sentido, a energia eólica vem assumindo um papel cada vez mais significativo, apresentando índices crescentes de penetração na rede elétrica e inovações tecnológicas de destaque, como a utilização de geradores síncronos de imã permanente (PMSG). No Brasil, este fato também tem sido constatado e, como consequência, o impacto da inserção desta fonte na rede de distribuição e sub-transmissão de energia tem sido motivo de grande preocupação por parte de concessionárias e agentes do setor elétrico brasileiro. Dessa maneira, o desenvolvimento de ferramentas computacionais adequadas que permitam a realização de estudos preditivos detalhados a respeito do comportamento dinâmico de centrais eólicas, seja operando com carga isolada, seja conectadas à rede, representa um tema de extrema relevância, levando-se em conta ainda a implementação de estratégias de controle da geração de potências ativa/reactiva e manutenção de níveis adequados de tensão e frequência. É neste contexto que o presente trabalho se encaixa, ou seja, contempla os desenvolvimentos matemático e computacional de um completo sistema de conversão de energia eólica dotado de PMSG utilizando técnicas no domínio do tempo do *Alternative Transients Program* (ATP), software este de reconhecida notoriedade em âmbito científico e acadêmico, bem como por profissionais do setor elétrico, tanto no Brasil quanto em outros países. A modelagem realizada permite a elaboração de blocos representativos de cada um dos elementos de um sistema de conversão eólica real, compreendendo a fonte primária, representada neste caso pelo vento, a turbina eólica, o PMSG, o conversor de frequência, o transformador elevador, a composição de cargas e o equivalente da rede elétrica. Especial atenção também é dada à implementação das técnicas de controle do aerogerador, com destaque para o controle *pitch*, visando manter o gerador operando sob o limite máximo de potência, e a teoria vetorial, cujo objetivo é ajuste do fluxo de potência ativa/reactiva entre o aerogerador e a rede de potência. Diversas simulações são realizadas para investigar o comportamento dinâmico do parque eólico quando submetido a distintas condições de operação e/ou sob ocorrência de variações na intensidade do vento. Os resultados obtidos atestam a eficácia de ambas modelagens matemática e computacional desenvolvidas para o aerogerador e os controles associados.

Palavras-chave:

ATP, Comportamento Dinâmico, Controle Vetorial, Estudos Computacionais, PMSG, WECS.

Abstract

Caixeta, D. A., Modeling and Dynamic Analysis of a Wind Energy Conversion System Equipped with Permanent Magnet Synchronous Generator Using ATP, FEELT-UFU, 118 p., 2014.

Human development requires a broad balance between ecological, social and economic factors in order to ensure its own sustainability. In this sense, the search for new sources of energy generation, with low deployment and operation costs, which cause the least possible impact to the environment, has been the focus of attention of all society segments. To do so, the reduction in exploration of fossil fuels and the encouragement of using renewable energy resources for distributed generation have proved interesting alternatives to the expansion of the energy matrix of various countries in the world. In this sense, the wind energy has acquired an increasingly significant role, presenting increasing rates of power grid penetration and highlighting technological innovations such as the use of permanent magnet synchronous generators (PMSG). In Brazil, this fact has also been noted and, as a result, the impact of the inclusion of this source in the distribution and sub-transmission power grid has been a major concern of utilities and agents connected to Brazilian electrical sector. Thus, it is relevant the development of appropriate computational tools that allow detailed predictive studies about the dynamic behavior of wind farms, either operating with isolated load, either connected to the main grid, taking also into account the implementation of control strategies for active/reactive power generation and the keeping of adequate levels of voltage and frequency. This work fits in this context since it comprises mathematical and computational developments of a complete wind energy conversion system (WECS) endowed with PMSG using time domain techniques of Alternative Transients Program (ATP), which prides itself a recognized reputation by scientific and academic communities as well as by electricity professionals in Brazil and elsewhere. The modeling procedures performed allowed the elaboration of blocks representing each of the elements of a real WECS, comprising the primary source (the wind), the wind turbine, the PMSG, the frequency converter, the step up transformer, the load composition and the power grid equivalent. Special attention is also given to the implementation of wind turbine control techniques, mainly the pitch control responsible for keeping the generator under the maximum power operation point, and the vector theory that aims at adjusting the active/reactive power flow between the wind turbine and the power grid. Several simulations are performed to investigate the dynamic behavior of the wind farm when subjected to different operating conditions and/or on the occurrence of wind intensity variations. The results have shown the effectiveness of both mathematical and computational modeling developed for the wind turbine and the associated controls.

Keywords

ATP, Computer Studies, Dynamic Behavior, PMSG, Vector Control, WECS.

Sumário

CAPÍTULO 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivações	7
1.3 Objetivos	9
1.3.1 <i>Objetivo Geral</i>	9
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	9
1.4 Estrutura do Trabalho	10
CAPÍTULO 2 – Revisão da Literatura	11
2.1 Considerações Iniciais	11
2.2 A Geração Distribuída	12
2.2.1 <i>Evolução Histórica da Geração Distribuída</i>	12
2.2.2 <i>Aspectos Técnicos da Geração Distribuída</i>	14
2.3 A Tecnologia de Geração Eólica	17
2.3.1 <i>Evolução Histórica da Geração Eólica</i>	17
2.3.2 <i>Normas e Recomendações</i>	21
2.3.3 <i>Tecnologia Atual de Geração Eólica</i>	23
2.4 Considerações Finais	25
CAPÍTULO 3 – Modelagem Matemática e Computacional do WECS	27
3.1 Considerações Iniciais	27
3.2 Plataforma Computacional Utilizada	28
3.3 Sistema Eólico em Estudo	29
3.4 O Vento	29
3.4.1 <i>Modelagem Matemática</i>	29
3.4.2 <i>Modelagem Computacional</i>	33
3.5 A Turbina Eólica	33
3.5.1 <i>Modelagem Matemática</i>	33
3.5.2 <i>Modelagem Computacional</i>	37

3.6	Gerador Síncrono de Imã Permanente	38
3.6.1	<i>Modelagem Matemática</i>	38
3.6.2	<i>Modelagem Computacional</i>	42
3.7	Retificador e Elo CC	43
3.8	Inversor de Frequência	44
3.8.1	<i>Modelagem Matemática</i>	45
3.8.2	<i>Modelagem Computacional</i>	52
3.9	Transformador Elevador	53
3.10	Rede Elétrica CA	54
3.11	Considerações Finais	55
CAPÍTULO 4 – Estudos Computacionais		57
4.1	Considerações Iniciais	57
4.2	Características Elétricas/Mecânicas do Sistema Investigado	58
4.3	Casos Estudados	59
4.3.1	<i>Caso 1: Sistema Eólico Alimentando Carga Nominal Isolada Sob Condições Normais de Operação e Vento sem Turbulência</i>	61
4.3.2	<i>Caso 2: Sistema Eólico Alimentando 80% de Carga Nominal Isolada Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência</i>	65
4.3.3	<i>Caso 3: Sistema Eólico Alimentando 80% de Carga Nominal Isolada Sob Variações de Carga e Vento sem Turbulência</i>	71
4.3.4	<i>Caso 4: Sistema Eólico Absorvendo Potência Reativa da Rede Elétrica Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência</i>	75
4.3.5	<i>Caso 4: Sistema Eólico Fornecendo Potência Reativa à Rede Elétrica Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência</i>	81
4.4	Considerações Finais	88
CAPÍTULO 5 – Conclusões e Sugestões		89
5.1	Conclusões do Trabalho	89
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		93

Lista de Figuras

CAPÍTULO 1 – Introdução

Figura 1.1: Geração renovável no mundo em 2007 e previsão para 2050	3
---	---

CAPÍTULO 2: Revisão da Literatura

Figura 2.1: Primeiras aplicações da conversão de energia do vento em mecânica	17
Figura 2.2: Turbinas eólicas desenvolvidas após a segunda guerra mundial	18
Figura 2.3: Evolução das turbinas eólicas de 1985 a 2005	20
Figura 2.4: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual comparado ao Boeing 747	20

CAPÍTULO 3: Modelagem Matemática e Computacional do WECS

Figura 3.1: Sistema de conversão eólico proposto conectado à rede CA	29
Figura 3.2: Modelo da rajada de vento	31
Figura 3.3: Modelo da rampa de vento	32
Figura 3.4: Ícone representativo do vento construído no ATP	33
Figura 3.5: Diagrama de blocos do sistema de controle <i>pitch</i>	35
Figura 3.6: Coeficiente de potência em relação a λ e β	36
Figura 3.7: Ícone representativo da turbina eólica construído no ATP	37
Figura 3.8: Representação esquemática do PMSG	39
Figura 3.9: Representação mecânica do modelo do PMSG construído no ATP	42
Figura 3.10: Ícone representativo do PMSG construído no ATP	43
Figura 3.11: Estrutura do retificador de frequência e elo CC	44
Figura 3.12: Modelo do conversor de frequência PWM trifásico senoidal	45
Figura 3.13: Diagrama de blocos do controle do inversor de frequência	46
Figura 3.14: Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial	48
Figura 3.15: Formas de onda de controle para o inversor PWM senoidal	50
Figura 3.16: Formas de onda da tensão de saída para o inversor PWM trifásico	51
Figura 3.17: Ícone representativo do controle do inversor construído no ATP	52
Figura 3.18: Ícone representativo do disparo das chaves construído no ATP	52

Figura 3.19: Ícone representativo do transformador elevador disponível no ATP	53
Figura 3.20: Representação da rede elétrica CA	54
Figura 3.21: Estrutura da rele elétrica construída no ATP	55

CAPÍTULO 4: Estudos Computacionais

Figura 4.1: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 1	61
Figura 4.2: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 1	62
Figura 4.3: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 1	62
Figura 4.4: Coeficiente de potência – Caso 1	63
Figura 4.5: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 1	63
Figura 4.6: Tensão no elo CC – Caso 1	63
Figura 4.7: Potência ativa fornecida à carga – Caso 1	64
Figura 4.8: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 1	64
Figura 4.9: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 2	65
Figura 4.10: Controle <i>pitch</i> da turbina – Caso 2	66
Figura 4.11: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 2	66
Figura 4.12: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 2	67
Figura 4.13: Coeficiente de potência – Caso 2	68
Figura 4.14: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 2	68
Figura 4.15: Tensão no elo CC – Caso 2	69
Figura 4.16: Potência ativa fornecida à carga – Caso 2	69
Figura 4.17: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 2	70
Figura 4.18: Potência ativa fornecida à carga – Caso 3	71
Figura 4.19: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 3	72
Figura 4.20: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 3	72
Figura 4.21: Coeficiente de potência – Caso 3	73
Figura 4.22: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 3	73
Figura 4.23: Tensão no elo CC – Caso 3	74
Figura 4.24: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 3	74
Figura 4.25: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 4	75
Figura 4.26: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 4	76
Figura 4.27: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 4	76
Figura 4.28: Coeficiente de potência – Caso 4	77

Figura 4.29: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 4	77
Figura 4.30: Tensão no elo CC – Caso 4	77
Figura 4.31: Potência ativa do WECS – Caso 4	78
Figura 4.32: Potência ativa da rede elétrica – Caso 4	78
Figura 4.33: Potência reativa do WECS – Caso 4	79
Figura 4.34: Potência reativa da rede elétrica – Caso 4	79
Figura 4.35: Tensão trifásica RMS na barra do PAC – Caso 4	80
Figura 4.36: Ângulo δ na barra do PAC – Caso 4	80
Figura 4.37: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 5	81
Figura 4.38: Controle <i>pitch</i> da turbina – Caso 5	82
Figura 4.39: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 5	82
Figura 4.40: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 5	83
Figura 4.41: Coeficiente de potência – Caso 5	83
Figura 4.42: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 5	84
Figura 4.43: Tensão no elo CC – Caso 5	84
Figura 4.44: Potência ativa do WECS – Caso 5	85
Figura 4.45: Potência ativa da rede elétrica – Caso 5	85
Figura 4.46: Potência reativa do WECS – Caso 5	86
Figura 4.47: Potência reativa da rede elétrica – Caso 5	86
Figura 4.48: Tensão trifásica RMS na barra do PAC – Caso 5	87
Figura 4.49: Ângulo δ na barra do PAC – Caso 5	87

Lista de Tabelas

CAPÍTULO 1 – Introdução

Tabela 1.1: Produção mundial de eletricidade em 2007 e 2050	2
Tabela 1.2: Produção energética no Brasil em abril de 2012	4

CAPÍTULO 2 – Revisão da Literatura

Tabela 2.1: Tensões nominais padronizadas do sistema de distribuição brasileiro	16
Tabela 2.2: Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída	16

CAPÍTULO 3: Modelagem Matemática e Computacional do WECS

Tabela 3.1: Valores das constantes para aproximação da curva de potência	36
Tabela 3.2: Valores dos ângulos α_{ij}	40
Tabela 3.3: Parâmetros de entrada do transformador no ATP	53

CAPÍTULO 4 – Estudos Computacionais

Tabela 4.1: Dados da turbina eólica	58
Tabela 4.2: Dados do gerador síncrono de imã permanente	59
Tabela 4.3: Dados do transformador elevador	59
Tabela 4.4: Dados da linha de distribuição	59
Tabela 4.5: Casos analisados	60
Tabela 4.6: Locais e grandezas de monitoramento	60

Lista de Abreviaturas e Definições

TWh: Terawatt-hora

MW: Megawatt

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

GW: Gigawatt.

GD: Geração Distribuída

kW: Quilowatt

EPRI: *Electric Power Research Institute*

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

SIN: Sistema Elétrico Interligado Nacional

WECS: *Wind Energy Conversion System*

ANAREDE: Análise de Redes Elétricas

ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

ATP: *Alternative Transients Program*

EMTP: *Electromagnetic Transients Program*

Km²: quilômetro quadrado

EUA: Estados Unidos da América

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

m: metro

rpm: rotações por minuto

PAC: Ponto de Acoplamento Comum

IEC: *International Electrotechnical Commission*

COBEI: Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

PMSG: *Permanent Magnet Synchronous Generator*

N: Newton

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 Contextualização do Tema

Criar condições adequadas de vida é a intenção básica de toda ação humana na busca pelo desenvolvimento. Contudo, a qualidade de vida de um povo requer um equilíbrio dinâmico entre as dimensões ecológicas, sociais e econômicas de modo a garantir a própria sustentabilidade de sua existência. Uma parte fundamental desse equilíbrio diz respeito à produção e utilização das diferentes formas de energia.

A partir da descoberta da eletricidade, ocorrida no século XVII, intensas transformações foram observadas nos mecanismos de produção de energia elétrica. Após a Revolução Industrial, iniciada em meados do século XVIII e expandida pelo mundo a partir do século XIX, e a posterior modernização das tecnologias de conversão de energia, já no século XX, o desenvolvimento econômico e social de diversos países do mundo se viram então completamente dependentes da utilização da eletricidade.

A partir daí, pôde-se notar um crescimento acentuado do consumo energético mundial a partir da proliferação de equipamentos elétricos tanto na indústria quanto nas residências. Assim, observou-se também a expansão da geração de energia com base na captação de diversos recursos naturais, com destaque para o uso dos combustíveis fósseis.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia, a produção mundial de eletricidade cresceu 67% desde o ano de 1990, atingindo cerca de 19800 TWh em 2007 [1]. Praticamente 70% deste montante advém de combustíveis fósseis (petróleo, carvão mineral e gás natural), participação esta que tem se mostrado sempre crescente a partir do início da década passada. Já com relação à energia gerada a partir de fontes não-fósseis, esta tem apresentada uma elevação ao longo do mesmo período, mas não em quantidade suficiente para acompanhar o ritmo de crescimento da demanda de energia elétrica global.

A Tabela 1.1 retrata a produção global de eletricidade em 2007 e uma perspectiva para o ano de 2050. Percebe-se que, neste ano, 82% da energia consumida pelo homem provém de fontes fósseis e nucleares, cuja utilização intensiva tem levado ao esgotamento de suas reservas e imposto uma ameaça real ao meio ambiente, como o aquecimento global, a chuva ácida e a contaminação de áreas por resíduos radioativos.

Ainda segundo esta tabela, uma perspectiva para o ano de 2050 mostra uma pequena diminuição na participação destas fontes na questão energética mundial, caindo para 78% no total. Apesar de uma redução da produção de energia a partir das duas primeiras fontes (nuclear e petróleo), nota-se uma elevação no uso de outros combustíveis fósseis como o carvão mineral e o gás natural. Há de se destacar ainda o aumento da geração energética por outros recursos, com ênfase para as fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar.

Tabela 1.1: Produção mundial de eletricidade em 2007 e 2050

Fonte	2007		2050	
	Produção (TWh)	Percentual	Produção (TWh)	Percentual
Nuclear	2719	13,76	4825	10,45
Óleo	1117	5,65	311	0,67
Carvão mineral	8216	41,59	20459	44,30
Gás natural	4126	20,88	10622	23,00
Hidráulica	3078	15,58	5344	11,57
Outras	500	2,53	4625	10,01
Total	19756	100,00	46186	100,00

*Outras renováveis: biomassa, geotérmica, eólica e solar.

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [1]

As fontes renováveis de energia são classificadas como aquelas cuja produção de energia se dá mediante baixa emissão de dióxido de carbono (CO₂), como a hidráulica e a eólica. A disponibilidade deste tipo de recurso, principalmente próximo aos centros de consumo, pode contribuir significativamente na diminuição da dependência dos combustíveis fósseis e no aumento da confiabilidade e segurança do fornecimento energético em diversos países do mundo.

Em 2007, as fontes renováveis de energia representaram 18% da produção de total energia no mundo [2]. Esta parcela tem diminuído deste então em termos percentuais, fato este explicado pela lenta expansão do mais importante recurso renovável, a geração hidráulica, comparada ao rápido crescimento da produção a partir de combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão mineral. Isso se deve principalmente aos altos recursos financeiros envolvidos e nos vários entraves ambientais existentes para a construção de usinas hidrelétricas de grande porte, o que dificulta e atrasa o desenvolvimento de projetos de expansão neste setor.

A Figura 1.1 ilustra a participação de cada fonte diante do cenário da energia renovável no mundo para os anos de 2007 e 2050. Pode-se observar a forte predominância de geração hidráulica em 2007, representando 86% de toda a produção, enquanto que outras fontes em conjunto, como a biomassa, a geotérmica, a solar, a oceânica e a eólica, acenam com um montante de apenas 14% do total.

Neste aspecto, merece destaque especial a geração eólica, que em 2007, pela primeira vez, apresentou uma produção global superior à da biomassa [1, 2]. Ainda segundo a Figura 1.1, para 2050, tem-se uma previsão de crescimento da participação das fontes alternativas de energia, chegando a representar 46% da capacidade renovável instalada, enquanto que a produção hidráulica irá representar 54% do montante total.

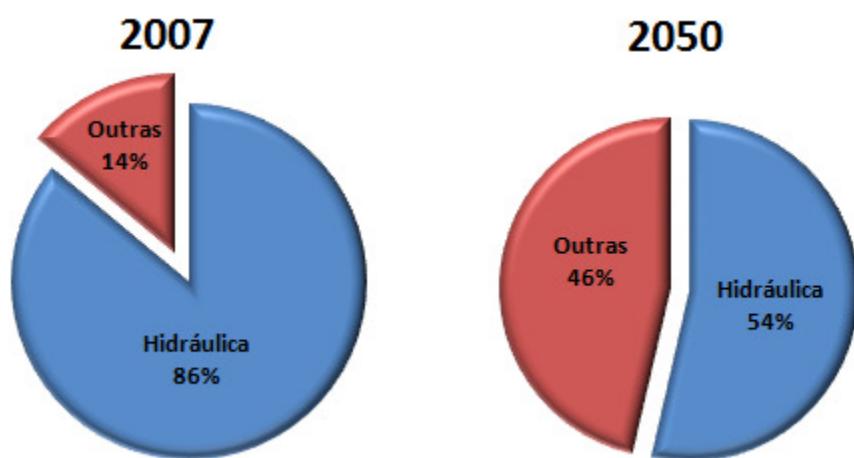


Figura 1.1: Geração renovável no mundo em 2007 e previsão para 2050

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [2]

Especificamente com relação ao cenário energético brasileiro, dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referentes ao mês de outubro de 2014 mostram que contabilizam 3425 empreendimentos em operação na rede básica, gerando um total de aproximadamente 132 GW de potência [3]. A Tabela 1.2 retrata com detalhes os valores de produção energética para cada fonte.

Na Tabela 1.2, destaca-se que os valores em porcentagem são referentes à potência fiscalizada. Já a potência outorgada é igual à considerada no ato da outorga, enquanto que a potência fiscalizada refere-se a aquela considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Tabela 1.2: Produção energética no Brasil em abril de 2012

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (GW)	Potência Fiscalizada (GW)	Percentual
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	474	0,292	0,293	0,22
Central Geradora Eolielétrica (EOL)	193	4,224	4,144	3,15
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	469	4,713	4,677	3,55
Central Geradora Solar Fotovoltaica (SOL)	217	0,019	0,014	0,01
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	199	87,012	83,075	63,89
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	1871	39,226	37,485	28,47
Usina Termonuclear (UTN)	2	1,990	1,990	1,51
Total	3425	137,476	131,679	100,00

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [3]

Ainda segundo a ANEEL, está prevista para os próximos anos a adição de cerca de 36 GW na capacidade de geração do país proveniente de 165 empreendimentos atualmente em construção e mais 603 outorgados [3]. Além disso, 74,67% da potência instalada são oriundos de fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar), enquanto que 19,49% são advindos de recursos não-renováveis (gás, petróleo, carvão mineral e nuclear). Destaca-se ainda que o cenário energético brasileiro conta com 5,84% proveniente de importação de energia de países sul americanos vizinhos (Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai) [4].

Pode-se notar por esses dados que o Brasil se encontra numa posição relativamente confortável em relação à utilização de fontes renováveis em sua matriz energética. No entanto, merece ser enunciado o fato de que a grande maioria de sua geração é composta por recursos hidráulicos, o que torna o sistema elétrico nacional bastante dependente do regime de chuvas. Outro ponto a ser ressaltado é que a maior parte do potencial hidráulico remanescente localiza-se na região de ecossistemas de elevada biodiversidade (região Amazônica) e distante dos centros de consumo, dificultando a instalação de unidades hidrelétricas de grande porte neste local.

Como consequência dos processos de geração e utilização da energia elétrica, em especial aqueles que fazem uso de combustíveis fósseis, pode-se citar a existência dos seguintes riscos e problemas de caráter social e ambiental [5]:

- **Poluição atmosférica:** está associada, principalmente, à queima de carvão e de combustíveis derivados de petróleo, alimentando grandes setores da economia atual, como a própria geração de energia (termoelétricas), a produção industrial e o transporte, totalizando aproximadamente 90% da energia comercial utilizada no mundo;
- **Aumento do efeito estufa e alterações climáticas:** o crescente consumo de combustíveis fósseis e, consequentemente, elevação dos níveis de emissão de dióxido de carbono (CO_2) no meio ambiente, tem contribuído para o aumento da temperatura média do planeta Terra, levando à ocorrência de desastres naturais como enchentes, descongelamento de calotas polares, intensificação de períodos de secas, entre outros;
- **Chuva ácida:** os principais componentes deste problema são o ácido sulfúrico (H_2SO_4) e o ácido nítrico (HNO_3), formados pela associação da água com dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x), respectivamente, produtos da queima de combustível fóssil. A ocorrência da chuva ácida pode provocar danos como contaminação de solos e lençóis freáticos e corrosão de estruturas metálicas, entre outros.
- **Desmatamento e desertificação:** o desmatamento promovido para obtenção de fontes energéticas, como a madeira e o carvão, tem provocado a retirada da cobertura vegetal de grandes áreas de floresta, causando assim uma alteração no ciclo das chuvas. Além disso, a transformação de matas em terrenos cultiváveis através das queimadas tem provocado sérios problemas como extinção de espécies animais e vegetais.

Diante disso, é notória a necessidade de investimentos em alternativas renováveis para produção de energia. Prova disso é que o governo britânico e a União Europeia preveem que 15% do consumo total de energia do Reino Unido poderão ser atendidos a partir de fontes renováveis, significando num aumento de quase sete vezes a participação das energias renováveis na matriz energética britânica em 2008 [6]. Assim, é importante a escolha de recursos energéticos que possam suprir a demanda de forma eficiente e que não agrida ao meio ambiente, formando a base para o desenvolvimento sustentável.

Ressalta-se assim que a geração distribuída (GD) tem representado recentemente uma boa alternativa às tradicionais formas de produção de energia elétrica para diversas aplicações. Basicamente, este tipo de geração é composto por pequenas unidades e com fornecimento não centralizado, normalmente localizado junto ou nas proximidades dos centros de consumo. Em geral, dispõem de capacidades de produção relativamente baixas, situando-se tipicamente na faixa de 15 kW a 10 MW [7].

Esta tecnologia de geração, que dispõe de máquinas com dimensões reduzidas, eficientes, seguras e viáveis financeiramente, pode ainda oferecer um custo de produção mais baixo e com maior qualidade do que a encontrada na rede básica, reduzindo ou até eliminando a necessidade de linhas de transmissão as quais interligam a geração ao consumo. Além disso, A GD pode ser aplicada modo a manter os níveis de tensão em patamares considerados satisfatórios em alimentadores e barras do sistema, elevando assim a segurança e a confiabilidade da rede [8-10].

Dados indicam que, em 2010, 25% da energia mundial foi produzida a partir de geração distribuída, segundo o *Electric Power Research Institute* (EPRI). Já a *Natural Gas Foundation* considera esse número superior a 30%. O *European Renewable Energy Study* (ERES), comissionado pela União Européia, afirma que 60% do potencial de energia renovável possível de ser utilizado no mundo podem ser classificados como fonte de produção descentralizada [11].

Atualmente, tanto no Brasil como em outras regiões do mundo, tem sido incentivado o emprego de fontes renováveis como base para as tecnologias de geração distribuída, com amplo destaque para a utilização de recursos naturais como o vento e os raios luminosos do Sol. Reitera-se, no entanto, que a escolha pelo tipo de produção de energia elétrica depende, além dos potenciais ambientais disponíveis em determinado local, da tradição e do domínio da tecnologia.

De uma forma geral, pode-se citar a geração fotovoltaica e a eólica como as de maior potencial de crescimento tanto no cenário nacional quanto internacional. Embora o custo de produção de módulos fotovoltaicos tenha diminuído bastante recentemente e a capacidade instalada no mundo tenha crescido numa taxa de 40% por ano na última década [1], as tecnologias de produção fotovoltaica têm se mostrado ainda em diferentes níveis de maturidade, necessitando também de desenvolvimentos técnicos e funcionais para a sua plena operação em larga escala.

Já a geração a partir do vento tem se mostrado atualmente bastante consolidada do ponto de vista técnico e financeiro, chegando inclusive a representar 25% do crescimento total da capacidade energética mundial ao final de 2009 [12], ficando atrás apenas da hidráulica no ranking da geração renovável.

Apenas na última década o Brasil ingressou de fato no grupo de nações que têm adotado esta fonte como componente de sua matriz energética. Incentivos do Estado, regulamentados principalmente através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) [13], conforme descrito no decreto nº 5.025, de 30/03/2004 [14], foram instituídos com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Atualmente, o país conta com 4,144 GW de capacidade eólica instalada, com um total de 193 usinas em operação [3], com destaque para os parques localizados na cidade de Osório, no estado do Rio Grande do Sul, com capacidade de produção de 417 GWh por ano. No entanto, o principal potencial eólico se encontra na região nordeste do país, com capacidade de geração de 272 TWh por ano de energia elétrica [15]. Nesta região se localizam as usinas de Praia Formosa e Rio do Fogo, com 104,4 GW e 49,3 GW de potência cada uma, respectivamente [3].

Diante disso, é inegável que os sistemas de conversão de energia eólica (WECS, do inglês *Wind Energy Conversion Systems*) representam um papel relevante para o sucesso da geração distribuída. Além de possuir uma característica “limpa”, outros fatores são responsáveis pelo grande atrativo proporcionado por esta tecnologia nas últimas décadas, como [16]:

- Redução significativa dos custos de instalação e operação das turbinas eólicas;
- Turbinas cada vez maiores, com torres cada vez mais elevadas;
- Melhoria da tecnologia e dos métodos de fabricação de equipamentos;
- Melhoria da eficiência e da disponibilidade da produção eólica;

Dentro deste cenário, o desenvolvimento e disponibilização de ferramentas computacionais eficientes que permitam a análise dinâmica da operação de centrais eólicas sob as mais distintas condições (ilhadas ou conectadas à rede, alterações na intensidade do vento, aumento e/ou diminuição de carga, etc.) constituem numa tarefa essencial ao avanço e domínio desta tecnologia.

1.2 Motivações

Como descrito na seção anterior, a geração distribuída tem representado uma alternativa bastante interessante para a expansão da malha energética de diversos países em todo o mundo. Neste sentido, tem merecido destaque especial o crescimento substancial da produção eólica na última década, situando-se à frente de outras importantes fontes renováveis como a biomassa e a solar na produção mundial de eletricidade.

Diante deste cenário, torna-se cada vez mais importante que as concessionárias de energia e os operadores do sistema elétrico conheçam de antemão os possíveis impactos advindos da conexão de geração distribuída à rede de potência. Com relação à tecnologia de conversão eólica, é fundamental a realização de estudos e pesquisas preditivas que revelem seu comportamento dinâmico perante diversas condições de operação, levando-se ainda em consideração as principais características e particularidades inerentes a este tipo de geração [17].

Para tal, as empresas do setor elétrico geralmente utilizam programas específicos para o planejamento e operação de suas redes de potência. Atualmente, entre as ferramentas de maior evidência pode-se citar o ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) [18], o ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) [19] e o PacDyn [20], desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) e utilizados por importantes órgãos do setor, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre outros.

No entanto, apesar da eficiência já amplamente comprovada por parte destas ferramentas computacionais, há de se destacar que seu uso e acesso aos respectivos serviços de suporte e manutenção são regulados mediante contratos de licença, o que envolve pagamento de valores financeiros por parte da instituição interessada em adquiri-los. Além disso, estes programas não contemplam modelagens específicas relacionadas às mais recentes tecnologias de conversão de energia eólica, como a máquina síncrona excitada por ímã permanente [21].

Paralelamente a isso, o *Alternative Transients Program* (ATP), versão de distribuição livre do *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) [22], tem ganhado recentemente bastante destaque tanto no cenário nacional quanto internacional. Diversos trabalhos em âmbito científico e acadêmico têm sido desenvolvidos no ATP para modelagem e análise dinâmica de redes de potência, fato este justificado principalmente pelo excelente desempenho apresentado pela ferramenta para simulação de sistemas elétricos no domínio do tempo, além da isenção de pagamento para o seu licenciamento e a liberdade fornecida ao usuário para criação de novos modelos, como representações de aerogeradores e painéis fotovoltaicos.

Desta forma, observa-se a necessidade de desenvolvimento e disponibilização de ferramentas computacionais eficientes e didáticas que contemplem os principais e mais modernos componentes de um real sistema de conversão de energia eólica, propiciando assim a realização de estudos de natureza dinâmica com vista ao acoplamento de aerogeradores à rede elétrica. Diante das vantagens citadas anteriormente, o ATP surge como uma plataforma bastante atrativa para tal tarefa, já que permite ao usuário total liberdade para modelagem dos elementos desejados.

Nessa perspectiva é que a presente tese encontra motivação. A investigação realizada e ora apresentada disponibiliza uma ferramenta computacional apropriada para a concepção de estudos de estabilidade eletromecânica envolvendo a conexão de unidades de geração eólica a cargas isoladas e também à rede de potência. Acredita-se que tal produto pode contribuir de forma significativa aos procedimentos de planejamento e operação das empresas de energia elétrica, além de preencher uma importante lacuna existente na comunidade acadêmica e científica nacional e internacional.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo Geral*

O objetivo geral deste trabalho consiste em desenvolver uma ferramenta computacional adequada para a realização de estudos de estabilidade eletromecânica envolvendo a conexão de sistemas de conversão de energia eólica a cargas isoladas e também à rede de potência. Pretende-se, desta forma, prover um recurso alternativo que auxilie as empresas do setor elétrico no gerenciamento de seus ativos distribuídos acoplados aos ramos de sub-transmissão e distribuição de energia, garantindo assim padrões satisfatórios de segurança e continuidade do suprimento energético aos seus consumidores.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

- Descrever e analisar os principais marcos históricos relacionados ao surgimento da tecnologia de geração distribuída, em especial dos sistemas de conversão eólica, no cenário energético mundial e, principalmente, brasileiro;
- Apresentar o estado da arte das técnicas de geração eólica mais presentes atualmente no mundo, destacando ainda as principais características existentes neste tipo de produção com relação às particularidades do setor elétrico brasileiro;
- Efetuar a modelagem matemática dos principais componentes de um sistema de conversão de energia eólica real, realizando, para tanto, a proposição e adaptação dos diversos módulos que o compõem: vento, turbina eólica, gerador síncrono, conversor de frequência e controles utilizados, transformador elevador e carga isolada/equivalente da rede elétrica;
- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional, utilizando técnicas de modelagem no domínio do tempo no ATP, para simulação de centrais eólicas dotadas de máquina síncrona excitada por ímã permanente;
- Realização de estudos investigativos e elucidativos do comportamento dinâmico de uma unidade de produção eólica alimentando carga isolada e também acoplada à rede elétrica de potência. Os resultados obtidos irão ratificar a potencialidade da ferramenta produzida no sentido de elucidar os principais parâmetros de operação deste tipo de geração, sob condições ideais e não ideais de operação.

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente capítulo apresenta em sua introdução o contexto da produção renovável de energia, com destaque para a tecnologia de geração distribuída e de conversão eólica. Faz-se ainda uma descrição das motivações e objetivos pretendidos para o desenvolvimento deste trabalho.

O Capítulo 2, *Revisão da Literatura*, é reservado para a descrição da evolução histórica e das questões regulatórias da geração distribuída no setor elétrico brasileiro. É contemplado também o estado da arte dos sistemas de conversão eólica, com destaque à apresentação das mais modernas técnicas atualmente empregadas na produção de energia elétrica a partir do movimento das massas de ar.

O Capítulo 3, *Modelagem Matemática e Computacional*, é dedicado à proposição de modelos matemáticos e computacionais representativos dos diversos elementos que compõem o complexo eletromecânico de um real sistema de conversão de energia eólica. Os modelos contemplados são direcionados basicamente para um sistema de velocidade variável, com acionamento direto e dotado de gerador síncrono excitado por ímã permanente. É nesta etapa que a contribuição desta tese realmente se intensifica, pois é aqui que os mais modernos equipamentos e lógicas de controle relacionadas à operação de centrais eólicas serão disponibilizados para a realização de análises dinâmicas.

No Capítulo 4, *Estudos Computacionais*, são efetuadas simulações no domínio do tempo a partir da base computacional elaborada na etapa anterior. A partir da construção de um sistema-teste e fazendo uso de dados reais de sistemas de conversão eólica, são realizados vários estudos e análises que expressam o comportamento dinâmico do complexo elétrico frente à ocorrência de distintos tipos de perturbações, como alterações na intensidade do vento, aumento/diminuição de carga, etc. Os efeitos destas situações são detalhadamente considerados sob a ótica da estabilidade, do controle da tensão no Ponto de Acoplamento Comum e dos fluxos de potência ativa e reativa diante das anormalidades investigadas.

Finalmente, o Capítulo 5, *Conclusões e Sugestões*, estabelece algumas ponderações sobre os resultados alcançados nesta pesquisa à luz dos objetivos por ela pretendidos, com destaque para a análise acerca da eficiência apresentada pelo modelo computacional desenvolvido. São apresentadas também algumas sugestões de abordagens complementares a este trabalho que podem servir como ponto de partida para pesquisas futuras.

CAPÍTULO 2

Revisão da Literatura

2.1 Considerações Iniciais

O desenvolvimento da humanidade está intimamente ligado ao uso da energia em suas diversas formas. Consolidar este avanço significa, entre outros fatores, garantir que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes e, de igual forma, acessíveis para garantir a demanda energética que sustenta a sociedade moderna. Torna-se cada vez mais necessário, portanto, que novas tecnologias para geração de eletricidade sejam aplicadas em consonância à preservação dos recursos naturais, permitindo assim o desenvolvimento sustentável de futuras gerações.

Neste contexto, em diversos países do mundo a geração distribuída tem representado uma alternativa bastante interessante frente às tradicionais soluções de produção centralizada de energia elétrica, com destaque para os sistemas de conversão eólica, que agridem ao meio ambiente de forma mínima e cujas perspectivas de crescimento tem se mostrado bastante otimistas para as próximas décadas. Assim, nota-se cada vez mais a importância do desenvolvimento de pesquisas e tecnologias que levem a uma utilização mais eficiente da energia proveniente do vento e assegurem a estabilidade da conexão desta fonte à rede elétrica de potência.

Para a sequência deste trabalho, a referência [23] dita que a revisão de literatura é essencial para a contextualização e caracterização do “estado da arte” do tema em estudo, permitindo que se trace um quadro teórico e que se efetue a estruturação conceitual que dará sustentação ao desenvolvimento da pesquisa. Além disso, a procura por bibliografia relacionada ao assunto fornece informações para impedir a duplicação de pesquisas sobre o mesmo aspecto do tema e favorece definições adjacentes mais precisas do problema a ser estudado.

O objetivo deste capítulo é apresentar os principais marcos históricos, técnicos e científicos referentes a diversas áreas de estudo que de alguma forma contribuíram para que este trabalho alcançasse seus objetivos. A seção 2.2 aborda a evolução e os principais conceitos referentes à geração distribuída, em especial no que tange ao setor elétrico nacional. Já a seção 2.3 destaca o “estado da arte” da tecnologia de conversão eólica, focando as técnicas mais modernas atualmente disponíveis para a utilização da energia proveniente do vento. Finalmente, a seção 2.4 dedica-se às considerações finais sobre o capítulo.

2.2 A Geração Distribuída

2.2.1 *Evolução Histórica da Geração Distribuída*

Apesar de fazer referência a uma tecnologia relativamente recente, a primeira concepção da operação de uma unidade de geração distribuída ocorreu ainda no século XIX. Em 1882, Thomas A. Edison desenvolveu e instalou uma central de geração que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de cerca de 60 clientes em uma área de aproximadamente $1,0 \text{ km}^2$ [24]. Essencialmente, esse é o conceito mais simples de GD, sendo representado por uma fonte produtora localizada próxima à carga.

A produção de energia elétrica no local de consumo, motivada principalmente pela falta de grandes redes de transporte e tecnologia de geração, quer fosse destinada à indústria, ao comércio, às residências ou à agricultura, foi a prática até meados do século XX [7]. No entanto, o aumento da demanda por energia elétrica desencadeou a altos valores de corrente a ele associados, causando quedas de tensão nas linhas caso os geradores estivessem localizados distantes das cargas. Como consequência, a exigência de se manter a geração próxima à demanda tornou-se cada vez mais inaceitável, pois, frequentemente, não havia disponibilidade de locais para níveis maiores de produção [11].

Notou-se então a necessidade de realizar a transmissão de energia elétrica em alta tensão e por longas distâncias, onde seria possível a geração em maior escala. Paralelo a isso, o avanço na compreensão dos fenômenos elétricos e magnéticos e o desenvolvimento de equipamentos como geradores e transformadores permitiram que o uso da corrente alternada logo conquistasse seu espaço, possibilitando o atendimento de cargas distantes do ponto de geração. Assim, foi consagrado o modelo de grandes centrais de geração com extensas linhas de transmissão.

Esse modo organizacional adotado para o sistema elétrico ao longo de quase toda sua história é o que se conhece por geração centralizada de energia elétrica, ou simplesmente “geração centralizada”, “geração central”, “geração convencional” ou “geração tradicional”, expressões estas encontradas facilmente na literatura.

Assim, o crescimento populacional e o desenvolvimento tecnológico contínuo exigiram uma demanda de energia cada vez maior. Neste modelo centralizado, quando a demanda total se aproximava dos limites do sistema, tornava-se necessária a construção de novas unidades de geração de grande porte, bem como o aumento da capacidade de transmissão e distribuição. Os motivos que justificavam tal estrutura dos setores elétricos de diversos países são [25, 26]:

- Contínua busca por economias de escala, com a consequente redução dos custos unitários de investimento e de produção;
- Conveniente minimização dos impactos e dos riscos ambientais dos centros mais densamente povoados;
- Influência de empreendedores de grandes obras, principalmente no que tange ao setor público, dando suporte às soluções então propostas;
- Alta confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia em alta tensão.

Como consequência disso, as indústrias substituíram sua geração local pela aquisição de energia elétrica proveniente das concessionárias que, no ano de 1970, forneciam 90% da eletricidade mundial [27].

Ao longo da década de 70, o paradigma da geração centralizada começou a ser questionado devido ao surgimento de novas tecnologias, que reduziram o custo da energia gerada, aliado à dificuldade de financiamento de grandes centrais de geração e aos problemas [24]. Já na década de 80, a tendência de crescimento de usinas geradoras foi revertida a partir do momento em que turbinas a gás de menor porte, produzidas em massa, chegaram ao mercado. Prova disso, é que o porte médio de uma nova usina de geração elétrica nos EUA caiu de 600 MW, em meados da década de 80, para 100 MW, em 1992, e para 21 MW, em 1998 [27].

Desta forma, as contínuas inovações tecnológicas no setor elétrico, associadas à recente desregulamentação dos mercados, possibilitaram o surgimento de novos agentes que têm contribuído para a valorização da geração distribuída: os produtores independentes e os autoprodutores de energia, vendendo ou não excedentes para a rede. Como consequência, tem-se possibilitado a expansão da malha energética de vários países ao mesmo tempo em que suas barreiras financeiras e ambientais são contornadas.

2.2.2 Aspectos Técnicos da Geração Distribuída

Nas últimas décadas, a desregulamentação da indústria de energia elétrica em todo o mundo tem levado a mudanças profundas em suas configurações de mercado. Neste sentido, o alvo principal tem sido buscar um ambiente competitivo, inovador e voltado para os consumidores. Tal contexto enfatiza, portanto, a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, a preservação ambiental e a prestação de serviços que atendam a outras necessidades da comunidade em geral.

Estes novos desenvolvimentos em tecnologias de produção em menor escala, considerando fontes tradicionais como a térmica e hídrica, além de meios alternativos como a eólica e fotovoltaica, têm proporcionado um recurso concreto para o suprimento da crescente demanda por energia elétrica, efetuando-se a geração próxima ao ponto de consumo final. Estes sistemas têm sido denominados genericamente como geração distribuída e configuram um modelo complementar ou alternativo ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica.

Existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída, como é enunciado em [28]. Segundo [29], por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A potência instalada, nesta definição, não é considerada relevante para sua caracterização. Essa mesma referência divide a geração distribuída em função da potência em micro (até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5 MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram a realidade americana.

De acordo com a referência [11], as GDs são caracterizadas como usinas de pequeno porte ou pequenas o suficiente para serem conectadas ao sistema de distribuição ao invés da rede de transmissão. Porém esse conceito pode variar bastante entre países, podendo ser despachada segundo as mesmas regras de uma geração centralizada. O autor ainda que em alguns locais uma central de GD não deve exceder o tamanho de 10 MW, enquanto que em outros esse valor deve ser menor que 30 MW ou até mesmo de 300 MW, desde que atenda a outras exigências.

As fontes [30, 31] ditam que a localização da geração distribuída é definida como conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor. Considera-se ainda o caso em que a GD pode ser conectada diretamente à rede de transmissão, situação essa em que a unidade de produção estiver diretamente ligada a uma indústria. A referência [31] sugere ainda as seguintes distinções:

- Micro GD: Sistemas com potência inferior a 10 kW.
- Pequena GD: sistemas com potência entre 10 e 500 kW.
- Média GD: sistemas com potência entre 500 kW e 5 MW.
- Grande GD: Sistemas com potência entre 5 e 100 MW.

Outras definições, independentes da capacidade instalada, têm sido adotadas, de acordo com [32]. Segundo o CIGRE, geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada. Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor.

Já a fonte [33] dita que a GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. A referência [34] define geração distribuída como um caso particular de produção de energia elétrica, aplicada diretamente ao sistema de distribuição, com potências na faixa de 10 kW a 250 kW.

Para o caso do Brasil, segundo a referência [11], a geração distribuída é considerada como uma fonte de energia elétrica alimentando uma instalação isolada ou conectada diretamente à rede de distribuição, ou ainda no lado do consumidor conectado à rede transmissão, desde que ela não possa ser considerada pertencente à geração centralizada. Esta definição é também registrada através do decreto 5.163/2004 [35], que considera geração distribuída como aquela conectada diretamente no sistema de distribuição, de acordo com as seguintes condições:

- Hidrelétricas com capacidade inferior a 30 MW;
- Termelétrica, inclusive cogeração, com eficiência energética superior a 75%;
- Para os casos de empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética das termelétricas.

A ANEEL, através de seus Procedimentos de Distribuição (PRODIST), estabelece GD como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” [36]. Esse mesmo órgão determina a relação entre as faixas de potência da unidade de GD e os níveis de tensão considerados, de acordo com a Tabela 2.1 e Tabela 2.2 [37].

Tabela 2.1: Tensões nominais padronizadas do sistema de distribuição brasileiro

Classificação do Nível de Tensão	Tipo do Sistema	Tensão Nominal (V)
Baixa Tensão	Monofásico	254 / 127
		440 / 220
	Trifásico	220 / 127
		380 / 220
Média Tensão	Trifásico	13800
		34500
Alta Tensão	Trifásico	69000
		138000

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [37]

Tabela 2.2: Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída

Potência Instalada	Níveis de Tensão de Conexão
Menor que 10 kW	Baixa Tensão (Monofásico)
de 10 a 75 kW	Baixa Tensão (Trifásico)
de 76 a 150 kW	Baixa Tensão (Trifásico)/Média Tensão
de 151 a 500 kW	Baixa Tensão (Trifásico)/Média Tensão
de 501 kW a 10 MW	Média Tensão/Alta tensão
de 11 a 30 MW	Média Tensão/Alta tensão
Maior que 30 MW	Alta Tensão

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [37]

Como pode ser visto, não é uma tarefa simples um acordo na definição do que constitui de fato a GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada. A única conclusão, em geral, é que esse tipo de geração está conectado à rede distribuição ou sub-transmissão da concessionária de energia.

Na bibliografia há também propostas de definição da GD em função de parâmetros técnicos tais como níveis de tensão, capacidade de geração, tecnologia empregada, modo de operação, área de atendimento dos consumidores, etc. No entanto, fatores limitadores como dificuldades operativas, de planejamento, regulatórias e outros empecilhos acabam impedindo que seja adotada uma definição mais simplista e restritiva.

2.3 A Tecnologia de Geração Eólica

2.3.1 Evolução Histórica da Geração Eólica

A maioria das atividades humanas precisa de energia para que possa ser realizada. Qualquer movimento só é possível se existir energia mecânica disponível. Assim, desde a antiguidade, esta necessidade motivou o ser humano a estudar e desenvolver técnicas de conversão de energia. Uma das formas de energia primária abundante na natureza é a energia proveniente do vento, denominada energia eólica.

A técnica de conversão da energia extraída do vento em energia mecânica primeiramente foi explorada para utilização em propulsão de navios, moinho de cereais, bombas de água e, na idade média, para mover a indústria de forjaria, como ilustra a Figura 2.1(a). No final do século XIX, quando o uso da energia elétrica começou a crescer rapidamente no planeta, as primeiras turbinas eólicas foram aplicadas na conversão da energia do vento diretamente em energia elétrica. Em 1888, Charles F. Brush colocou em operação a primeira turbina eólica automática, tendo diâmetro do rotor de 17 metros e 144 pás de madeira [38], retratada na Figura 2.1(b).

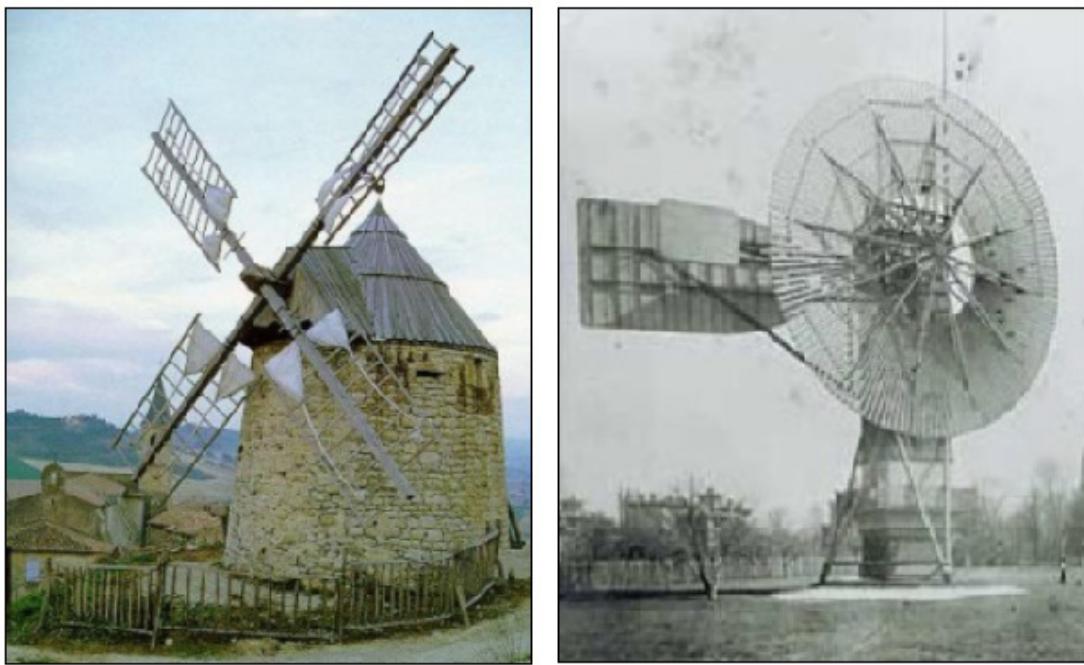


Figura 2.1: Primeiras aplicações da conversão de energia do vento em mecânica
(a) moinho eólico medieval e (b) gerador eólico de Charles Brush

Fonte: Extraído de [21]

Entre final do século XIX e a primeira metade século XX, diversos avanços no processo de conversão eólica foram registrados. Em 1891, Poul la Cour construiu uma turbina eólica com diâmetro do rotor igual a 20 m, com potência de saída de 10 kW a 35 kW. Em 1930, nos EUA, pequenos aerogeradores ligados a baterias foram utilizados na produção de energia elétrica. Já em 1956, Johannes Juul construiu na Dinamarca uma turbina dotada de 3 pás, gerador assíncrono e freios aerodinâmicos nas pontas das pás, com potência igual a 200 kW. Esta turbina foi por diversos anos a maior do mundo e é considerada o protótipo das turbinas eólicas modernas [39].

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção do maior aerogerador até então projetado. Tratava-se do aerogerador Smith-Putnam, ilustrado na Figura 2.2(a), cujo modelo apresentava 53,3 m de diâmetro, uma torre de 33,5 m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas.

Na geração elétrica, foi usado nesse período um gerador síncrono de 1250 kW com rotação constante de 28 rpm, que funcionava em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local [40]. A Figura 2.2(b) retrata a turbina eólica de Gedser, dispondo de 200 kW de potência e desenvolvida na Dinamarca no ano de 1977.



(a)



(b)

Figura 2.2: Turbinas eólicas desenvolvidas após a segunda guerra mundial

(a) turbina *Smith-Putnam* e (b) turbina eólica de Gedser

Fonte: Extraído de [41]

De uma forma geral, após a Segunda Guerra Mundial, o petróleo e grandes usinas hidrelétricas se tornaram extremamente competitivos economicamente principalmente nos Estados Unidos, e os aerogeradores foram então reservados apenas para fins de pesquisa. Neste período, os estudos envolvendo o desenvolvimento de turbinas eólicas utilizaram e aprimoraram técnicas aeronáuticas na operação e desenvolvimento de pás, além de aperfeiçoamentos no sistema de geração de energia elétrica.

Em contrapartida, a Dinamarca obteve grande destaque no período pós-guerra, apresentando um dos mais significativos crescimentos em energia eólica em toda Europa. Já durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou um aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas na época [41].

Após a segunda metade do século XX, com o desenvolvimento principalmente das redes de transmissão de energia a longas distâncias, foram iniciadas várias pesquisas para o aproveitamento do potencial eólico em geração de grandes blocos de energia. Adicionado a isso, a economia crescente da época, juntamente com os ideais revolucionários de produção de energia limpa, ecológica e renovável, impulsionaram a proliferação de empresas especialistas em sistemas envolvendo energia eólica.

Assim, a partir de experiências de estímulo ao mercado realizadas na Califórnia na década de 1980, na Dinamarca e Alemanha na década de 1990 [40], o aproveitamento da energia eólica como alternativa de geração de energia elétrica atingiu escala de contribuição mais significativa ao sistema elétrico, em termos de geração, eficiência e competitividade.

Devido ao avanço tecnológico e ao crescimento da produção em escala, foi então possível o desenvolvimento de novas técnicas de construção de aerogeradores permitindo aumentar a capacidade de produção unitária das turbinas, obtendo assim reduções graduais e significativas nos custos do quilowatt (kW) instalado e, consequentemente, uma substancial redução no preço da geração da energia elétrica.

Dessa forma, os principais problemas ambientais enfrentados pela tecnologia de produção eólica, como o impacto de pássaros nas pás, além das barreiras econômicas, foram drasticamente reduzidas com o desenvolvimento das turbinas de grande porte, com menores velocidades angulares dos rotores. Em especial a partir da década de 90 e 2000 pôde-se observar uma verdadeira revolução no desenvolvimento das turbinas eólicas, passando de rotores com aproximadamente 10 m de diâmetro e 25 kW, para máquinas com mais de 100 m de diâmetro de rotor e potência de geração em escalas de megaWatt (MW).

A Figura 2.3 revela o impressionante desenvolvimento do tamanho e da potência de turbinas eólicas desde o ano de 1985. Já a Figura 2.4 ilustra as dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual comparando com as dimensões do Boeing 747.

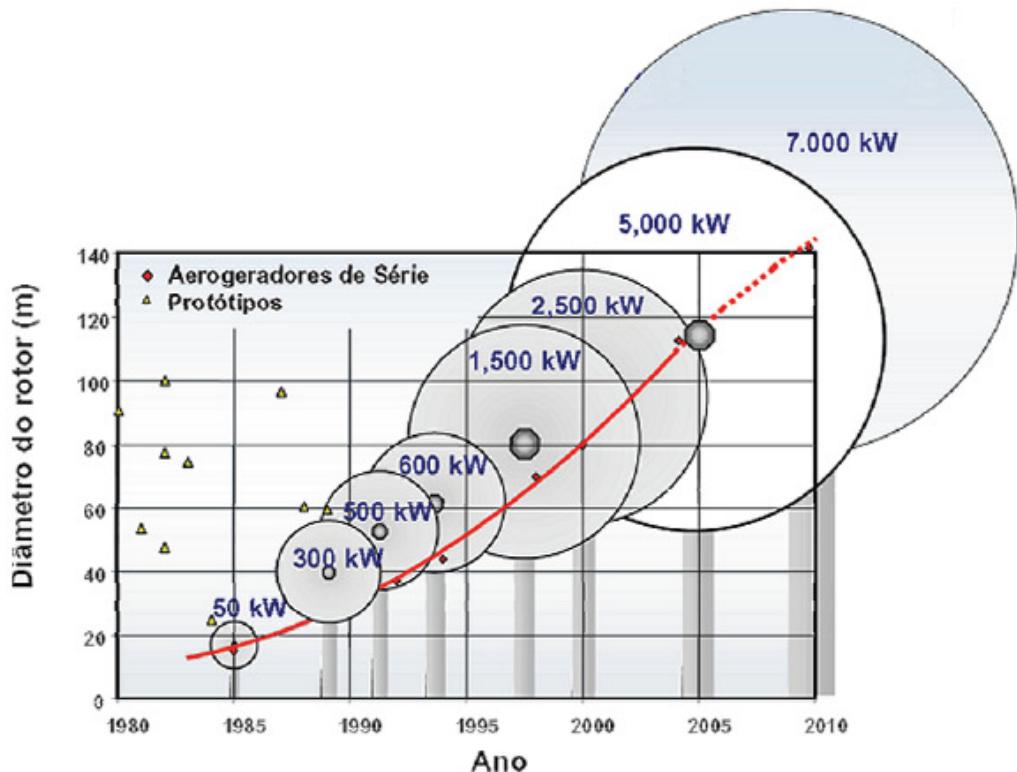


Figura 2.3: Evolução das turbinas eólicas de 1985 a 2005

Fonte: Extraído de [42]

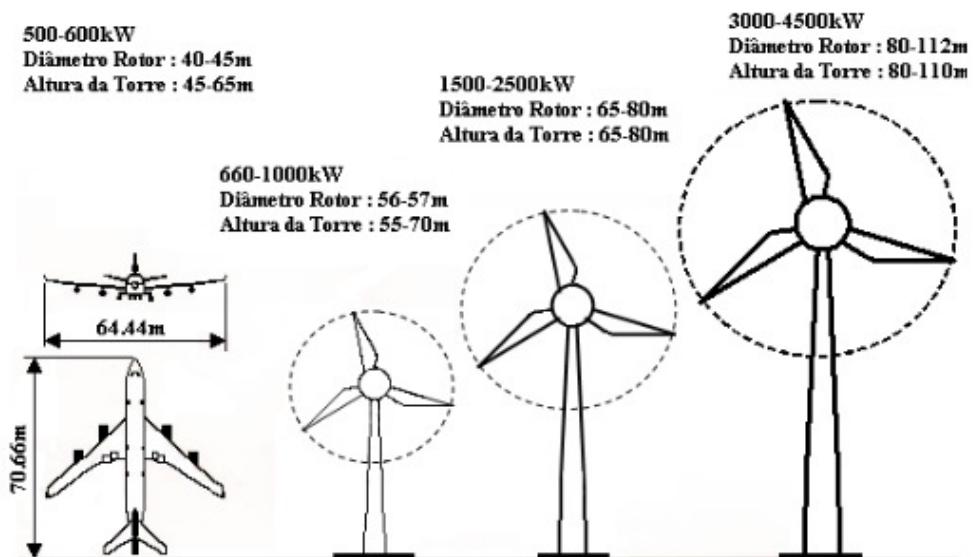


Figura 2.4: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual comparado ao Boeing 747

Fonte: Extraído de [21]

2.3.2 Normas e Recomendações

Com a expansão da produção de energia eólica em vários países do mundo, têm sido discutidos os problemas decorrentes de sua integração à rede de potência. Isso despertou para a necessidade de realização de estudos destinados a avaliar os impactos causados pelas turbinas eólicas e também a influência que as perturbações presentes no sistema elétrico têm sobre os aerogeradores. Neste sentido, a experiência obtida ao longo dos anos de pesquisa resultou em normas e recomendações para a conexão de parques eólicos à rede básica, cujo objetivo principal é tornar mais segura e eficiente a utilização do potencial eólico [43].

A título de exemplo, a participação de centrais eólicas no controle de tensão e frequência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) diante da ocorrência de perturbações na rede elétrica não era um tema tratado com devida relevância até poucos anos atrás. Atualmente, com uma penetração da tecnologia de produção eólica no sistema de potência bem mais significativa, a influência dos aerogeradores no comportamento dinâmico na rede tem sido investigada, podendo esse tipo de geração, inclusive, contribuir para a manutenção de níveis aceitáveis de tensão e frequência durante a ocorrência de distúrbios na rede, garantindo assim uma maior estabilidade do sistema elétrico.

Na literatura nacional e internacional são encontradas normas e recomendações referentes à operação de centrais eólicas. Essas regulamentações são produtos que o emprego da tecnologia eólica tem ocasionado na elevação do nível de sua penetração nos sistemas de potência de vários países. Assim, tem crescido significativamente as preocupações a respeito do efeito causado por essa expansão da geração distribuída principalmente sobre o Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

No que tange às normas internacionais, merece grande importância o documento IEC 61400-21 [44], publicado pela *International Electrotechnical Commission*, que estabelece os requisitos mínimos para a conexão de geradores eólicos à rede elétrica, tendo como foco a qualidade da energia produzida por este tipo de geração. Esta é considerada uma das publicações mais completas sobre o tema. As referências [45; 46], padronizadas pelo *IEEE Standards Association*, estabelecem recomendações práticas, informações de projeto e procedimentos de interconexão de turbinas eólicas à concessionária de energia. Estas normas fornecem ainda procedimentos para monitoramento, sistemas de proteção e normas de segurança para pessoas e equipamentos.

Existem ainda disponíveis regulamentações específicas de alguns países com maior destaque no campo da geração eólica, como Dinamarca [47-50], Alemanha [51], Irlanda [52], Estados Unidos [53; 54], Canadá [55; 56] e Espanha [57]. Nestes documentos, são analisados aspectos técnicos como controle de potência ativa e reativa, conteúdo harmônico, flutuação de tensão e suportabilidade durante faltas. Na referência [58] são realizadas análises a respeito destas normas, apresentando com maiores detalhes os requisitos mínimos a serem obedecidos pelos produtores eólicos para o acesso à rede básica de cada país.

Em termos nacionais, as normas e regulamentações existentes ainda se encontram em processo de amadurecimento, pois tratam de uma tecnologia relativamente recente no setor elétrico brasileiro. Servindo de pontapé inicial para este tipo estudo pode-se citar a referência [59], que apresenta os principais métodos para realização de projetos elétricos de conexão de centrais eólicas e as ferramentas utilizadas para estimar o impacto deste tipo de geração na qualidade da energia.

Merece destaque também a definição dos Procedimentos de Rede [60], publicados pelo ONS, e do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) [61], emitido pela ANEEL, que estabelecem requisitos para a qualidade da energia na conexão de agentes ao sistema de transmissão e distribuição, respectivamente.

Em vista da necessidade em adequar esses requisitos aos empreendimentos eólicos, o Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (COBEI), juntamente com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), formou um grupo de trabalho, denominado CE-003:88.01, voltado para a adequação da norma internacional IEC aos padrões e necessidades brasileiras [62]. Como resultado disso, em 2010 foi publicada a norma ABNT NBR IEC 61400-21 sobre medição e qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede [63], tendo como texto base as traduções das normas internacionais IEC 61400.

O trabalho da comissão, que, em 2008, também contribuiu para a publicação da norma ABNT NBR IEC 61400-1: Aerogeradores - Requisitos de Projeto [64], vem sendo desenvolvido por meio de reuniões em diversos estados do país, contando com a participação de geradores de energia, fabricantes de equipamentos, empresas de engenharia, universidades, laboratórios e órgãos governamentais ligados ao setor elétrico.

Já em março deste ano, a comissão de estudo emitiu a norma ABNT NBR IEC 61400-12 [65], que trata da medição de desempenho de aerogeradores. O grupo prevê ainda estabelecer requisitos de projeto para aerogeradores de pequeno porte, além de elaborar uma norma de termos técnicos aplicados à área de energia eólica tendo como referência o documento IEC 60050-415 [66].

As regulamentações sobre aerogeradores atingem tanto a indústria fabricante de equipamentos quanto os desenvolvedores de projetos e demais agentes do setor elétrico, como concessionárias, produtores independentes e sistemas de cogeração de energia. A normalização é importante para este setor, que está se desenvolvendo rapidamente no Brasil, pois serve como referência técnica aos projetos de comercialização, instalação, operação e manutenção dessas tecnologias.

2.3.3 *Tecnologia Atual de Geração Eólica*

Em linhas gerais, os geradores eólicos são equipamentos que realizam a conversão da energia cinética contida no vento em energia elétrica, disponibilizando-a em seus terminais para a utilização local ou conexão à rede elétrica. Basicamente, um aerogerador é constituído pela turbina eólica (ou rotor), multiplicador mecânico (ou caixa multiplicadora de velocidades), gerador elétrico e pelos sistemas de conexão elétrica e de controle [67].

A turbina do aerogerador é a responsável pela transmissão da energia cinética capturada do vento, por intermédio das pás, para o eixo do gerador elétrico. Em grande parte dos aerogeradores, a turbina opera com baixas rotações (por exemplo, 36 rpm ou 3,77 rad/s)). Por outro lado, o gerador elétrico normalmente trabalha com rotações mais altas (por exemplo, 1800 rpm ou 188,5 rad/s).

De modo a compatibilizar essas rotações, os aerogeradores utilizam um multiplicador mecânico de rotações, o qual é comumente conhecido como caixa multiplicadora de velocidades. Já em alguns modelos de aerogeradores, este componente é inexistente, sendo o acoplamento entre a turbina e o aerogerador feito diretamente, ou seja, a máquina elétrica gira na mesma rotação da turbina eólica.

Quanto ao tipo de gerador elétrico instalado nos aerogeradores atuais, pode-se destacar principalmente a presença de máquinas síncronas ou assíncronas. Em um passado recente grande parte dos fabricantes optou pela robustez, simplicidade, baixo custo de aquisição e manutenção da máquina de indução. Mas, mesmo utilizando esse gerador, havia ainda grandes divergências quanto ao tipo de rotor (gaiola ou bobinado) e às técnicas aplicadas ao seu acoplamento à turbina.

Mais recentemente, tem ganhado amplo destaque a utilização de geradores síncronos trifásicos para produção de energia eólica, sendo geralmente acoplado ao eixo da turbina sem a necessidade de equipamento multiplicador de velocidades. Para isso, têm sido utilizados geradores com elevado número de pólos, baixa velocidade de operação e grandes dimensões.

Acerca desta classe de geradores, as máquinas síncronas excitadas por ímã permanente (PMSG, do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*) têm sido frequentemente empregadas em sistemas de conversão eólica de velocidade variável, pois, dentre outras vantagens, diminuem o peso, custo e manutenção do equipamento, além apresentarem alta confiabilidade e pouca emissão de ruído durante a operação sob baixas velocidades. Além disso, quando conectadas a um sistema eletrônico de conversão de frequência, dispensam a utilização de reguladores de tensão e de velocidade e permitem o controle de potência ativa/reactiva injetada na rede [68].

Assim, neste esquema a conexão do gerador elétrico à rede é feita por meio de um conversor eletrônico de frequência, formado por um conjunto retificador/inversor. A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente contínua resultante é invertida, com o controle da frequência de saída sendo feito eletronicamente através do controle de disparo de chaves estáticas. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, ela é variável em função da velocidade angular da turbina eólica. Entretanto, por meio do conversor, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico.

No que tange aos mecanismos de controle, os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência ao valor nominal do aerogerador. São chamados de controle *stall* e controle de passo *pitch*. No passado, a maioria dos aerogeradores usava o controle *stall* simples; atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo *pitch* que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas.

Outra questão importante diz respeito à contribuição promovida pelos modernos aerogeradores na manutenção da estabilidade do sistema elétrico, participando assim no controle de tensão e/ou frequência no ponto de acoplamento com a rede, principalmente sob ocorrência de perturbações como variações da intensidade do vento, perda de carga, etc. Isso se deve ao fato de que, atualmente, a penetração da energia eólica na rede tem alcançado níveis significativos, principalmente em alguns países do continente europeu e nos Estados Unidos, e com uma grande perspectiva de crescimento também no Brasil.

Em função dessa nova realidade, turbinas eólicas mais recentes devem possuir a capacidade de manter-se conectadas ao sistema durante e após a ocorrência de perturbações na fonte mecânica primária, ou seja, o vento, e na rede de potência. Para tal, estratégias de fornecimento (ou absorção) de potência ativa e reativa por parte do gerador eólico têm sido desenvolvidas tanto em âmbito comercial quanto científico de modo a contribuir na manutenção de níveis adequados de frequência e tensão no PAC.

2.4 Considerações Finais

Este capítulo abordou, inicialmente, os principais aspectos relacionados ao surgimento e à evolução histórica da geração distribuída no mundo. Procurou-se abordar o avanço da estrutura dos sistemas de geração e transmissão de energia, com destaque para o setor elétrico nacional, bem como os fatores que possibilitaram a inserção de novos agentes produtores de energia elétrica na rede de distribuição de energia elétrica.

Em seguida, foram apresentados os aspectos técnicos relacionados à geração distribuída, como conceitos, classificações, localização na rede, níveis de potência, etc, relacionados à essa tecnologia. Foi fornecida ainda uma atenção especial às diretrizes disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que regulam a entrada de produtores na rede de distribuição de energia elétrica.

Dando prosseguimento, abordou-se então o progresso da geração eólica no mundo. Neste sentido, foram relatados os mais importantes marcos históricos da tecnologia de produção de energia elétrica a partir do vento, com destaque para o crescimento acentuado das dimensões das turbinas eólicas principalmente a partir da década de 80.

Ainda neste contexto, foi efetuada na sequência uma abordagem acerca das normas e recomendações de maior destaque no mundo relacionadas à conexão de geradores eólicos à rede de potência. Nesta etapa, foram apresentadas diversas referências bibliográficas que possibilitaram a análise de regulamentações sobre a geração distribuída em vários países, como Estados Unidos, Dinamarca e Alemanha, além do Brasil.

Por fim, foi tratada neste capítulo a tecnologia atual de geração eólica, com ênfase nos avanços técnicos mais recentes em sua construção e operação. Características como tipo de máquina elétrica (síncrona ou assíncrona) e de rotor (gaiola, bobinado, imã permanente), caixa de engrenagens, conversor de frequência e sistemas de controle, foram discutidas. Ainda, foi dada atenção à contribuição dos aerogeradores na manutenção da estabilidade do sistema elétrico, contribuindo no controle de tensão/frequência no ponto de acoplamento à rede.

Assim, considera-se que este capítulo possibilitou fornecer as informações necessárias para o conhecimento do “estado da arte” do tema central deste trabalho. A abordagem realizada apresentou de modo conciso a evolução histórica da geração distribuída, em especial a eólica, no mundo, além de suas perspectivas técnicas e normativas. Tal pesquisa irá fornecer uma contribuição relevante para a compreensão dos tópicos abordados na sequência do trabalho.

CAPÍTULO 3

Modelagem Matemática e Computacional

3.1 Considerações Iniciais

Uma vez enunciado o estado da arte e os principais conceitos associados à tecnologia de geração eólica, o presente capítulo tem por objetivo apresentar os modelos matemáticos representativos das distintas partes que formam o complexo em estudo. Ressalta-se novamente que a representação do sistema de conversão de energia eólica (WECS) tratada neste trabalho opera a velocidade variável e utiliza um gerador elétrico do tipo síncrono com rotor constituído por ímã permanente.

Vários trabalhos têm abordado a modelagem computacional de sistemas de geração eólica de diferentes topologias. Como exemplos, as referências [69, 70, 71] retratam a modelagem de máquinas dotadas de geradores de indução duplamente alimentados (DFIG, do inglês *Doubly-Fed Induction Generators*) e seus sistemas de controle, enquanto que as publicações [72, 73, 74] abordam a operação de geradores síncronos de ímã permanente. Destaca-se ainda que estes estudos são baseados em técnicas no domínio “dq”, onde as componentes trifásicas de tensões e correntes são transformadas para representações nos eixos direto “d” e de quadratura “ θ ”, defasados de 90° entre si.

Em contrapartida, esta seção visa apresentar o desenvolvimento do equacionamento matemático e da representação computacional do gerador síncrono de imã permanente (PMSG) a partir de técnicas no domínio “abc”. Para tal, formulações clássicas acerca de fluxos magnéticos concatenados e tensões induzidas nas máquinas síncronas são adaptadas de modo a retratar o comportamento do PMSG adotado neste estudo.

Destaca-se ainda que a modelagem em pauta tem por objetivo a realização de estudos de desempenho dinâmico no domínio do tempo, devendo assim primar pela definição de equivalentes representativos desenvolvidos através de técnicas que permitam a análise dos principais transitórios eletromecânicos relacionados à operação de centrais eólicas. Ainda, as simulações efetuadas devem retratar o desempenho dos parâmetros tensão e frequência no ponto de acoplamento do WECS à rede sob diversas condições de operação.

3.2 Plataforma Computacional Utilizada

A escolha da plataforma computacional para fins desta pesquisa recai num *software* que permite a realização de estudos de naturezas diversas, como por exemplo: de regime permanente e transitório, estudos harmônicos, fluxo de carga, estudos dinâmicos, etc. Salienta-se que tal versatilidade é conseguida graças à utilização de técnicas baseadas no domínio do tempo. Dentro deste princípio, destaca-se o *Alternative Transients Program* (ATP), o qual tem obtido grande notoriedade recentemente na comunidade científica e acadêmica de vários países no que tange a estudos de estabilidade eletromecânica e eletromagnética.

Dentre as várias vantagens do simulador, pode-se citar: existência de uma biblioteca padrão para a simulação de elementos do sistema elétrico, tais como: resistor (R), indutor (L), capacitor (C), transformadores, e outros, grande versatilidade gráfica para visualização de resultados, possibilidade de definição de parâmetros de simulação como tempo de simulação e passo de integração, modelagem de sistemas elétricos mediante conexão de blocos representativos e através de equações diferenciais.

Merece destaque ainda o fato de que o ATP se encontra livremente disponível para *download*, representando assim uma ferramenta sem custo de obtenção e que oferece um excelente custo-benefício para sua utilização. Os resultados obtidos em diversas pesquisas envolvendo a aplicação deste programa em estudos dinâmicos de sistemas de potência têm se mostrado extremamente satisfatórios, fator este que fortalece a preferência pelo *software* para este trabalho.

3.3 Sistema Eólico em Estudo

A figura 3.1 ilustra os componentes integrantes do sistema eólico em foco, retratando os componentes que formam a representação do sistema de conversão eólica, a saber: vento, turbina eólica, gerador síncrono de imã permanente, conversor de frequência (composto pelo retificador, elo CC e inversor de frequência), transformador elevador, equivalente da rede de elétrica ao qual o parque eólico é conectado e, por fim, a carga elétrica local.

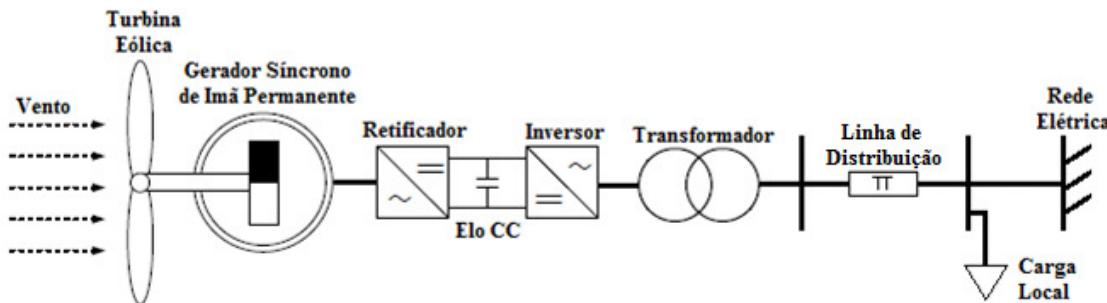


Figura 3.1: Sistema de conversão eólico proposto conectado à rede CA

Fonte: Elaborado pelo autor

Destaca-se ainda que a configuração adotada neste trabalho, além de se apresentar amplamente difundida em diversos países do mundo com comprovado sucesso, possibilita a operação do aerogerador como um *link* assíncrono CA-CC-CA, desacoplando, dessa forma, o sistema de produção eólica da rede CA. Esta característica permite a operação destes sistemas em níveis de tensão e frequência próprias [75].

A descrição de cada um dos módulos constituintes do sistema de produção eólica em estudo é realizada a seguir, com destaque para as equações que descrevem seus comportamentos.

3.4 O Vento

3.4.1 Modelagem Matemática

A formulação apresentada a seguir possui o atrativo ao expressar de forma real tanto a intensidade natural da fonte primária de energia como também a ocorrência de possíveis turbulências, incluindo seus aspectos aleatórios [76, 77, 78]. Assim, a incidência do vento implica numa potência mecânica disponibilizada à turbina eólica e, por conseguinte, na conversão em potência elétrica, de acordo com as variações em sua intensidade.

A representação da velocidade do vento v_{vento} baseia-se na formulação descrita na equação (3.1).

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (3.1)$$

Sendo:

v_{base} : velocidade base (média) [m/s];

v_{rajada} : componente rajada do vento [m/s];

v_{rampa} : componente rampa do vento [m/s];

$v_{ruído}$: componente ruído do vento [m/s].

A componente base do vento ou vento médio está presente sempre que o aerogerador estiver em operação e é representado pela equação (3.2). O termo K_B é constante.

$$v_{base} = K_B \quad (3.2)$$

A componente rajada do vento é representada pelas equações (3.3) e (3.4):

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_rajada} \\ v_{\cos} & t_{i_rajada} < t < (t_{i_rajada} + T_{rajada}) \\ 0 & t > (t_{i_rajada} + T_{rajada}) \end{cases} \quad (3.3)$$

Onde:

$$v_{\cos} = \left(\frac{AMP_{raj}}{2} \right) \left\{ 1 - \cos 2\pi \left[\left(\frac{t}{t_{i_rajada}} \right) - \left(\frac{t_{i_rajada}}{T_{rajada}} \right) \right] \right\} \quad (3.4)$$

Sendo:

T_{rajada} : período da rajada [s];

t_{i_rajada} : instante de início da rajada [s];

AMP_{raj} : amplitude da rajada [m/s].

A título de exemplo, a Figura 3.2(a) ilustra o modelo de uma rajada de 3 m/s, entre os instantes $t = 5,0$ s e $t = 15,0$ s, representando a elevação da velocidade do vento de valor base 10,0 m/s. Já a Figura 3.2(b) retrata o mesmo distúrbio, mas no sentido negativo, indicando uma diminuição da velocidade do vento seguindo o mesmo formato.

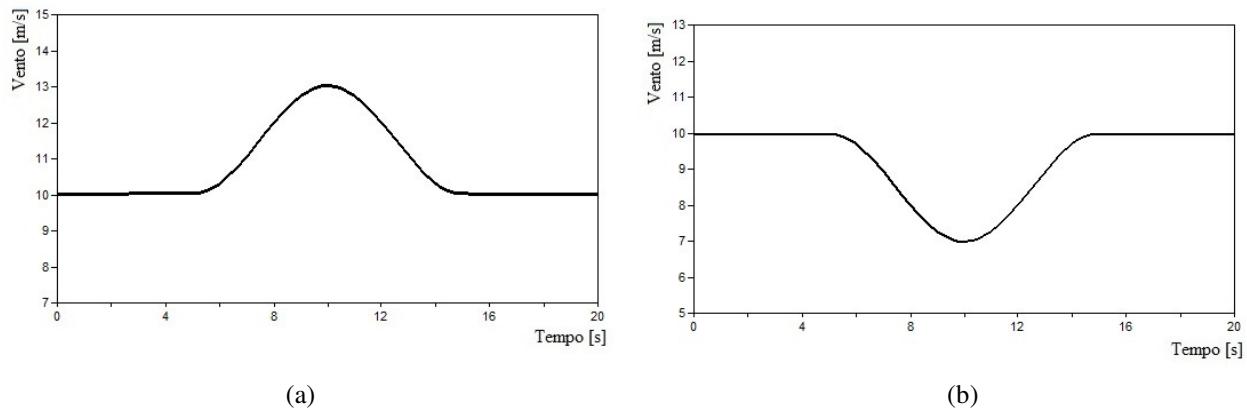


Figura 3.2: Modelo da rajada de vento
 (a) Rajada positiva e (b) Rajada negativa

Fonte: Elaborado pelo Autor

A componente de velocidade do vento denominada por rampa pode ser determinada pelas equações (3.5) e (3.6).

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_rampa} \\ v_{ramp} & t_{i_rampa} < t < t_{f_rampa} \\ 0 & t > t_{f_rampa} \end{cases} \quad (3.5)$$

Onde:

$$v_{ramp} = AMP_{ram} \left[1 - \frac{(t - t_{f_rampa})}{(t_{i_rampa} - t_{f_rampa})} \right] \quad (3.6)$$

Sendo:

t_{i_rampa} : instante de início da rampa [s];

t_{f_rampa} : instante final da rampa [s];

AMP_{ram} : amplitude da rampa [m/s].

Para retratar essa formulação, a Figura 3.3(a) apresenta o modelo de uma rampa com amplitude igual a 3 m/s, ocorrida entre os instantes $t = 5,0$ s e $t = 15,0$ s, demonstrando assim o aumento da velocidade do vento cujo valor base é de 10,0 m/s. Já a Figura 3.3(b) retrata a mesma perturbação, contudo, no sentido negativo, apontando assim para uma diminuição da velocidade do vento segundo o mesmo formato.

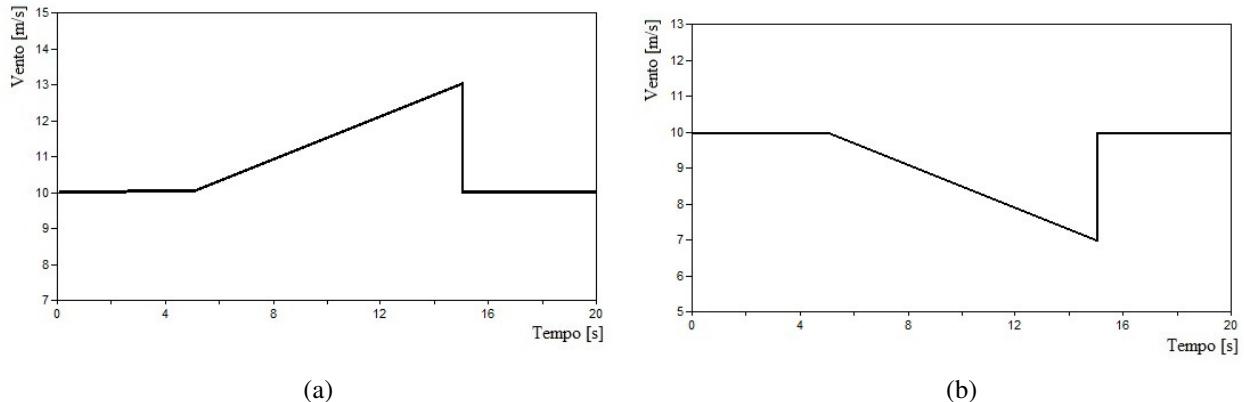


Figura 3.3: Modelo da rampa de vento

(a) Rampa positiva e (b) Rampa negativa

Fonte: Elaborado pelo Autor

A última componente da velocidade do vento, o ruído, é a parcela que incorpora a aleatoriedade desse sinal, a qual é definida pelas equações (3.7) e (3.8). Assim como ocorre com o valor base do vento, esta componente também está sempre presente no modelo do vento.

$$v_{ruído} = 2 \sum_{i=1}^N \left[S_V(\omega_i) \Delta \omega \right]^{\frac{1}{2}} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (3.7)$$

Onde:

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2} \right) \Delta \omega \quad (3.8)$$

Sendo:

Φ_i : variável randômica com densidade de probabilidade uniforme no intervalo de 0 a 2π ;

$\Delta \omega$: variação da velocidade [rad/s];

N : número de termos considerados na composição da componente ruído.

A função $S_V(\omega_i)$ expressa a densidade espectral definida pela equação (3.9):

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + (F \omega_i / \mu \pi)^2 \right]^{\frac{4}{3}}} \quad (3.9)$$

Sendo:

K_N : coeficiente de arrasto da superfície;

F : escala de turbulência;

μ : velocidade principal do vento na altura de referência [m/s].

Ainda segundo a referência [76], valores típicos de $N = 50$, $\Delta\omega =$ de 0,5 rad/s a 2,0 rad/s, $K_N = 0,004$ e $F = 2000$ produzem resultados satisfatórios no que tange aos objetivos pretendidos nesta pesquisa.

3.4.2 Modelagem Computacional

O bloco computacional referente ao vento implementado no ATP possui apenas uma saída, representada pela soma das componentes do vento, e nenhuma entrada. Há ainda 7 parâmetros a serem inseridos pelo usuário, sendo eles: velocidade base (média) do vento [m/s], tempo de início da rajada [s], tempo final da rajada [s], amplitude da rajada [m/s], tempo de início da rampa [s], tempo final da rampa [s] e amplitude da rampa [m/s]. Essas grandezas definem o comportamento do vento em regime permanente e transitório.

O modelo construído na plataforma MODELS do ATP é representado pelo bloco da Figura 3.4 abaixo. Destaca-se ainda que a característica de aleatoriedade natural do vento, ou “ruído”, apesar de incluída neste estudo, foi considerada constante ao longo do período de simulação, não havendo, portanto, entrada de dados para alteração deste fator.

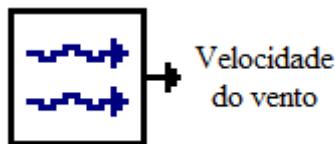


Figura 3.4: Ícone representativo do vento construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.5 A Turbina Eólica

3.5.1 Modelagem Matemática

Como já mencionado, a turbina eólica é composta principalmente pelo rotor e pelas pás. Esta unidade desempenha um papel essencial nos sistemas de conversão de energia eólica, já que possui a função de extrair a potência do vento e transmiti-la ao eixo do gerador elétrico. Destaca-se ainda que a modelagem matemática deste equipamento é realizada com base na referência [79], cuja representação simplificada do rotor eólico conduz a resultados satisfatórios no que tange à análise do comportamento dinâmico de sistemas elétricos.

Sabe-se que o vento possui densidade de energia na forma cinética (J/m^3), a qual é apresentada na equação (3.10) em relação à sua velocidade v_{vento} .

$$E = \frac{1}{2} \rho v_{vento}^2 \quad (3.10)$$

Sendo:

v_{vento} : velocidade do vento [m/s];

ρ : massa específica do ar (sendo igual a 1,225) [kg/m^3].

Uma vez determinada a energia transmitida, esta pode ser traduzida na forma de potência do vento P_{vento} , dada em *Watts*, pela equação (3.11).

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v_{vento}^3 \quad (3.11)$$

Sendo:

A : área varrida pelas pás [m^2].

Ressalta-se ainda que nem toda a potência disponibilizada pelo vento pode ser extraída e utilizada, fato este explicado pelo físico alemão Albert Betz em 1920. Por este motivo, surge a equação do coeficiente de potência C_p , expressa em (3.12), a qual relaciona a potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina P_{mec} e a potência do vento, P_{vento} .

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{vento}} \quad (3.12)$$

Assim, combinando-se as equações (3.11) e (3.12), pode-se determinar a potência útil mecânica extraída do vento (P_{mec}) pela turbina eólica, retratada em (3.13). Nota-se que tal representação é dependente do cubo da velocidade do vento e do coeficiente de potência C_p . Este último, por sua vez, é expresso em função da razão da velocidade na pá λ , e do ângulo de passo β .

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p (\lambda, \beta) \rho A v_{vento}^3 \quad (3.13)$$

Sendo:

C_p : coeficiente de potência ou de desempenho [adimensional];

λ : razão de velocidade da pá [adimensional];

β : ângulo de passo das pás [graus].

A razão de velocidade na ponta da pá é dada pela equação (3.14):

$$\lambda = \frac{v_{pá}}{v_{vento}} = \frac{\omega_R R}{v_{vento}} \quad (3.14)$$

Sendo:

$v_{pá}$: velocidade linear na ponta da pá [m/s];

R : raio da pá [m];

ω_R : velocidade angular da pá [rad/s].

Os estudos aqui conduzidos incluem uma turbina dotada de controle do ângulo de passo (*pitch*), o qual tem por finalidade delimitar a potência mecânica transferida para o eixo do gerador. A Figura 3.5 ilustra o diagrama de blocos do sistema de rotação das pás deste estudo [80].

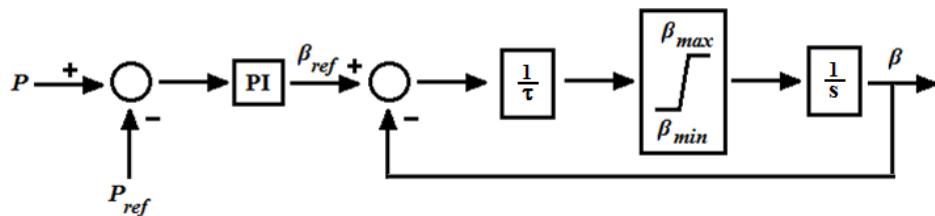


Figura 3.5: Diagrama de blocos do sistema de controle *pitch*

Fonte: Elaborado pelo Autor

A variável de controle neste caso é a potência aerodinâmica da turbina, P , a qual é comparada com um sinal de referência, P_{ref} . O erro desta comparação entra num controlador PI, produzindo um sinal de referência para o ângulo de passo das pás. Este sinal então é comparado com o efetivo ângulo de passo, sendo este novo erro aplicado a um arranjo de atraso de 1^a ordem com uma constante de tempo τ . Então, o ângulo de passo β é obtido através de um integrador.

Fica garantido então, no máximo, a potência nominal fornecida ao gerador, fato este que mantém os limites operacionais do complexo para o caso de ventos com velocidades muito altas [81]. Já o coeficiente de potência C_p pode ser expresso através das equações (3.15) e (3.16):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{\left(-\frac{c_7}{\lambda_i} \right)} \quad (3.15)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (3.16)$$

A Tabela 3.1 abaixo apresenta valores para as constantes c_1 a c_9 que foram utilizados na modelagem proposta neste trabalho. Ressalta-se que estes parâmetros variam conforme as características aerodinâmicas da turbina eólica, existindo, portanto, diversos valores alternativos disponíveis na literatura, tanto para sistemas de velocidade constante como também para aerogeradores de velocidade variável. A representação por meio das constantes aqui utilizadas visa alcançar uma correspondência adequada com os dados fornecidos por fabricantes de aerogeradores.

Tabela 3.1: Valores das constantes para aproximação da curva de potência

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
0,50	116,0	0,40	0,0	-	5,0	21,0	0,08	0,035

Fonte: Extraído de [81]

A Figura 3.6, na sequência, relaciona o coeficiente de potência C_p com a razão de velocidade da pá λ , para valores do ângulo de passo β variando de 0° a 10° , de acordo com o equacionamento descrito acima. Nota-se que, em relação ao ângulo de passo da pá, o valor máximo de C_p se dá quando o mesmo é de 0° , chegando próximo a 0,45. À medida que se eleva o valor de β , tem-se um decréscimo do máximo desempenho da turbina eólica, fato este que limita a potência mecânica extraída do vento e faz parte do controle *pitch*.

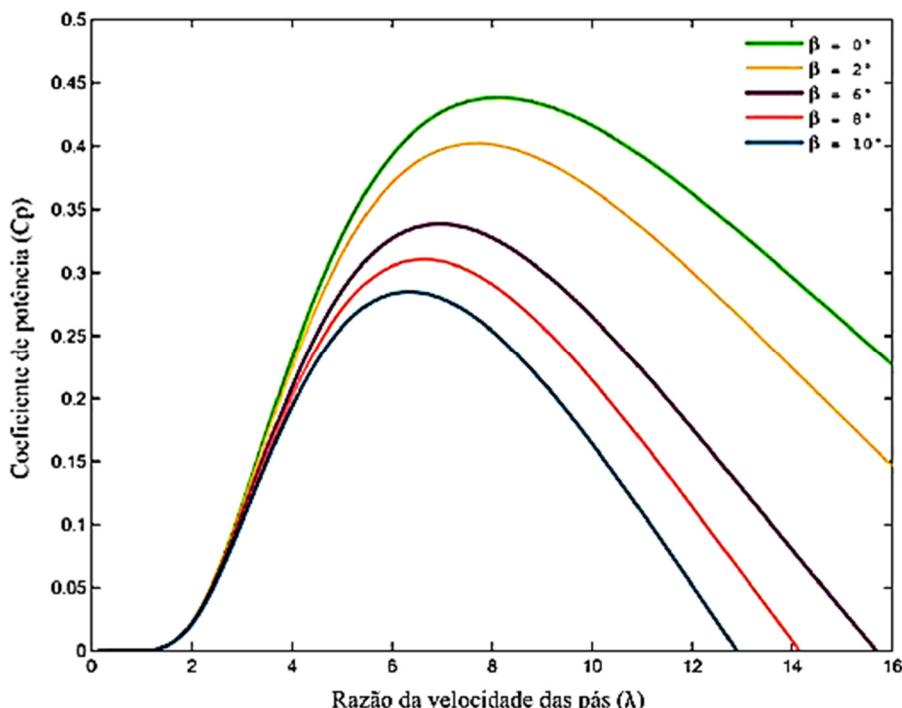


Figura 3.6: Coeficiente de potência em relação a λ e β

Fonte: Extraído de [82]

Tendo em vista que a potência transmitida no eixo do rotor é dada pelo produto do conjugado pela velocidade angular mecânica, a expressão (3.13) pode ser reescrita conforme mostra a equação (3.17):

$$T_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A \frac{V_{vento}^3}{\omega} \quad (3.17)$$

3.5.2 Modelagem Computacional

O bloco simulador da turbina eólica possui como entradas a velocidade de vento [m/s], a velocidade angular do rotor [rad/s] e o conjugado eletromagnético provocado pela reação da corrente de armadura do gerador síncrono de imã permanente [N.m]. O procedimento para obtenção do conjugado resultante no eixo do gerador, representando a saída única do modelo, é feita na seguinte sequência:

- A partir da velocidade do vento, calcula-se a potência mecânica disponibilizada no eixo, através da equação (3.13);
- Compara-se o valor da potência mecânica com o limite nominal do aerogerador de modo a ativar o controle *pitch* nas pás;
- A partir deste valor, calcula-se o conjugado mecânico disponibilizado no eixo da turbina de acordo com a equação (3.17);
- Correlaciona-se o conjugado calculado com o conjugado eletromagnético fornecido pela máquina síncrona de imã permanente, obtendo assim o conjugado resultante.

O procedimento acima descrito originou o bloco representativo das ações anteriores como indicado na Figura 3.7, a qual evidencia a presença de quatro terminais.

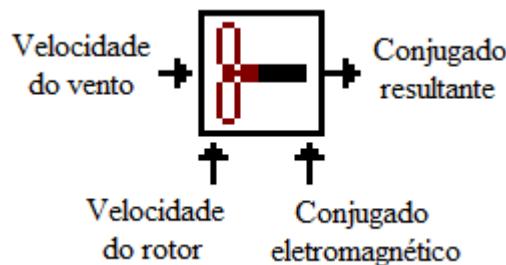


Figura 3.7: Ícone representativo da turbina eólica construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.6 Gerador Síncrono de Imã Permanente

O gerador elétrico tem por função transformar a energia mecânica rotacional fornecida pela turbina eólica em energia elétrica. Dentro deste contexto, ressalta-se que os aerogeradores possuem algumas características bastante particulares em relação aos geradores convencionais devido, principalmente, à dinâmica imposta pela fonte primária de energia, neste caso, o vento. Além disso, a utilização de ímãs permanentes nos modernos WECS tem possibilitado, dentre outras vantagens, a redução de custo e manutenção destes equipamentos, atraindo assim a atenção da comunidade acadêmica e científica para a realização de investigações abordando sua operação quando conectados à rede.

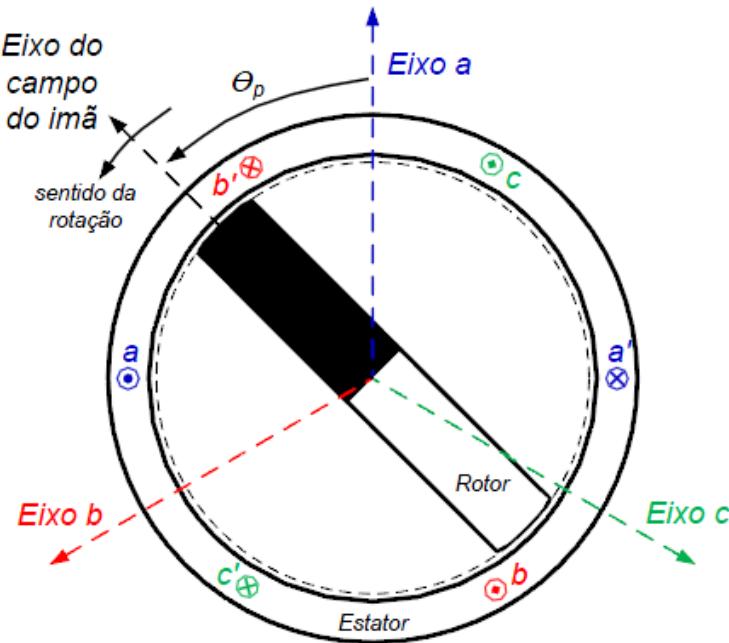
Assim, é apresentado a seguir o modelo da máquina síncrona multipolos de ímã permanente (PMSG) construído neste trabalho. Destaca-se que para representação deste equipamento utilizou-se o modelo geral de fluxos da máquina síncrona [83, 84], fazendo uso de técnicas no domínio do tempo. As equações algébricas e diferenciais deste modelo retratam o comportamento dinâmico da máquina síncrona de forma detalhada, permitindo observar até mesmo os fenômenos de natureza transitória, como as que se verificam no estator da máquina.

Faz-se notar ainda que esta representação tomou por base as modelagens efetuadas nas referências [85, 86, 87], sendo efetuados desenvolvimentos no sentido de ajustar tais modelos ao ATP e à tecnologia de produção de fluxo magnético no rotor da máquina síncrona através de ímã permanente.

3.6.1 Modelagem Matemática

A Figura 3.8 fornece uma representação esquemática do gerador contemplado neste trabalho. Como já mencionado, esta máquina é do tipo síncrona multipolos, com estator constituído por bobinas trifásicas e o rotor por ímã permanente. Esta última característica determina, pois, que o fluxo magnético responsável pela produção das forças eletromotrices apresente-se com valor constante.

Além disso, este equipamento contém um número de pólos elevado se comparado aos geradores térmicos, fato este característico de aerogeradores com baixas velocidades de rotação oriundas da conexão direta com o eixo da turbina eólica. Esta característica é bastante atrativa pois viabiliza a eliminação da caixa de velocidades, como já discutido.



aa' , bb' , cc' : enrolamentos de armadura (estator)

Figura 3.8: Representação esquemática do PMSG

Fonte: Extraído de [85]

As equações que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona excitada por imã permanente são:

$$[V] = -[R_e] \cdot [I] - \frac{\partial [\lambda_e]}{\partial_t} \quad (3.18)$$

$$[\lambda_e] = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & k_{aF} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & k_{bF} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & k_{cF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ F_{IP} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Sendo:

$[V]$, $[I]$ e $[\lambda_e]$: matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases a , b e c do estator;

$[R_e]$: matriz diagonal das resistências dos enrolamentos a , b e c do estator;

λ_a , λ_b e λ_c : fluxo concatenado das fases a , b e c ;

i_a , i_b e i_c : correntes das fases a , b e c ;

F_{IP} : fluxo magnético relativo ao imã permanente.

Os demais elementos exigidos na formulação (3.19) são:

- Autoindutâncias (indutâncias próprias) do estator ($i = a, b$ ou c):

$$L_{ii} = L_S + L_m \cos[2(\theta_e + \alpha_{ii})] \quad (3.20)$$

- Indutâncias mútuas do estator (i ou $j = a, b$ ou c e $i \neq j$):

$$L_{ij} = -M_S + L_m \cos[2(\theta_e + \alpha_{ij})] \quad (3.21)$$

- Fator de acoplamento entre o campo e a armadura para a posição do rotor ($i = a, b$ ou c):

$$k_{iF} = F_{acop} \cos(\theta_e + \alpha_{iF}) \quad (3.22)$$

Sendo:

θ_e : ângulo elétrico entre o eixo da fase a do estator e o eixo do rotor;

L_S e M_S : parcelas constantes das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator;

L_m : parcela variável das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator;

F_{acop} : fator de acoplamento máximo entre o campo e a armadura (entre 0 e 1).

Os valores dos ângulos α_{ij} , apresentados na Tabela 3.2 são determinados de acordo com as posições relativas entre os enrolamentos do estator e rotor.

Tabela 3.2: Valores dos ângulos α_{ij}

α_{ij}		$j =$			
		a	b	c	F
$i =$	a	0	$\pi/6$	$5\pi/6$	0
	b	$\pi/6$	$-2\pi/3$	$-\pi/2$	$-2\pi/3$
	c	$5\pi/6$	$-\pi/2$	$2\pi/3$	$2\pi/3$

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os valores de $[R_e]$, L_S , M_S e L_m são calculados a partir de dados de placa fornecidos pelo fabricante do gerador. Para a resistência do estator, utiliza-se a equação a seguir:

$$R_e = R_{e_pu} \frac{V_n^2}{S_n} \quad (3.23)$$

Sendo:

R_e : resistência de uma das fases em ohm;

R_{e_pu} : resistência em pu fornecida pelo fabricante;

V_n e S_n : tensão e potência nominal da máquina, respectivamente.

A parcela constante das autoindutâncias L_S é dada por:

$$L_S = L_{S_pu} L_{est_base} \quad (3.24)$$

Sendo L_{S_pu} e L_{est_base} representados pelas equações (3.25) e (3.26), respectivamente:

$$L_{S_pu} = \frac{1}{3} (X_d + X_q - 2X_l) \quad (3.25)$$

$$L_{est_base} = \frac{(V_n^2)/S_n}{2\pi f_n} \quad (3.26)$$

Sendo:

X_d e X_q : reatâncias de eixo direto e em quadratura, respectivamente, em pu;

X_l : reatância de dispersão de uma fase do estator, em pu;

f_n : frequência nominal do gerador.

Por sua vez, a parcela constante das indutâncias mútuas do estator M_S é:

$$M_S = M_{S_pu} L_{est_base} \quad (3.27)$$

Sendo:

$$M_{S_pu} = \frac{1}{12\pi f_n} (X_d + X_q - 2X_l) + \frac{1}{3} (X_d - X_q) \quad (3.28)$$

A parcela variável das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator L_m é dada por:

$$L_m = L_{m_pu} L_{est_base} \quad (3.29)$$

Sendo:

$$L_m = \frac{1}{3} (X_d - X_q) \quad (3.30)$$

O conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico é obtido através da equação (3.31), onde $i = a, b$ ou c e n_p é o número de pólos da máquina.

$$T_{eletr} = \frac{n_p}{2} F_{IP} \sum_i i_i \frac{\partial L_{iF}}{\partial \theta_e} \quad (3.31)$$

Finalizada a parte pertinente às equações elétricas do gerador, volta-se à formulação mecânica do mesmo, a qual é amplamente difundida e conhecida na literatura. Nesse contexto, a expressão de movimento da máquina síncrona de ímã permanente é dada pela equação (3.32).

$$T_{mec} - T_{elet} = J \frac{\partial \omega}{\partial t} \quad (3.32)$$

Onde:

T_{mec} : conjugado de acionamento primário desenvolvido pela turbina eólica [N.m];

T_{elet} : conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico [N.m];

J : momento de inércia das massas rotativas da turbina eólica/gerador síncrono [kg.m²].

3.6.2 Modelagem Computacional

O modelo computacional do gerador é dividido em duas partes, sendo uma responsável pelo cálculo das grandezas elétricas e outra pelas mecânicas. O primeiro modelo, responsável pela equação mecânica, utiliza componentes já existentes na plataforma DRAW, como ilustrado na Figura 3.9 (parte mecânica).

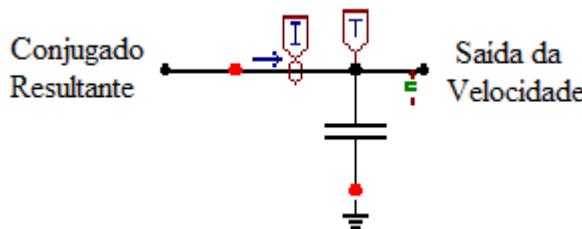


Figura 3.9: Representação mecânica do modelo do PMSG construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

O recurso apresentado na Figura 3.9 conduz a representação do conjugado resultante através de fonte de corrente, enquanto que a velocidade é extraída pela tensão aplicada a um capacitor, cuja capacidade corresponde ao valor da inércia do sistema. A analogia eletromecânica aplicada neste modelo é descrita nas equações (3.33) e (3.34).

$$T_{res} = J \frac{\partial \omega}{\partial t} \quad (3.33)$$

$$i_c = C \frac{\partial v_c}{\partial t} \quad (3.34)$$

Sendo:

T_{res} : conjugado resultante do gerador elétrico [N.m];

i_c : corrente aplicada ao capacitor [A];

v_c : tensão obtida nos terminais do capacitor [V];

C : capacidade [F].

O segundo ícone, apresentado na Figura 3.10, é responsável por solucionar as equações elétricas listadas através da plataforma MODELS do ATP. Este bloco possui 4 entradas, sendo uma relativa à velocidade angular da turbina (representada pela tensão no capacitor da Figura 3.9) e as outras oriundas dos sinais de corrente das 3 fases nos terminais da máquina. Como saídas, tem-se o conjugado eletromagnético produzido e as tensões trifásicas defasadas de 120° entre si geradas.

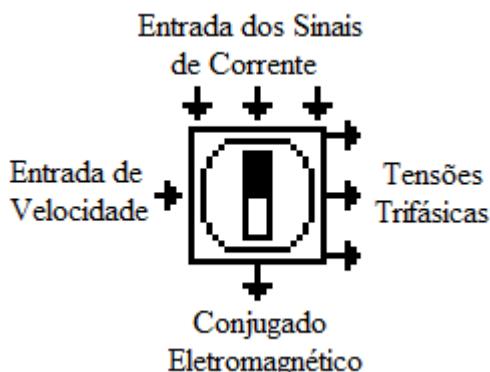


Figura 3.10: Ícone representativo do PMSG construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.7 Retificador e Elo CC

O retificador é o componente do sistema de conversão eólica responsável por transformar a tensão senoidal variável fornecida pela máquina síncrona de ímã permanente, cuja frequência é dependente das alterações do vento, em um valor contínuo. Para tal, neste trabalho, este equipamento foi representado por uma ponte trifásica de 6 pulsos não-controlada.

Destaca-se também que o sistema retificador de 12 pulsos também é convencionalmente utilizado em aplicações envolvendo o processo de conversão eólica [86, 87], com o ônus, no entanto, de oferecer uma maior complexidade ao sistema, além de demandar um maior esforço computacional. Por este motivo, e em consonância aos objetivos propostos neste trabalho, deu-se preferência pela utilização do modelo tradicional de 6 pulsos.

Há de se considerar ainda que a topologia escolhida para o retificador consiste de um modelo bastante típico para aerogeradores de geração distribuída e bastante empregado pelas concessionárias do setor, devido principalmente à sua simplicidade, baixo custo e perdas reduzidas, comparativamente a outras topologias existentes. Diante disso, não foi observada a necessidade de maiores esclarecimentos a respeito de sua modelagem.

Já o elo CC é composto por um filtro LC conectado à saída do retificador. Seu objetivo consiste em manter o perfil de tensão contínua constante e com baixo nível de ondações. Adicionalmente, este componente permite estabilizar a tensão de saída do retificador mesmo quando da ocorrência de distúrbios do lado CA, que tendem a causar variações da tensão CC.

É importante constatar que os componentes dos modelos computacionais do inversor e do elo CC aqui discutidos já se encontram disponibilizados nas bibliotecas do ATP. Utilizando tais recursos, elaborou-se o arranjo da Figura 3.11, a qual apresenta o modelo computacional a ser empregado para a inserção da unidade retificadora e seu correspondente barramento CC.

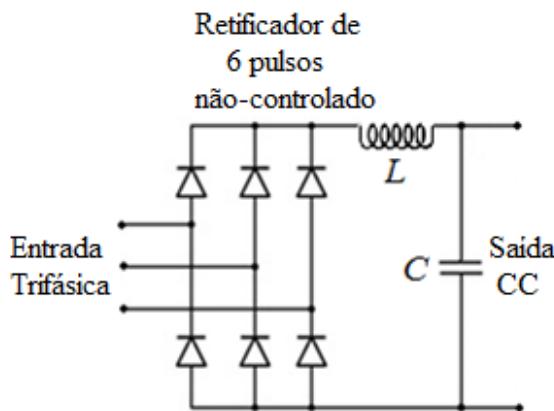


Figura 3.11: Estrutura do retificador de frequência e elo CC

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.8 Inversor de Frequência

O inversor de frequência constitui-se no dispositivo que, a partir de uma tensão contínua, produz um sistema trifásico de tensões que serão conectadas à rede de potência. Por ser uma unidade destinada à integração do parque eólico ao sistema elétrico local, sua estratégia de controle deve ser traçada com o objetivo de se atingir uma interligação apropriada tanto no que tange à questão da transmissão de energia do vento para a rede, como também a viabilização de meios para a operação do aerogerador nos termos requeridos pelas condições de operação em regime permanente e dinâmico.

A seguir são retratados os aspectos teóricos, matemáticos e computacionais mais relevantes abordados na constituição do modelo representativo do inversor de frequência no ATP. Destaca-se que esta tarefa representou um ponto-chave para o sucesso do modelo apresentado nesta pesquisa, tendo papel essencial na condução dos estudos subsequentes a respeito do comportamento dinâmico de unidades eólicas excitadas por ímã permanente.

3.8.1 Modelagem Matemática

A descrição dos principais aspectos relacionados à modelagem matemática da unidade inversora é dividida em duas etapas, sendo a primeira relacionada ao seu sistema de controle, e a segunda dedicada ao esquema de potência propriamente dito do equipamento, sendo responsável pelo acionamento das chaves que o compõem.

A Figura 3.12 ilustra o diagrama de potência do inversor trifásico considerado neste trabalho. Este equipamento atua mediante a técnica PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) e é composto por 6 chaves, numeradas de acordo com a sequência clássica encontrada na literatura, e um filtro LC, cuja finalidade é filtrar as componentes harmônicas geradas pelo conversor de frequência, suavizando assim as formas de onda de corrente [88].

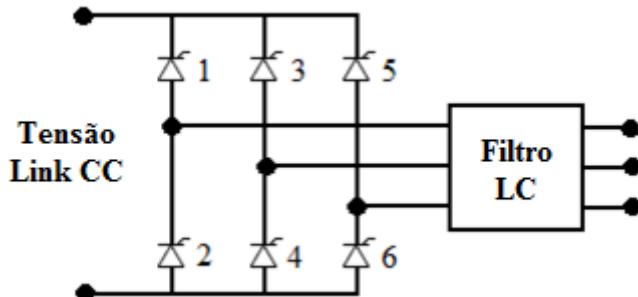


Figura 3.12: Modelo do conversor de frequência PWM trifásico senoidal

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se pela figura que cada fase da tensão de saída do inversor é definida pela operação coordenada de duas chaves, sendo que uma gera o semiciclo positivo da onda e outra o negativo. Assim procedendo, tem-se as chaves 1 e 2 atuando de forma alternada para a composição dos semiciclos positivos e negativos, respectivamente, da fase A; chaves 3 e 4 para a fase B e chaves 5 e 6 para a fase C. Destaca-se que as chaves são equipadas com “*snubbers*”, que são circuitos amortecedores constituídos por um capacitor em série com um resistor (omitidos na figura) em paralelo à chave e um diodo em conexão antiparalela.

Já o sistema de controle impõe ao inversor de frequência, por contemplar um detalhamento mais extenso, é ainda subdividida em duas seções: a primeira responsável pelo cálculo do módulo e ângulo da tensão de saída do inversor, determinando, consequentemente, a potência ativa e reativa a ser fornecida à rede elétrica; e a segunda associada à sequência de disparo das chaves semicondutoras. Estas duas unidades são apresentadas de forma mais detalhada na sequência.

a) Lógica de Controle do Inversor

Como já definido, o inversor de frequência possui a função de acoplar o sistema eólico à rede de potência de modo a fornecer toda a potência disponibilizada pela turbina eólica, salvo as perdas do sistema de geração, e ainda, como requisitado nas mais recentes regulações do setor elétrico de diversos países, contribuir para a manutenção de padrões aceitáveis de frequência e tensão do sistema. Assim, para se atingir tais objetivos, este equipamento deve ser capaz de alterar o perfil de potência produzida de acordo com as necessidades observadas no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com o sistema elétrico da concessionária.

A Figura 3.13 retrata a malha de controle responsável pela atuação do inversor de frequência descrito neste trabalho. Através da lógica implementada, este equipamento possibilita o controle das potências ativa e reativa entregues ao sistema mediante variação do ângulo de fase e da magnitude, respectivamente, do vetor tensão de saída nos terminais trifásicos do inversor [89]. Assim, o controle do módulo da tensão do barramento do PAC se dá através da potência reativa fornecida ou absorvida do sistema CA [90].

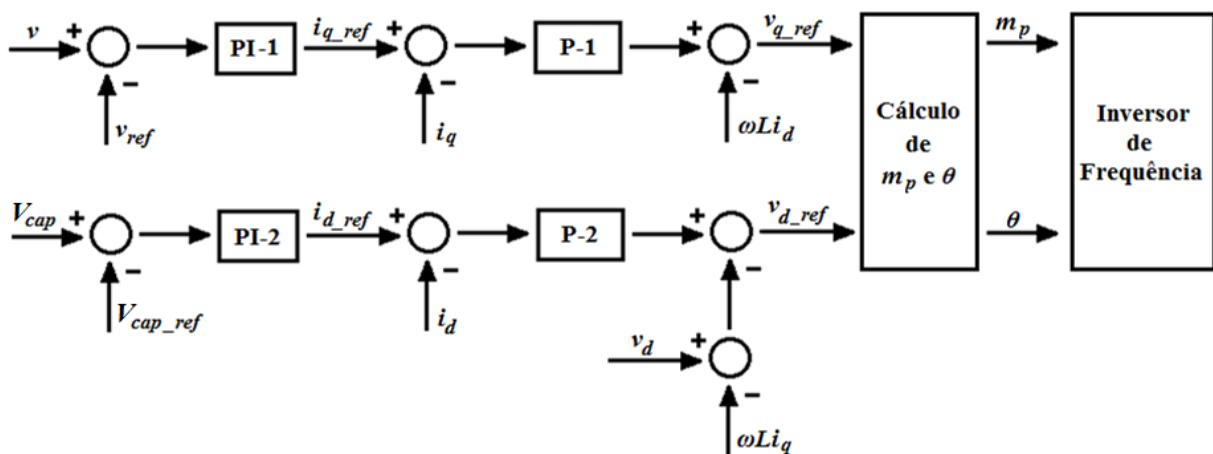


Figura 3.13: Diagrama de blocos do controle do inversor de frequência

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [86]

O diagrama mostrado na figura anterior ilustra que, uma vez obtidos os valores instantâneos das tensões e correntes no PAC e da tensão no elo CC (v_{cap}), pode-se realizar a manipulação destes parâmetros através da técnica de controle vetorial e, desta forma, disponibilizar as grandezas variáveis necessárias ao controle propriamente dito [91]. Destaca-se que, já há algum tempo, esta teoria tem sido de grande utilidade em diversas aplicações da eletrônica de potência, visto que as equações envolvidas nos algoritmos de controle e representativas de grandezas trifásicas (tensões e correntes) são transformadas em duas coordenadas, simplificando assim o processo.

Percebe-se que a estrutura de controle implementada é composta por 4 sub-malhas [88, 92], listadas a seguir. Destaca-se ainda que as malhas internas, que levam em conta as correntes, possuem apenas um controlador do tipo proporcional (P), enquanto que as malhas de controle das tensões do elo CC e do PAC possuem, cada uma, um controlador proporcional e integral (PI).

- Malha de controle de eixo direto;
- Malha de controle de eixo em quadratura;
- Malha de controle de tensão no elo CC;
- Malha de controle de tensão no PAC.

Observando-se a malha superior, nota-se que, uma vez obtido o módulo da tensão no PAC, v , este é comparado com um dado valor de referência, v_{ref} . O sinal de erro resultante alimenta o controlador PI-1, o qual define a corrente em quadratura de referência, i_{q_ref} . Este valor é comparado com a corrente em quadratura obtida da transformação vetorial, cuja diferença serve como dado de entrada do controlador proporcional P-1. A saída deste controlador é comparada com o sinal gerado, $\omega L i_d$, gerando, dessa maneira, a tensão de referência em quadratura, v_{q_ref} .

Na segunda malha de controle é implementada uma metodologia análoga à primeira, desta vez tomando como dados de entrada a tensão monitorada no elo CC e o respectivo valor de referência. Como dado de saída desta malha obtém-se a tensão de eixo direto de referência, v_{d_ref} .

Obtidas as tensões de referência v_{d_ref} e v_{q_ref} , estas são utilizadas para determinar o valor do índice de modulação, m_p , e do ângulo de deslocamento δ , determinados pelas equações (3.35) e (3.36), respectivamente.

$$m_p = \frac{1}{V_{q_ref}} \quad (3.35)$$

$$\delta = \theta + \theta_{rede} = \arctg \left(\frac{1}{v_{d_ref}} \right) + \theta_{rede} \quad (3.36)$$

O índice m_p define a magnitude da tensão de referência do controle PWM, destinado ao controle do fluxo de potência reativa. Por outro lado, o ângulo δ define o defasamento entre os ângulos da tensão no PAC, v , e a tensão na rede de potência, e . Essa defasagem é utilizada para ajustar o fluxo de potência ativa injetado no sistema CA.

Ressalta-se ainda que, para a tensão de referência utilizada no controlador PWM, considera-se que esta tensão passa por um valor nulo no instante $t = 0$. Essa situação, no entanto, nem sempre acontece, motivo pelo qual deve ser levado em consideração a defasagem da tensão da rede, a qual é representada pelo ângulo θ_{rede} , obtido no processo de aquisição das tensões no PAC. Nesse sentido, o ângulo realmente utilizado no controle é dado pela expressão (3.36).

Como já mencionado, para obter-se as informações requeridas pela malha de controle do inversor de frequência é utilizada a técnica de controle vetorial. Assim procedendo, consegue-se uma maior simplificação do número de equações envolvidas nos algoritmos de controle, uma vez que grandezas trifásicas de linha (domínio “abc”) são transformadas em duas coordenadas (domínio “dq”), através de uma matriz de transformação. A partir dessas transformações, informações importantes como defasamento angular, módulo e potências, podem ser obtidas com facilidade.

Dessa forma, de acordo com as referências [86, 87; 89; 91], a Figura 3.14 apresenta as transformações associadas com o processo onde podem ser observados os vetores do lado da rede CA, no sistema ortogonal síncrono “dq”.

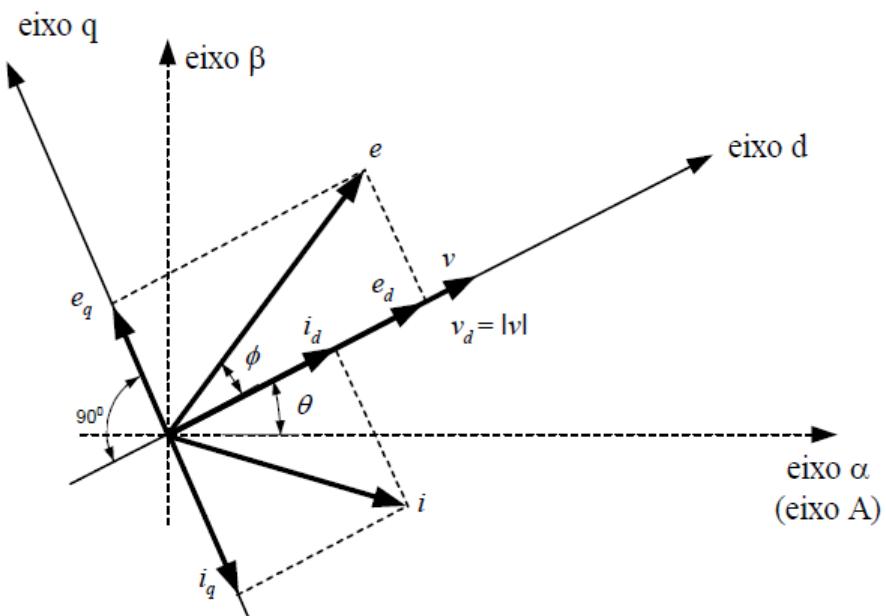


Figura 3.14: Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial

Fonte: Elaborado pelo Autor

Neste sistema, os eixos “d” e “q” não são estacionários, ou seja, seguem a trajetória do vetor da tensão de referência, acompanhando a referência rotativa na sua correspondente velocidade síncrona. Estas coordenadas são apresentadas por:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$[C_1] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$[C_1]^{-1} = \frac{3}{2} [C_1]_t \quad (3.40)$$

$$\theta = \arctg\left(\frac{v_\beta}{v_\alpha}\right) \quad (3.41)$$

Sendo:

$|v|$: módulo do vetor da tensão de referência ($v = v_\alpha + jv_\beta$);

v_a , v_b e v_c : tensões de fase instantâneas da rede referidas ao primário do transformador;

i_d e i_q : componentes da corrente nos eixos rotativos;

i_a , i_b e i_c : correntes instantâneas nos terminais de saída do inversor;

$[C_1]$: matriz de conversão.

As grandezas v_α e v_β são obtidas pela transformação “abc” em “ $\alpha\beta0$ ”, conforme a equação (3.42) abaixo:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

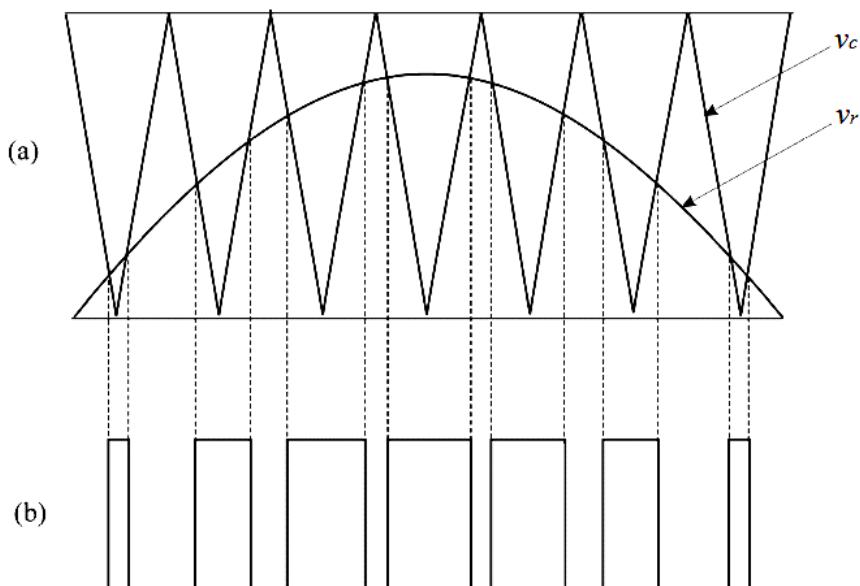
Efetuando-se as substituições matemáticas correspondentes, determinam-se as equações para as potências ativa (p) e reativa (q) instantâneas, que são dadas pelas seguintes equações (3.43) e (3.44), respectivamente. Em consonância com conceitos clássicos da transformação utilizada, a componente de corrente i_q é responsável pela potência reativa instantânea, enquanto que i_d determina a potência ativa instantânea [89].

$$P_{at} = \frac{3}{2} |v| i_d \quad (3.43)$$

$$q_{reat} = \frac{3}{2} |v| i_q \quad (3.44)$$

b) Pulsos de Disparo do Inversor

Fundamentado na lógica de controle ilustrada na Figura 3.13 e utilizando o controle vetorial, o passo final para a formação da tensão de saída do aerogerador consiste na definição da estratégia de disparo dos semicondutores de potência. Para tanto, faz-se uso da técnica PWM (modulação por largura de pulso). A definição de sequência de abertura e fechamento de cada uma das chaves semicondutoras que formam o inversor é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular de elevada frequência, conforme ilustrada na Figura 3.15.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Já a Figura 3.16 mostra as tensões de saída de um inversor PWM senoidal trifásico. A Figura 3.16(a) ilustra as tensões senoidais de referência (trifásicas balanceadas) e a onda triangular com a qual são comparadas. Já a Figura 3.16(b), (c) e (d) correspondem às saídas de cada um dos três comparadores e também as chamadas tensões de polo do inversor, que, combinadas, resultam nas tensões de linha de saída, mostradas na Figura 3.16(e).

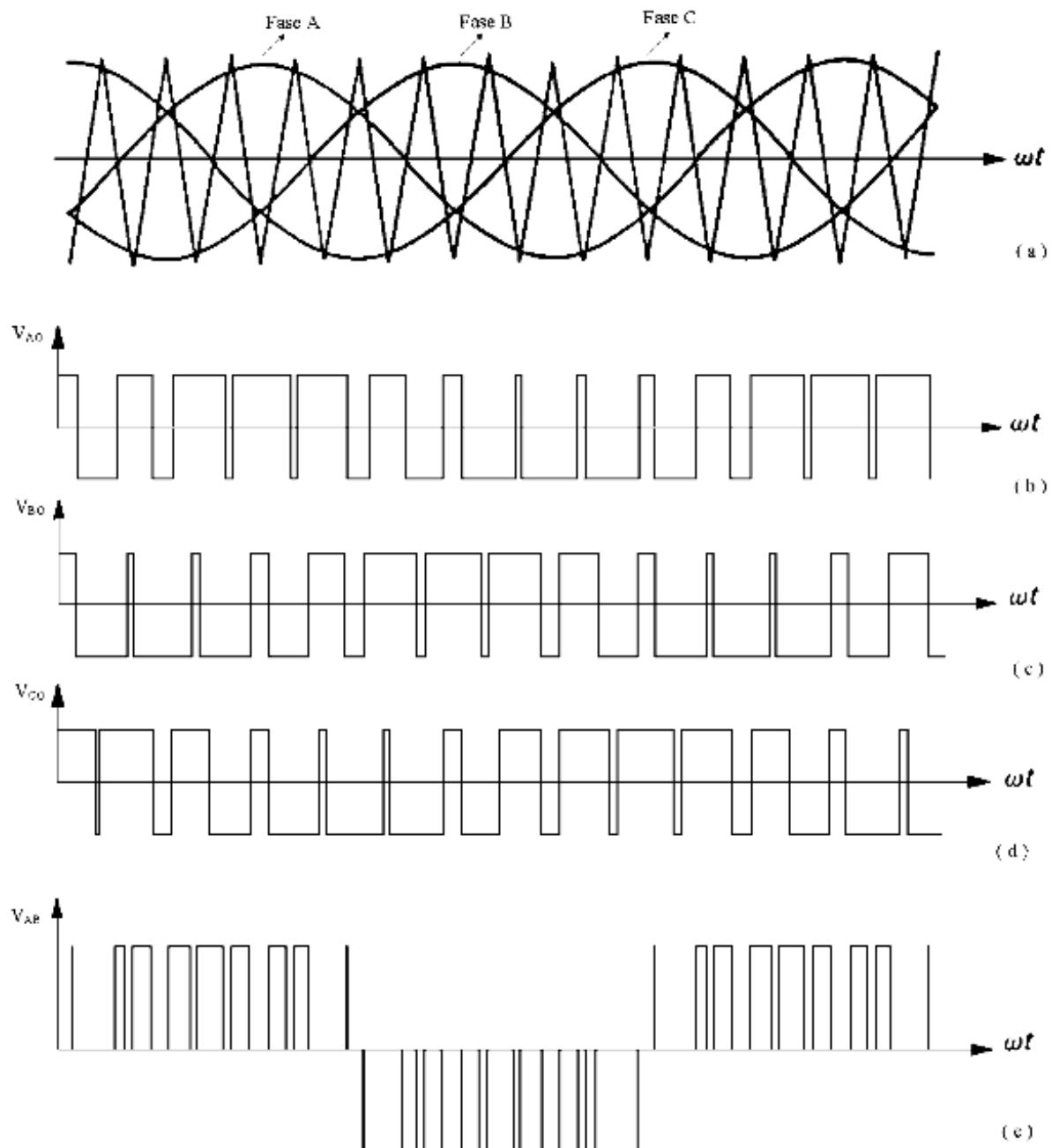


Figura 3.16: Formas de onda da tensão de saída para o inversor PWM trifásico

- (a) tensões de entrada nos comparadores
- (b), (c) e (d) tensões de polo
- (e) tensão de linha v_{AB} nos terminais de saída do inversor

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.8.2 Modelagem Computacional

A seção anterior esclareceu e forneceu as informações necessárias para a modelagem matemática do inversor, onde ficou evidenciado que o mesmo pode ser analisado em duas partes distintas e fundamentais: sistema de controle e estratégia de disparo das chaves do inversor.

O sistema de controle do inversor, ilustrado na Figura 3.17 possui oito terminais de entrada, a saber: três para as tensões trifásicas da rede (uma para cada fase), três para as correntes trifásicas da rede e duas para o monitoramento da tensão no elo CC. Como saída, pode-se citar o fator de modulação m_p e o ângulo de defasamento da tensão δ , responsáveis pelo fornecimento/absorção de potência reativa e ativa, respectivamente.

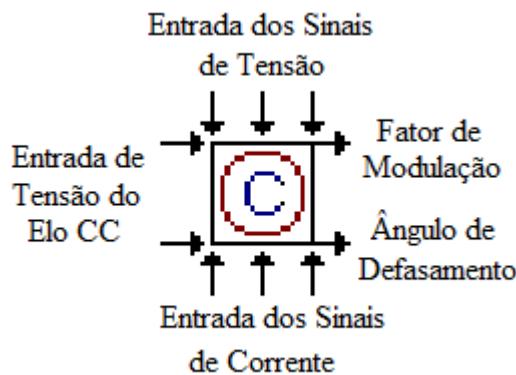


Figura 3.17: Ícone representativo do controle do inversor construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

Já o bloco responsável pelo disparo das chaves do inversor apresenta dois terminais de entrada, representados pelas grandezas de saída do bloco anterior (fator de modulação e ângulo de defasamento da tensão). Como saídas tem-se o disparo das seis chaves do inversor. A Figura 3.18 retrata o bloco representativo construído no ATP.

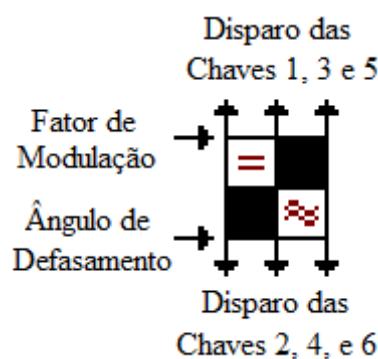


Figura 3.18: Ícone representativo do disparo das chaves construído no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.9 Transformador Elevador

O transformador em questão tem por função elevar o nível de tensão presente nos terminais do inversor de frequência do aerogerador para o valor de 13,8 kV, magnitude esta característica dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Desta forma, a importância deste equipamento se detém em compatibilizar os níveis de tensão da unidade de geração distribuída com o sistema de potência.

Destaca-se que este componente do complexo elétrico em estudo encontra-se prontamente disponibilizado na biblioteca de recursos do ATP, levando-se em conta inclusive a característica não-linear do material ferromagnético que compõe o núcleo do transformador. No entanto, o efeito não-linear do núcleo não representa grande influência nos objetivos pretendidos neste trabalho, considera-se desprezado tal efeito. Assim, denota-se dispensável relatar maiores comentários sobre o procedimento de modelagem do mesmo, já que a estrutura implementada no programa segue os padrões convencionais amplamente difundidos na literatura.

A Figura 3.19 ilustra o bloco representativo do transformador trifásico disponível no ATP, com destaque para seus terminais de entrada e saída de tensão. Já a Tabela 3.3 apresenta os parâmetros do equipamento a serem fornecidos ao programa.

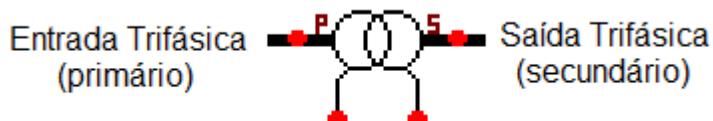


Figura 3.19: Ícone representativo do transformador elevador disponível no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 3.3: Parâmetros de entrada do transformador no ATP

Parâmetro	Descrição	Unidade
U (prim)	Tensão do enrolamento primário	V
U (sec)	Tensão do enrolamento secundário	V
R (prim)	Resistência do enrolamento primário	Ω
R (sec)	Resistência do enrolamento secundário	Ω
L (prim)	Indutância do enrolamento primário	mH
L (sec)	Indutância do enrolamento secundário	mH
I(0)	Corrente de magnetização	A
F(0)	Fluxo por espira	Wb/espira
Rm	Resistência de magnetização	Ω

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.10 Rede Elétrica CA

Objetivando modelar o sistema CA pré-existente ao qual o aerogerador é conectado, apresenta-se, na sequência, uma proposta simplificada para a referida rede elétrica de conexão. A estratégia de representação encontra-se alicerçada na clássica utilização do nível de curto-circuito com a respectiva possibilidade de inserção de efeitos indutivo e resistivo da impedância equivalente da rede junto ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Este barramento, para fins dos estudos avaliativos de estabilidade transitória, constitui-se num ponto de grande interesse aos trabalhos contemplados por esta tese.

Nestes termos, o modelo consiste num gerador equivalente formado por uma fonte ideal de tensão (barramento infinito – e_{conc}), a resistência (R_{cc}) e a indutância (L_{cc}) de curto-circuito, conforme ilustrado na Figura 3.20.

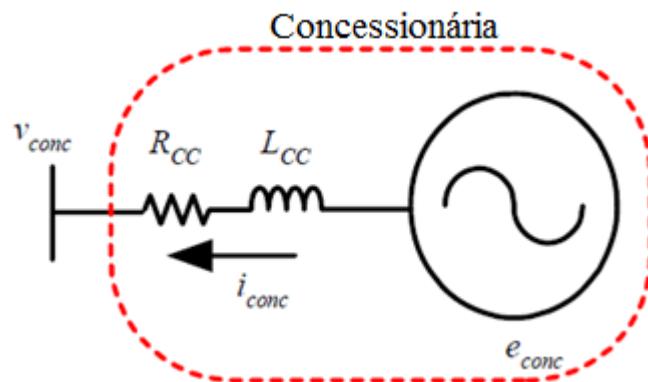


Figura 3.20: Representação da rede elétrica CA

Fonte: Extraído de [80]

A equação matricial (3.45) representa o modelo para as 3 fases:

$$[v_{conc}] = [e_{conc}] - [R_{cc}][i_{conc}] - [L_{cc}] \frac{\partial [i_{conc}]}{\partial t} \quad (3.45)$$

Sendo:

$[v_{conc}]$, $[e_{conc}]$, $[i_{conc}]$: Vetores representativos das tensões terminais instantâneas, fontes ideais de tensões instantâneas e correntes instantâneas nas linhas de interconexão do sistema eólico com o barramento trifásico CA pré-existente.

$[R_{cc}]$, $[L_{cc}]$: Matrizes diagonais das resistências e indutâncias representativas da rede de conexão, cujos parâmetros são derivados da potência de curto-circuito do barramento (S_{CC}) e do ângulo desta (ϕ_{CC}).

Os componentes que perfazem a rede elétrica são de relativa simplicidade. Suas partes são formadas por fontes de tensão e elementos passivos. Todos estes recursos já se encontram disponibilizados pelo ATP/DRAW, orientando, assim, a exclusão de maiores detalhamentos sobre a modelagem dos mesmos. A Figura 3.21 mostra o referido arranjo representativo da rede elétrica ao qual o parque eólico será conectado.

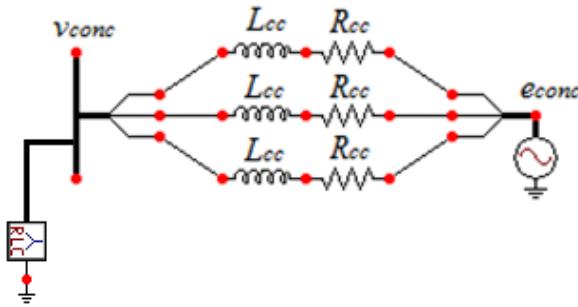


Figura 3.21: Estrutura da rede elétrica construída no ATP

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.11 Considerações Finais

Em sua parte inicial, este capítulo tratou da caracterização do sistema de conversão eólica adotado neste trabalho, consistindo de um aerogerador a velocidade variável, dotado de um gerador síncrono multipolos de imã permanente. Destaca-se ainda que neste tipo de arranjo, o controle da potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica é efetuado pelo ajuste do ângulo de rotação das pás, também conhecido por controle *pitch*.

Em seguida, foram apresentados os modelos matemáticos de todos os subsistemas que compõem o WECS, iniciando pela fonte primária de energia, o vento, e avançando pelos demais componentes até alcançar a conexão com a rede elétrica, desempenhada por um barramento infinito. Como demonstrado, todas estas representações basearam-se em funções algébricas e diferenciais disponíveis na literatura sobre o tema, aliadas também a adaptações que se mostraram necessárias de modo a retratar adequadamente os modelos do PMSG e do controle do inversor de frequência propostos neste trabalho.

Paralelamente, foram também exibidos os modelos computacionais implementados na interface MODELS do *software* ATP para o sistema de conversão eólica proposto, descrevendo as entradas e saídas de cada um dos blocos representativos construídos. Possibilitou-se, dessa maneira, a construção do modelo completo mediante interligação de blocos para a realização das simulações computacionais posteriores.

Destaca-se também que nesta seção foram abordados os diversos controles utilizados no aerogerador, em particular o sistema de rotação das pás da turbina e as malhas de controle do inversor de frequência. Este último, conforme já discutido, permite o ajuste do módulo da tensão na carga isolada além de propiciar o controle dos fluxos de potência ativa e reativa entre o aerogerador e o sistema de potência. Para tal, são utilizadas técnicas de controle vetorial, que propiciam uma maior facilidade na manipulação das grandezas envolvidas no e controle efetuado e um ganho de eficiência no processo de simulação digital.

Desta forma, o presente capítulo pôde fornecer uma descrição detalhada a respeito do processo de modelagem matemática e computacional proposta para o sistema de conversão de energia eólica. Em suma, o equacionamento matemático do vento, da turbina e do gerador síncrono de imã permanente, aliado à técnica de controle vetorial implementada para o inversor de frequência, forneceram um complexo embasamento matemático e físico para a simulação do comportamento dinâmico do WECS. Além disso, a ferramenta computacional ATP se mostrou uma alternativa didática e eficiente para a construção dos ícones representativos dos componentes do aerogerador que servirão de base para os estudos computacionais apresentados na sequência.

CAPÍTULO 4

Estudos Computacionais

4.1 Considerações Iniciais

O estudo acerca do comportamento dinâmico de geradores distribuídos remete a um tema de suma importância na expansão e operação dos modernos sistemas de potência. A tecnologia de conversão eólica, apesar de possuir características particulares, não foge a esta regra, requisitando, portanto, a realização de estudos que objetivem evidenciar suas principais condições operativas, seja na situação de regime permanente ou durante o período de ocorrência de perturbações.

Neste sentido, torna-se então essencial a execução de simulações computacionais que permitam analisar os parâmetros mais relevantes relacionados à geração eólica, compreendendo desde o vento até o ponto de acoplamento com a carga e/ou a rede de potência. Fatores como níveis de tensão e frequência, fluxo de potência ativa e reativa gerada/absorvida e velocidade mecânica, entre outros, devem ser monitorados e controlados a fim de garantir a estabilidade do sistema.

Assim, o presente capítulo destina-se a apresentar um conjunto de casos ilustrativos que simulam contingências diversas no sistema eólico-elétrico e que permitem aferir o seu desempenho dinâmico global. A seleção dos casos apresentados nesta seção justifica-se pelo fato de tratar-se de situações comumente verificadas nos sistemas elétricos reais e que permitem retratar as potencialidades e o desempenho dos modelos desenvolvidos.

4.2 Características Elétricas/Mecânicas do Sistema Investigado

Para a realização das simulações propostas, utilizou-se inicialmente a condição de carga isolada conectada ao PAC. Em seguida, foi analisada a operação do WECS conectado à rede de potência através de uma linha de distribuição. Objetivou-se, assim, elucidar as principais questões relacionadas ao comportamento dinâmico do aerogerador frente a distintas condições de operação.

Ainda com relação ao modelo do parque eólico, salienta-se que a representação de um grande número de turbinas seria onerosa em termos de tempo para o processamento computacional. Para contornar esta questão, uma prática usual, e também utilizada neste trabalho, consiste na realização de simulações utilizando apenas uma unidade de geração eólica [86, 88, 93].

Esta simplificação admite que o vento atinge todas as turbinas de forma idêntica e ao mesmo tempo, podendo, dessa forma, serem consideradas como sincronizadas. Os aerogeradores também são considerados iguais, assim como os demais componentes e respectivos controles. Dessa forma, entende-se que as análises realizadas a seguir para a operação de uma turbina sejam também válidas para o equivalente do parque eólico representado. Com isso, tem-se um ganho significativo com relação à onerosidade para modelagem dos elementos do aerogerador e ao tempo de processamento do *software*, levando a resultados mais viáveis e confiáveis.

A Tabela 4.1 e a Tabela 4.2 fornecem as características/parâmetros da turbina eólica e do gerador síncrono de imã permanente, respectivamente. Já a Tabela 4.3 reúne os dados do transformador elevador, enquanto que a Tabela 4.4 apresenta as especificações da linha de distribuição. Destaca-se que tais parâmetros foram mantidos em todos os casos simulados a seguir, ao contrário dos dados de carga, que são alterados de acordo com objetivo de cada condição operativa analisada e, sendo assim, são indicados em cada uma das seções.

Tabela 4.1: Dados da turbina eólica

Tipo de eixo	Horizontal
Tipo de controle	<i>Pitch</i>
Quantidade de pás	3
Potência nominal (MW)	2,0
Diâmetro (m)	62,0
Velocidade de vento nominal (m/s)	13,52
Velocidade de vento <i>cut-in</i> (m/s)	4,0
Velocidade de vento <i>cut-off</i> (m/s)	25,0
Momento de Inércia (kg.m²)	2,0.10 ⁶

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [75]

Tabela 4.2: Dados do gerador síncrono de imã permanente

Potência nominal (MW)	2,0
Tensão nominal (kV)	0,69
Número de Pólos	64
Frequência nominal (Hz)	13
Velocidade mecânica (rad/s)	2,55
Resistência do estator (pu)	0,042
Reatância de eixo direto (pu)	1,05
Reatância de eixo em quadratura (pu)	0,75
Fluxo magnético do imã permanente (Wb)	7,0
Momento de Inércia (kg.m²)	0,92.10 ⁶

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [75]

Tabela 4.3: Dados do transformador elevador

Tipo de Conexão	Potência (MVA)	Tensão no Primário (kV)	Tensão no secundário (kV)	R%	X%
Y - Δ	2,0	0,69	13,8	0,5	5,0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 4.4: Dados da linha de distribuição

Potência (MVA)	Tensão (kV)	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Susceptância (pu)
2,0	13,8	0,05	0,1	—

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3 Casos Estudados

Os estudos computacionais realizados objetivam analisar o comportamento dinâmico do sistema de conversão de energia eólica quando submetido a condições operativas diversas. Assim, pretende-se avaliar o desempenho do aerogerador (e suas estratégias de controle) sob circunstâncias normais de funcionamento, bem como sob a ocorrência de alterações na intensidade do vento e de carga.

Destaca-se ainda que os estudos apresentados a seguir abordam tanto a situação de alimentação de carregamento isolado por parte do aerogerador quanto para sua conexão à rede de distribuição de energia elétrica. Tais condições operativas vêm de encontro às principais questões atualmente enfrentadas pelas concessionárias de energia no que tange à operação de geradores eólicos.

A Tabela 4.5 apresenta os casos abordados para os estudos computacionais efetuados. Salienta-se que as três primeiras situações compreendem simulações do aerogerador alimentando carga isolada com fator de potência unitário, enquanto que as duas últimas abordam o WECS conectado à rede elétrica por meio de uma linha de distribuição.

Tabela 4.5: Casos analisados

Caso	Descrição
1	Sistema eólico alimentando carga nominal isolada sob condições normais de operação e vento sem turbulência.
2	Sistema eólico alimentando 80% de carga nominal isolada sob condições normais de operação e vento com turbulência.
3	Sistema eólico alimentando 80% de carga nominal isolada sob variação de carga e vento sem turbulência.
4	Sistema eólico absorvendo potência reativa da rede elétrica sob condições normais de operação e vento com turbulência.
5	Sistema eólico fornecendo potência reativa à rede elétrica sob condições normais de operação e vento com turbulência.

Fonte: Elaborado pelo Autor

Já as grandezas utilizadas para avaliar a operação dinâmica do complexo eólico desenvolvido, assim como os locais onde estas variáveis são coletadas, estão descritas na Tabela 4.6. É importante mencionar que a escolha dos parâmetros a serem analisados e dos pontos de monitoramento se deu mediante uma avaliação criteriosa dos fatores mais relevantes para a análise de desempenho do aerogerador. Destaca-se ainda que foi necessária a implementação de algoritmos específicos no *software* ATP, juntamente de sua interface MODELS, para a leitura dos dados requisitados.

Tabela 4.6: Locais e grandezas de monitoramento

Local	Parâmetros analisados
Turbina eólica	Vento Ângulo <i>pitch</i> Velocidade mecânica Coeficiente de potência Potência mecânica
Terminais do PMSG	Frequência da tensão CA
Terminais do retificador	Tensão no elo CC
Ponto de Acoplamento Comum	Módulo da tensão trifásica Ângulo δ da tensão trifásica Fluxo de potência ativa Fluxo de potência reativa

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.1 Caso 1: Sistema Eólico Alimentando Carga Nominal Isolada Sob Condições Normais de Operação e Vento sem Turbulência

O primeiro caso apresentado remete à simulação do aerogerador alimentando carga isolada com potência nominal e fator de potência unitário e sob condições normais de operação do sistema. Além disso, considera-se nesta etapa a ausência de perturbações significativas na velocidade do vento. Pretende-se através desta análise retratar o funcionamento do modelo desenvolvido sob condição de regime permanente, sendo que os resultados obtidos possibilitarão a comparação com as demais investigações subsequentes.

A Figura 4.1 a seguir mostra a velocidade do vento incidente nas pás da turbina eólica, sendo composta apenas pela parcela base, no valor de 13,52 m/s, e pelo ruído, não apresentando, portanto, oscilações severas. Destaca-se que este valor foi selecionado para as simulações efetuadas neste trabalho de modo a vir de encontro com o padrão nominal da turbina, pois o projeto de instalação de centrais eólicas deve contemplar unidades cuja operação nominal seja adequada às características naturais da área geográfica escolhida durante a maior parte do tempo.

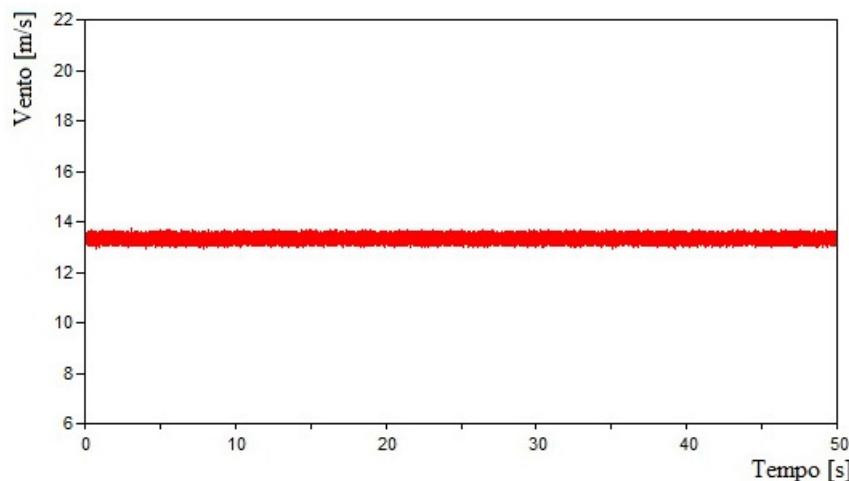


Figura 4.1: Velocidade de vento incidente nas pás da turbina – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.2 retrata a velocidade mecânica da turbina, fixada em 2,55 rad/s, enquanto que a Figura 4.3 indica a frequência da tensão fornecida pelo gerador síncrono de imã permanente, situada em 13,0 Hz. Nota-se que estes valores coincidem com os parâmetros nominais da turbina e do PMSG, já que tanto a velocidade do vento quanto a carga alimentada se encontram nos padrões ótimos de operação.

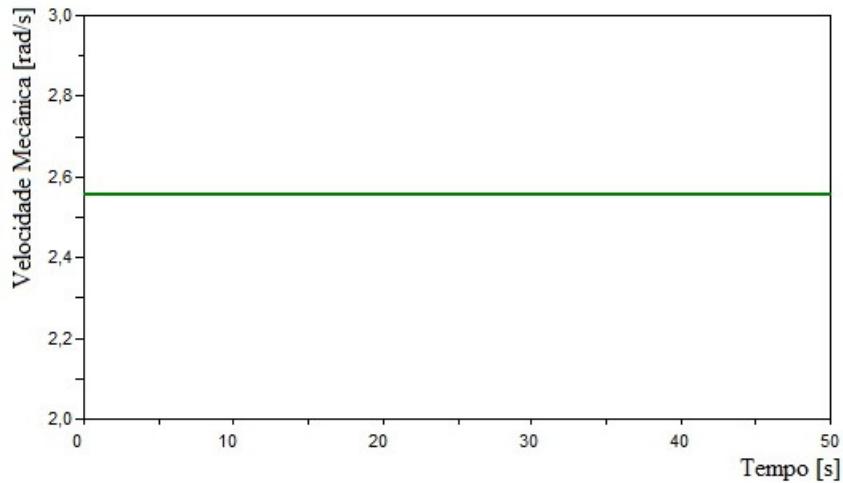


Figura 4.2: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

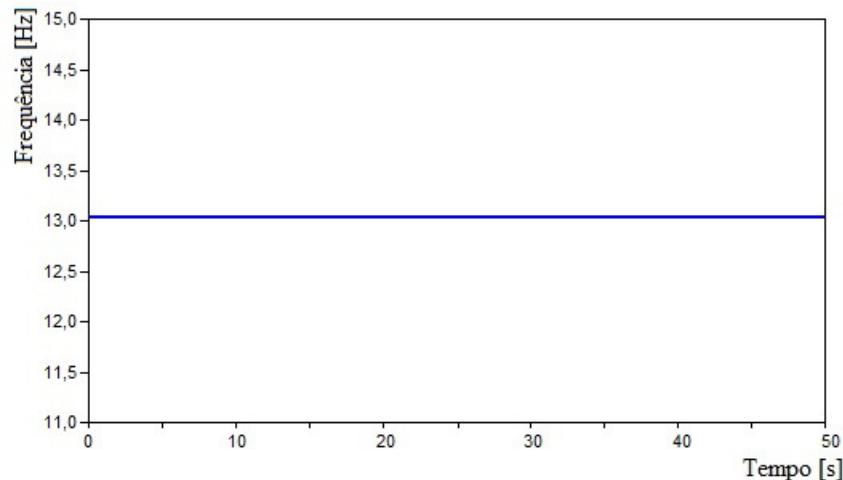


Figura 4.3: Frequência da tensão fornecida pelo PMSG – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

O coeficiente de potência C_p é ilustrado na Figura 4.4, situando-se em seu valor máximo de 0,44 já que o ângulo de rotação das pás β se manteve nulo durante todo o período analisado. Assim, a potência mecânica extraída da turbina, mostrada na Figura 4.5, não ultrapassou seu limite nominal de 2,0 MW, não se mostrando necessária, portanto, a ativação do sistema de controle *pitch* da turbina eólica.

Já tensão no elo CC é descrita na Figura 4.6, situando-se em praticamente 1,05 kV durante todo o intervalo de tempo monitorado. Faz-se menção ainda de que este valor de tensão contínua serve como entrada para o inversor de frequência, o qual possui a tarefa de convertê-la em tensão alternada com frequência de 60 Hz.

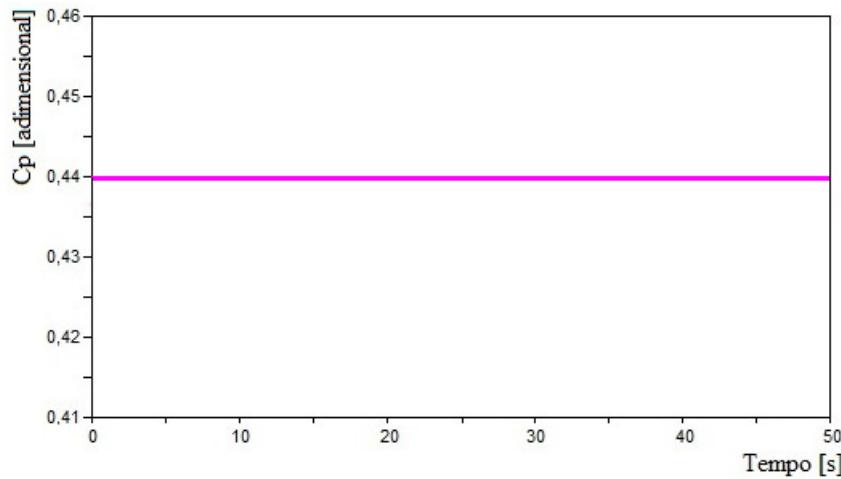


Figura 4.4: Coeficiente de potência – Caso 1

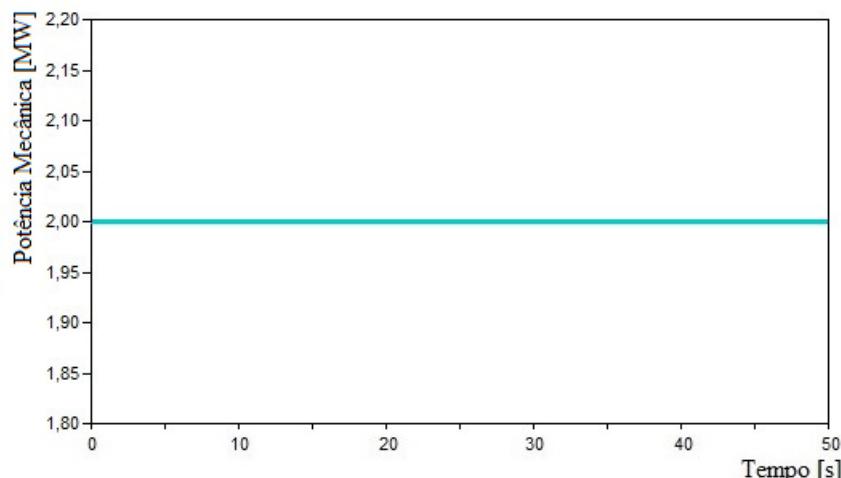
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.5: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 1

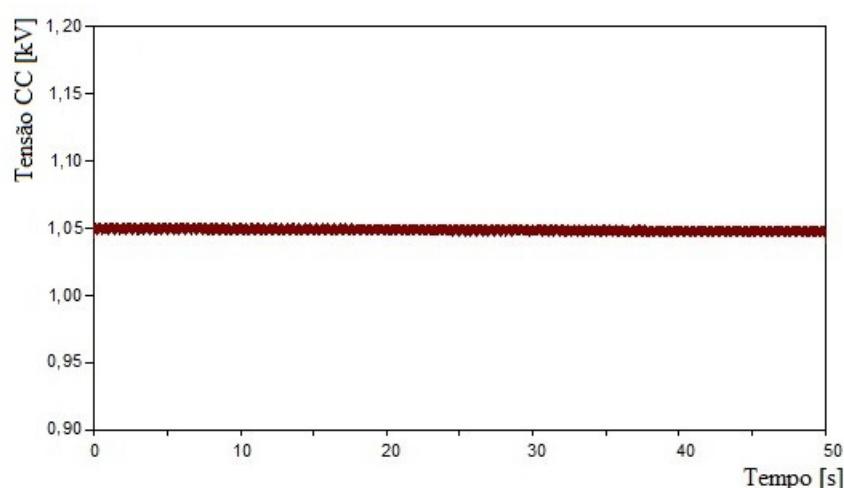
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.6: Tensão no elo CC – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

A potência ativa fornecida à carga isolada é indicada na Figura 4.7. Nota-se que, apesar da potência nominal do gerador síncrono de imã permanente ser de 2,0 MW, para se garantir a operação nominal do sistema, a potência da carga isolada deve ser de 1,8 MW. Esse fato se justifica pela perda de potência ativa existente durante o processo de retificação, inversão, filtragem e transformação existente entre a geração e o consumo. Já a Figura 4.8 ilustra a tensão sobre a carga, com valor praticamente constante em torno de 13,8 kV.

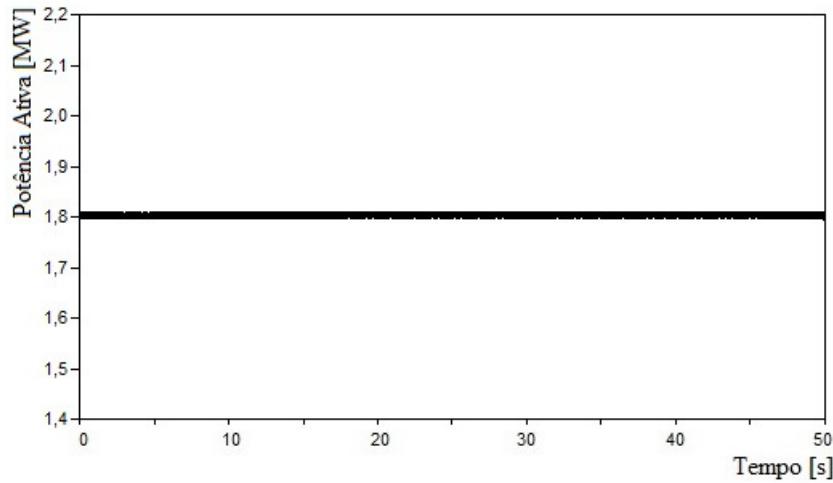


Figura 4.7: Potência ativa fornecida à carga – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

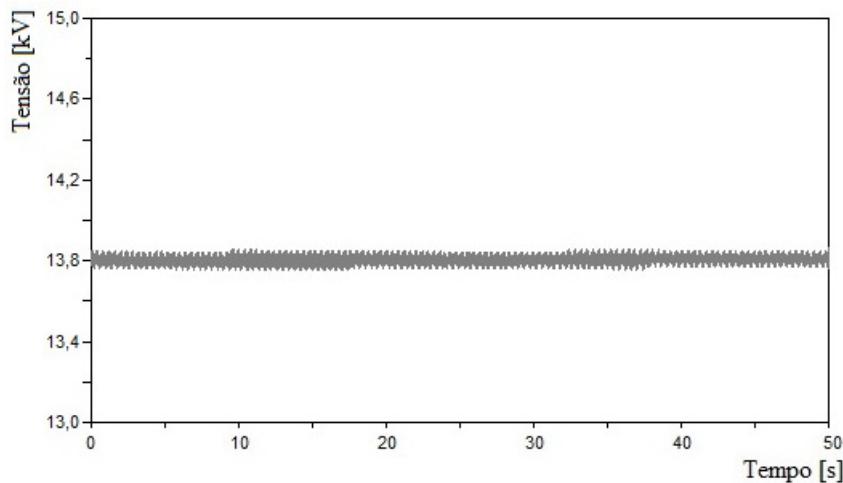


Figura 4.8: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 1

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.2 Caso 2: Sistema Eólico Alimentando 80% de Carga Nominal Isolada Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência

O segundo caso descrito remete à simulação do aerogerador conectado a uma carga isolada de 1,6 MW, com fator de potência unitário, e submetido a variações significativas na velocidade do vento. Pretende-se assim retratar o funcionamento do modelo desenvolvido tanto sob condição de regime permanente (de $t = 0,0$ s a $t = 5,0$ s) quanto para o período transitório resultante da alteração da fonte primária de potência, neste caso representada pelo vento (de $t = 5,0$ s a $t = 50,0$ s).

A Figura 4.9 a seguir mostra que, inicialmente, a velocidade do vento é composta apenas pela parcela base, no valor de 13,52 m/s, e pelo ruído. Durante os instantes $t = 5,0$ s e $t = 15,0$ s, há a ocorrência de uma rajada com amplitude de 4,0 m/s, enquanto que em $t = 25,0$ s é iniciada uma rampa negativa, levando o vento a atingir a velocidade de 11,52 m/s no instante $t = 33,0$ s.

Ressalta-se ainda que a incidência da rampa negativa, apesar de incomum do ponto de vista matemático e computacional, vem ao encontro à uma realidade prática pertinente à tecnologia de geração eólica, já que em determinados instantes o vento pode apresentar um decréscimo de sua velocidade, diminuindo, por consequência, o valor da potência útil disponível à turbina.

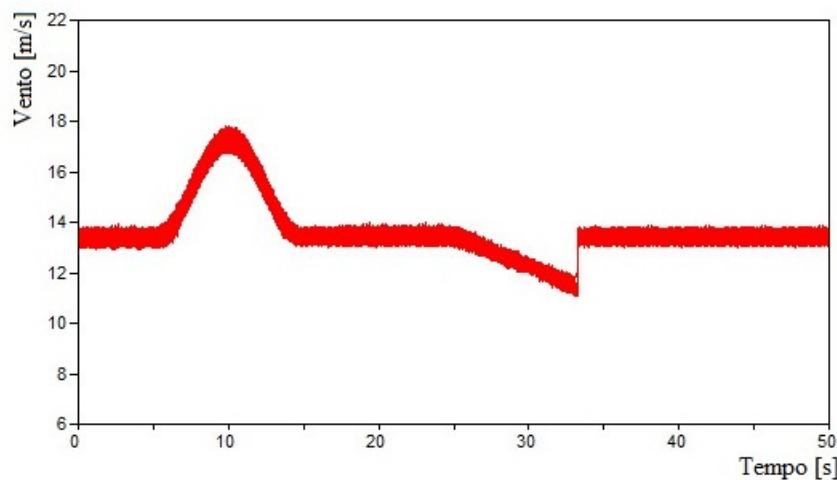


Figura 4.9: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.10 retrata que a ocorrência da rajada de vento entre os instantes $t = 5,0$ s e $t = 15,0$ s aciona o controle *pitch* da turbina, ocasionando na rotação em um ângulo máximo de 19,0 graus das pás, reduzindo assim a elevação de sua velocidade durante o período em que o vento se encontra acima do valor nominal de 13,52 m/s. Já durante a rampa negativa, não há operação deste controle, visto que ele não atua durante a diminuição da velocidade do vento.

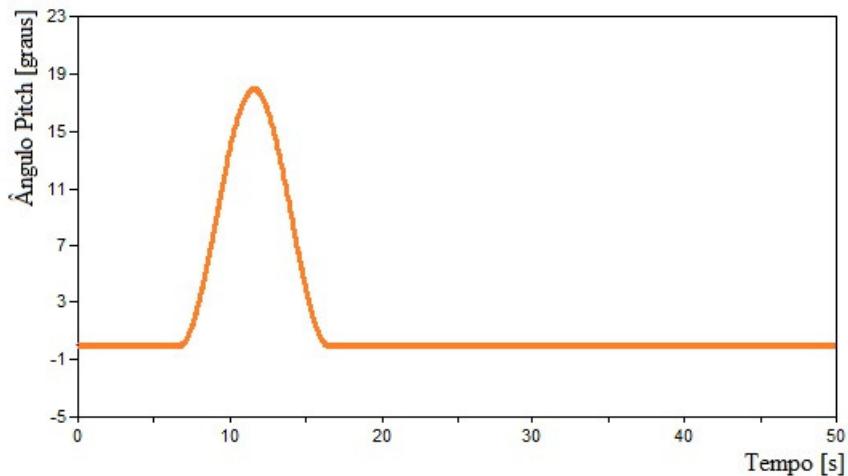


Figura 4.10: Controle pitch da turbina – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se perceber pela **Erro! Fonte de referência não encontrada.** que a velocidade mecânica da turbina se situa em 3,4 rad/s inicialmente. Este valor se encontra acima da rotação nominal do gerador síncrono (2,55 rad/s), visto que a carga alimentada tem potência menor do que a capacidade nominal do PMSG (2,0 MW).

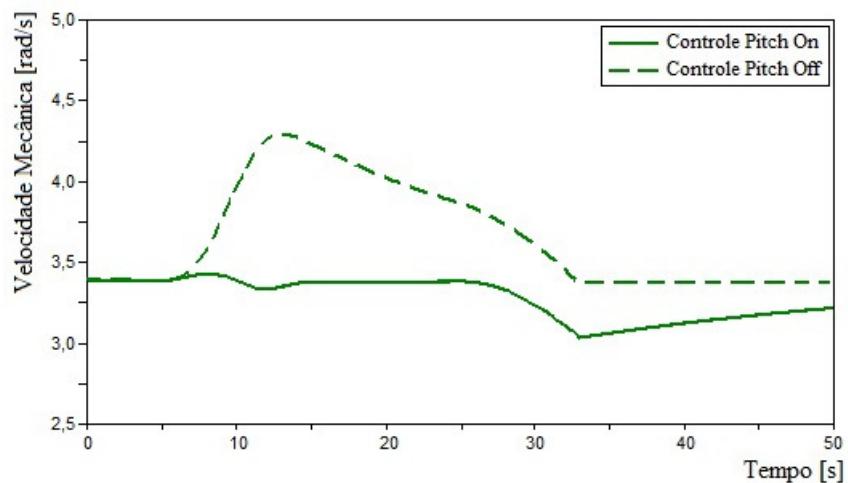


Figura 4.11:Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

De acordo com a linha tracejada, na condição de ausência do controle *pitch*, a velocidade mecânica atinge cerca de 4,3 rad/s após 7,0 segundos do início da rajada. Esta ocorrência pode representar um risco para a estrutura mecânica e civil da turbina, já que o vento chega a atingir 30% acima de seu valor nominal. Com relação à ocorrência da rampa negativa, apesar da diminuição da velocidade do vento, a turbina não apresenta significativa diminuição de sua velocidade devido à grande inércia do conjunto turbina-gerador eólico.

Já a linha sólida retrata a manutenção da velocidade mecânica da turbina bastante próxima de seu valor de regime permanente durante a rajada através da atuação do controle *pitch*. Por outro lado, ao longo da ocorrência da rampa, há uma redução da velocidade mecânica, chegando ao valor mínimo próximo de 3,0 rad/s no instante $t = 33,0$ s.

Conforme a Figura 4.12, a frequência da tensão gerada pelo PMSG, em regime permanente, situa-se em 17,3 Hz, valor este acima do nominal de 13,0 Hz devido ao fato de a carga alimentada pelo sistema eólico ser inferior ao seu valor nominal. A linha tracejada indica que, na condição em que o controle *pitch* encontra-se desativado, este parâmetro atinge o pico de 21,9 Hz no instante $t = 12,0$ s devido à elevação da velocidade do vento. Já a curva sólida indica que, uma vez acionado o controle *pitch*, a frequência da tensão fornecida pelo gerador síncrono apresenta valor máximo de 17,5 Hz devido à rajada, e mínimo de 15,5 Hz, decorrente da rampa negativa de vento.

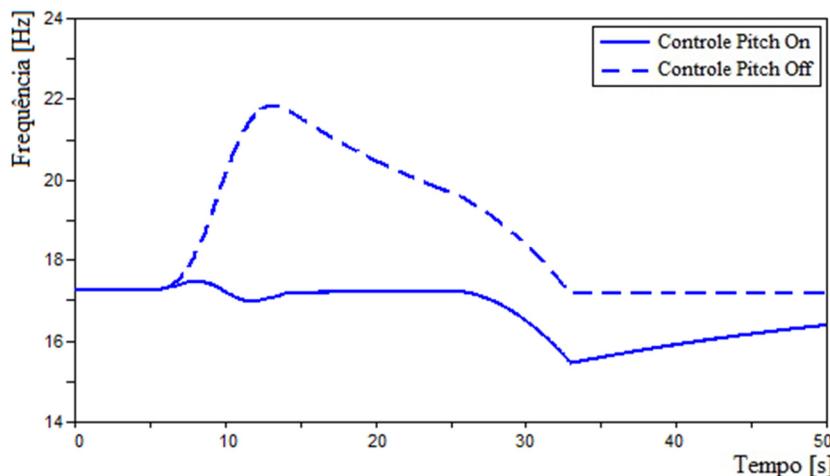


Figura 4.12: Frequência da tensão gerada pelo PMSG – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

O coeficiente de potência da turbina eólica é ilustrado na Figura 4.13 abaixo, mantendo-se em regime permanente em 0,4. Este resultado retrata a coerência do modelo desenvolvido com a realidade prática, já que, em situações reais de operação não-nominal, este parâmetro se encontra em torno de 0,4, ou seja, a eficiência de uma turbina eólica é aproximadamente 40% [77].

A curva tracejada indica que, na ausência do controle *pitch*, o coeficiente de potência oscila entre 0,31 e 0,44, durante a rajada, e entre 0,35 e 0,43, ao longo da rampa negativa. Já a linha sólida indica que a operação do controle de rotação das pás reduz o parâmetro C_p até o valor mínimo de 0,15, durante a primeira perturbação. Entretanto, sabe-se que o controle *pitch* não é acionado durante o segundo distúrbio, e, nesse período, o coeficiente de potência C_p é de praticamente 0,38.

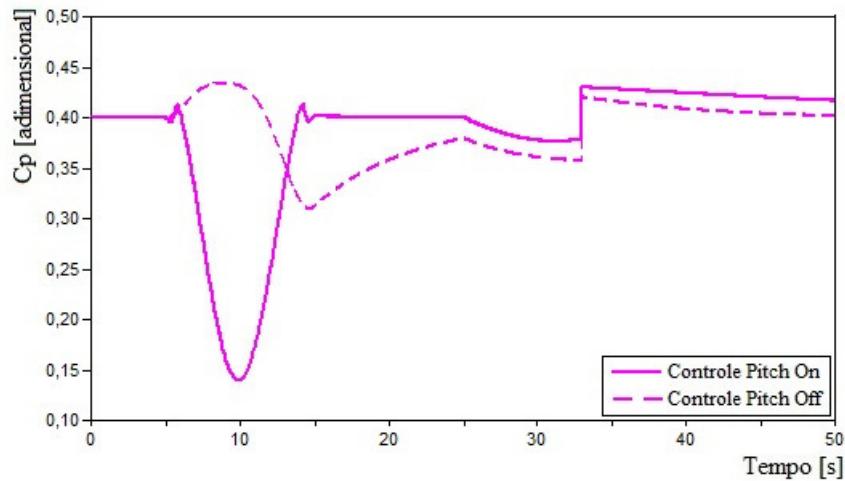


Figura 4.13: Coeficiente de potência – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.14 apresenta a potência mecânica extraída da turbina eólica, cujo valor inicial situa-se em praticamente 1,8 MW. Com o controle *pitch* desligado, como mostra a linha tracejada, a ocorrência da rajada eleva a potência fornecida para próximo de 4,3 MW, cerca de 240% acima do valor de regime permanente, o que poderia causar sérios danos à estrutura mecânica da turbina. Já o advento da rampa reduz a potência mecânica para 1,0 MW, fato este já esperado devido à diminuição da velocidade do vento.

Em contrapartida, a curva sólida retrata que a operação do controle *pitch* permite a manutenção da potência mecânica próxima do limite máximo de 2,0 MW ao longo da rajada. Já a diminuição da velocidade do vento não aciona a rotação das pás, e dessa forma a potência extraída da turbina atinge o valor mínimo de 1,0 MW.

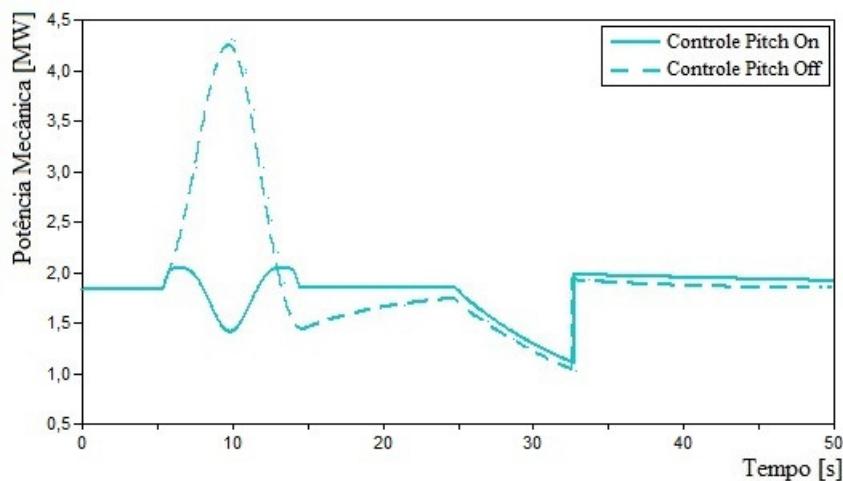


Figura 4.14: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.15 retrata a tensão no elo CC, cujo valor inicial é de 1,31 kV. O traço pontilhado indica que a ausência do controle *pitch* permite uma elevação da tensão contínua em 24% decorrente da rajada de vento, atingindo o pico de aproximadamente 1,62 kV. Já a curva sólida indica que a rotação das pás da turbina permite a manutenção da tensão CC próxima de seu valor inicial. Menciona-se também que a rampa negativa reduz a tensão contínua para cerca de 1,18 kV, seguindo assim o mesmo comportamento apresentado pelo vento.

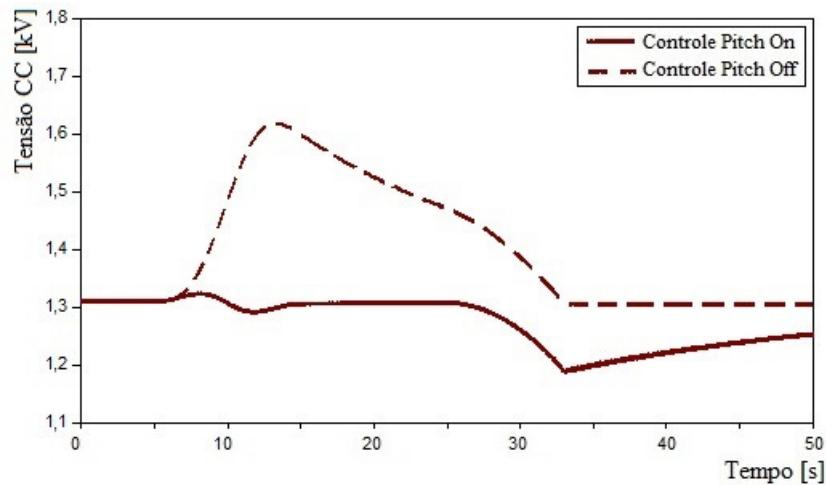


Figura 4.15: Tensão no elo CC – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.16 mostra que a potência ativa absorvida pela carga se manteve constante em aproximadamente 1,6 MW durante todo o período de simulação uma vez que não há alteração na demanda isolada. Pode-se constatar ainda apenas a presença de alguns ruídos e pequenas oscilações provocadas pelo sistema de controle do inversor de frequência.

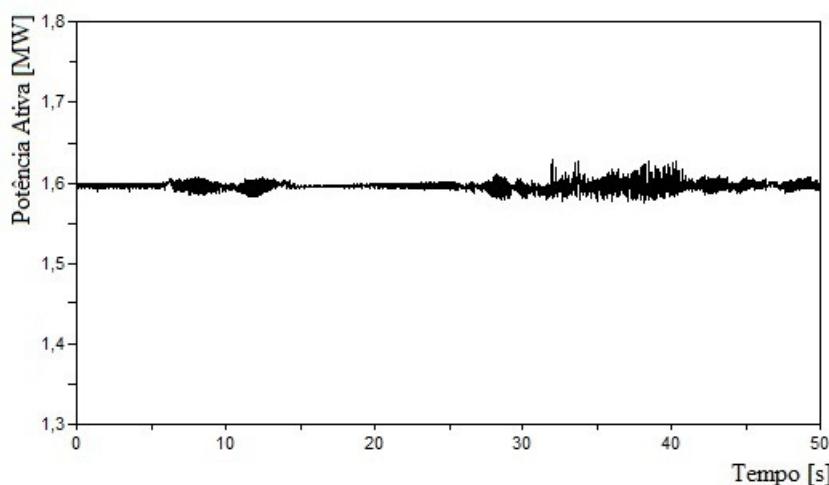


Figura 4.16: Potência ativa fornecida à carga – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

A linha sólida da Figura 4.17 retrata a manutenção da tensão na carga em seu valor nominal de 13,8 kV durante todo o período em análise mesmo sob as variações de vento ocorridas. Destaca-se que este fato apenas foi possível mediante a aplicação do sistema de controle do inversor de frequência apresentada neste trabalho. Caso essa estratégia fosse inativada, a tensão na carga atingiria cerca de 16,5 kV e 13,5 kV, durante a rajada e a rampa de vento, respectivamente.

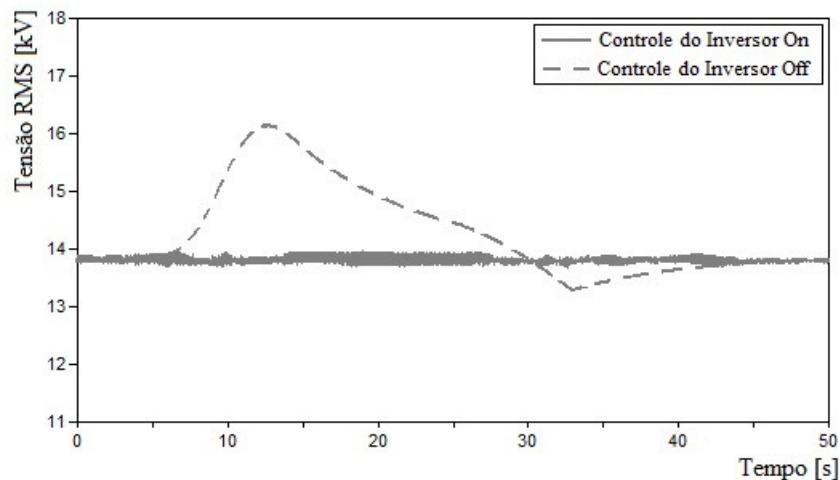


Figura 4.17: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.3 Caso 3: Sistema Eólico Alimentando 80% de Carga Nominal Isolada Sob Variações de Carga e Vento sem Turbulência

Este caso pretende avaliar o comportamento do modelo de conversão de energia eólica desenvolvido alimentando uma carga isolada variável com potência não-nominal e fator de potência unitário. Destaca-se, no entanto, que nesta simulação a velocidade do vento é composta apenas pela parcela base e pelo ruído, não apresentando, portanto, variações significativas, como já ilustrado na Figura 4.1.

Na Figura 4.18 observa-se que, inicialmente, a carga isolada absorve 1,58 MW, como nos casos simulados anteriormente. No instante $t = 5,0$ s é efetuada a rejeição de 20% deste valor, restando assim 1,27 MW a serem supridos pelo WECS. Posteriormente, no instante $t = 25,0$ s, é conectada uma carga adicional que eleva em 30% o valor da potência ativa remanescente, resultando numa demanda final de 1,65 MW. Destaca-se ainda a presença de efeitos transitórios durante os chaveamentos da carga, com valores mínimo e máximo de 0,9 MW e 2,5 MW, respectivamente.

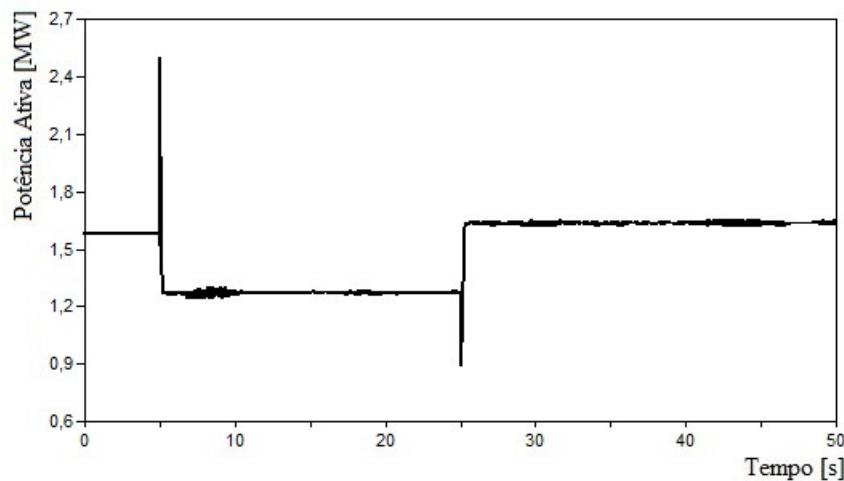


Figura 4.18: Potência ativa fornecida à carga – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que a velocidade mecânica inicial da turbina eólica situa-se em 3,4 rad/s durante o período de regime permanente, como retrata a Figura 4.19. Devido à rejeição de carga efetuada, a turbina alcança a velocidade máxima próxima a 3,8 rad/s no instante $t = 25,0$ s. Em seguida, em consequência ao acréscimo de demanda, a turbina retorna à rotação inicial, tendendo a estabilizar-se pouco abaixo de 3,4 rad/s. Há de se destacar ainda que neste caso não há operação do controle *pitch* visto que não foram produzidas elevações significativas na velocidade do vento.

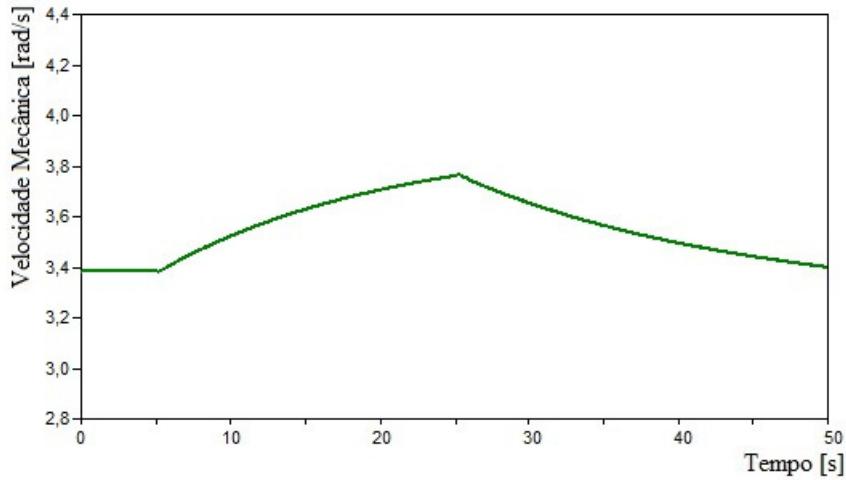


Figura 4.19: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.20 indica que a frequência da tensão gerada pelo PMSG segue comportamento similar ao da velocidade mecânica da turbina. Assim como nos casos simulados, inicialmente ela situa-se em 17,3 Hz, atingindo o valor máximo de 19,2 Hz em consequência do corte de carga. Porém, o acréscimo de demanda retorna a frequência ao seu valor inicial, apresentando tendência de se estabilizar pouco abaixo de 17,3 Hz.

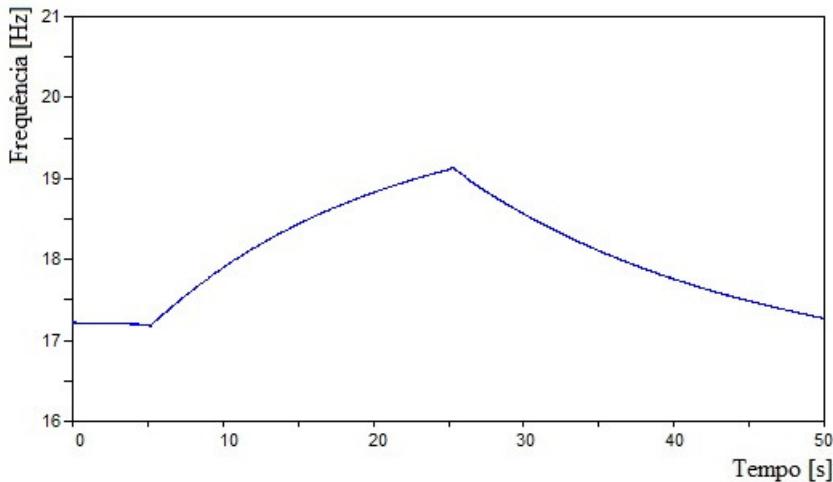


Figura 4.20: Frequência da tensão gerada pelo PMSG – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

Anteriormente à ocorrência das perturbações, o coeficiente de potência C_p , retratado na Figura 4.21, apresenta o valor de regime permanente, ou seja, 0,40. Com a rejeição de 20% da carga, este parâmetro atinge o valor mínimo de 0,35 em consequência à elevação da velocidade mecânica da turbina, se distanciando ainda mais de sua condição nominal de operação. Em resposta ao acréscimo de 30% da demanda restante, o coeficiente de potência retorna ao valor inicial, tendendo a estabilizar-se acima deste valor devido à redução da velocidade rotacional.

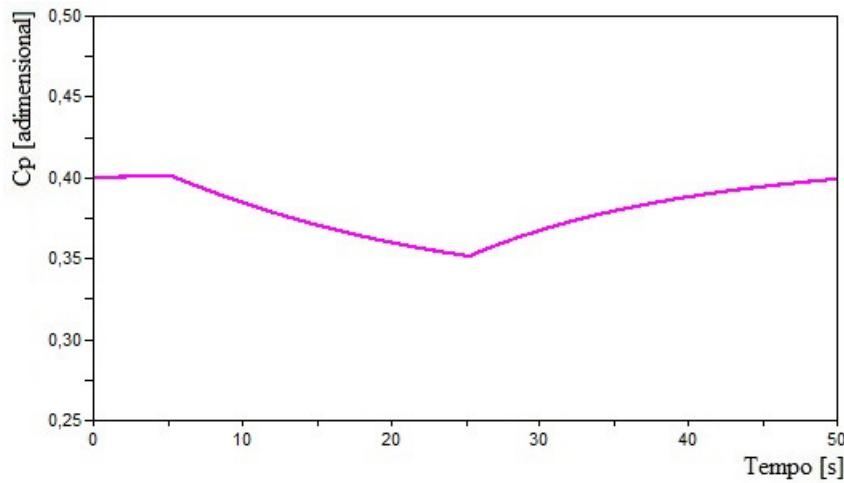


Figura 4.21: Coeficiente de potência – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.22 apresenta a potência mecânica extraída da turbina, onde, anteriormente à ocorrência da rajada, tem-se o valor de 1,8 MW. Este parâmetro segue o comportamento de C_p ilustrado na figura anterior, chegando ao valor mínimo de 1,6 MW devido à rejeição da parcela de carga e, consequentemente, diminuição do coeficiente de potência. Após a adição da nova componente de carga, a potência mecânica tende a se manter pouco acima do valor inicial.

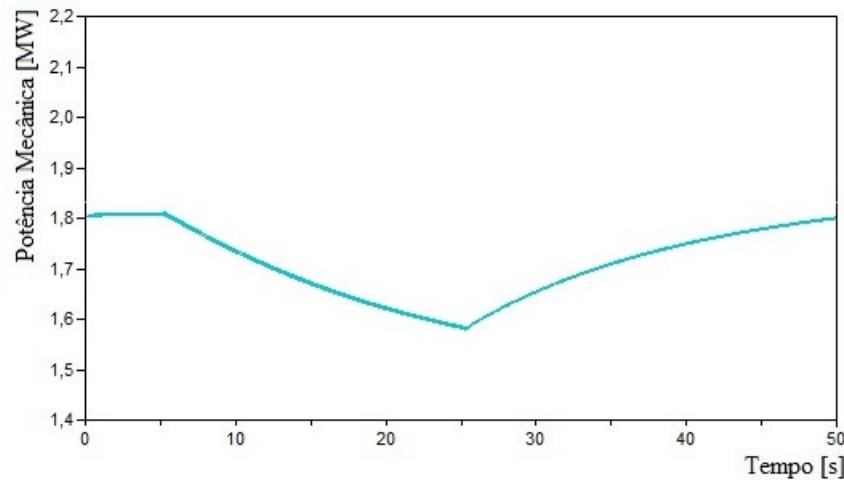


Figura 4.22: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.23 ilustra que durante o período de regime permanente a tensão do elo de corrente contínua se encontra bastante próxima de 1,3 kV. A rejeição de carga efetuada provocou um aumento deste parâmetro para cerca de 1,45 kV, retornando, em seguida, ao valor inicial devido ao acréscimo de demanda efetuado. Novamente, como a parcela de potência ativa adicionada é superior ao montante rejeitado, nota-se uma tendência de a tensão no elo CC estabilizar-se pouco abaixo de 1,3 kV.

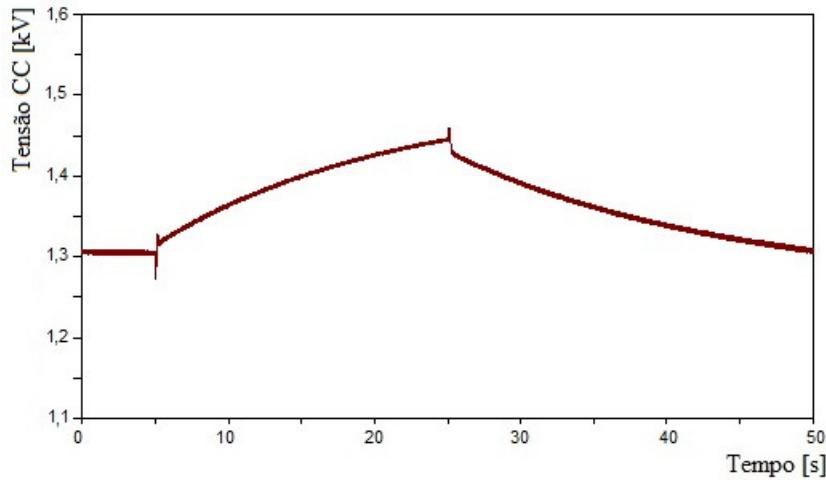


Figura 4.23: Tensão no elo CC – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

A tensão na barra de carga é mostrada na Figura 4.24. Nota-se pela linha sólida que, exceto por efeitos transitórios oriundos dos chaveamentos efetuados, o sistema de controle do inversor de frequência permitiu a manutenção da tensão bastante próxima de seu valor nominal de 13,8 kV. Ressalta-se que o corte de carga provocou um pico transitório de 20,3 kV, enquanto que o acréscimo de demanda ocasionou em uma queda súbita da tensão para aproximadamente 10,3 kV, ambos com duração desprezível. Destaca-se ainda que, com o controle do inversor desativado, a tensão se mantém por volta de 16,2 kV e 13,2 kV, posteriormente ao corte e elevação de carga, respectivamente.

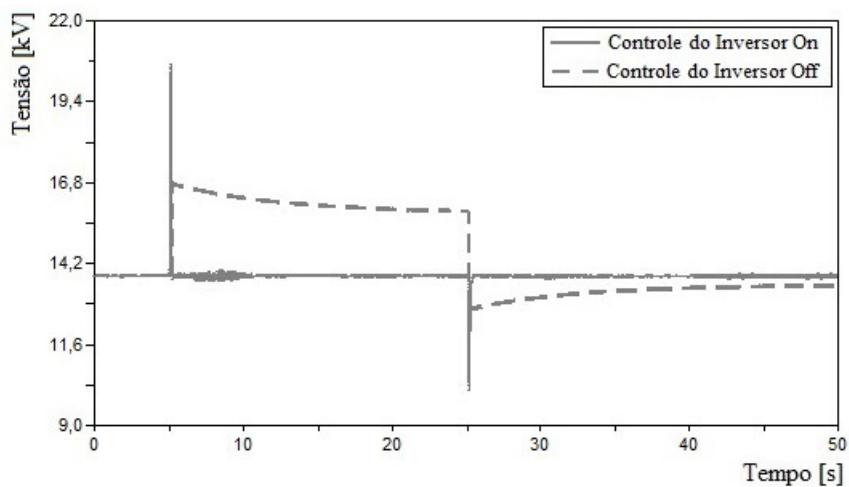


Figura 4.24: Tensão trifásica RMS na barra de carga – Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.4 Caso 4: Sistema Eólico Absorvendo Potência Reativa da Rede Elétrica

Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência

Nesta seção é analisada a operação do sistema eólico conectado ao sistema de potência com tensão nominal de 13,8 kV e nível de curto-círcuito de 26,72 MVA. Para tal, a rede foi considerada como um barramento infinito, ou seja, possui a capacidade de manter constante o módulo da tensão e da frequência. Além disso, nesta etapa o aerogerador encontra-se absorvendo potência reativa, uma vez que o módulo da tensão fornecida é inferior ao da rede elétrica.

As simulações abordaram o WECS alimentando uma carga local de 1,3 MW e fator de potência unitário, e conectado à rede elétrica, conforme descrito na Figura 3.20. Pretende-se, assim, analisar o desempenho dinâmico dos diversos componentes do WECS, bem como os fluxos de potência ativa e reativa entre PAC e a rede elétrica perante a redução da velocidade do vento.

A velocidade do vento segue o comportamento mostrado na Figura 4.25, apresentando, além da componente base igual a 13,52 m/s e o ruído, uma rajada invertida entre $t = 5,0$ s e $t = 15,0$ s, levando a velocidade do vento ao mínimo de 9,52 m/s. Destaca-se ainda que, como já analisado, a diminuição da velocidade do vento não aciona o controle *pitch* da turbina.

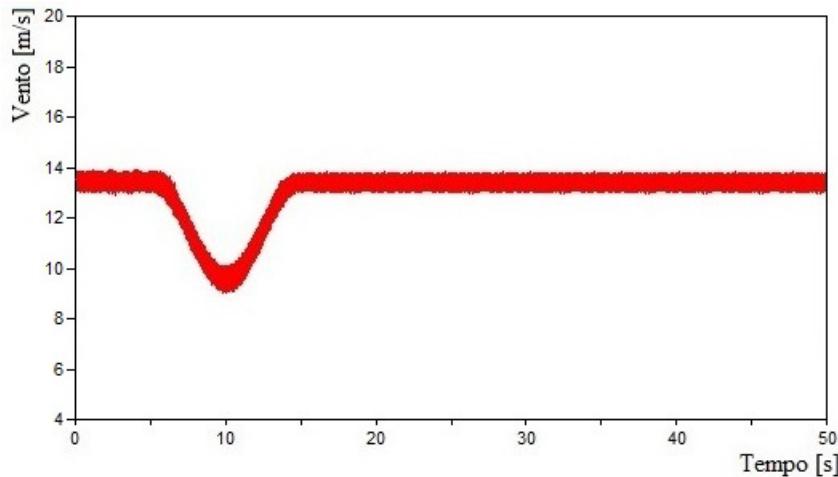


Figura 4.25: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.26 ilustra a redução da velocidade da turbina de 3,4 rad/s, inicialmente, para cerca de 2,8 rad/s, devido à rajada negativa de vento. A frequência da tensão gerada pelo PMSG segue o mesmo comportamento, caindo de 17,3 Hz para 14,2 Hz, como mostra a Figura 4.27. Devido ao efeito da inércia do conjunto turbina-gerador, apenas ao final da simulação, ou seja, próximo de $t = 50,0$ s, estes parâmetros conseguem retornar aos seus valores iniciais.

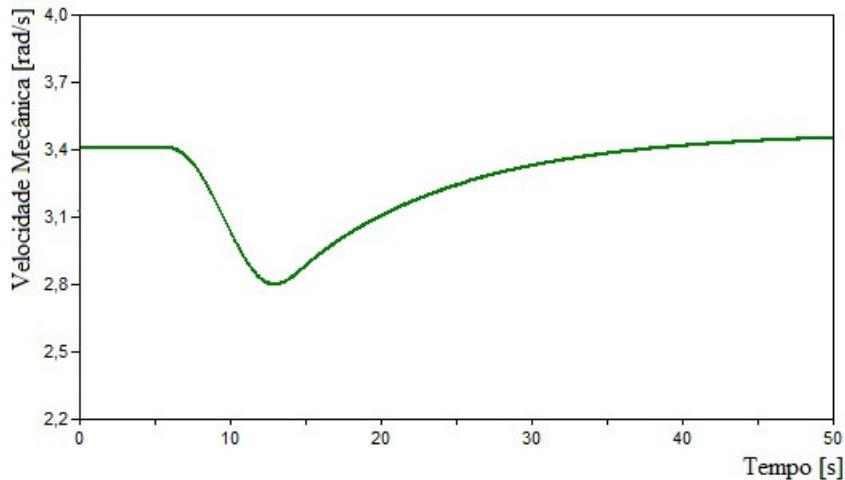


Figura 4.26: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

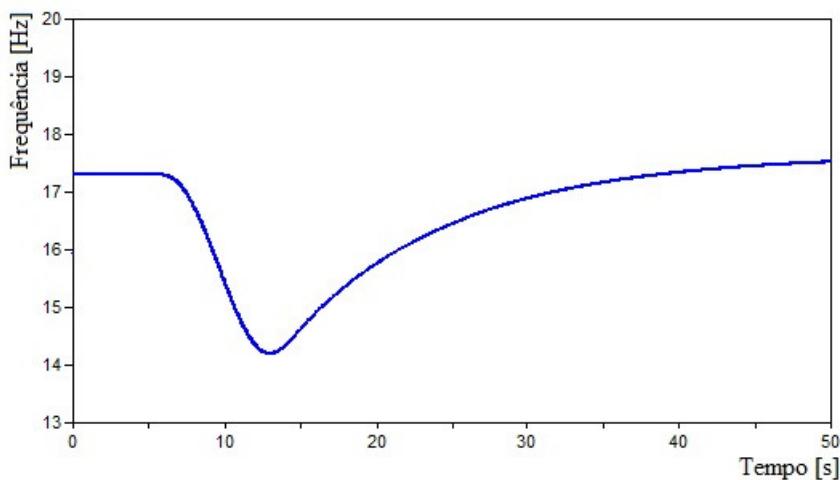


Figura 4.27: Frequência da tensão gerada pelo PMSG – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

O coeficiente de potência é retratado na Figura 4.28, enquanto que a potência mecânica extraída da turbina eólica é ilustrada na Figura 4.29. Nota-se que, anteriormente ao instante $t = 5,0$ s, esses parâmetros apresentam valores iguais a 0,40 e 1,8 MW, respectivamente. Como consequência da redução da velocidade do vento, o coeficiente de potência atinge o valor mínimo próximo de 0,28 em $t = 10,0$ s, ao ponto que, neste mesmo momento, a turbina passa a fornecer uma potência igual a 0,28 MW.

De acordo com a Figura 4.30, a tensão no elo de corrente contínua se apresenta inicialmente com o valor de 1,3 kV. Em consequência à rajada negativa de vento, observa-se uma redução do valor original para cerca de 1,0 kV em $t = 13,0$ s. Em seguida, com o retorno da velocidade da fonte primária ao seu valor inicial, a tensão CC também se aproxima gradativamente de 1,3 kV ao final do período de análise.

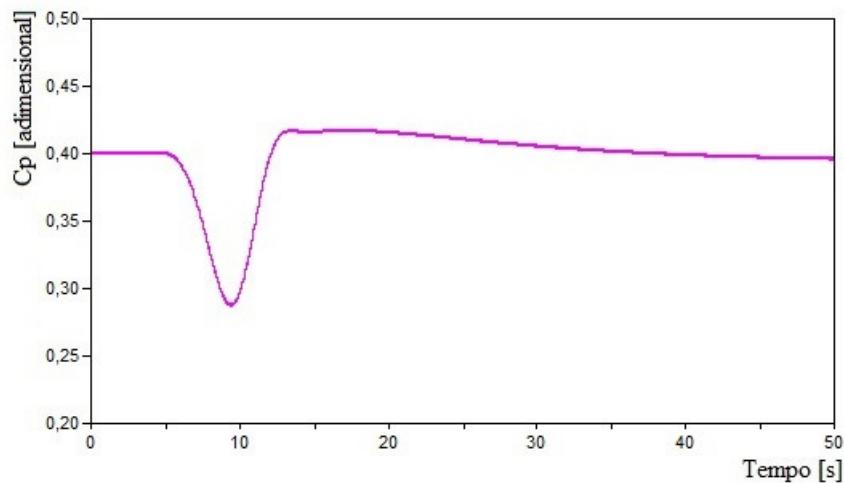


Figura 4.28: Coeficiente de potência – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

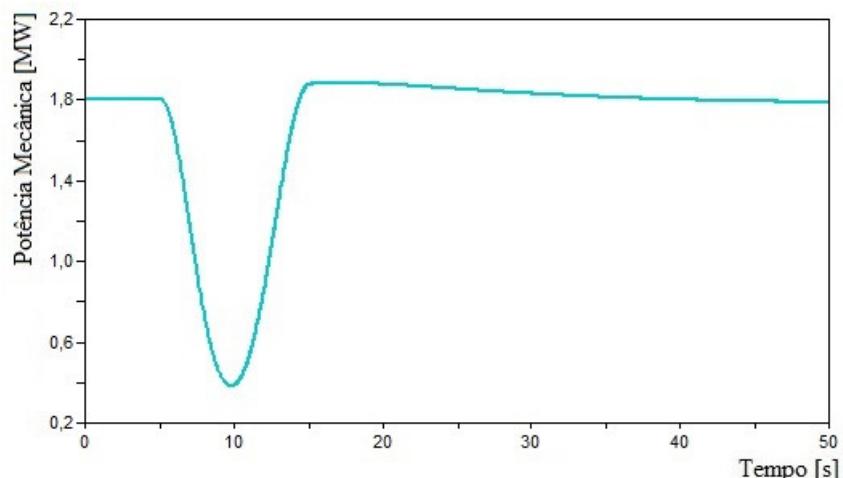


Figura 4.29: Potência mecânica extraída da turbina – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

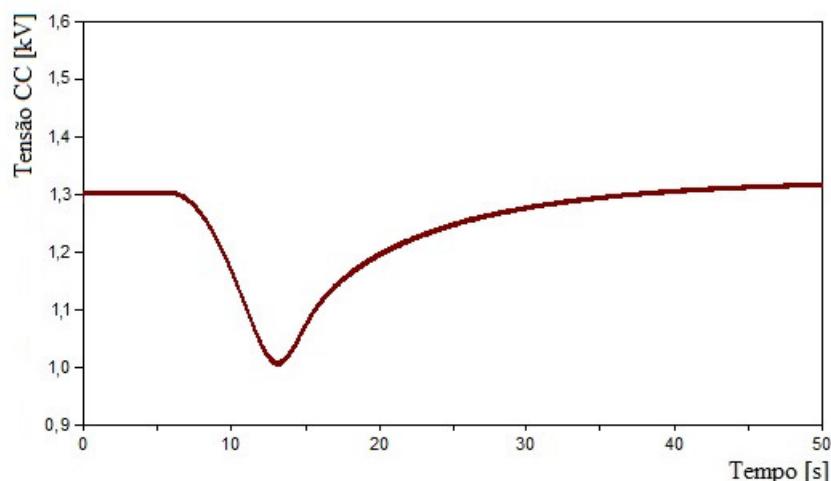


Figura 4.30: Tensão no elo CC – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.31 indica que, previamente à variação do vento, a potência ativa fornecida pelo sistema de conversão de energia eólica situa-se em 1,6 MW. Assim, tendo a carga local uma potência de 1,3 MW, pode-se então realizar, durante este período, a injeção de cerca de 0,3 MW excedente pelo aerogerador na rede da concessionária de energia, como visto na Figura 4.32.

Ainda de acordo com a Figura 4.31, a ocorrência da rajada negativa de vento reduz de forma gradual a potência ativa emitida pelo WECS, chegando ao valor mínimo de 1,2 MW próximo ao instante $t = 14,0$ s e passando a apresentar magnitude inferior à da demanda local. Assim, entre $t = 12,0$ s e $t = 15,0$ s, o sistema de potência deixa de absorver o montante excedente e é então requisitado a complementar o fornecimento à demanda, chegando ao valor máximo de aproximadamente 0,1 MW, como ilustra a Figura 4.32. Após o final do distúrbio, em $t = 15,0$ s, ambos os parâmetros retornam de forma progressiva às condições iniciais de operação do sistema.

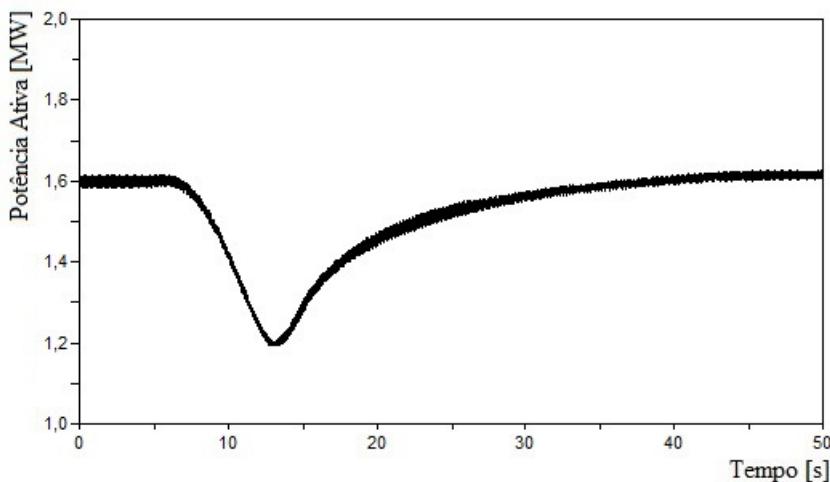


Figura 4.31: Potência ativa do WECS – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

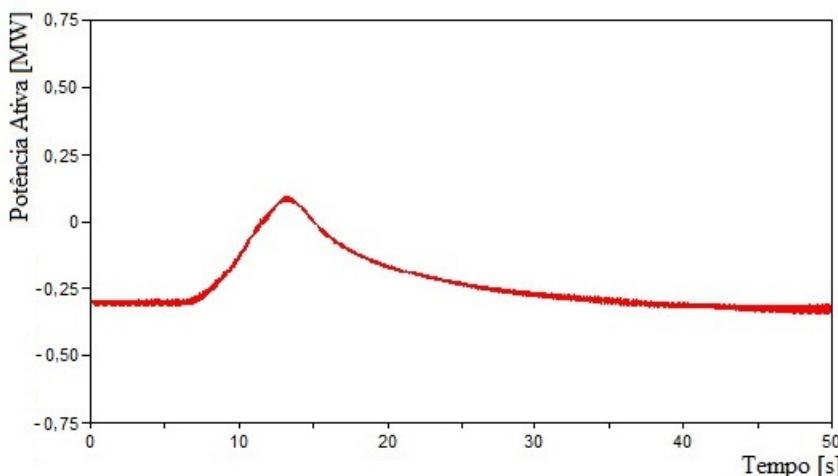


Figura 4.32: Potência ativa da rede elétrica – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

A potência reativa absorvida pelo WECS é indicada na Figura 4.33, situando-se em praticamente 0,19 MVAr durante a simulação. Apesar de a carga local apresentar fator de potência unitário, não consumindo, portanto, parcela de potência reativa, a tensão no PAC possui magnitude ligeiramente inferior à da rede elétrica, ocasionando assim no fluxo de potência reativa no sentido do sistema de potência para o aerogerador. Conforme revela a Figura 4.34, a concessionária provém 0,32 MVAr, havendo, dessa forma, uma perda reativa no valor de 0,13 MVAr na linha.

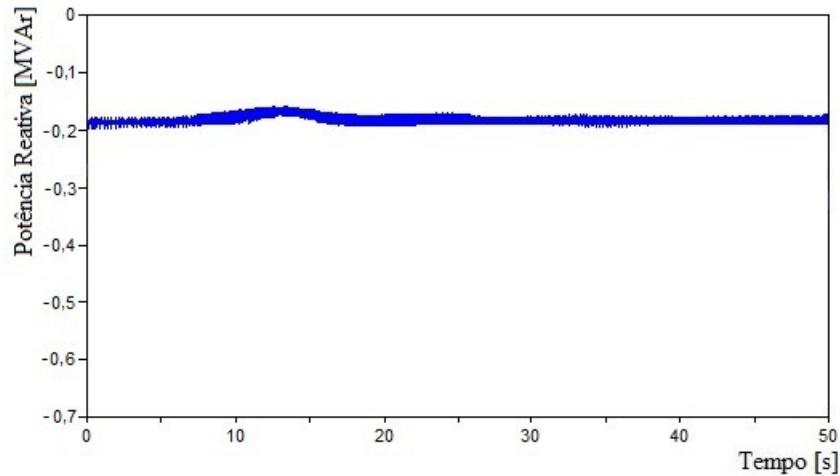


Figura 4.33: Potência reativa do WECS – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

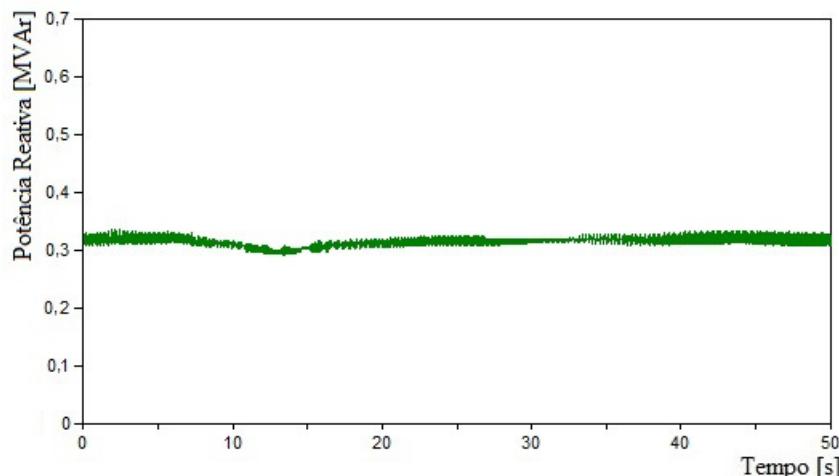


Figura 4.34: Potência reativa da rede elétrica – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.35 expressa que a tensão RMS no ponto de acoplamento comum se mantém praticamente em 13,8 kV durante todo o período de simulação. Isso se justifica pelo fato de que a representação do sistema de potência por meio de um barramento infinito contribui de forma significativa para a manutenção de valores constantes para a tensão e a frequência do PAC mesmo sob a diminuição na intensidade do vento.

Além disso, a Figura 4.36 mostra que, inicialmente, o ângulo da tensão no PAC situa-se próximo a 0,92 graus de modo a permitir a injeção do montante igual a 1,6 MW na linha de distribuição. Em consequência à rajada negativa de vento e, consequentemente, diminuição da potência ativa gerada, a lógica de controle do inversor atua reduzindo gradativamente o ângulo δ até o valor mínimo de 0,68 graus, possibilitando assim o fornecimento de 1,2 MW à rede.

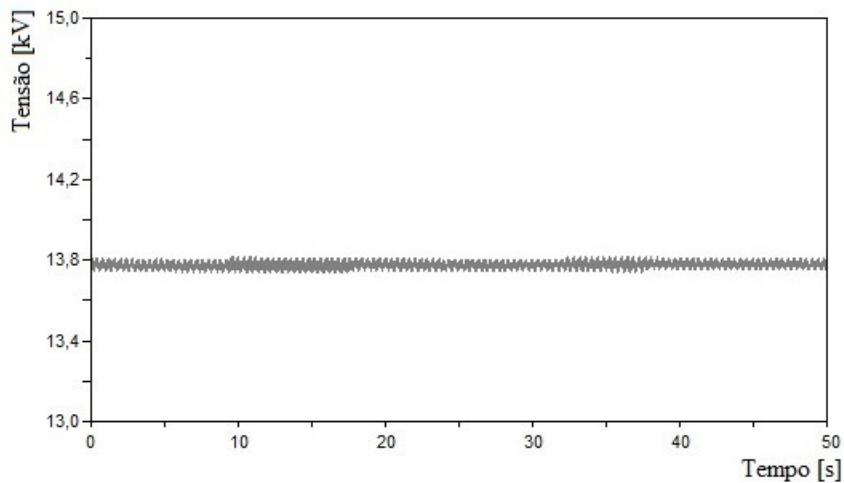


Figura 4.35: Tensão trifásica RMS na barra do PAC – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

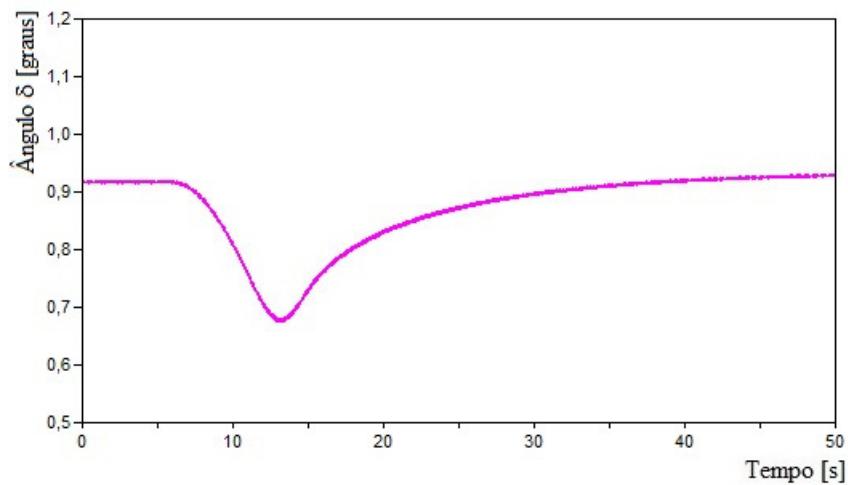


Figura 4.36: Ângulo δ na barra do PAC – Caso 4

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.3.5 Caso 5: Sistema Eólico Fornecendo Potência Reativa à Rede Elétrica

Sob Condições Normais de Operação e Vento com Turbulência

Assim como na seção anterior, nesta etapa é analisada a operação do sistema eólico conectado à rede elétrica, sendo esta considerada como um barramento infinito com tensão nominal de 13,8 kV e nível de curto-círcuito de 26,71 MVA, com capacidade de manter constante o módulo da tensão e da frequência. No entanto, neste estudo o aerogerador encontra-se fornecendo potência reativa, uma vez que o módulo da tensão fornecida é superior ao do sistema de potência.

Além disso, as simulações efetuadas abordaram o WECS alimentando uma carga local com potência superior ao seu padrão nominal, com valor de 1,7 MW e fator de potência unitário. Além disso, o aerogerador é conectado à rede elétrica através de uma linha de distribuição, conforme já indicado na Figura 3.20. Pretende-se assim, novamente, investigar o desempenho dinâmico dos vários componentes do sistema de conversão eólica, bem como os fluxos de potência ativa e reativa entre o ponto de acoplamento comum (PAC) e o sistema de potência perante a elevação da velocidade do vento.

A Figura 4.37 ilustra a velocidade do vento incidente nas pás da turbina eólica. Este parâmetro apresenta, além da componente base igual a 13,52 m/s e o ruído, uma rampa positiva entre os instantes $t = 5,0$ s e $t = 13,0$ s, levando a velocidade do vento ao valor máximo de 15,52 m/s.

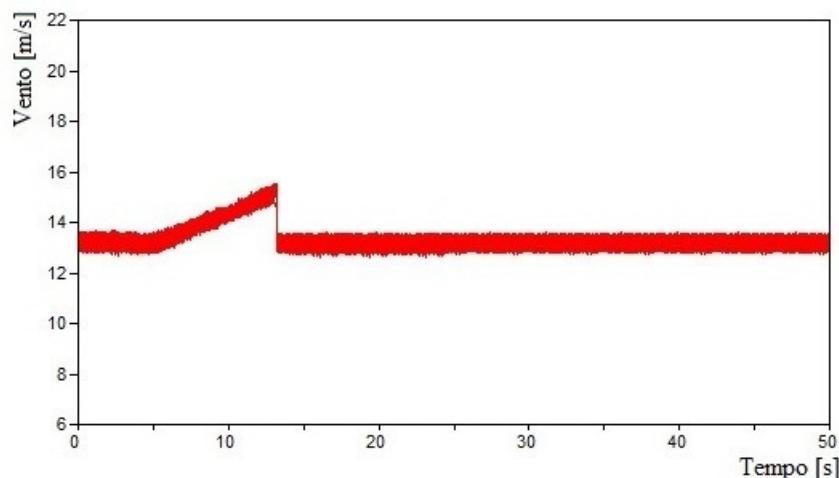


Figura 4.37: Velocidade do vento incidente nas pás da turbina – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A atuação do controle *pitch* da turbina eólica é representado na Figura 4.38. Pode-se notar que o evento da rampa de vento entre os instantes $t = 5,0$ s e $t = 13,0$ s acarreta na rotação em um ângulo máximo de 9,0 graus das pás, reduzindo assim a elevação da velocidade mecânica da turbina durante o período em que o vento se encontra acima de seu valor nominal de 13,52 m/s.

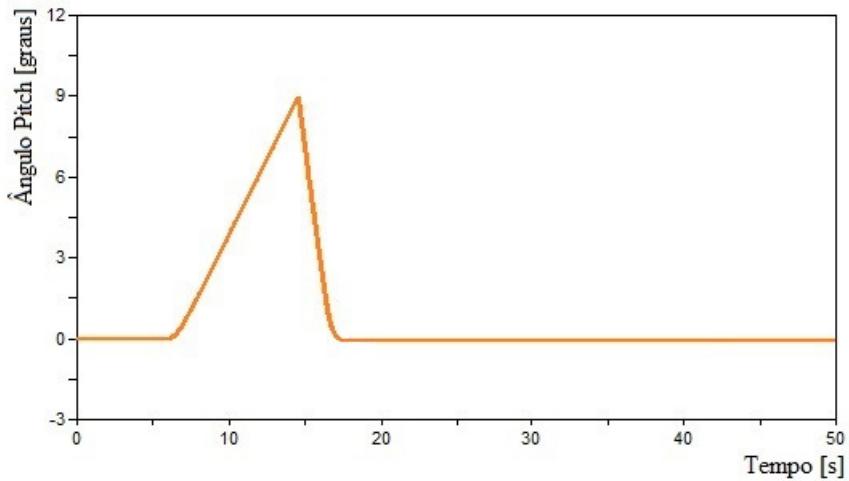


Figura 4.38: Controle *pitch* da turbina – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A velocidade de rotação da turbina eólica é mostrada na Figura 4.39, enquanto que a frequência da tensão produzida pelo PMSG é ilustrada na Figura 4.40. Pode-se perceber, inicialmente, a velocidade mecânica e a frequência localizam-se em 3,4 rad/s e 17,3 Hz, respectivamente, atingindo então seus valores máximos de aproximadamente 3,73 rad/s e 19,0 Hz no instante $t = 13,0$ s devido à variação do vento. Ao final da simulação, em $t = 50,0$ s, ambos os parâmetros retornam às suas condições iniciais.

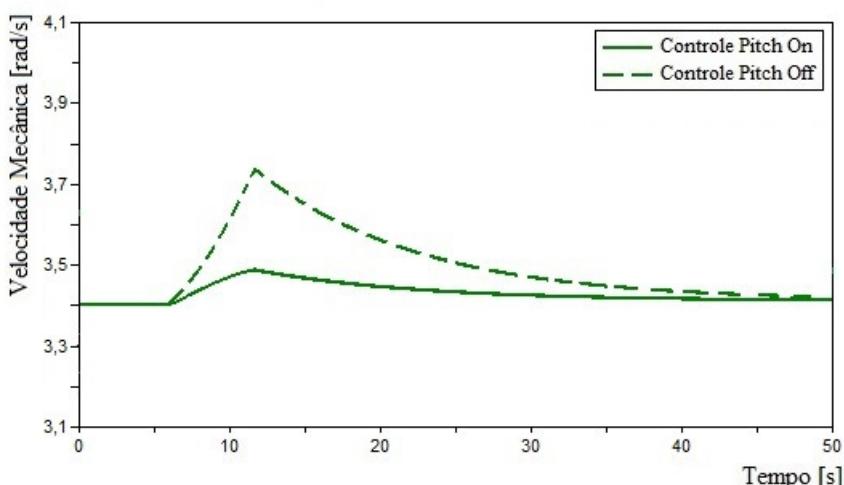


Figura 4.39: Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

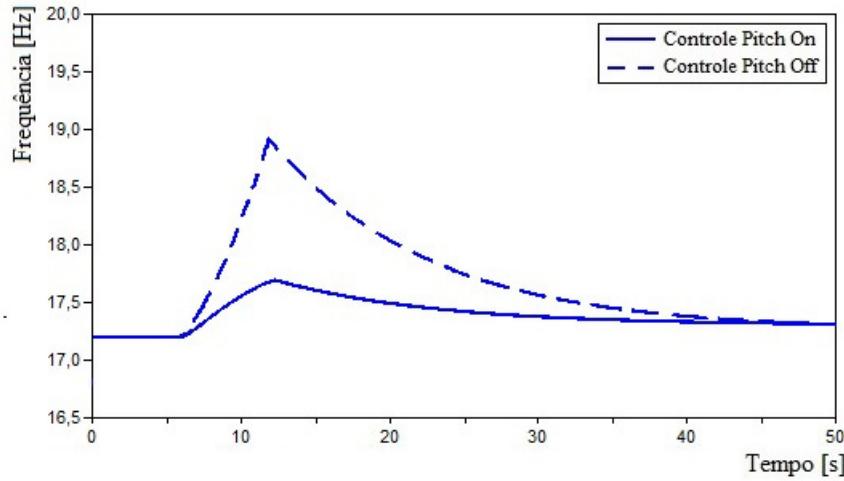


Figura 4.40: Frequência da tensão gerada pelo PMSG – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.41 ilustra que durante o regime permanente o coeficiente de potência se mantém em 0,40. De acordo com a linha sólida, com a elevação da velocidade do vento e, consequentemente, atuação do sistema de controle *pitch*, C_p distancia-se ainda mais de seu valor ótimo, chegando ao mínimo de 0,28. Com o controle desativado, como mostra a linha pontilhada, o parâmetro C_p apresenta uma menor oscilação, situando-se na faixa entre 0,34 e 0,41. Em ambos os casos o coeficiente de potência estabiliza-se próximo a 0,40 ao final do período de simulação.

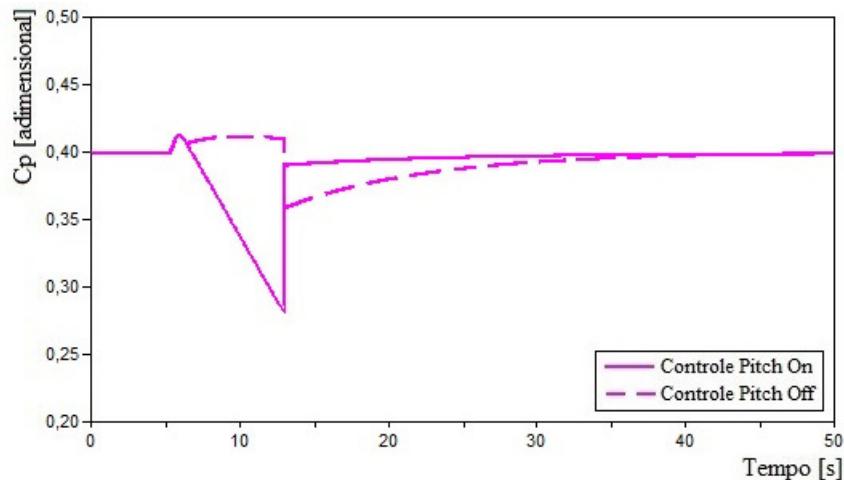


Figura 4.41: Coeficiente de potência – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.42 indica que, anteriormente à rampa positiva de vento, a potência mecânica extraída da turbina apresenta valor igual 1,8 MW. A curva pontilhada mostra que se o controle *pitch* estiver desativado, o distúrbio ocasiona na elevação da potência mecânica para 2,9 MW, enquanto que a linha sólida retrata a manutenção deste parâmetro próximo ao seu valor máximo de 2,0 MW em virtude do giro das pás da turbina, retornando posteriormente ao seu valor original.

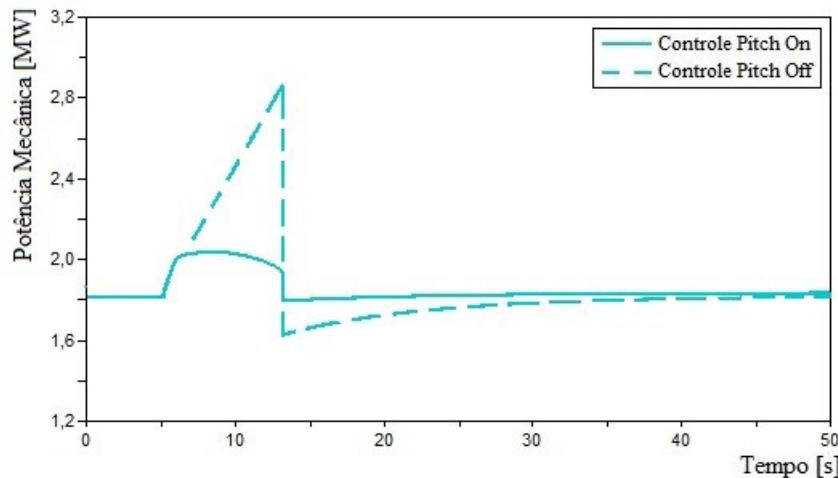


Figura 4.42: Potência extraída do vento – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

De acordo com a linha pontilhada da Figura 4.43, a tensão no elo de corrente contínua, que inicialmente se localiza bastante próxima a 1,3 kV, atinge o pico de 1,42 kV devido à elevação da velocidade do vento e na condição de ausência do controle de rotação das pás. Por outro lado, com o controle *pitch* ativado, este parâmetro é limitado a 1,33 kV durante o mesmo distúrbio, o que garante uma operação do elo CC mais próxima de seu valor nominal.

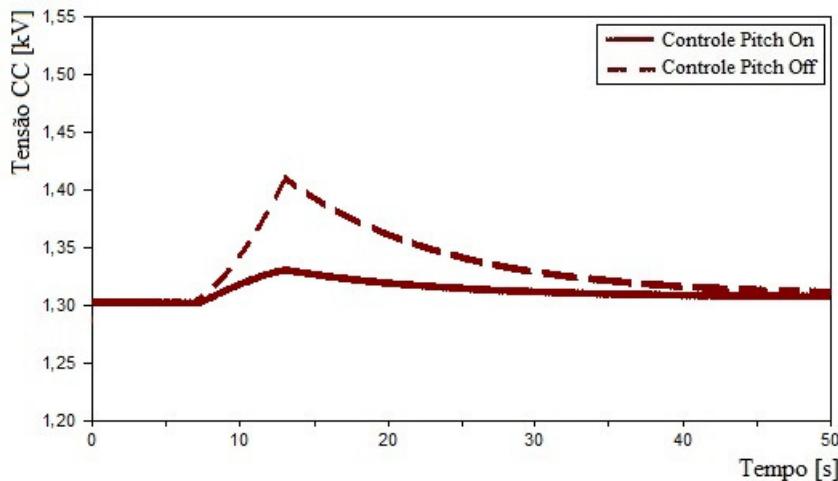


Figura 4.43: Tensão no elo CC – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.44 indica que, assim como no caso anterior, previamente à variação do vento, a potência ativa fornecida pelo WECS situa-se em 1,6 MW. No entanto, nesta simulação considerou-se a potência da carga local como 1,7 MW. Há, portanto, a necessidade de um complemento do montante total da demanda por parte da concessionária, cujo fornecimento se localiza em praticamente 0,1 MW durante o mesmo período, como retratado na Figura 4.45.

Segundo a linha tracejada da Figura 4.44, a ausência do controle *pitch* da turbina acarreta na elevação da potência ativa fornecida pelo WECS para cerca de 1,8 MW no instante $t = 13,0$ s, valor este superior à da carga local. Já a curva pontilhada da Figura 4.45 expressa que, neste instante, a rede elétrica passa então a absorver a potência ativa excedente, com valor de 0,1 MW.

Com relação às linhas sólidas das figuras citadas, nas quais a operação do controle *pitch* encontra-se ativada, nota-se que a potência ativa fornecida pelo aerogerador é então limitada a cerca de 1,65 MW. Consequentemente, a concessionária de potência passa então a absorver um montante próximo a 0,07 MW. Dessa forma, a estratégia de rotação das pás assegura uma geração de potência ativa mais próxima de seu padrão nominal mesmo sob a condição de elevação da velocidade do vento.

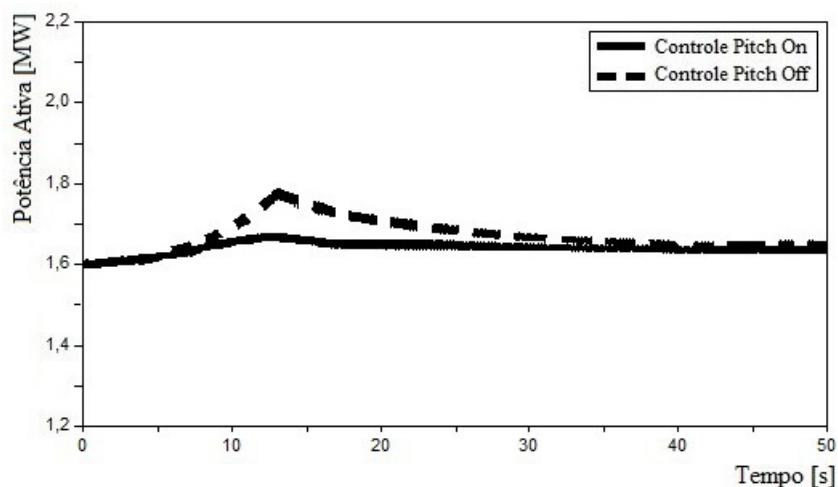


Figura 4.44: Potência ativa do WECS – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

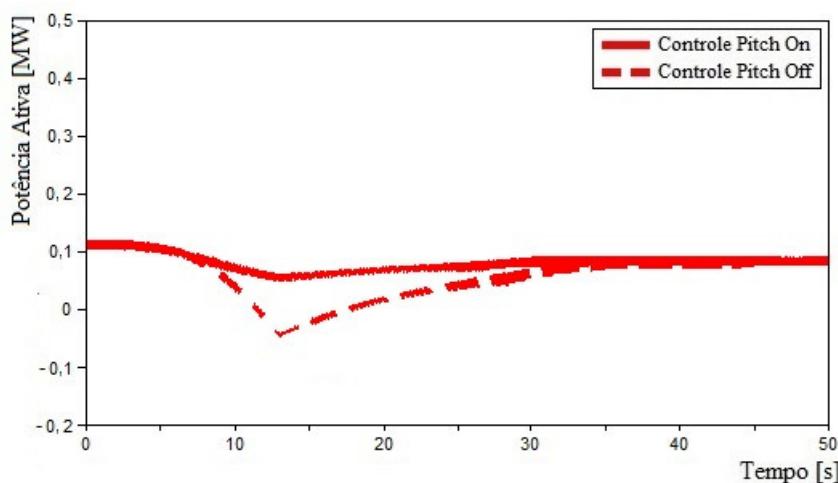


Figura 4.45: Potência ativa da rede elétrica – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A potência reativa fornecida pelo WECS é ilustrada na Figura 4.46. De acordo com a linha sólida, este parâmetro se mantém em praticamente 0,29 MVAr durante todo o período analisado devido à operação do controle *pitch* da turbina e à manutenção do valor constante da tensão do PAC pelo barramento infinito representado pela concessionária de energia. Em pontilhado, nota-se também que a potência reativa do aerogerador sofre uma elevação para 0,35 MVAr durante a variação do vento na condição de desligamento do sistema de rotação das pás.

Já a linha sólida da Figura 4.47 mostra que a rede elétrica absorve 0,19 MVAr ao longo de todo o intervalo em análise para a situação de ativação do controle *pitch*, o que demonstra que, neste caso, o módulo da tensão do sistema de potência é inferior à fornecida pelo WECS. A linha tracejada exibe ainda que, no caso de não haver a rotação das pás, a potência reativa captada pela concessionária apresenta uma elevação para 0,25 MVAr durante a ocorrência da rampa.

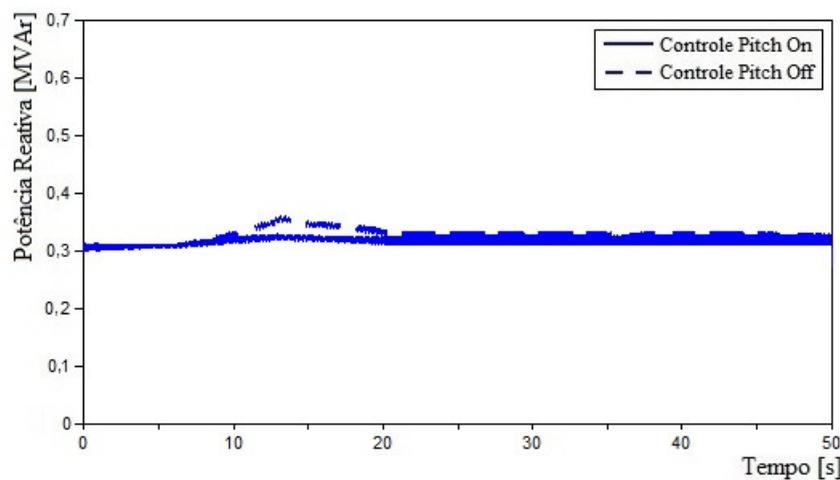


Figura 4.46: Potência reativa do WECS – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

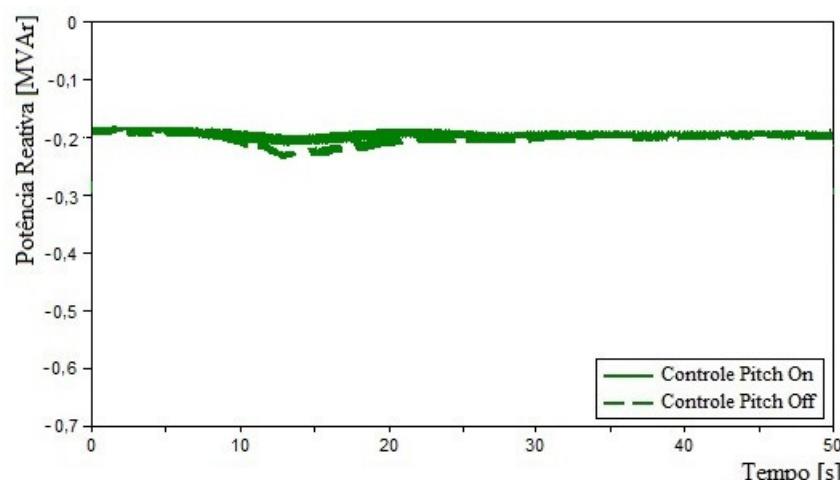


Figura 4.47: Potência reativa da rede elétrica – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

A manutenção da tensão no PAC em 13,8 kV durante todo o período de simulação é exibida na Figura 4.48. Novamente esse fato é justificado pela representação da rede elétrica através de um barramento infinito, o que contribui de forma significativa para a preservação de valores constantes para a tensão e a frequência do PAC mesmo sob a elevação da velocidade do vento.

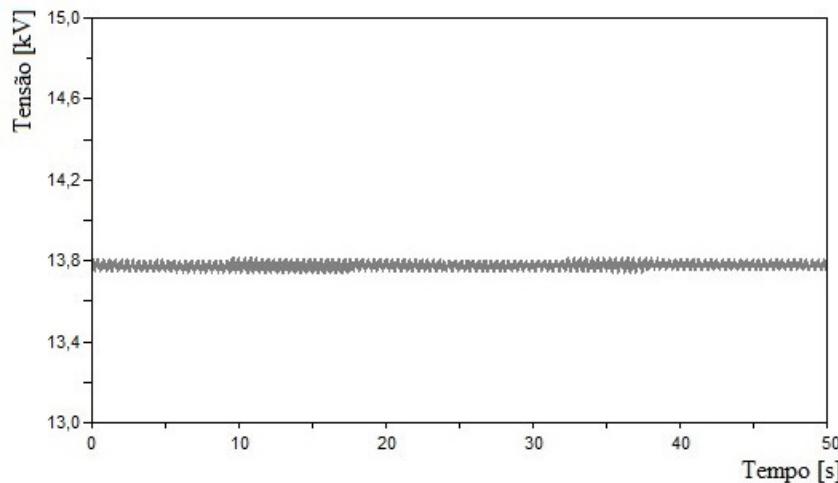


Figura 4.48: Tensão trifásica RMS na barra do PAC – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

O ângulo da tensão no PAC é apresentado na Figura 4.49, situando-se inicialmente próximo a 0,92 graus de modo a possibilitar o fornecimento 1,60 MW por parte do WECS. De acordo com a linha sólida, a operação do controle *pitch* permite apenas um pequeno aumento do ângulo δ para 0,95 graus em consonância à elevação da potência ativa fornecida pelo aerogerador de 1,60 MW para 1,65 MW. Já a curva tracejada indica que, sem a lógica *pitch*, o inversor atuaria de modo a incrementar o ângulo da tensão gerada até 1,05 graus objetivando a emissão de 1,81 MW à rede.

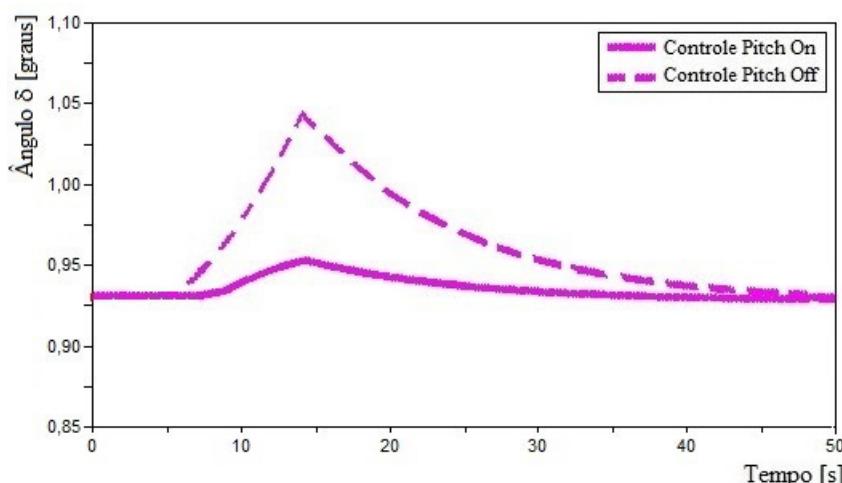


Figura 4.49: Ângulo δ na barra do PAC – Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.4 Considerações Finais

Inicialmente, este capítulo apresentou as características elétricas/mecânicas do sistema investigado, reunindo os dados da turbina eólica, do gerador síncrono de imã permanente, do transformador elevador e da linha de distribuição. Estes dados, inseridos nos modelos construídos na plataforma ATP, possibilitaram efetuar as simulações computacionais discutidas.

O primeiro caso simulado fez referência a operação do sistema eólico alimentando carga nominal isolada sob condições normais de operação e vento sem turbulência, desejando, assim, apresentar o seu funcionamento sob condição ótima de vento e de carga. Já a segunda circunstância analisada remeteu-se à operação do WECS alimentando carga isolada com potência não-nominal e ainda sob a ocorrência de perturbações no vento. Nesta etapa, objetivou-se elucidar o comportamento dinâmico do aerogerador perante variações na velocidade da fonte primária e sob carregamento inferior ao ótimo.

O terceiro caso analisado baseou-se na análise do desempenho do aerogerador suprindo carga isolada não-nominal variável sem a ocorrência, no entanto, de oscilações significativas no vento. Nesta condição foi efetuada a rejeição de 20% da carga total e, em seguida, um acréscimo de 30% do valor da demanda restante.

O quarto e quinto casos remeteram-se ao funcionamento do WECS conectados à rede elétrica. No primeiro, foi analisada a condição do aerogerador absorvendo potência reativa do sistema de potência para um carga local de 1,3 MVA. Já o segundo baseou-se na situação de fornecimento de reativo à rede por parte do sistema eólico para uma demanda local de 1,7 MVA. Em ambos as situações procurou-se demonstrar a possibilidade do WECS operar segundo a bidirecionalidade de potência reativa na rede, bem como a possibilidade de um aumento ou diminuição da potência ativa injetada na rede de acordo com a variação do vento.

Enfim, os resultados apresentados permitiram constatar a adequada performance do complexo eólico implementado, bem como das estratégias de controle adotadas. Dessa forma, pôde-se constatar a eficácia da ferramenta computacional empregada que faz uso de técnicas no domínio do tempo, tanto para condições normais de operação como para variações na velocidade do vento.

CAPÍTULO 5

Conclusões e Sugestões

5.1 Conclusões do Trabalho

A utilização dos ventos como base para o processo de geração de energia elétrica tem apontado para um cenário bastante promissor para as próximas décadas. As características de construção e operação particulares a esta tecnologia demandam a realização de estudos criteriosos objetivando analisar seu comportamento sob diversas situações de funcionamento. Neste sentido, o desenvolvimento de ferramentas computacionais adequadas que viabilizem tais investigações se mostra vital para o planejamento da inserção de aerogeradores distribuídos na rede elétrica de diversos países.

Assim, é nesta perspectiva que o presente trabalho encontra seu principal fundamento. A utilização do *software* ATP, cuja notoriedade tem mostrado bastante crescimento nos últimos anos tanto no setor elétrico nacional quanto internacional, e sua interface MODELS, possibilitam oferecer aos usuários um amplo leque de possibilidades para o desenvolvimento de modelos técnicos específicos para o campo da geração distribuída. Além disso, por apresentar um desempenho computacional satisfatório e recursos gráficos bastante amigáveis, bem como outras vantagens já citadas neste trabalho, esta ferramenta se mostra uma alternativa interessante no que tange à aplicação de programas livres em estudos dinâmicos de sistemas de potência.

Diante disso, foi então realizada a modelagem de um sistema de conversão de energia eólica (WECS) completo na plataforma ATP/MODELS. Para tal, foram utilizados técnicas e equacionamentos no domínio do tempo que levaram à elaboração de ícones representativos referentes a cada um dos componentes de um real aerogerador, compreendendo desde o modelo do vento até a conexão junto à carga isolada/rede de potência.

Neste aspecto, os resultados obtidos demonstraram a eficiência do *software* escolhido para se atingir os objetivos pretendidos nesta pesquisa. Com relação à etapa de modelagem, a *interface* MODELS possibilitou um procedimento de programação via “linhas de código” de todos os blocos ainda inexistentes na biblioteca própria do ATP. Já no que tange às simulações efetuadas, o programa viabilizou a aplicação de distintas perturbações nas condições de operação do aerogerador, sejam variações na intensidade do vento, sejam modificações de carga.

Há ainda de se destacar outro caráter inovador deste trabalho, pois este aborda o modelo de máquina síncrona com rotor excitado por imã permanente (PMSG), tecnologia esta amplamente empregada nos modernos aerogeradores e cujo interesse tem crescido de forma destacável pela comunidade acadêmica e científica do meio. Mediante a utilização de equações diferenciais e técnicas no domínio do tempo, foi investigado o comportamento do gerador em questão a partir da potência mecânica oriunda da turbina eólica. Os resultados dos estudos computacionais efetuados retrataram a eficácia do modelo desenvolvido, com níveis de tensão e frequência coerentes com a dinâmica real deste tipo de máquina.

Merece relevância também a aplicação das estratégias de controle do aerogerador desenvolvido nesta pesquisa. Primeiramente, o controle *pitch*, que como discutido, possui grande importância na manutenção do limite máximo de potência mecânica extraída do vento. Além disso, foi ainda aplicada a técnica de controle vetorial à operação do inversor de frequência de forma a garantir níveis de tensão e frequência nominais na carga isolada e possibilitar o ajuste do fluxo de potência ativa/reactiva junto à rede de potência.

Neste ponto, pôde-se notar pelos estudos computacionais efetuados que o modelo de controle desenvolvido se mostrou eficaz, pois, mesmo durante a ocorrência de alterações nas condições operativas do sistema eólico e/ou da rede de potência, a estratégia implementada assegurou a manutenção do valor de tensão da carga bem próximo a 13,8 kV, com frequência constante de 60 Hz. Já na condição de operação do WECS conectado à rede elétrica, pôde-se constatar a capacidade do inversor de frequência em operar sob distintas condições fornecimento/absorção de potência reativa, além do ajuste do ângulo de potência de modo a controlar a potência ativa injetada na rede elétrica a partir das variações do vento.

Assim, através dos estudos realizados, conclui-se que os resultados encontrados mostraram-se bastante animadores, comparativamente ao que se verificaria em sistemas reais de geração distribuída com características topológicas e tecnológicas semelhantes. Assim sendo, a ferramenta desenvolvida neste trabalho se mostrou satisfatória no que tange à realização de investigações adequadas acerca da estabilidade transitória do WECS conectado a um carregamento isolado e/ou à rede elétrica de potência.

Destaca-se ainda a grande dificuldade encontrada neste estudo em se obter dados e medidas relativas a aerogeradores reais (e seus parâmetros de controle) para implementação do modelo computacional e confrontação dos resultados obtidos. No entanto, como já demonstrado, as formulações desenvolvidas para os componentes do WECS foram baseadas em princípios matemáticos e físicos já expressos em referências bibliográficas relevantes a esta área de pesquisa, o que certamente confere um maior grau de segurança a esta pesquisa.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Diante do exposto neste trabalho, identificam-se algumas lacunas a serem preenchidas aplicáveis à topologia aqui apresentada, e que, portanto, podem ser objetos de estudo com relação aos sistemas de conversão eólica, e que se constituem como sugestões para trabalhos futuros, destacando-se:

- Ajuste do sistema controle do inversor de frequência e da modelagem no software ATP de modo a permitir a conexão de cargas isoladas/lokais com fator de potência não-unitário.
- Implementação de estratégias de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para assegurar a operação ótima do aerogerador mesmo sob condições não-nominais de vento e de carga.
- Realização de outros tipos de estudos a respeito do comportamento dinâmico do aerogerador conectado à rede, como ocorrência de curto-círcuito trifásico, bem como conexão do WECS a um sistema de potência mais detalhado.
- Desenvolvimento de estudos acerca da ocorrência de fenômenos transitórios eletromagnéticos no WECS e na rede.
- Validação laboratorial dos resultados obtidos para o WECS.

Referências Bibliográficas

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy Technology Perspectives 2010 - Scenarios & Strategies to 2050*. 2010. Consultado em 05/03/2012, disponível em: <http://www.iea.org/techno/etp/index.asp>.
- [2] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Key World Energy Statistics 2011*. 2011. Consultado em 05/03/2012, disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/>.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Banco de Informações de Geração*, 2014. Consultado em 17/10/2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Matriz de Energia Elétrica*, 2014. Consultado em 17/10/2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>
- [5] MATOZZO, V., CAMARGO, C. C. B., *Energia, Ambiente e Mídia: Qual é a Questão?*, Ed. da UFSC, 183 p., Florianópolis – SC, 2005.
- [6] CHARLTON, A., *A Estratégia do Reino Unido para Energias Renováveis: 15% da Energia Gerada Será Proveniente de Fontes Renováveis até 2020*, Informe CRESESB, Ano XV, N° 14, 2010.
- [7] SANTOS, F. A., SANTOS, F. M., *Geração Distribuída Versus Centralizada*, Revista Millenium, N° 35, 2008.
- [8] HOFF, T. E., WENGER, H. J., FARMER, B. K., *Distributed Generation: An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity*, Energy Policy, vol. 24, no. 2, pp. 137-147, 1996.
- [9] ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SODER, L., *Distributed Generation: a Definition*, Electric Power Systems Research, vol. 57, pp. 195-202, 2001.
- [10] SALMAN, S. K., RIDA, I. M., *Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities Electrical Feeders*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, pp. 246-251, 2011.

- [11] SEVERINO, M. M., *Avaliação Técnico-econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia*, Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2008.
- [12] MEEGAHAPOLA, L., FLYNN, D., *Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at Very High Wind Penetration*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- [13] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, *PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*, 2012.
- [14] BRASIL, *Decreto 5.205 de 30 Março de 2004: Dispõe Sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, e dá outras providências.*, 2004.
- [15] ROMERO, T., *Brasil Está Desperdiçando seu Potencial Eólico*, Agências FAPESP, 2009.
- [16] MOSS, H., LIMA, J., *Aproveitamento de Energia Eólica para Geração de Energia Elétrica*, 2012.
- [17] BEZERRA, P., SIMÕES, V., *Avaliação do Impacto Elétrico da Inserção de Centrais Eólicas no Sistema da CHESF*, 1997.
- [18] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, *Programa ANAREDE – Análise de Redes Elétricas*, 2012.
- [19] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, *Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos*, 2012.
- [20] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, *Analysis and Control of Small-signal Stability of Large Power Systems*, 2012.
- [21] RÜNCOS, F., CARLSON, R., KUO-PENG, P., VOLTOLINI, H., BATISTELA, N. J., *Geração de Energia Eólica- Tecnologias Atuais e Futuras*, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2005.
- [22] KIZILCAY, M., *Alternative Transients Program Feature*, 2012.
- [23] SILVA, E. L., MENEZES, E. M., *Metodologia de Pesquisa e Elaboração da Dissertação*, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, 2005.

- [24] DIAS, M. V. X., BOROTNI, E. da C., HADDAD J., *Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras*, 11 p., 2005.
- [25] RODRÍGUEZ, C. R. C., *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: o Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, 2002.
- [26] RODRIGUES, F. F. C., *Programação de Contratação de Energia Considerando Geração Distribuída como Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Dissertação de Mestrado Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2006.
- [27] DUNN, S., FLAVIN, C., *Sizing up Micropower*, The Worldwatch Institute, Washington – DC, 2000.
- [28] EL-KJATTAN, W., SALAMA, M. M. A., *Distributed Generation Technologies: Definitions and Benefits*, Eletric Power Systems Research, vol. 71, pp. 119-128, 2004.
- [29] ACKERMANN, T, ANDERSSON, G., SODER, L, *What is Distributed Generation?*, Estocolmo, Suécia: 2001.
- [30] LORA, S., HADDAD, E. E, *Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*, Rio de Janeiro – RJ, 2006.
- [31] TRIGOSO, F. M., QUAGLIA, R. B., MORAES, A. M., OLIVEIRA, S. H. F, *Panorama de Geração Distribuída no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Fotovoltaica*, Florianópolis - SC: 2008.
- [32] MALFA, E., *ABB no Sustainable Energy Markets*, Università di Brescia, 2002.
- [33] TURKSON, W., WOHLGEMUTH, N., *Power Sector Reforms and Distributed Generation in Sub-Saharan Africa*, Energy Policy, vol. 29, pp. 134-145, 2001.
- [34] WILLIS, H. L., SCOTT, W. G., *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*, CRC Press, 2000.
- [35] BRASIL, *Decreto 5.163, de 30 de Julho de 2004: Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica, o Processo de Outorga de Concessões e de Autorizações de Energia Elétrica, e Dá Outras Providências*, 2004.
- [36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Procedimentos de Distribuição: Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição*, 2011.

- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Procedimentos de Distribuição: Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*, 2012.
- [38] PASSOS, J. C., *Energias Renováveis: Energia Eólica*, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC 2008.
- [39] PIRES, J. C., OLIVEIRA, B. F., *Desenho de um Gerador Eólico de Baixo Custo Para Uso Residencial*, 2007.
- [40] SHEFHERD, D. G., *Historical Development of the Windmill*, Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering, 1994.
- [41] DUTRA, R. M., *Energia Eólica - Estado da Arte e Princípios Físicos*, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2010.
- [42] BRITO, S. de S., *Energia Eólica: Princípios e Tecnologias*, Centro de Referência Para Energia Solar, 2008.
- [43] MOHAMMED, S. H., NWANKPA, C. O., *Stochastic Analysis and Simulation of Grid-Connected Wind Energy Conversion*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 1, pp. 85-90, 2000.
- [44] INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION, *IEC 61400-21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines*, 2001.
- [45] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, *IEEE Standard 1094: Recommended Practice for the Electrical Design and Operation of Windfarm Generating Stations*, 1991.
- [46] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, *IEEE Standard 1021: Recommended Practice for Utility Interconnection of Small Wind Energy Conversion Systems*, 1988.
- [47] ENERGINET, *Grid Connection of Wind Turbines to Networks With Low Voltages Below 100 kV*, 2004.
- [48] ENERGINET, *Grid Connection of Wind Turbines With Voltages Above 100 kV*, 2004.
- [49] IOV, F., HANSEN, A. D., CUTULULIS, N. D., SOERENSEN, P., *A Survey of Interconnection Requirements for Wind Power*, Rosilde, Dinamarca, 2007.

- [50] F IOV, F., HANSEN, A. D., CUTULULIS, N. D., SOERENSEN, *Mapping of Grid Faults and Grid Codes*, Riso National Laboratory, 2007.
- [51] E.ON NETZ GMBH, *Grid Code - High and Extra High Voltage*, Bayreuth - Alemanha: 2006.
- [52] EIRGRID, *Grid Code V. 2.0*, 2007.
- [53] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION, *Interconnection for Wind Energy*, 2005.
- [54] SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, *California Eletric Rule 21: Generating Facility Interconnections*, 2004.
- [55] CANADIAN WIND ENERGY ASSOCIATION, Canadian Grid Code for Wind Development Review and Recommendations, 2005.
- [56] ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR, *Wind Power Facilities: Technical Requirements*, 2004.
- [57] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, *Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte*, 2003.
- [58] PIRES, F. L. C., NETO, M. R. B., SILVA, F. C. M. da, XAVIER, J. B., SERPA, F. L. L., LEÃO, R. P. S., *Análise das Regulamentações Para Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*, Poços de Caldas - MG: 2008.
- [59] ROSAS, P. A. C., ESTANQUEIRO, A. I., *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas Centro Brasileiro de Energia Eólica*, 2003.
- [60] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO, *Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos Para Suas Instalações*, 2002.
- [61] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, 2007.
- [62] GUIMARÃES, A. C. S. L., NETO, P. N. de C., *A Geração Eólica e os Desafios Para a Operação do Sistema Elétrico Brasileiro*, São Paulo - SP: 2008.

- [63] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, *NBR IEC 61400-21: Medição e Avaliação das Características da Qualidade da Energia de Aerogeradores Conectados à Rede*, 2010.
- [64] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, *NBR IEC 61400-1: Aerogeradores Parte 1: Requisitos de Projeto*, 2008.
- [65] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, *NBR IEC 61400-12-1: Aerogeradores Parte 12-1: Medições do Desempenho de Potência de Aerogeradores*, 2012.
- [66] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION, *IEC 60050-415: International Electrotechnical Vocabulary for Wind Turbine Generator Systems*, 1999.
- [67] PAVINATTO, E. F., *Ferramenta Para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*, Dissertação de Mestrado Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- [68] LI, P., TANG, J., ZHANG, L., LIAN, C., *Independent Control of Active and Reactive Power of the Grid-Connected Inverter*, 2008.
- [69] ZHANG, Y., CHEN, Z., HU, W., CHENG, M., *Flicker Mitigation by Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines with DFIG*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 29, no. 1, pp. 20-28, 2014.
- [70] HOWLADER, A. M., URASAKI, N., SABER, A. Y., *Control Strategies for Wind-Farm Based Smart Grid System*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 5, pp. 3591-3601, 2014.
- [71] IBRAHIM, A. O., NGUYEN, T. H., LEE, D., KIM, S., *A Fault Ride-Through Technique of DFIG Wind Turbine Systems Using Dynamic Voltage Restores*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 3, pp. 871-882, 2011.
- [72] TRILLA, L., BIANCHI, F., GOMIS-BELLMUNT, O., *Linear Parameter-Varying Control of Permanent Magnet Synchronous Generators for Wind Power Systems*, IET Power Electronics, vol. 7, no. 3, pp. 692-704, 2014.
- [73] OCHS, D., MILLER, R., WHITE, W., *Simulation of Electromechanical Interactions of Permanent-Magnet Direct-Drive Wind Turbines Using the Fast Aeroelastic Simulator*, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 1, pp. 2-9, 2014.

- [74] UEHARA, A., PRATAP, A., GOYA, T., SENJYU, T., YONA, A., URASAKI, N., FUNABASHI, T., *A Coordinated Control Method to Smooth Wind Power Fluctuations of a PMSG-Based WECS*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 2, pp. 550-558, 2011.
- [75] HILLOWALA, R. M., SHARAF, A. M., *A Utility Interactive Wind Energy Conversion Scheme With an Asynchronous DC Link Using a Supplementary Control Loop*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 9, no. 3, pp. 558-563, 1994.
- [76] ANDERSON, P. M., BOSE. A, *Stability Simulation of Wind Turbine System*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791-3795, 1983.
- [77] SIPENG, H., YANGFEI, Z., XIANYUN, I., YUE, Y., *Equivalent Wind Speed Model in Wind Farm Dynamic Analysis*, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2011.
- [78] GAUTAM, D., GOEL, L., AYANNAR, R., VITTAL, V., HARBOUR, T., *Control Strategy to Mitigate the Impact of Reduced Inertia Due to Doubly Fed Induction Generators on Large Power Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, N°1, 2011.
- [79] SLOOTWEG, J. G., KLING, W. L., *The Impact of Large Scale Wind Power Generation on Power System Oscillations*, Electric Power Systems Research, vol. 67, pp. 9-20, 2003.
- [80] AKHMATOV, V., *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power*, Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark, 2003.
- [81] HEIER, S., *Grid Integration of Wind Energy Conversion System*, John Wiley & Sons, Inglaterra.1998.
- [82] RAMOS, M. C. de L., *Análise do Comportamento de Aerogeradores Frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte – MG, 2009.
- [83] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A., *Power System Control and Stability*, USA: The Iowa State University, 1977.
- [84] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., 1994.

- [85] BONELLI, A. F., *Modelagem e Análise de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia - 2010.
- [86] PINTO, A. C., *Modelagem e Análise de Desempenho Dinâmico de Complexos Elétricos Contendo Centrais Eólicas Dotadas de Geradores Síncronos*, Tese de Doutorado Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia – MG, 2007.
- [87] CARVALHO, B. C., *Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica*, Tese de Doutorado Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia – MG, 2006.
- [88] NETO, A. S., *Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando o ATPDraw*, Dissertação de Mestrado Universidade Federal de Pernambuco, 2005.
- [89] PINTO, A. C., *Análise da Influência do STATCOM no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Simulador SABER*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia – MG, 2002.
- [90] CHEN, Z., SPOONER, E., *Grid Power Quality With Variable Speed Wind Turbines*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 16, no. 2, pp. 148-154, 2001.
- [91] SCHAUER, C., MEHTA, H., *Vector Analysis and Control of Advanced Static Var Compensators*, 40 ed 1993, pp. 299-306.
- [92] OLIVEIRA, R. G., *Controle e Integração à Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte – MG, 2004.
- [93] SLOOTWEG, J. G., *Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics*, Tese de Ph.D., Technische Universiteit Delft, Holanda, 2003