

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

LEONARDO RESENDE CANDIDO

**Uma Proposta Topológica e Operacional para a Conexão em
Corrente Contínua de Parques Eólicos Offshore à Rede CA
Onshore**

UBERLÂNDIA

2022

LEONARDO RESENDE CANDIDO

**Uma Proposta Topológica e Operacional para Conexão em
Corrente Contínua de Parques Eólicos Offshore à Rede CA
Onshore**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Oliveira

UBERLÂNDIA

2022

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

C217 2022	<p>Candido, Leonardo Resende, 1996- Uma Proposta Topológica e Operacional para a Conexão em Corrente Contínua de Parques Eólicos Offshore à Rede CA Onshore [recurso eletrônico] / Leonardo Resende Candido. - 2022.</p> <p>Orientador: José Carlos de Oliveira. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2022.62 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Oliveira, José Carlos de, 1947-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

LEONARDO RESENDE CANDIDO

**Uma Proposta Topológica e Operacional para a Conexão em
Corrente Contínua de Parques Eólicos Offshore à Rede CA
Onshore**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Uberlândia, 26 de janeiro de 2022

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Carlos de Oliveira – UFU (Orientador)

Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende – UFU

Prof. Dr. Ivan Nunes Santos – UFU

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 767, PPGEELT				
Data:	Vinte e seis de janeiro de dois mil e vinte e dois	Hora de início:	10:00	Hora de encerramento:	12:45
Matrícula do Discente:	11922EEL006				
Nome do Discente:	Leonardo Resende Candido				
Título do Trabalho:	Uma Proposta Topológica e Operacional para a Conexão em Corrente Contínua de Parques Eólicos Offshore à Rede CA Onshore				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade da energia elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Nome: Topologia Alternativa para Geração de Energia Elétrica com o Uso Simultâneo de Geradores Síncronos e de Indução. Data de Início: 01/01/2019. Natureza do Projeto: INOVAÇÃO. Situação do Projeto: EM ANDAMENTO.				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Paulo Henrique Oliveira Rezende - FEELT/UFU; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU; Ivan Marques de Toledo Camargo - UnB; José Carlos de Oliveira - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). José Carlos de Oliveira, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de **Mestre**.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/01/2022, às 12:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/01/2022, às 12:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Marques de Toledo Camargo, Usuário Externo**, em 26/01/2022, às 12:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **José Carlos de Oliveira, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/01/2022, às 12:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3330125** e o código CRC **2F3538F6**.

Ao meu avô Lázaro (in memoriam).

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me iluminar em todos os momentos da minha vida, me guiando, me tornando uma pessoa melhor, e me dando forças para superar todas as dificuldades.

Ao meu orientador, Professor Dr. José Carlos de Oliveira, por todos os ensinamentos, paciência, compreensão, e por me direcionar de forma brilhante ao sucesso e conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Maria Beatriz e Divino, por serem minha fortaleza, meu eterno alicerce, e por não medirem esforços para tornar todos os meus sonhos possíveis. As minhas irmãs, Larissa e Lorena, por todo carinho, apoio e disponibilidade. Aos meus familiares por todo acolhimento, em especial à minha avó Verônia.

Ao meu amor, Gyovanna, por todo companheirismo, carinho, conforto e apoio. Por partilhar minhas lamentações e alegrias, estando sempre ao meu lado e tornando esta jornada mais leve.

Aos meus amigos Cairo, Eduardo, Geovane, por todo companheirismo e por sempre se fazerem presentes. Especialmente, agradeço meu amigo Matheus Bernardes, por toda ajuda nos desenvolvimentos deste trabalho.

A todos os companheiros do Núcleo de Qualidade da Energia (NQEE) Vinícius, Bárbara, Raquel, Ábner, Humberto, Arthur, Camila, Celso, Fabrício, Giordanni, Adrian, Luiz, Márcio, Luciano e Guilherme por fazerem parte desta trajetória. A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, em especial ao Prof. Dr. Ivan Nunes Santos e ao Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende por toda contribuição direta na realização deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e a Universidade Federal de Uberlândia por proverem todos os meios necessários para a realização deste trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

*“Não falarei mal de nenhum homem e
falarei tudo de bom que souber de cada pessoa”*

Benjamim Franklin

RESUMO

O crescente avanço da utilização de fontes renováveis de energia é inegável, principalmente quando se observa o número cada vez maior de instalações eólicas e fotovoltaicas, bem como o aumento proporcional dessas fontes em relação a matriz energética global.

Focando as usinas eólicas, essas podem ser classificadas através de duas configurações: *offshore* (usinas em alto-mar) e *onshore* (usinas em terra). Em relação aos sistemas de geração de energia eólica *offshore*, é válido notar que há uma clara tendência global, a favor dessa tecnologia. Os atrativos para o aproveitamento eólico em pontos mais distantes das áreas continentais são vários, sendo o principal atrelado às maiores velocidades médias dos ventos, que podem resultar numa geração de energia 70% maior, quando comparados com usinas eólicas em terra.

Para tornar estas projeções e expectativas concretas, é necessário, além dos componentes clássicos que compõem tais arranjos, os requisitos referentes às redes de transmissão da energia produzida. Esses, tradicionalmente, são baseados em tecnologias de corrente alternada (CA), ou em corrente contínua (CC), sendo cada qual com suas limitações e atributos.

Neste cenário, este trabalho contempla uma proposição de uma topologia física, operacional e construtiva para a conversão da energia e de um sistema de transmissão para a interconexão das plantas eólicas em alto-mar com os pontos em terra. Dentro desse escopo, os desenvolvimentos contemplados neste trabalho são focados na apresentação de uma contextualização sobre os complexos de geração eólica, em uma análise comparativa dos sistemas abordados na literatura presente, além de propor uma estratégia operacional e topológica, para os fins propostos, baseada na tecnologia em corrente contínua.

Estudos operacionais são realizados através da implementação computacional da concepção filosófica, por meio de um sistema teste desenvolvido na ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, a fim de ilustrar a viabilidade e os atrativos da tecnologia proposta.

Palavras-chave: Geração eólica *offshore*, transmissão em corrente contínua, paralelismo de aerogeradores, proposta topológica, PMSG, conversor *boost*.

ABSTRACT

The growing advance in the use of renewable energy sources is undeniable, especially when one observes the growing number of wind and photovoltaic installations, as well as the proportional increase in these sources in relation to the global energy matrix.

Focusing on wind farms, these can be classified into two configurations: offshore (offshore plants) and onshore (onshore plants). In relation to offshore wind power generation systems, it is worth noting that there is a clear global trend towards the use of this technology. In fact, there are several attractions for wind development in points further away from continental areas, the main one being linked to higher average wind speeds, which can result in 70% more energy generation, when compared to onshore wind power plants.

Aiming at making these projects concrete, it is necessary, in addition to the classic components that make up such arrangements, the requirements referring to the transmission networks of the produced energy to the onshore AC networks. These, traditionally, are based on alternating current (AC) or direct current (DC) technologies, each with its limitations and attributes.

In this scenario, this work contemplates a proposition of a physical, operational and constructive topology for the conversion of energy and a transmission system for the interconnection of offshore wind power plants with onshore AC power grids. Within this scope, the developments herein carried out are focused on presenting a contextualization of the wind generation complexes, a comparative analysis of the systems covered in the present literature and a proposal of a topological and operational strategy, for the proposed purposes, based on the DC power transmission technology.

Once the overall physical and control DC arrangement is established, studies are carried out through the computational implementation of the philosophical conception, through a test system developed in the SIMULINK tool of the MATLAB software, in order to illustrate the feasibility and attractiveness of the proposed technology.

Keywords: Offshore wind generation, direct current transmission, wind turbines arrangements, transmission topology proposal, PMSG, boost converter.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	18
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA TEMÁTICA DA GERAÇÃO ELÉTRICA NA ATUALIDADE.....	18
1.2 ESTRATÉGIAS PARA LOCAÇÃO DOS COMPLEXOS DE GERAÇÃO EÓLICA.....	20
1.3 A TRANSMISSÃO DA ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA POR INSTALAÇÕES EÓLICAS <i>OFFSHORE</i>	22
1.4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA TRANSMISSÃO CC ASSOCIADAS COM INSTALAÇÕES EÓLICAS <i>OFFSHORE</i>	24
1.5 OBJETIVOS DESTA DISSERTAÇÃO.....	25
1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	25
CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS PARA A TRANSMISSÃO DA ENERGIA GERADA EM PARQUES EÓLICOS <i>OFFSHORE</i>.....	27
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	27
2.2 SISTEMAS DE CONVERSÃO PARA A TRANSMISSÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA.....	30
2.2.1 CONVERSORES COM COMUTAÇÃO NATURAL PELA REDE – CSC OU LCC.....	31
2.2.2 CONVERSORES COM COMUTAÇÃO FORÇADA – VSC.....	32
2.3 TOPOLOGIAS PRÓPRIAS AOS PARQUES EÓLICOS <i>OFFSHORE</i>	35
2.3.1 TIPOS DE AEROGERADORES EM PARQUES <i>OFFSHORE</i>	35
2.3.2 ESTRATÉGIAS PARA INTERLIGAÇÃO DOS AEROGERADORES INDIVIDUAIS.....	37
2.3.3 CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	39
CAPÍTULO 3 – PROPOSTA PARA A INTERCONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS <i>OFFSHORE</i> À REDES CA <i>ONSHORE</i>.....	43
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	43
3.2 ELEMENTOS CONSTITUINTES DO SISTEMA.....	43
3.2.1 COMPONENTES QUE PERFAZEM A ESTRUTURA <i>OFFSHORE</i>	44
3.2.2 COMPONENTES QUE PERFAZEM A ESTRUTURA EM TERRA.....	46
3.3 FISOLOGIA OPERACIONAL DA TOPOLOGIA PROPOSTA.....	46

3.3.1	TENSÃO CONTÍNUA NOS TERMINAIS DO INVERSOR.....	47
3.3.2	RENDIMENTO DO PROCESSO DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA.....	50
3.4	RESUMO DOS CONCEITOS DESENVOLVIDOS NO PRESENTE CAPÍTULO.....	52

CAPÍTULO 4 – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DA TOPOLOGIA PROPOSTA .. 53

4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	53
4.2	MODELAGEM DOS AEROGERADORES	54
4.2.1	VENTO E TURBINA.....	54
4.2.2	GERADOR SÍNCRONO A IMÃ PERMANENTE	57
4.2.3	TRANSFORMADOR E RETIFICADOR TRIFÁSICO.....	58
4.2.4	CONVERSOR BOOST E CONTROLE DO TORQUE ELÉTRICO.....	59
4.3	MODELAGEM DA INFRAESTRUTURA DE TRANSMISSÃO DA ENERGIA	63
4.3.1	CABOS EM CORRENTE CONTÍNUA.....	63
4.3.2	ELEMENTOS PASSIVOS CONECTADOS A LINHA DE TRANSMISSÃO	64
4.4	MODELAGEM DA ESTAÇÃO INVERSORA.....	65
4.4.1	INVERSOR LCC E TRANSFORMADOR DE CONEXÃO COM A REDE EM CA	66
4.4.2	SISTEMA DE CONTROLE DO INVERSOR.....	66
4.4.3	REDE EM CA.....	72
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E DISCUSSÕES 74

5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	74
5.2	PARAMETRIZAÇÃO DO SISTEMA TESTE	74
5.3	CARACTERIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS IMPOSTAS AO COMPLEXO DE GERAÇÃO EÓLICA.....	77
5.4	RESULTADOS E DISCUSSÕES DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS.....	78
5.4.1	AVALIAÇÃO DAS GRANDEZAS MECÂNICAS DOS AEROGERADORES..	78
5.4.2	AVALIAÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DOS AEROGERADORES	80
5.4.3	AVALIAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	90
5.4.4	AVALIAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA ESTAÇÃO INVERSORA	92
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES..... 97

REFERÊNCIAS 99

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Incrementos anuais de potência instalada global de fontes renováveis	19
Figura 1.2: Matriz energética brasileira.....	20
Figura 1.3: Capacidade instalada atual e futura (GW) de usinas eólicas <i>offshore</i>	21
Figura 1.4: Histórico e projeções de potência instalada (GW) de usinas eólicas <i>offshore</i>	22
Figura 2.1: Current Source Converter – CSC.....	30
Figura 2.2: Voltage Source Converter – VSC	30
Figura 2.3: Interligação em CC através de conversores LCC	31
Figura 2.4: Interligação em CC através de conversores VSC	33
Figura 2.5: Sistemas de transmissão aplicáveis às interligações de parques eólicos <i>offshore</i> aos pontos de conexão em terra. (ANAYA-LARA e TANDE, 2018).....	37
Figura 2.6: Topologias empregadas na conexão de unidades de geração eólica ao sistema de transmissão.	38
Figura 2.7: Exemplos de fazendas eólicas <i>offshore</i> , conectadas com a rede de CA, através da transmissão em CC (LIANG, JING, et al., 2011)	40
Figura 2.8: Possibilidades de conexão dos aerogeradores em CC. (a) conexão série; (b) conexão paralela.....	42
Figura 3.1: Topologia CC proposta para parques eólicos <i>offshore</i>	44
Figura 3.2: Circuito simplificado para análise da proposta topológica (Operação em regime nominal).....	48
Figura 4.1: Composição física do complexo eólico, de transmissão e interconexão implementado no software MATLAB.....	54
Figura 4.2: Controle do ângulo de passo	57
Figura 4.3: Sistema de controle para a implementação, na ferramenta SIMULINK, do MPPT, através do conversor boost	59
Figura 4.4: Arranjo físico do conversor boost.....	61
Figura 4.5: Filtro LC da linha de transmissão	64
Figura 4.6: Reatores de alisamento e filtro harmônico.....	65
Figura 4.7: Esquema de conexão da estação conversora.....	66
Figura 4.8: Relação tensão e corrente contínua do inversor e curvas de potência.	68
Figura 4.9: Sistema de controle do inversor LCC: tensão e corrente	71

Figura 5.1: Características mecânicas de funcionamento do aerogerador 1.....	78
Figura 5.2: Características mecânicas de funcionamento do aerogerador 2.....	79
Figura 5.3: Características mecânicas de funcionamento do aerogerador 3.....	79
Figura 5.4: Tensões nos terminais do aerogerador 1	81
Figura 5.5: Tensões nos terminais do aerogerador 2.....	82
Figura 5.6: Tensões nos terminais do aerogerador 3.....	83
Figura 5.7: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 1	84
Figura 5.8: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 2	85
Figura 5.9: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 3	85
Figura 5.10: Tensões nos terminais de saídas das pontes retificadoras das unidades aerogeradoras 1, 2 e 3.....	86
Figura 5.11: Correntes nos terminais de saídas das pontes retificadoras das unidades aerogeradoras 1, 2 e 3.....	87
Figura 5.12: Tensões contínuas nos terminais de saída dos conversores boost para os aerogeradores 1, 2 e 3.....	88
Figura 5.13: Correntes contínuas nos terminais de saída dos conversores boost para os aerogeradores 1, 2 e 3.....	88
Figura 5.14: Tensão e corrente verificadas no ponto de acoplamento comum das unidades de geração.....	90
Figura 5.15: Tensão e corrente contínua nos terminais do inversor.....	91
Figura 5.16: Tensões de fase no ponto de conexão com a rede elétrica:.....	93
Figura 5.17: Correntes de linha no ponto de conexão com a rede elétrica:.....	93
Figura 5.18: Curvas de potência e ângulos de disparo dos tiristores. (a) Potência ativa (preta) e potência reativa (vermelho) (b) Ângulo de disparo dos tiristores	94
Figura 5.19: Perdas globais e rendimento da operação do sistema.	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Características das turbinas e aerogeradores	74
Tabela 5.2: Características dos transformadores	75
Tabela 5.3: Componentes dos conversores <i>boost</i>	75
Tabela 5.4: Características das unidades conversoras	75
Tabela 5.5: Cabos de corrente contínua.....	76
Tabela 5.6: Linha de transmissão	76
Tabela 5.7: Rede elétrica em corrente alternada.....	76
Tabela 5.8: Velocidade do vento nos aerogeradores	77
Tabela 5.9: Valores nominais da linha de transmissão.....	77

LISTA DE ABREVIações

CA	Corrente Alternada
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CC	Corrente Contínua
CSC	Current Source Converter
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
GD	Geração Distribuída
GTO	Gate Turn-Off Thyristor
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LCC	Line Commutated Converters
LFAC	Low Frequency Alternating Current
MPPT	Maximum Power Point Tracker
PAC-CC	Ponto de Acoplamento em Corrente Contínua
PI	Proporcional-Integral
PLL	Phase Locked Loop
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PU	Por Unidade
PWM	Pulse Width Modulation
RMS	Root Mean Square
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SCR	Short Circuit Ratio
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TCC	Transmissão em Corrente Contínua
VDCOL	Voltage Dependent Current Order Limiter
VSC	Voltage Source Converter
WRIG	Wound Rotor Induction Generator
WRSG	Wound Rotor Synchronous Generator

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA TEMÁTICA DA GERAÇÃO ELÉTRICA NA ATUALIDADE

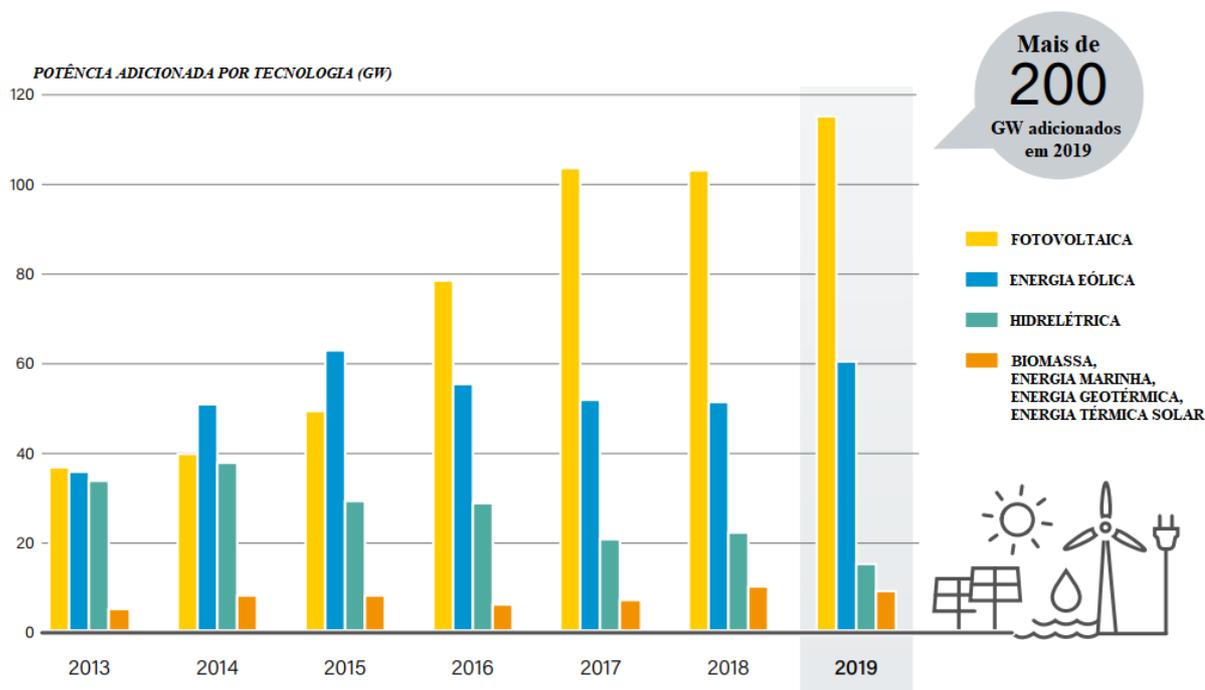
A questão climática, atrelada a emissão de dióxido de carbono na atmosfera terrestre, possui relação direta com os sistemas de suprimento de energia elétrica ao redor do planeta. Estes sistemas, em sua grande maioria, ainda empregam o uso de combustíveis fósseis, que, além de representarem um mercado com histórica volatilidade nos preços, contribuem negativamente com as mudanças climáticas. Em termos de geração e consumo de energia elétrica, sabe-se que o desenvolvimento socioeconômico dos países está diretamente atrelado ao aumento de suas demandas energéticas (ABB, 2014). Assim, tendo como fator primordial os requisitos ambientais a serem cumpridos pelos países, e a inerente busca pelo progresso socioeconômico dos mesmos, torna-se imperativo um aproveitamento cada vez maior das fontes renováveis de energia. (IRENA, 2018)

Dentro dessa perspectiva, a geração de energia por fontes renováveis, teve em 2019, um ano recorde, com um aumento de mais de 200 GW de potência instalada ao redor do mundo. A importância desse setor é ainda mais evidente, quando se analisa as estatísticas do primeiro ano da pandemia causada pelo vírus do COVID-19 (SARS-CoV-2). Durante esse período, houve uma queda na demanda global em eletricidade, de cerca de 20% devido ao *lockdown* implementado em diversos países, como medida de enfrentamento da pandemia. Contudo, apesar dessa baixa, houve um aumento da demanda de geração de energia elétrica por parte das fontes renováveis, devido ao baixo custo de operação e o acesso preferencial das mesmas, às redes elétricas. (REN21, 2020)

A fim de demonstrar o crescimento deste tipo de geração de energia, a Figura 1.1 ilustra os incrementos anuais de potência instalada global, divididos entre as principais fontes renováveis. Como se pode observar, a grande maioria dessas instalações fazem uso das fontes eólicas e fotovoltaicas. Isso se deve às políticas governamentais de apoio à expansão dessas tecnologias, bem como o desenvolvimento científico, que vem proporcionando um rápido declínio no custo dessas instalações, tornando-as competitivas em relação às plantas de geração de energia que utilizam combustíveis fósseis. Para se ter uma ideia, em quase todo o mundo já é mais viável, economicamente, implementar novas estações de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, do que a construir novas instalações de usinas a carvão mineral. Além

disso, em alguns países como China e Estados Unidos, é mais barato construir usinas fotovoltaicas do que operar as usinas a carvão, já existentes. (REN21, 2020)

Figura 1.1: Incrementos anuais de potência instalada global de fontes renováveis



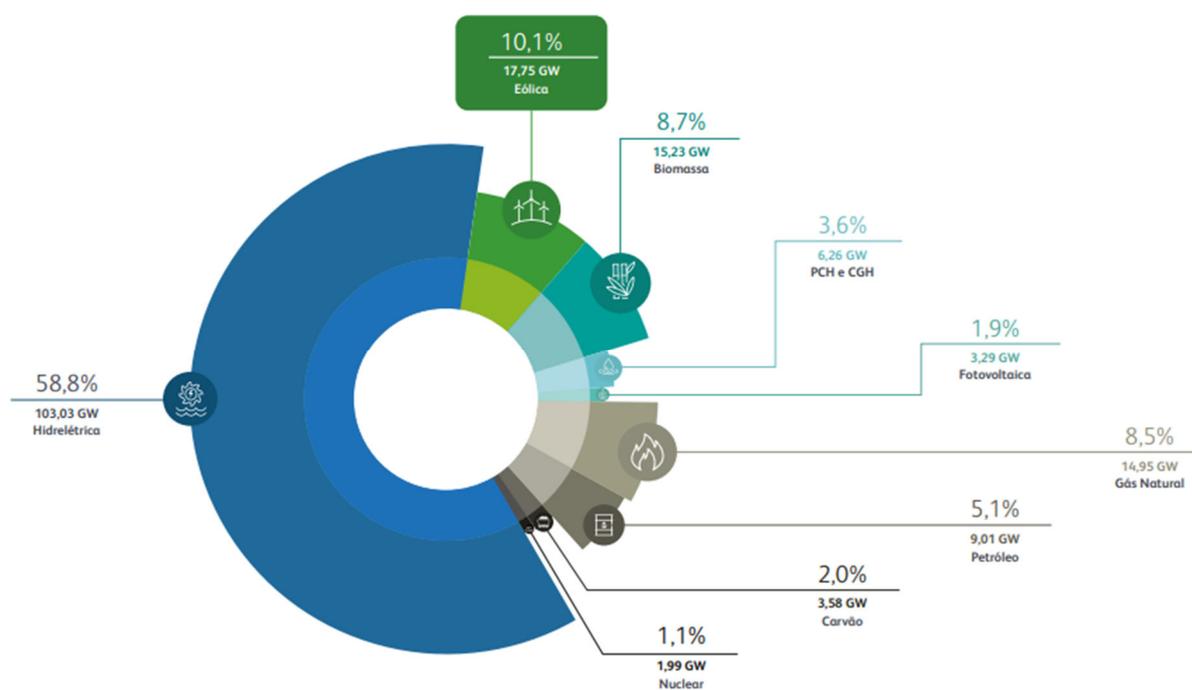
Fonte: (REN21, 2020) – Texto traduzido

Já no Brasil, o uso de fontes renováveis, como aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos, representa cerca de 12% da matriz energética, o que equivale a cerca de 21 GW de potência instalada. Além disso, as previsões apontam para um incremento substancial da participação dessas fontes na matriz energética brasileira nos próximos anos, referentes aos empreendimentos em construção (ABEEÓLICA, 2019). Ainda neste contexto, aliada às principais fontes de geração de energia centralizada, tem-se a crescente penetração dos reforços oriundos dos complexos de geração distribuída (GD), os quais já contam com mais de 2,4 GW de potência instalada em território nacional e com grandes perspectivas de crescimento (ABSOLAR, 2021). Via de regra, tais empreendimentos contemplam arranjos fotovoltaicos. Assim, de modo a ilustrar a distribuição do aproveitamento dos recursos energéticos no Brasil, a Figura 1.2 apresenta a matriz elétrica brasileira. Considerando todas fontes de geração de energia elétrica, em 2020, foram instalados 5,32 GW de potência e a eólica foi a fonte que mais cresceu, representando 43,17% da nova capacidade instalada no ano. (ABEEÓLICA, 2020)

Focando, de forma específica, os aproveitamentos energéticos eólicos ao redor do mundo, tais complexos foram pioneiros nas últimas décadas frente às outras tecnologias

renováveis, sendo que, em termos de capacidade instalada (aproximadamente 651 GW), as usinas eólicas seguem atrás apenas das instalações hidrelétricas, que compreendem em torno de 1.437 GW instalados, de acordo com dados de 2019 (REN21, 2020). Estudos também estimam que o desenvolvimento da energia eólica poderá contribuir com mais de um quarto (1/4) do total da redução necessária de carbono na atmosfera em 2050. Ademais, até esse ano, estima-se que a energia eólica será responsável por suprir cerca de um terço da demanda global em eletricidade. (IRENA, 2019)

Figura 1.2: Matriz energética brasileira



Fonte: (ABEEÓLICA, 2020)

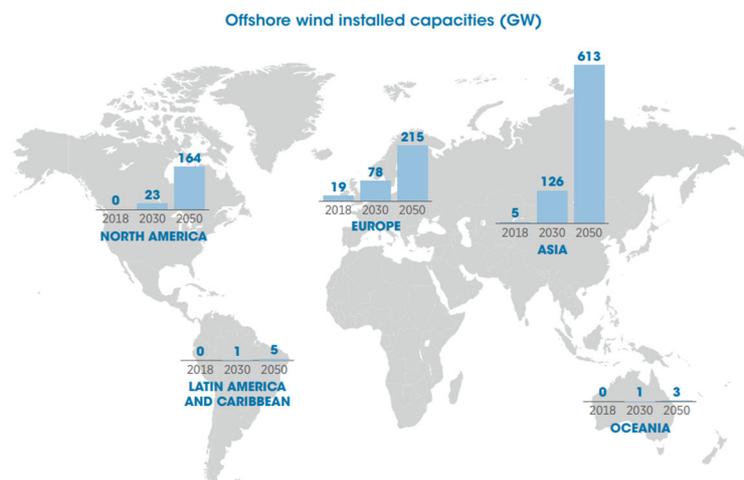
1.2 ESTRATÉGIAS PARA LOCAÇÃO DOS COMPLEXOS DE GERAÇÃO EÓLICA

Assim, como mostram as estatísticas, a geração de eletricidade a partir de fazendas eólicas tem representado uma contribuição vital em relação ao esforço global de diminuição do impacto ambiental, causado pela geração de energia. De modo geral, as usinas eólicas se dividem em dois tipos de instalações: *offshore*, que são usinas em alto-mar, e *onshore*, que são usinas localizadas em terra. Entretanto, o desenvolvimento inicial do aproveitamento eólico se deu de forma desigual, concentrando as explorações a partir de instalações *onshore*, majoritariamente situadas na Europa. Contudo, hoje a China é o país que lidera o número de instalações desse tipo, com um terço da potência instalada global. (IRENA, 2019).

Com a rápida expansão de instalações *onshore*, principalmente em alguns países europeus, ocupando, por consequência, as melhores localidades para se construir tais usinas, iniciou-se a busca pelo desenvolvimento de instalações *offshore* (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2018). Assim, em 1991 a primeira planta eólica *offshore* foi construída na Dinamarca (ZUBIAGA, ABAD, *et al.*, Março, 2012). Contudo, não somente a escassez de terras disponíveis motivou a expansão dessa abordagem de geração eólica. Estima-se que a velocidade média do vento em instalações *offshore* é até 70% maior, além do fato que o comportamento do mesmo é mais estável, dada a ausência de variações e turbulências causadas por relevos. Além disso, instalações localizadas no mar, possibilitam um aumento no tamanho das turbinas, desde a altura da torre, a uma maior área de varredura das pás, aumentando assim a potência gerada, juntamente com um menor impacto visual e audível, dado a distância das áreas povoadas (REBLED LLUCH, 2015). Dessa forma, no que tange aos sistemas de geração eólica do tipo *offshore*, há, no momento, uma clara tendência mundial por esta tecnologia em pontos mais distantes mar adentro (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2017), estimando-se um enorme crescimento deste mercado nos próximos 15 anos (ABB, 2014).

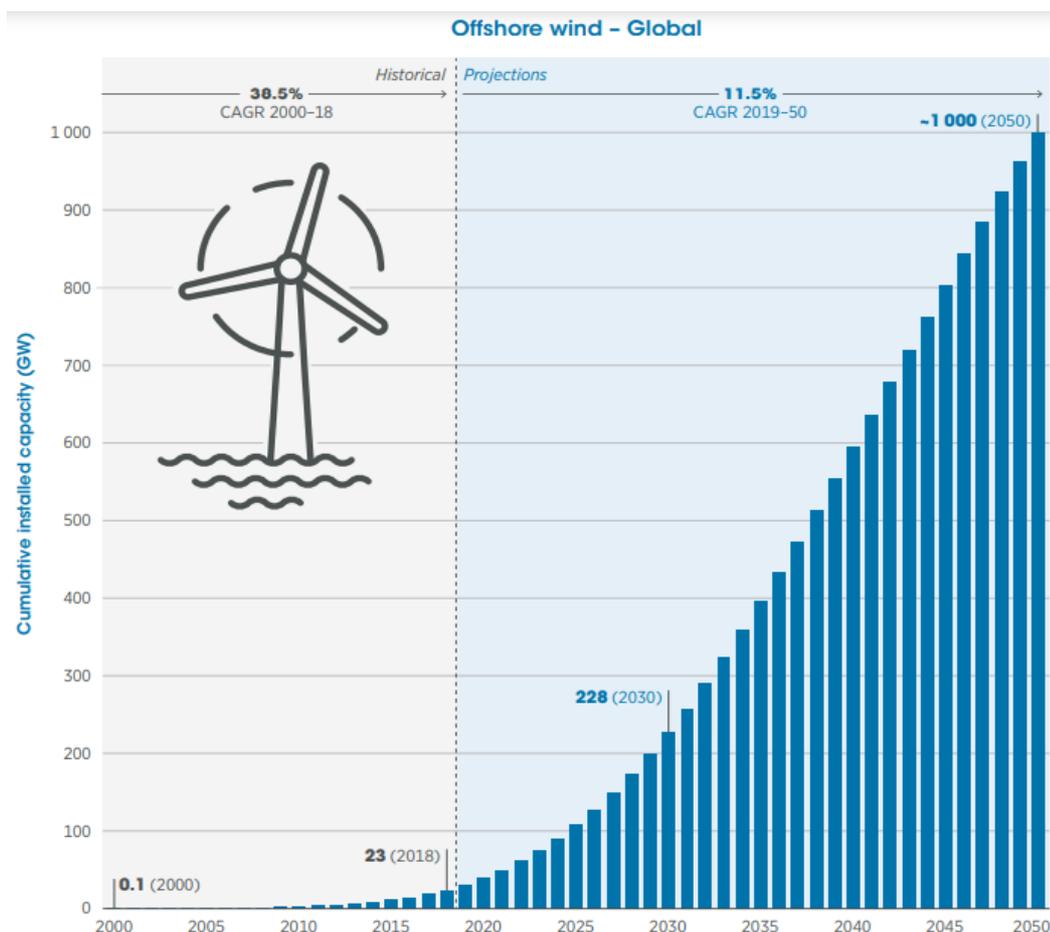
Atualmente, 90% das instalações *offshore* se encontram no Mar do Norte e próximas ao Oceano Atlântico. Contudo, assim como no mercado *onshore*, espera-se um forte avanço asiático, com a China liderando o número de instalações, ultrapassando a potência instalada em território europeu em menos de duas décadas. A fim de ilustrar o momento atual do setor eólico *offshore*, bem como as suas projeções, a Figura 1.3 mostra a capacidade instalada atual e prevista em cada continente, e a Figura 1.4 ilustra a expansão global dessa tecnologia, com as expectativas de potência instalada de usinas eólicas *offshore*, até 2050. (IRENA, 2019)

Figura 1.3: Capacidade instalada atual e futura (GW) de usinas eólicas *offshore*



Fonte: (IRENA, 2019)

Figura 1.4: Histórico e projeções de potência instalada (GW) de usinas eólicas *offshore*
CAGR (compound annual growth rate): taxa composta de crescimento anual.



Fonte: (IRENA, 2019).

1.3 A TRANSMISSÃO DA ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA POR INSTALAÇÕES EÓLICAS *OFFSHORE*

A implementação de fazendas eólicas *offshore* tende a se tornar economicamente mais viável de acordo com o aumento da potência instalada em cada projeto (NEGRA, TODOROVIC e ACKERMANN, 2006). Assim, como já ressaltado, os projetos futuros deverão se localizar em distâncias cada vez maiores das áreas continentais, dado o melhor aproveitamento dos recursos eólicos, tanto pelas características naturais do vento nessas regiões, como também pelo arranjo físico das instalações, uma vez que essas localidades possibilitam que as turbinas sejam construídas com torres mais altas e pás com comprimento maior.

Contudo, o aumento da potência gerada nas instalações, juntamente com uma maior distância das áreas continentais, tem influenciado no custo total de instalação dos projetos

offshore, de modo que o mesmo não vem apresentando quedas significativas nos últimos anos (IRENA, 2019). Assim, esses fatores tem por consequência atribuir uma grande importância ao sistema de transmissão desses projetos, devido às dificuldades impostas (REBLED LLUCH, 2015). Dessa forma, o principal desafio no desenvolvimento em larga escala de fazendas eólicas *offshore* consiste em transmitir a energia gerada em grandes magnitudes para as redes de distribuição em terra, com a maior eficiência possível (RYNDZIONEK e SIENKIEWICZ, 2020).

Dado essas circunstâncias, para que as projeções e expectativas de crescimento desse mercado se concretizem, é necessário que, além das questões operacionais, os custos das instalações se mostrem atrativos e competitivos. Neste particular, é sabido que os componentes de maior valor agregado numa instalação eólica *offshore* são as turbinas (incluindo as torres), as fundações, os custos com instalação e manutenção, e a rede de transmissão (IRENA, 2019). Em virtude disso, este último quesito, associado com a definição da estratégia para a transmissão da energia, em decorrência das distâncias físicas entre a central de geração em alto-mar e os pontos de interconexão em terra, se apresenta como um tema que oferece grandes perspectivas para desenvolvimento de estudos.

De forma imperativa, a expansão das instalações eólicas *offshore* será resultado da inovação tecnológica em diversas áreas, como: produção de turbinas de nova geração, engenharia de fundações, aprimoramento dos cabos e transmissão em corrente contínua (CC). Tradicionalmente, os parques eólicos *offshore*, hoje instalados, são conectados, em sua maioria, através de redes de transmissão em corrente alternada (CA) (MADARIAGA, MARTÍN, *et al.*, 2013). Isso se deve ao fato, de que a maioria das instalações *offshore* existentes se encontram relativamente próximas às áreas continentais. Contudo, a transmissão em corrente contínua, a exemplo de várias outras aplicações, pode se apresentar como uma estratégia que ofereça condições operacionais e econômicas bastante atrativas, principalmente ao se considerar projetos com grande distância entre os pontos de interconexão (ANAYA-LARA e TANDE, 2018). Dentre algumas características de sua aplicação, destaca-se a eficácia do sistema de controle, o emprego de apenas dois condutores por cabo, perdas menores, custo inferior para os cabos isolados, etc. (ABB, 2014). Além disso, somado aos benefícios de redução de custos, menor impacto ambiental e segurança operacional, a aplicação da transmissão em corrente contínua poderá proporcionar um forte impacto positivo na integração entre as instalações de geração e as redes elétricas de distribuição de energia para o consumo.

Assim, considerando que a transmissão da energia gerada em fazendas *offshore* é um grande desafio (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2018), este trabalho visa propor uma topologia para o sistema de conversão e transmissão de energia, que possa integrar (as turbinas em alto-mar) e transmitir em corrente contínua a energia gerada, possibilitando reduzir custos globais das instalações, bem como realizar a conexão dessas com a redes elétricas *onshore*, a longas distâncias, de modo seguro e eficiente.

1.4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA TRANSMISSÃO CC ASSOCIADAS COM INSTALAÇÕES EÓLICAS *OFFSHORE*

Em (ROBINSON, JOVCIC e JOOS, 2010) é explorado um modelo agregado de várias turbinas eólicas conectadas em CC e inseridas numa rede para estudos de transitórios e regime permanente. Esta referência, aborda um sistema com um elevado número de conversores CC/CC do tipo ressonantes, aplicando também conversores do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), contudo não contempla temas associados com a operação individual das partes constituintes do complexo de conversão, nem sua estratégia para o controle operacional. Já em (ZHAN, SMITH, *et al.*, 2010) é feita uma análise comparativa entre redes em CA e CC, e algumas dificuldades próprias à conexão em paralelo de conversores CC/CC. Em (VEILLEUX e LEHN, 2014) é estabelecida uma proposta de topologia de conexão multiterminal em série, de geradores eólicos *offshore*, em CC, desenvolvendo a lógica de controle e apresentando os desafios de sua implementação, como a determinação do isolamento dos elementos do sistema.

Em (SHI, CAI, *et al.*, 2016) são apresentadas diferentes topologias de conversores CA/CC e CC/CC que podem ser empregados em redes eólicas *offshore*, com os geradores conectados em paralelo e em CC. Também é citado como desafio e trabalhos futuros a implementação de um controle que permita a operação de tais sistemas. Focando uma estratégia de controle para restabelecimento operativo diante de faltas, (DENG e CHEN, 2013) considera um sistema multiterminal de coleta e transmissão de energia em CC, de geradores eólicos *offshore*, baseados no uso de conversores do tipo VSC. Já (GOMIS-BELLMUNT, LIANG, *et al.*, 2011) explora diversas topologias para sistemas de transmissão multiterminal em CC baseadas em conversores do tipo VSC. As topologias são comparadas de acordo com vários critérios, como: número de circuitos, perdas elétricas, número de disjuntores de CC, etc. A referência (GOMIS-BELLMUNT, LIANG, *et al.*, 2011) aborda meios para o estabelecimento da operação de um arranjo *offshore* multiterminal em CC, a partir da matriz de condutância do sistema e da identificação das curvas características de tensão e corrente dos conversores do

tipo VSC. Ainda neste contexto, (YOGARATHINAM e CHAUDHURI, 2019) apresenta um esquema de controle objetivando a coordenação de um sistema multiterminal híbrido em CC, ou seja, que possui tipos diferentes de conversor em um mesmo sistema.

1.5 OBJETIVOS DESTA DISSERTAÇÃO

Dentro da temática das técnicas aplicáveis à transmissão da energia produzida por parques eólicos *offshore*, esta dissertação encontra-se centrada na análise comparativa das estratégias estabelecidas na literatura e na proposição de uma estrutura capaz de integrar, coletar e transmitir em corrente contínua a energia gerada em instalações *offshore*, para os centros de consumo.

Para o atendimento às metas supra postas, inicialmente é realizada um levantamento bibliográfico, a fim de identificar as tecnologias aplicadas na transmissão da energia em parques eólicos *offshore*, bem como as novas topologias e tendências desse meio. Na sequência é estabelecido um conceito topológico e operativo de um arranjo físico destinado à conexão dos aerogeradores, juntamente com uma rede de transmissão em CC destinada a interligação da instalação de geração aqui focada, com o sistema elétrico em CA, presente em terra. Feita a proposição, os trabalhos avançam no sentido da implementação computacional da concepção física e operativa do arranjo estabelecido e a realização de estudos diversos de desempenho visando a análise da factibilidade operacional da estrutura estabelecida.

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para a apresentação documental dos trabalhos, esta dissertação encontra-se constituída por 6 capítulos, iniciando por este, que contempla a introdução à temática abordada.

Na sequência, o Capítulo 2 trata das tecnologias atualmente em uso para a transmissão da energia gerada em instalações de fazendas eólicas *offshore*, assim como algumas topologias sugeridas como alternativas aos propósitos das interligações aqui consideradas.

O Capítulo 3 encontra-se dedicado à proposição da estratégia topológica e operacional de um complexo voltado para a coleta e transmissão da energia produzida por instalações eólicas *offshore*, até uma rede em corrente alternada em terra. Nesta mesma unidade são abordados os elementos que compõem a topologia proposta, bem como os princípios de funcionamento da mesma.

Em sequência ao Capítulo 3, o Capítulo 4 destina-se ao detalhamento da implementação computacional da estratégia topológica em questão, realizada a partir do *software* MATLAB, por meio da utilização da ferramenta SIMULINK.

Na sequência, o Capítulo 5 apresenta os resultados dos estudos computacionais realizados e as discussões sobre os desempenhos operacionais obtidos diante de diversas condições de funcionamento quanto a incidência dos ventos.

Por fim, o Capítulo 6 aborda as conclusões finais e indicações para estudos futuros passíveis de desenvolvimentos para o aprimoramento da proposição feita nesta dissertação.

CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS PARA A TRANSMISSÃO DA ENERGIA GERADA EM PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No início da utilização da eletricidade pela sociedade ocorreram várias discussões acerca do melhor meio para o transporte da energia produzida nos centros de geração até as unidades consumidoras. Devido as tecnologias então disponíveis, os sistemas de corrente alternada (CA) ganharam preferência frente aos sistemas de corrente contínua (CC), dada, principalmente, à possibilidade de aplicação dos transformadores, capazes de elevar os níveis de tensão (NISHIOKA, ALVAREZ e OMORI, 2020). Desde então, a difusão dos sistemas em CA se mostrou a tecnologia dominante até os dias atuais.

Não obstante o reconhecimento acima, na década de 1950, diante dos desafios impostos pela interligação entre a Suécia e a ilha de Gotland, a tecnologia da transmissão em corrente contínua foi empregada, pela primeira vez, e seu sucesso norteou sua expansão para uma série de outros sistemas. As propriedades operacionais e econômicas desta estratégia, a partir deste marco tecnológico, resultou num grande número de arranjos no mundo, cada qual motivado por questões particulares, a exemplo das interligações marítimas, longas distâncias físicas, estabilidade dos sistemas, rapidez e eficácia do controle do fluxo de potência, economicidade, etc. Somado a tais aplicações, por vezes determinantes para o emprego da transmissão em corrente contínua, os avanços da eletrônica de potência e os requisitos impostos por várias situações resultaram em que a tecnologia em pauta, convencionalmente conhecida como HVDC (*High Voltage Direct Current*) ou transmissão em corrente contínua (TCC ou meramente CC), vem aumentando em ritmo acelerado. (ABB, 2014)

Focando a questão da geração da energia através de parques eólicos *offshore*, este cenário se mostra extremamente atrativo e desafiador quanto ao transporte da energia das unidades de geração até os centros de consumo. Como já ressaltado, o início da exploração dos recursos eólicos em alto-mar se deu através de redes de transmissão em CA, de tal modo que, a grande maioria das instalações em funcionamento, atualmente, fazem uso dessa tecnologia (REBLED LLUCH, 2015). Contudo, o aumento da potência instalada dos complexos de geração e, a consequente distância cada vez maior dos mesmos até os pontos de consumo, pode

resultar na inviabilidade técnica e comercial do uso da corrente alternada. Dentre os fatores limitantes para o emprego desta filosofia de transmissão ressalta-se a necessidade do uso de cabos submarinos nessas instalações, visto que em CA há um elevado efeito capacitivo que iria requerer mecanismos de compensação ao longo do trecho marítimo. Além disso, o acoplamento direto dos sistemas de distribuição nos terminais dos aerogeradores se apresenta como causa de maior susceptibilidade do sistema à possíveis falhas (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2017). Ainda, caso as interligações elétricas sejam realizadas com a tecnologia em CA, estima-se que as perdas no processo de transmissão chegam a se apresentar até 12% maiores se comparadas com o emprego da CC (LI, YIN, *et al.*, 2020). Outro ponto importante é que, mesmo em um eventual uso de cabos isolados a SF6, a transmissão em CA opera em regiões de estabilidade muito abaixo da capacidade térmica dos condutores (VÖLKER, 2012).

Muito embora as considerações acima, vale destacar que a transmissão em CA se apresenta como uma estratégia de transporte de energia altamente desenvolvida e estabelecida e, como consequência deste fato, seus componentes se apresentam com custos competitivos, se comparados com os requisitos comerciais dos arranjos em CC (ZUBIAGA, ABAD, *et al.*, Março, 2012). Dessa forma, a transmissão em corrente alternada em alta tensão (HVAC – *High Voltage Alternating Current*) em instalações eólicas *offshore* é, sem dúvidas, uma excelente opção quando se tratar de instalações situadas a pequenas distâncias das redes em terra (geralmente menores que 50 km).

Dada essas questões, o uso do HVDC se mostra bastante aplicável e interessante para as aplicações que fogem ao campo de alcance técnico e econômico referentes às primeiras instalações *offshore* implementadas. Assim, a abertura de novos mercados, e o aumento da integração das redes *offshore*, depende fortemente do desenvolvimento de tecnologias voltadas a esse tipo de transmissão de energia (IRENA, 2019). Sabe-se que propriedades atrativas oferecidas pelos cabos em CC, atreladas com a ausência do efeito pelicular e da reatância capacitiva dos cabos, permitem afirmar que este componente se mostra mais simples e barato (RYNDZIONEK e SIENKIEWICZ, 2020), e ainda, não impõem restrições associadas com as distâncias físicas entre o complexo de geração e o ponto físico de interligação com a rede CA em terra. Adicionalmente, a linha de transmissão em CC possui maior capacidade de condução de energia por cabo, e emprega apenas dois polos, enquanto que uma conexão em CA exigiria um cabo isolado trifásico (VÖLKER, 2012).

Somado aos atrativos oferecidos pelos cabos de interligação, sobre o emprego da tecnologia em CC destaca-se, ainda, outros aspectos que não podem ser ignorados. Um ponto a ser considerado está associado com o fato que, pela linha em CC, há apenas o fluxo de potência ativa. Observando, por outro lado, os conversores eletrônicos, requeridos para os processos de conversão, oferecem atrativos importantes no contexto do controle e regulação do sistema como um todo, resultado do processo extremamente rápido do controle das chaves empregadas nesses dispositivos. É também notório, que as unidades de conversão representam um elevado dispêndio, tanto para instalação, operação e manutenção, toda via, tais custos são fortemente compensados pela economia relacionada aos cabos. Além disso, não é demais lembrar que o uso da transmissão em CC resulta numa melhor estabilidade dinâmica, frente aos fenômenos anômalos como curtos-circuitos, devido a operação assíncrona entre a central de geração e a rede em corrente alternada presente em terra. (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2017), (ANAYA-LARA e TANDE, 2018), (MADARIAGA, MARTÍN, *et al.*, 2013).

Tendo em vista os aspectos acima levantados, a primeira planta *offshore* utilizando a tecnologia da CC foi estabelecida em 2009 (BorWin1). A partir deste marco, e graças ao contínuo avanço nos recursos oferecidos pela eletrônica de potência e novas concepções de unidades de conversão, o emprego da corrente contínua, para os fins aqui postos, se mostra uma opção comercialmente e operacionalmente factível.

Uma terceira via, ainda que apenas idealizada e não implementada, chama-se LFAC (*Low Frequency Alternating Current*). Esta é uma proposta de transmissão de energia sugerida em alguns estudos acadêmicos, como (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2017), (CHAITHANYA, REDDY e KIRANMAYI, 2018). Tais arranjos envolvem concepções que se apresentam como um meio termo entre as filosofias HVDC e o HVAC através da transmissão de energia em uma frequência inferior à da rede elétrica *onshore* de conexão, geralmente com valor em torno de 1/3 da frequência nominal. A proposta surge com o intuito de evitar o uso de uma subestação *offshore*, e ao mesmo tempo possibilitar, mesmo que utilizando CA, transmitir a distâncias acima de 50 km, devido a sua frequência fracionada. Ressalta-se, porém, que essa tecnologia, até o momento, se apresenta como uma proposição fisicamente consistente, todavia, ainda num estágio bastante embrionário. Por tal motivo, a mesma não é explorada nesta dissertação como uma alternativa para os fins aqui postos.

Em consonância com o exposto e reconhecendo que a filosofia dos arranjos em CA já é amplamente estabelecida, as análises a serem feitas na sequência encontram-se integralmente direcionadas para o emprego das interligações entre os parques eólicos *offshore* com as redes comerciais em terra, através das proposições fundamentadas na tecnologia HVDC.

2.2 SISTEMAS DE CONVERSÃO PARA A TRANSMISSÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA

Em se tratando de um arranjo caracterizado por dois terminais, um elo de transmissão em corrente contínua se apresenta constituído por uma estação destinada ao processo de retificação, junto ao qual é feita a transformação da energia requerida em CA para CC e, num outro terminal, uma estação inversora, destinada a converter a energia a ela entregue em CC para CA, nos termos requeridos pelo sistema elétrico então suprido.

Para a composição destas unidades de conversão, vale ressaltar que, comercialmente, existem duas possibilidades quanto a filosofia do mecanismo de transformação da CA em CC e vice-versa, a saber:

- Conversores à base de uma corrente constante para o elo em CC, usualmente conhecidos por conversores CSC - Figura 2.1;
- Conversores à base de tensão constante para o elo em CC, comumente denominados por conversores VSC- Figura 2.2.

Figura 2.1: *Current Source Converter – CSC*

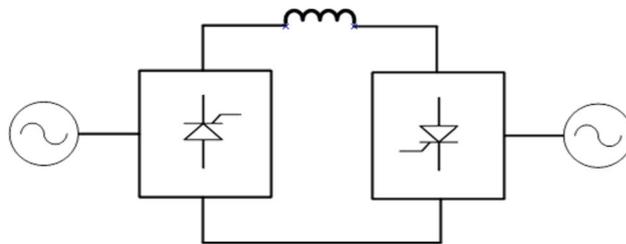
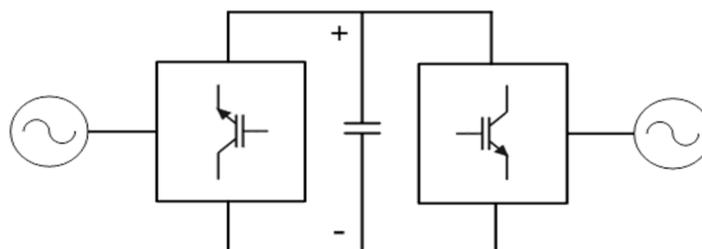


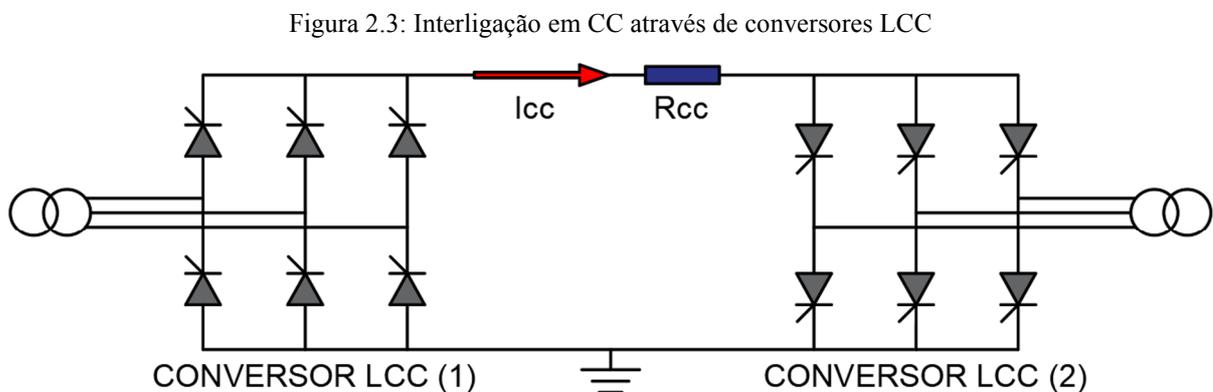
Figura 2.2: *Voltage Source Converter – VSC*



Ainda, somado aos princípios operacionais mencionados, cabe ressaltar que os processos de comutação das chaves eletrônicas, que constituem os conversores, referem-se a composições físicas distintas. Isso implica em custos variáveis na aplicação destas tecnologias, que por sua vez, proporcionam características operacionais diferentes, cada qual com suas vantagens e desvantagens, a depender de cada aplicação. Dessa forma, as características operacionais gerais dos tipos de conversores citados, bem como a relevância das mesmas, na abordagem específica de instalações eólicas *offshore*, são identificadas a seguir.

2.2.1 CONVERSORES COM COMUTAÇÃO NATURAL PELA REDE – CSC OU LCC

O conceito da comutação natural dos conversores eletrônicos foi utilizado na primeira transmissão em CC, em Gotland, em 1954. A concepção física de tais dispositivos compreendia o uso das denominadas válvulas de mercúrio, as quais foram, a partir dos anos 70, substituídas pelos chamados tiristores. Esses conversores, recebem, normalmente, a designação CSC (*Current Source Converters*) ou LCC (*Line Commutated Converters*) (ABB, 2014). A Figura 2.3 ilustra de forma simplificada um arranjo de conversores tipo LCC.



O funcionamento geral e as características de operação dos conversores LCC é resultado do ângulo de disparo dos tiristores, o qual proporciona apenas um grau de liberdade no controle. Esse ângulo representa um atraso no tempo entre o momento que a tensão anodo-catodo de cada válvula passa por um valor zero até sua entrada em operação, ou seja, quando a chave tiristora começa a conduzir corrente. Esse controle do momento inicial de condução, também denominado de *turn-on ability*, possibilita a aplicação de estratégias de funcionamento que resultam em uma boa flexibilidade operacional, tornando atrativa a sua aplicação.

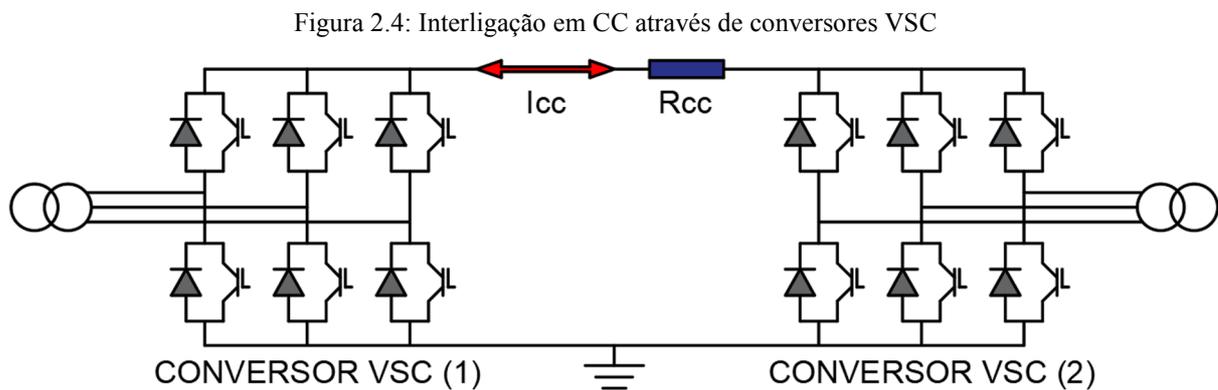
De modo geral, a aplicação dos conversores LCC a tiristores, em elos de corrente contínua, é uma tecnologia bem desenvolvida, segura e bastante difundida. Sua aplicação apresenta custos atrativos, e, atualmente, é a metodologia que possibilita transmitir, em CC, os maiores níveis de potência. Além disso, esses sistemas apresentam baixas perdas elétricas no processo de conversão, que correspondem a cerca de 0,75% da potência nominal do conversor. Contudo, por características inerentes ao funcionamento dos tiristores, os conversores LCC apresentam um elevado consumo de potência reativa, de cerca de 40% a 60% da potência nominal do conversor. Isso acarreta, principalmente em sistemas com baixos níveis de curto-circuito, eventuais problemas associados com instabilidades. Além disso, por consequência da variação do ângulo de disparo durante o funcionamento do sistema, há o surgimento de correntes harmônicas que se apresentam de forma característica em um espectro de frequência atrelado ao número de pulsos do conversor (KIMBARK, 1971). Em virtude destas características operacionais, os conversores LCC são instalados, convencionalmente, em redes com elevado nível de curto-circuito, com SCR (*Short Circuit Ratio*), preferencialmente, acima de 5 (IEEE PRESS, 2016).

Especificamente em sistemas de transmissão de energia em parques eólicos *offshore*, não se reconhece a existência de instalações que empregam conversores LCC, visto que tais arranjos requerem: a estação conversora LCC para abrigar as chaves eletrônicas, os transformadores e os dispositivos auxiliares, reatores, filtros harmônicos, dispositivos de compensação reativa, etc. Dessa forma, a área de uma estação conversora é bastante significativa, inviabilizando a sua instalação em uma plataforma *offshore*. Uma outra limitação referente ao emprego da tecnologia, para o fim supracitado, está na incapacidade dos conversores LCC realizar o chamado *black start*, ou seja, esses dispositivos necessitam de uma fonte de tensão em CA para viabilizar os processos de comutação dos tiristores.

Assim, em virtude das vantagens e desvantagens dos conversores LCC, estudos têm sido feitos visando a aplicação de sistemas de transmissão em CC híbridos. Tais sistemas propõem a aplicação de dois conversores distintos, em que pese o uso de um conversor LCC, instalado apenas em terra, aliando, portanto, os benefícios operacionais e econômicos, em caso da aplicação desses dispositivos, em parques eólicos *offshore*.

2.2.2 CONVERSORES COM COMUTAÇÃO FORÇADA – VSC

Os conversores com comutação forçada são denominados de VSC (*Voltage Source Converters*), os quais são fisicamente constituídos por semicondutores com a habilidade de promover as ações de conexão (*turn-on*) e desconexão (*turn-off*) de forma controlada, diferentemente dos tiristores que possibilitam tão apenas o controle de entrada em operação. Para tanto, usualmente se emprega chaves eletrônicas conhecidas por GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) ou IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). A Figura 2.4 ilustra de forma simplificada um arranjo de conversores tipo VSC.



Diante da propriedade dos componentes semicondutores acima referidos, a qual permite que tais chaves sejam controladas tanto durante a entrada em operação como saída, fica, pois, estabelecido que tais dispositivos de conversão se apresentam com dois graus de liberdade, produzindo, assim, a denominada conversão auto comutada (*self-commutated converters*).

O funcionamento do conversor, ora considerado, é feito à base da técnica conhecida por PWM (*Pulse Width Modulation*). A partir dessa metodologia é possível obter, na saída de uma estação inversora, um sistema trifásico com ângulos de fase e magnitudes controláveis através de alterações pré-definidas do padrão do PWM, de forma praticamente instantânea. Assim, é possível controlar tanto a potência ativa como a potência reativa de forma rápida e independente.

De modo geral, a utilização da técnica PWM permite a implementação de uma elevada frequência de chaveamento. Isso acarreta numa menor necessidade de instalação de filtros harmônicos, uma vez que a ordem de frequência das correntes harmônicas geradas pelo conversor é, também, elevada. Além disso, devido ao processo de auto comutação, o conversor pode auxiliar a rede em CA, na qual está conectada, no processo de controle e regulação de tensão, sendo esse ponto ainda mais efetivo em redes fracas, com baixo nível de curto-circuito.

Outro ponto interessante é que os transformadores, utilizados na conexão desses conversores, apresentam projetos mais simples, uma vez que são menos submetidos a correntes harmônicas e correntes de ordem nula (ANAYA-LARA e TANDE, 2018).

Focando os sistemas de transmissão em parques eólicos *offshore*, os conversores VSC apresentam algumas vantagens em relação a filosofia LCC. Devido a propriedade da auto comutação, há a capacidade de realizar o chamado *black start*, ou seja, o VSC é capaz de alimentar redes passivas, uma vez que não necessita de fonte externa para o seu funcionamento. Além disso, devido a menor necessidade de dispositivos auxiliares, como filtros harmônicos e sistemas de compensação reativa, a área necessária para a instalação de uma estação conversora utilizando VSC é significativamente menor. Assim sendo, o emprego dos conversores aqui considerados para uso numa estação *offshore* se mostra tecnicamente atrativo. Ademais, dada a capacidade das chaves IGBTs em conduzir corrente em dois sentidos, é possível realizar a inversão do fluxo de potência do elo em CC, sem inverter as polaridades das tensões nos conversores.

Todavia, a implementação de conversores VSC pode representar um elevado custo. Os cabos utilizados na conexão desses conversores são mais dispendiosos, e as estações conversoras podem ser de 30 a 40%, mais onerosas que as estações LCC. Considerando ainda, que a capacidade de conversão de energia é inferior aos conversores LCC, em termos de potência, o elevado custo de implementação pode se tornar ainda mais significativo, quando analisado sob a ótica de custo global do sistema de transmissão. É válido citar, que o arranjo VSC possui diferentes topologias, envolvendo a utilização de mais chaves eletrônicas e maiores frequências de chaveamento. Isso implica em maiores perdas elétricas, que podem atingir cifras da ordem de duas vezes maior que a admitida para os conversores LCC. Por último, destaca-se que a abordagem do conversor VSC implica, dado a característica física das chaves eletrônicas, em maior fragilidade em caso da ocorrência de curtos-circuitos no elo em CC (NEGRA, TODOROVIC e ACKERMANN, 2006).

Do exposto segue que, considerando as dificuldades impostas pela operação e manutenção, sobretudo pela admissão, como um todo, de plataformas *offshore*, o primeiro projeto ao utilizar HVDC em instalações eólicas em alto-mar, foi concebido utilizando conversores do tipo VSC. Ademais, segundo dados das instalações, os sucessivos empreendimentos desse perfil, após esse marco, também fazem uso de conversores VSC (RYNDZIONEK e SIENKIEWICZ, 2020).

2.3 TOPOLOGIAS PRÓPRIAS AOS PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

Os sistemas de geração eólica, instalados longe da costa, possuem características próprias sobre a infraestrutura utilizada para se transmitir a energia gerada até a rede de consumo. Essa infraestrutura se trata não somente das tecnologias citadas nos itens anteriores, mas também da forma como os geradores são conectados entre si, para então se realizar a transmissão da energia, de acordo com as abordagens já conhecidas. Assim sendo, descreve-se, a seguir, como os aerogeradores são conectados aos sistemas de transmissão nos parques eólicos *offshore* existentes, e ainda, as propostas sugeridas em alguns estudos recentes, como meios alternativos para tal fim. Visando facilitar o entendimento de como essas infraestruturas se aplicam nesses sistemas, primeiramente serão abordadas algumas características próprias aos tipos de aerogeradores, que podem ser empregados nos complexos de geração eólica.

2.3.1 TIPOS DE AEROGERADORES EM PARQUES *OFFSHORE*

De um modo geral, os aerogeradores podem ser classificados como sendo de velocidade fixa, velocidade limitada e velocidade variável.

A primeira categoria está relacionada com o emprego de um gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo, ou *squirrel cage induction generator* (SCIG), o qual opera em uma velocidade próxima a síncrona, fato este que resulta em uma alta robustez e baixo custo, além de um sistema de controle simples. Contudo, devido ao seu funcionamento físico, não é possível realizar nenhuma estratégia de extração de máxima potência, além disso, qualquer variação do vento é diretamente refletida no torque da máquina.

Já o aerogerador de velocidade limitada é uma variação do gerador tipo SCIG, e emprega um gerador de indução com rotor bobinado ou *wound rotor induction generator* (WRIG), de forma que durante o seu funcionamento é possível variar a resistência do rotor da máquina, conseqüentemente alterando o escorregamento, permitindo, assim, uma variação de cerca de 10% na velocidade. Contudo, apesar de ser possível variar a velocidade, o alcance dessa ação é muito limitado, não sendo, portanto, efetivo. Ademais, a utilização de rotor bobinado não é indicado para instalações *offshore*, dada a dificuldade na realização de manutenções.

Como aerogeradores de velocidade variável, um modelo bastante difundido é o que utiliza um gerador de indução duplamente excitado ou *doubly fed induction generator* (DFIG).

Com a implementação de um conversor, conectado ao rotor da máquina, é possível impor uma ampla faixa de variação na velocidade, além de estabelecer um controle individual para potência ativa e reativa. Contudo, o uso de anéis coletores no rotor implica em falhas e maiores requisitos de manutenção, fator este que se apresenta como desvantagens para o emprego da filosofia DFIG em usinas *offshore*.

Em adição aos arranjos acima, há ainda aerogeradores de velocidade variável, denominados de *full-converters*. Esses arranjos fazem uso de um conversor tipo VSC conectado ao gerador, capaz de desacoplar este último da rede de conexão. A utilização desse conversor, possibilita a implementação do arranjo SCIG *full-converter*, caso seja empregado um gerador de indução à velocidade variável. Uma outra possibilidade está no uso de um gerador síncrono com rotor bobinado, ou *wound rotor synchronous generator* (WRSG). Contudo, a configuração do tipo *full-converter* mais difundida utiliza um gerador síncrono a imã permanente, ou *permanent magnet synchronous generator* (PMSG). O uso desse tipo de aerogerador tem ganhado popularidade em instalações *offshore*, por proporcionar menor peso e tamanho. Além disso, pela utilização de um imã como excitação, não há as perdas, devido a corrente contínua, no rotor.

Ademais, o emprego do PMSG *full-converter* viabiliza a simplificação ou até mesmo a eliminação da caixa de engrenagem, utilizada na maioria das turbinas, destinada a ajustar a velocidade mecânica no eixo. Isso possibilita reduzir ou eliminar os esforços mecânicos nas engrenagens, resultando em um custo de operação e manutenção bastante reduzido, que exercem fortes atrativos para uso em instalações *offshore*. Sob o ponto de vista econômico, o custo de produção e instalação de turbinas do tipo PMSG e DFIG é praticamente o mesmo (IEEE PRESS, 2016).

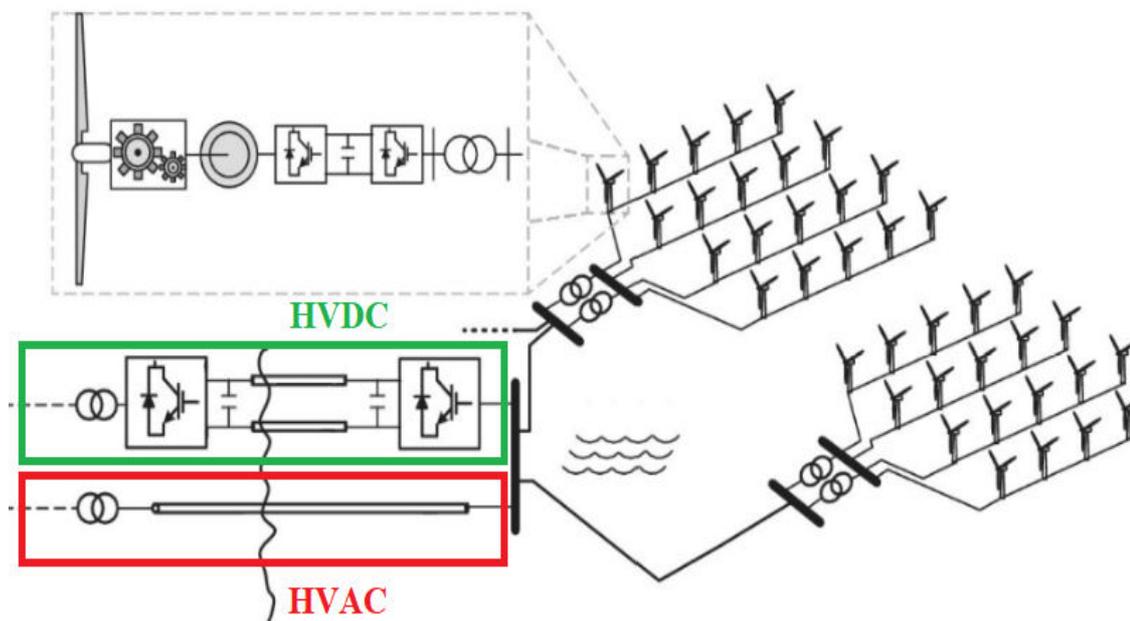
Tendo em vista o abordado, ressalta-se que, independentemente das características básicas individuais dos aerogeradores mencionados, a forma de conexão desses dispositivos, é realizada, invariavelmente, utilizando corrente alternada. Contudo, dentro dessa generalidade, há requisitos de conexão específicos. Nesse contexto, no que diz respeito ao agrupamento das turbinas em uma fazenda eólica, os modelos DFIG, e os aerogeradores de velocidade fixa e limitada, necessitam ser conectados diretamente a uma fonte de tensão alternada, que pode ser provida através de uma conexão direta com a rede elétrica (no caso de uma transmissão de energia em CA), ou através de uma estação conversora do tipo VSC, ou, ainda, por meio de uma estação conversora do tipo LCC, juntamente com a instalação de dispositivos auxiliares,

tais como *STATCOMs* e bancos de capacitores. Por outro lado, os aerogeradores do tipo *full-converter* não possuem tais exigências, contudo dada a dificuldade em se estabelecer uma *microgrid*, sem um controle central do fluxo de potência e tensão, é concebida a conexão desses modelos nos mesmos moldes dos outros aerogeradores.

2.3.2 ESTRATÉGIAS PARA INTERLIGAÇÃO DOS AEROGERADORES INDIVIDUAIS

A Figura 2.5 ilustra um arranjo típico de uma instalação eólica *offshore* constituída por dois complexos de geração, cada qual formado por um conjunto de aerogeradores, os quais são conectados a um ponto coletor comum e, a partir, desse, às possibilidades existentes para a interligação com os centros de consumo ou barras de conexão em terra. Como se observa, são abordadas duas possibilidades, uma em corrente alternada e outra em corrente contínua, como considerado ao longo deste trabalho.

Figura 2.5: Sistemas de transmissão aplicáveis às interligações de parques eólicos *offshore* aos pontos de conexão em terra. (ANAYA-LARA e TANDE, 2018)

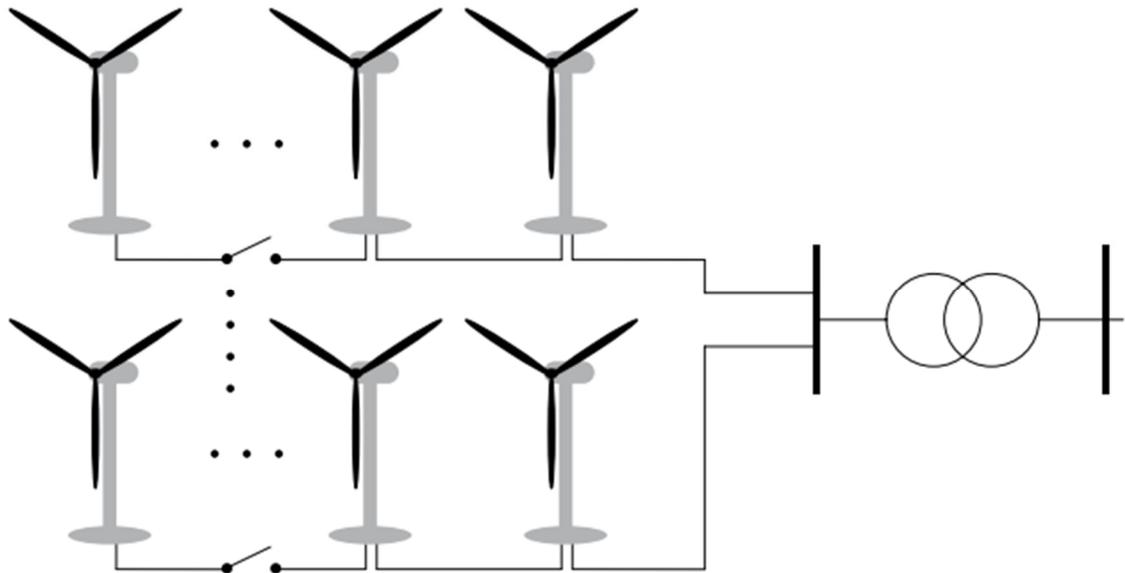


Como indicado, as turbinas são primeiramente agrupadas, e, na maioria das vezes, algumas são interligadas, para então ocorrer a conexão com o sistema de transmissão propriamente dito. Via de regra, de acordo com as considerações do item anterior, essa interligação, das unidades de geração, é realizada a partir de cabos em CA. Dentro desse

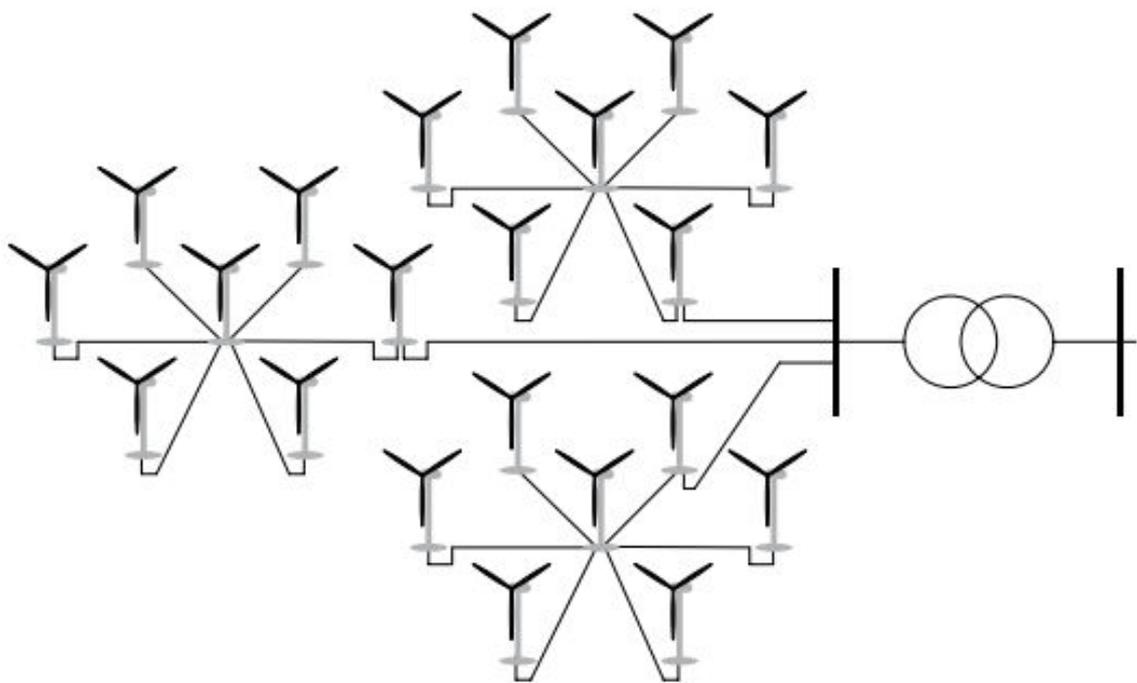
contexto, a Figura 2.6 aborda as topologias, mais comuns, de interconexão dos aerogeradores, nas instalações implementadas atualmente.

Figura 2.6: Topologias empregadas na conexão de unidades de geração eólica ao sistema de transmissão.

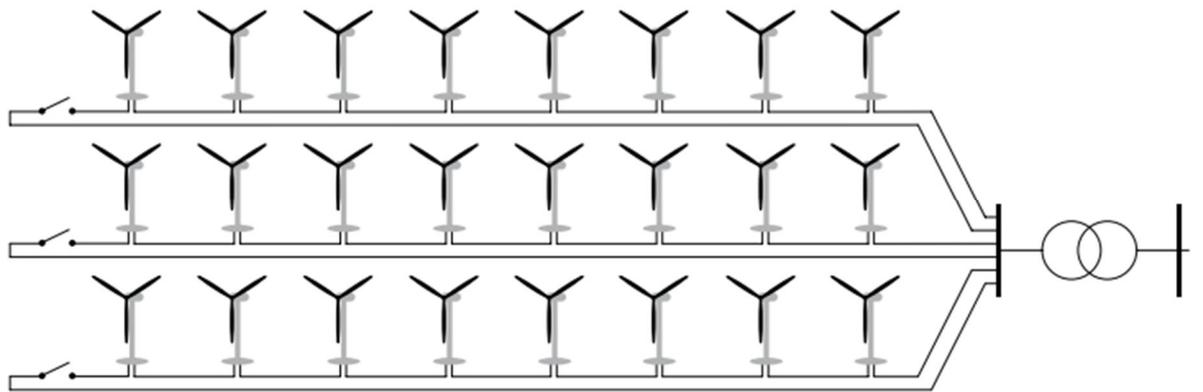
(a) agrupamento radial; (b) agrupamento em estrela; (c) agrupamento em anel; (d) agrupamento em multi-anel



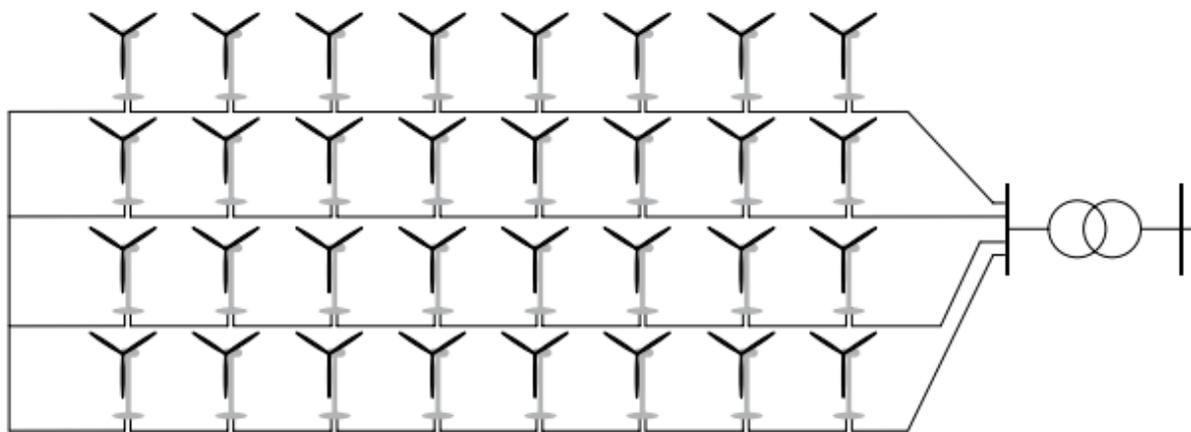
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: (CAMPOS-GAONA, ANAYA□LARA e TANDE, 2018)

Ressalta-se que a escolha do método topológico de conexão das unidades de geração entre si, e com o sistema de transmissão, é um processo atrelado a requisitos estabelecidos em etapas de planejamento dos complexos eólicos, tais como: nível de geração, confiabilidade do sistema, custo, entre outros aspectos.

2.3.3 CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

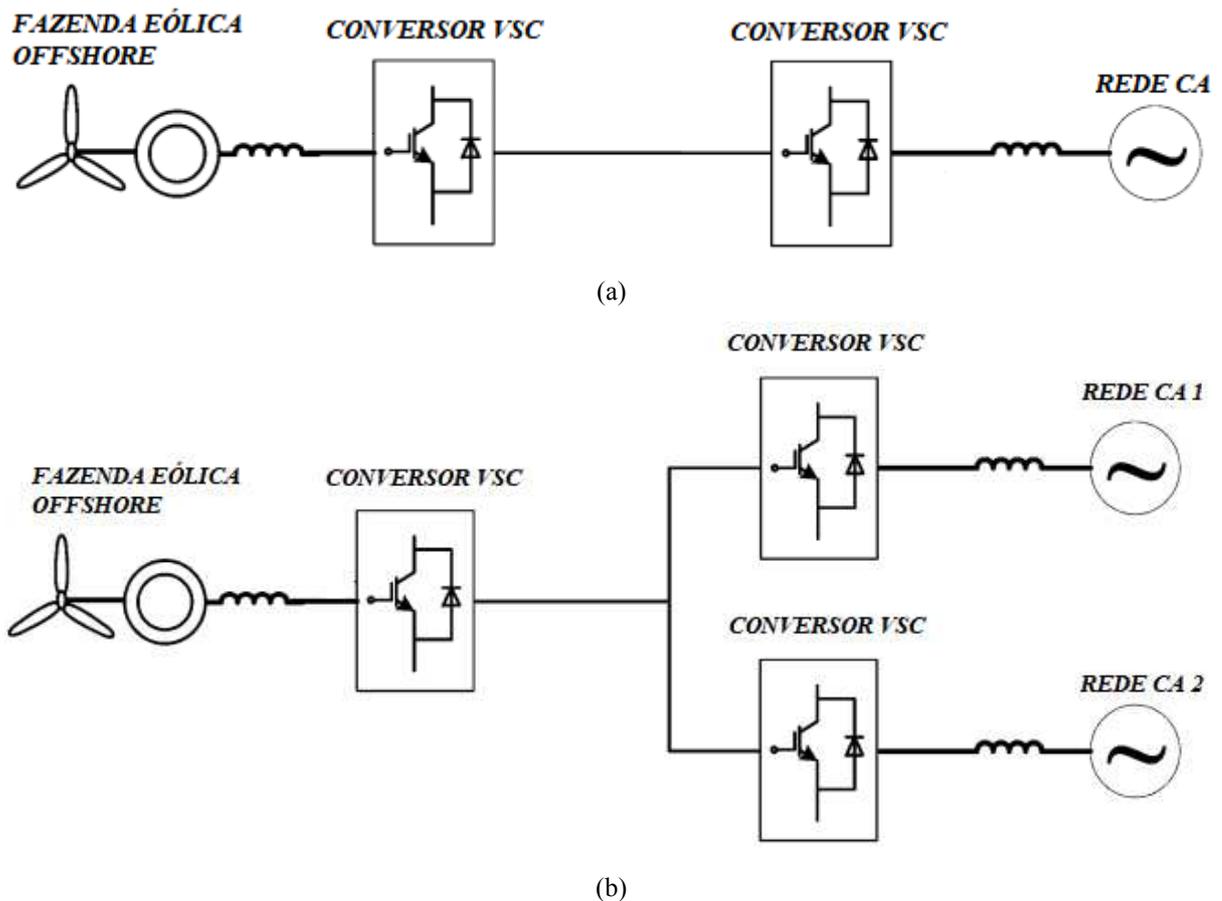
Independentemente da topologia utilizada na interconexão dos aerogeradores, ou do sistema de transmissão empregado, seja em CC ou CA, o agrupamento das unidades de geração é concentrado através da implementação de uma plataforma *offshore*. No caso de um sistema HVAC, a plataforma realiza a conexão dos aerogeradores com o sistema de transmissão através de uma subestação elevadora de tensão, com todos os dispositivos necessários, uma vez que a interligação desses elementos é feita em média tensão. Já para o caso da transmissão por um

elo em CC, a plataforma *offshore* abriga a estação conversora, que é conectada aos aerogeradores.

Tendo como foco os sistemas de geração eólica *offshore* que empregam a transmissão em CC, verifica-se que a conexão entre os complexos de geração, em alto-mar, e a rede elétrica em terra, é estabelecida, usualmente, a partir de uma conexão, das unidades de conversão, ponto-a-ponto como em DolWin 1, 2 e 3, BorWin 1 e 2, HelWin 1 e 2, SylWin 1 e 2, ou multiterminal como em Nan'ao, Zhoushan e Zhangbei (RYNDZIONEK e SIENKIEWICZ, 2020) (NEGRA, TODOROVIC e ACKERMANN, 2006). A Figura 2.7 elucida de forma didática como, geralmente, são concebidas essas conexões entre as estações conversoras.

Figura 2.7: Exemplos de fazendas eólicas *offshore*, conectadas com a rede de CA, através da transmissão em CC (LIANG, JING, *et al.*, 2011)

(a) Conexão ponto-a-ponto, (b) Conexão multiterminal



Deve-se destacar, contudo, que a implementação de subestações em alto-mar, torna os custos de instalação das plantas eólicas *offshore* elevados, especialmente nos casos de

transmissão em CC abordados, onde além do alto investimento em dispositivos eletrônicos, é necessário a implantação de plataformas com extensa área de construção, capazes de abrigar as estações conversoras. Assim, novas topologias têm sido propostas de modo a, não apenas transmitir a energia, como também realizar o agrupamento dos aerogeradores utilizando CC (SHI, CAI, *et al.*, 2016).

Uma das concepções está no conceito em que cada unidade geradora possuindo um conversor CA/CC, incrementado com um conversor CC/CC, é capaz de elevar a tensão a fim de realizar a transmissão. Esse componente pode ser tanto individual (para cada turbina) ou por grupo de aerogeradores. A partir do estabelecimento dessa rede em CC, topologias de transmissão já conhecidas podem ser aplicadas, a exemplo daquelas ilustradas na Figura 2.7 (MADARIAGA, MARTÍN, *et al.*, 2013). Ressalta-se que a interligação das turbinas diretamente em CC, acarreta nos mesmos benefícios da utilização dessa tecnologia para o elo de transmissão. Portanto, o aprimoramento desses conceitos, a partir do desenvolvimento de novas topologias utilizando a CC, desde o processo de agrupamento, pode significar um importantíssimo passo na expansão de instalações eólicas *offshore*, a longas distâncias da costa. Todavia, o agrupamento dos geradores em CC, não é trivial, uma vez que ainda não existem instalações dessa natureza.

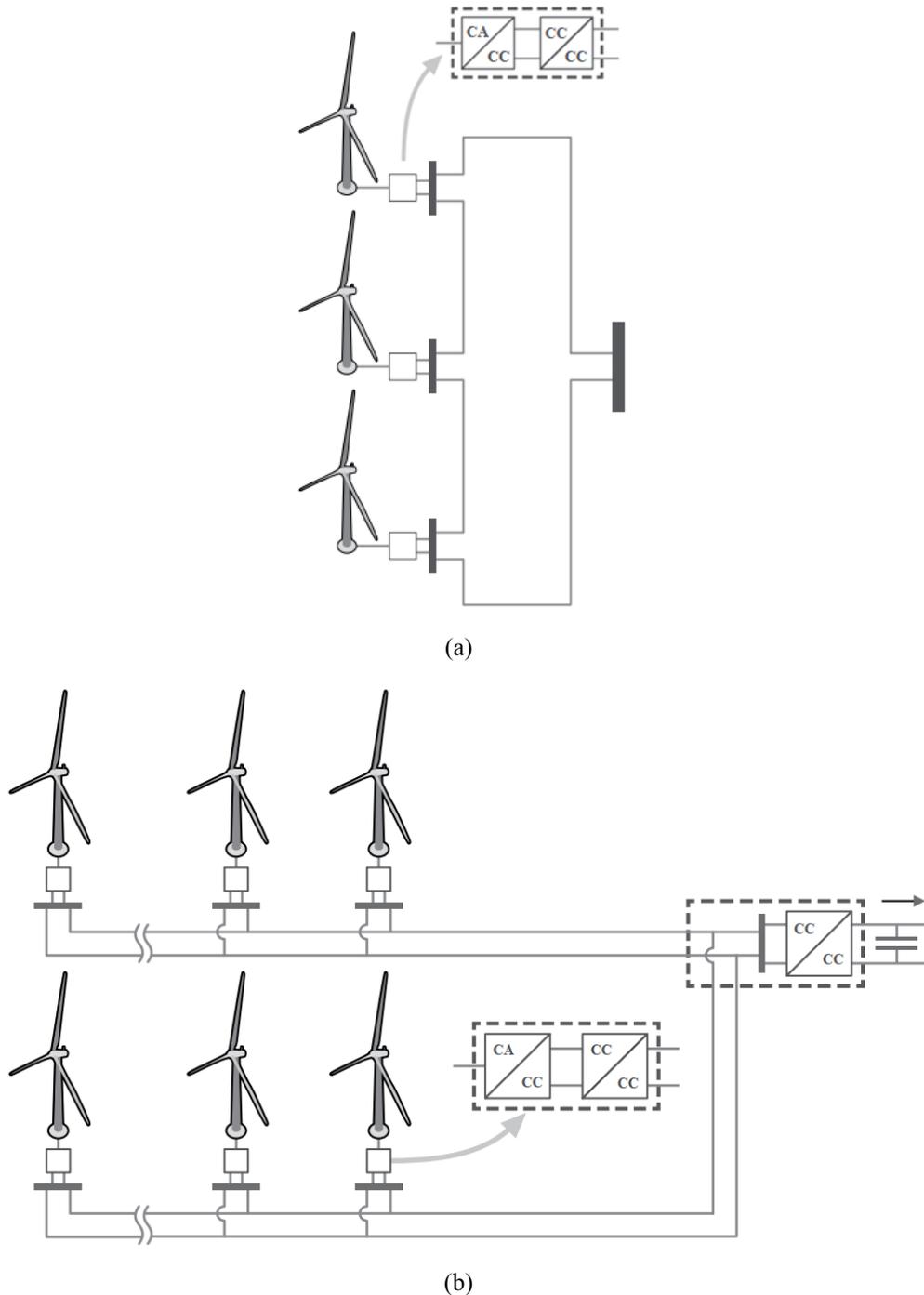
Basicamente, há duas possibilidades para a realização da conexão, em CC, das unidades aerogeradoras, a saber: série e paralela.

Para a primeira situação, as saídas CC de cada gerador são conectadas em série, eliminando, assim, a necessidade de um conversor CC/CC que eleve a tensão para fins de transmissão. Todavia, deve-se ressaltar que, nesta configuração, cada unidade possui, normalmente, uma tensão terminal própria distinta das demais. Isso determina grandes desafios relacionados com classes de isolamento, dificuldades para o controle operacional do arranjo, problemas de confiabilidade, corrente nominal correspondente ao complexo global, acarretando em um sobredimensionamento dos componentes do sistema, dentre outros aspectos. Nesse contexto, a Figura 2.8(a) ilustra uma possível topologia de conexão série, em CC, dos aerogeradores.

Por outro lado, caso a opção seja feita pela conexão em paralelo, a tensão da barra comum de conexão deve ser a mesma para todos os aerogeradores. Consequentemente, as potências fornecidas, por cada unidade de geração, ficam atreladas com a contribuição individual de corrente para o sistema. Portanto, as correntes de saída de cada máquina são

desacopladas, facilitando o estabelecimento de um sistema de controle. Contudo, estabelecer um ganho elevado na tensão, representa dificuldades, como estabelecido em (VEILLEUX e LEHN, 2014) (SHI, CAI, *et al.*, 2016). Assim, de acordo com esses conceitos, a Figura 2.8(b) demonstra uma possível topologia de conexão em paralelo, em CC, dos aerogeradores.

Figura 2.8: Possibilidades de conexão dos aerogeradores em CC. (a) conexão série; (b) conexão paralela



Fonte: (CAMPOS-GAONA, ANAYA-LARA e TANDE, 2018) – Texto traduzido

CAPÍTULO 3 – PROPOSTA PARA A INTERCONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE* À REDES CA ONSHORE

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

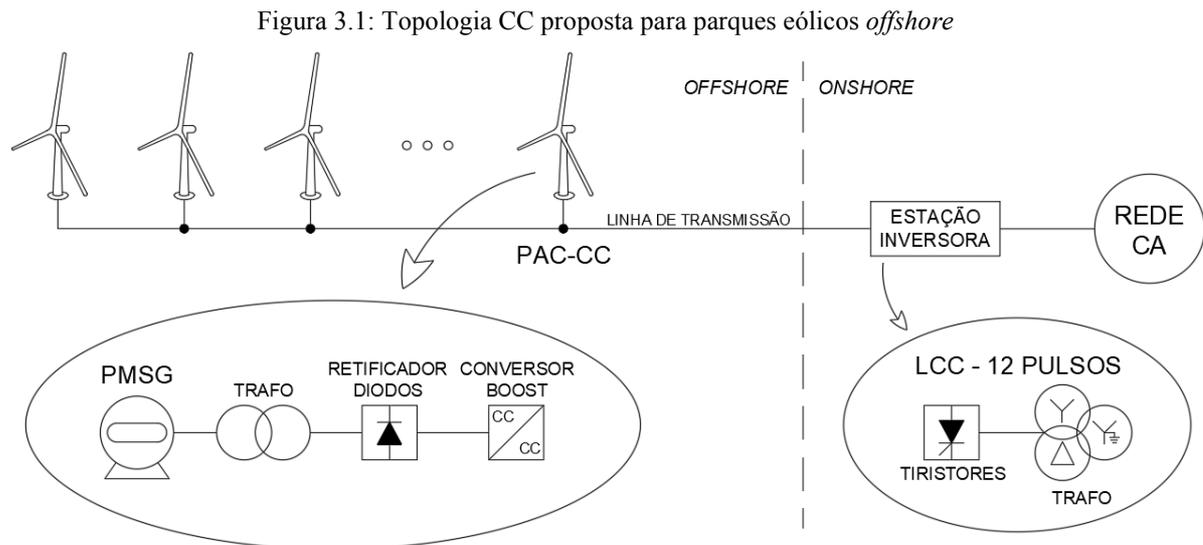
Não obstante o reconhecimento da existência de propostas topológicas para fins da interconexão das unidades de geração em parques eólicos *offshore*, através de um complexo de transmissão em corrente contínua, devido a tendência de expansão deste mercado e suas dificuldades atreladas, ainda há a carência pelo desenvolvimento de novas tecnologias. Neste contexto, no capítulo presente é apresentada uma proposta de estrutura topológica de coleta e transmissão da energia gerada, para as aplicações focadas nesta dissertação, a qual se apresenta concentrada nas seguintes premissas:

- Empregar a tecnologia da transmissão em corrente contínua no processo de interconexão das unidades de geração eólica com a rede elétrica em terra;
- Permitir a conexão dos terminais dos aerogeradores em paralelo sob a diversidade dos pontos operativos de cada um;
- Buscar a extração da máxima potência dos aerogeradores sob as distintas condições de funcionamento impostas quanto a incidência dos ventos;
- Propor a redução da área de construção e, até mesmo, a não utilização das subestações *offshore* para os fins ora postos.

Vale destacar que o arranjo concebido e explorado nesta dissertação se apresenta com uma estrutura física e operacional com características distintas daquelas encontradas na literatura, portanto, a mesma se reveste de proposição com propriedades inovadoras para os fins aqui postos.

3.2 ELEMENTOS CONSTITUINTES DO SISTEMA

Como forma de introduzir a proposta topológica e expor os elementos constituintes do arranjo, a Figura 3.1 mostra a concepção geral e esquemática da estrutura considerada para o sistema em questão. Nesta é possível observar a divisão dos componentes que perfazem o complexo, com destaque àqueles a serem instalados em terra e em alto-mar.



3.2.1 COMPONENTES QUE PERFAZEM A ESTRUTURA OFFSHORE

Focando os componentes localizados na região *offshore*, nota-se, a partir da Figura 3.1, o uso da corrente contínua na etapa de interconexão das unidades geradoras, bem como no sistema de transmissão propriamente dito. Cada unidade geradora contém, acoplado a turbina eólica, um PMSG, cujas perspectivas aplicativas se mostram promissoras para parques eólicos *offshore*. A unidade de geração possui um transformador elevador de tensão e um circuito retificador trifásico a diodos, em conjunto com um conversor CC/CC do tipo *boost*. Ressalta-se que a utilização do retificador a diodos, frente a outros dispositivos eletrônicos, proporciona bastante robustez, baixo custo, menor espaço físico requisitado para sua instalação e elevada confiabilidade. Contudo, este elemento não se apresenta como um dispositivo controlável. Assim, a chave para o controle individual dos aerogeradores se dá pelo emprego do conversor *boost*.

É importante considerar que a tensão em CA nos terminais do gerador PMSG possui perfil de tensão e frequência determinados pela excitação do núcleo magnético e pelas características impostas pela fonte primária de energia (vento). Assim, a tensão em CC obtida apenas pelo emprego do retificador trifásico a diodos, não reflete o ponto ótimo de extração de potência da turbina. Ademais, a implementação do paralelismo em CC, de cada unidade geradora, sem qualquer outro recurso adicional, somente é possível caso as tensões terminais dos aerogeradores fossem iguais. Dessa forma, o conversor *boost* é empregado de modo a adequar a tensão CC de transmissão, única para todo o sistema, com a tensão de saída

independente de cada retificador, realizando, simultaneamente a esse processo, o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracker*), a partir do método do Torque Ótimo (VEILLEUX e LEHN, 2014), garantindo a máxima eficiência do processo. Esse método, bastante simples, rápido e eficiente, busca ajustar o torque do PMSG a partir do valor de referência, determinado com base nas características construtivas da turbina, através do cálculo da potência máxima disponível (ABDULLAH, YATIM, *et al.*, 2012).

Referindo novamente a composição física do arranjo, tem-se, a montante do retificador, um transformador, destinado a compatibilizar o sistema ao nível da tensão da transmissão em corrente contínua definido pelo projeto. Isso se deve ao fato de que as tensões em CA nos terminais dos geradores empregados, são, via de regra, da ordem de baixa ou média tensão e a rede de transmissão em CC, certamente, será baseada em níveis superiores de tensão. Sabendo-se que os conversores *boost* apresentam perdas variáveis de acordo com a frequência de chaveamento e a corrente de condução, avalia-se que quanto maior o ganho de tensão proporcionado pelo *boost*, da ordem de valores acima de três vezes a tensão de entrada, maiores serão as perdas (Bulut, E. B.; Cengiz, K., 2017). Portanto, o emprego do transformador permite que o conversor opere nas regiões de maior rendimento, com ganhos em torno de duas vezes a tensão de entrada.

Comparado a um transformador convencional, projetado para operar sob uma frequência de 50/60 Hz, deve-se ressaltar que, devido à baixa frequência da tensão nos terminais do gerador, o transformador a ser utilizado para os fins aqui postos, terá um núcleo com área maior, e, conseqüentemente, maior peso (SMITH, 1985), principalmente em casos onde utiliza-se o PMSG sem o uso de engrenagens para mudança da relação de velocidade entre a turbina e o gerador.

Por fim, ainda focando os componentes *offshore*, tem-se os cabos isolados, que realizam a interconexão das unidades geradoras, e a linha de transmissão, a qual compreende o trecho físico de conexão entre o ponto de acoplamento comum dos aerogeradores, em CC, denominado de PAC-CC, e a estação conversora, localizada em terra. Ressalta-se que para o funcionamento do arranjo, dispositivos auxiliares não evidenciados na Figura 3.1, devem ser empregados junto a linha de transmissão, tal como a instalação de um filtro LC no ponto de acoplamento em corrente contínua (PAC-CC).

3.2.2 COMPONENTES QUE PERFAZEM A ESTRUTURA EM TERRA

Como parte integrante da instalação *onshore*, tem-se a presença da estação conversora, responsável por realizar a inversão da corrente contínua, advinda da linha de transmissão, em corrente alternada. Para tal, na topologia proposta, emprega-se o conversor do tipo LCC, dispositivo este não empregado em alto mar, por motivos já esclarecidos. O emprego do conversor LCC possui os atrativos já apontados, a exemplo da tecnologia robusta, baixas perdas, grande capacidade de conversão e menor custo frente ao conversor VSC.

De forma específica, na topologia proposta emprega-se um conversor LCC de 12 pulsos, o qual é o arranjo mais comumente utilizado em sistemas HVDC, por apresentar uma boa relação entre custo de instalação e manutenção, e qualidade operacional, quando comparado às possíveis implementações de conversores com maior número de pulsos. Por sua vez, a conexão dos terminais do LCC de 12 pulsos com a rede elétrica é realizada por meio de um transformador de três enrolamentos, admitidos de forma a resultar em defasamentos angulares de 30° entre as tensões de conexão das duas pontes conversoras (ARRILLAGA, LIU e WATSON, 2007).

Ainda, cabe ressaltar que alguns dispositivos auxiliares, não indicados na Figura 3.1, certamente se fazem necessários, devido as características inerentes ao funcionamento do conversor LCC de 12 pulsos. Nesse particular, identifica-se o uso de reatores de alisamento, primordiais para a execução da comutação das chaves eletrônicas por corrente, bem como filtros harmônicos na conexão em CC e filtros harmônicos na rede CA, além de bancos de capacitores para compensação reativa.

3.3 FISOLOGIA OPERACIONAL DA TOPOLOGIA PROPOSTA

A partir dos elementos constituintes da proposta topológica, é necessário estabelecer um sistema de controle consonante com a filosofia a ser proposta para a operação conjunta do complexo de geração, distribuição, transmissão e interconexão com a rede CA em terra. Esta concepção de controle deve primar pelo funcionamento do complexo de modo a oferecer baixas perdas e pequena variação no rendimento global da instalação. Além disso, é desejável que o controle da tensão não dependa de algum mecanismo de comunicação entre as unidades de geração e a estação conversora, facilitando, portanto, a implementação da topologia.

Dessa forma, o cerne do sistema de controle está no fato que o conversor LCC, através da linha de transmissão, imponha uma tensão de tal modo que os conversores *boost*, individuais a cada aerogerador, consigam realizar o rastreamento MPPT, independentemente das condições de potência disponível de cada unidade de geração. Esta característica é de suma importância, pois caso uma unidade de geração esteja operando em um nível de potência inferior as demais, o seu respectivo conversor *boost* deverá fornecer um ganho maior de tensão, de modo a manter o paralelismo. Conseqüentemente, caso tal diferença no nível de geração seja expressiva, esse conversor *boost* poderá apresentar falhas no seu respectivo funcionamento.

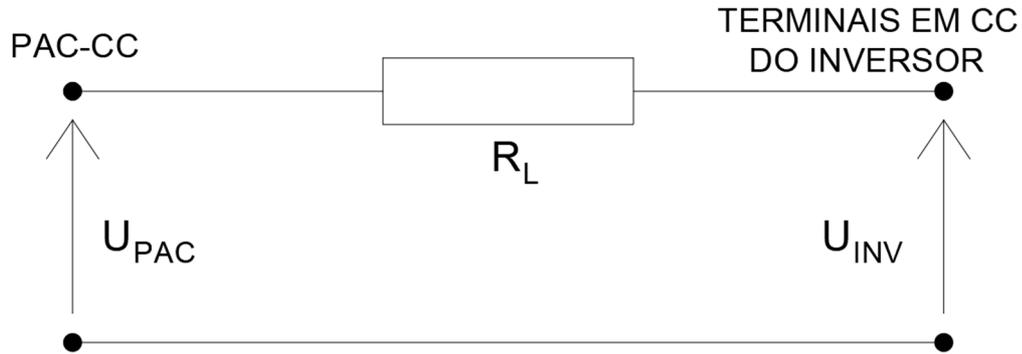
3.3.1 TENSÃO CONTÍNUA NOS TERMINAIS DO INVERSOR

A fim de se atingir os objetivos ora postos, e, de modo a tornar factível o estabelecimento de um valor de tensão nos terminais em CC do inversor, é necessário determinar um valor de tensão de referência, tal qual, aplicado a um sistema de controle automático, garanta o funcionamento do arranjo.

Para tal, propõe-se uma abordagem a partir de uma análise simplificada do sistema, considerando apenas o PAC-CC, e os terminais em corrente contínua do inversor. A partir dessa simplificação, é bastante inteligível o desenvolvimento do equacionamento das grandezas que se inter-relacionam no processo de transmissão da energia gerada. Assim, visando descrever matematicamente o funcionamento do sistema para um valor genérico de potência, detalha-se, na sequência, os desenvolvimentos conceituais e matemáticos que representam a operação do sistema considerando que o mesmo se encontra sob o que se denomina por “condições nominais”. Em outras palavras, são consideradas as relações operacionais atreladas com a extração da máxima potência factível para o parque eólico sob análise. Esta grandeza, identificada por 1 pu de potência, equivale, pois ao que será empregado como “potência base” para uma posterior generalização da formulação.

Nos termos supra postos, a Figura 3.2 ilustra a operação, via circuito simplificado proposto, da referida situação operativa sob condições de extração da potência nominal da instalação.

Figura 3.2: Circuito simplificado para análise da proposta topológica (Operação em regime nominal)



Portanto, em consonância com os propósitos estabelecidos, as grandezas U_{PAC} e U_{INV} , representam, respectivamente, os valores das tensões no ponto de acoplamento das unidades de geração e nos terminais em CC do inversor, para o regime de geração nominal. Sendo R_L a resistência dos cabos da linha de transmissão, a expressão referente à potência nominal em CC ($P_{NOM-inv-cc}$), nos terminais do inversor, a partir dos valores de U_{PAC} e U_{INV} , é dada pela Equação (3.1).

$$P_{NOM-inv-cc} = \frac{(U_{PAC} - U_{INV}) \cdot U_{INV}}{R_L} \quad (3.1)$$

Tomando por base as condições impostas para o regime nominal, é possível, então, descrever as grandezas do sistema para uma condição genérica de extração das demais potências, a qual passa a ser definida através da Equação (3.2). Nesta, a grandeza “x” correlaciona o valor da potência de operação com aquela definida por nominal. Assim, x representa a razão entre a potência medida (P_{medido}) e a potência nominal ($P_{NOM-inv-cc}$), nos terminais do inversor, portanto, “x” determina o valor em pu da potência recebida pelo inversor para uma condição outra que a nominal.

$$x = \frac{P_{medido}}{P_{NOM-inv-cc}} \quad (3.2)$$

Utilizando as constantes k_1 e k_2 para expressar as derivações dos valores nominais das respectivas tensões nominais, a Equação (3.2) pode ser transcrita através da expressão dada pela Equação (3.3).

$$x \frac{(U_{PAC} - U_{INV}) \cdot U_{INV}}{R_L} = \frac{(k_1 U_{PAC} - k_2 U_{INV}) \cdot k_2 U_{INV}}{R_L} \quad (3.3)$$

sendo:

$$U'_{PAC} = k_1 U_{PAC} \quad (3.4)$$

$$U'_{INV} = k_2 U_{INV} \quad (3.5)$$

Substituindo as Equações (3.4) e (3.5) nos respectivos valores da Equação (3.3), resulta-se na Equação (3.6).

$$x U_{PAC} U_{INV} - x U_{INV}^2 = U'_{PAC} U'_{INV} - U_{INV}^2 \quad (3.6)$$

Ainda, tendo em vista a Equação (3.6), é possível reescrevê-la, conforme a Equação (3.7):

$$x U_{INV}^2 (\delta - 1) = U_{INV}^2 (\delta' - 1) \quad (3.7)$$

sendo as grandezas δ e δ' determinadas pelas Equações (3.8) e (3.9).

$$\delta = \frac{U_{PAC}}{U_{INV}} \quad (3.8)$$

$$\delta' = \frac{U'_{PAC}}{U'_{INV}} \quad (3.9)$$

Considerando os desenvolvimentos matemáticos realizados acima e atentando-se ao modo característico de funcionamento de um inversor LCC, entende-se que k_2 , dado em pu, pode ser um valor imposto pelo sistema de controle do ângulo de disparo das chaves eletrônicas, sendo, portanto, correspondente ao valor de referência desejado para o controle da tensão contínua.

Dessa forma, considerando que o valor da tensão nos terminais em CC do inversor, para um instante genérico de potência gerada, é função de k_2 , é possível obter a Equação (3.10) substituindo o valor de U'_{INV} da Equação (3.7) pela Equação (3.5).

$$k_2 = \sqrt{x \frac{(\delta - 1)}{(\delta' - 1)}} \quad (3.10)$$

Logo, nota-se que o valor de k_2 pode ser determinado a partir das variáveis x , δ e δ' . Todavia, x é dado através da razão entre a potência medida e a potência nominal, não sendo, portanto, uma variável controlável. Contudo, é possível ajustar as variáveis δ e δ' , de tal modo a atender as premissas desejadas para o sistema de controle, fazendo com que o sistema apresente pequenas variações no rendimento global e os conversores *boost* operem nos termos requeridos, independentemente da magnitude da potência gerada.

Visando atender a esta premissa, propõe-se que δ seja igual a δ' . Dessa forma igualando as Equações (3.8) e (3.9) e substituindo as Equações (3.4) e (3.5) nesta identidade matemática, chega-se à Equação (3.11). Também, sendo $\delta = \delta'$, é possível reescrever a Equação (3.10), conforme a Equação (3.12).

$$\frac{k_1}{k_2} = 1 \quad (3.11)$$

$$k_2 = \sqrt{x} = \sqrt{\frac{P_{\text{medido}}}{P_{\text{NOM-inv-cc}}}} \quad (3.12)$$

Uma vez imposta a condição $\delta = \delta'$, tem-se, como mostrado pela Equação (3.11), que k_1 e k_2 são iguais. Assim, diante de uma variação genérica no valor da potência gerada em relação a potência nominal, a tensão de acoplamento e a tensão nos terminais em CC do inversor, em relação aos seus respectivos valores nominais (U_{PAC} e U_{INV}), variam em função do fator $k=k_1=k_2$, determinando, assim, a potência entregue nos terminais em CC do inversor.

Do exposto segue que, admitindo a tensão de referência em pu, conforme a Equação (3.12), à medida que a potência gerada pelos aerogeradores diminui, em relação ao valor nominal de operação, a tensão imposta pelo inversor LCC ao sistema de transmissão também sofrerá uma correspondente redução. Esta característica operativa para o controle previne que os conversores *boost* apresentem falhas de funcionamento, coibindo a necessidade de operação em ganhos elevados de tensão.

3.3.2 RENDIMENTO DO PROCESSO DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA

Com base na abordagem apresentada anteriormente, e tendo em vista o estabelecimento do valor de referência da tensão para o sistema de controle, é factível analisar matematicamente a variação do rendimento global do sistema, diante de qualquer valor de potência gerada.

Para tanto, mais uma vez recorre-se ao circuito simplificado da Figura 3.2 para a caracterização do rendimento do processo sob regime de operação nominal e, na sequência, para uma condição genérica quanto ao valor da potência produzida pelo parque eólico.

Para tanto, a Equação (3.13) conduz a expressão (3.14) que fornece o rendimento da instalação para as condições nominais postas.

$$Pe_{nom(pu)} = \frac{\frac{(U_{PAC} - U_{INV})^2}{R_L}}{P_{NOM}} = \frac{\frac{R_L}{U_{PAC} (U_{PAC} - U_{INV})}}{\frac{R_L}{U_{PAC} (U_{PAC} - U_{INV})}} = \frac{U_{PAC} - U_{INV}}{U_{PAC}} = 1 - \frac{U_{INV}}{U_{PAC}} \quad (3.13)$$

$$\eta_{nom\%} = (1 - Pe_{n(pu)}) \cdot 100\% = \frac{U_{INV}}{U_{PAC}} 100\% \quad (3.14)$$

Em se tratando agora de uma situação operacional genérica quanto a extração de potência, identificada pela grandeza “x” anteriormente considerada, sendo as perdas para esta situação representada por ($Pe_{x(pu)}$), em pu, e a potência de geração sendo (P_x), a Equação (3.15) apresenta os desenvolvimentos que viabilizam o cálculo do rendimento do processo.

$$Pe_{x(pu)} = \frac{\frac{(U'_{PAC} - U'_{INV})^2}{R_L}}{P_x} = \frac{\frac{R_L}{U'_{PAC} (U'_{PAC} - U'_{INV})}}{\frac{R_L}{k^2 U_{PAC} (U_{PAC} - U_{INV})}} = \frac{x(U_{PAC} - U_{INV})^2}{k^2 U_{PAC} (U_{PAC} - U_{INV})} = 1 - \frac{U_{INV}}{U_{PAC}} \quad (3.15)$$

Assim, chega-se ao rendimento do sistema (η_x), conforme dado pela Equação (3.16). Comparando (3.14) e (3.16) conclui-se que o rendimento estimado do sistema, para qualquer condição de geração de energia, será dado apenas pelos valores nominais de tensão do sistema.

$$\eta_x\% = (1 - Pe_{x(pu)}) \cdot 100\% = \frac{U_{INV}}{U_{PAC}} 100\% \quad (3.16)$$

Por fim, vale ressaltar que os desenvolvimentos acima foram realizados a partir do circuito simplificado da Figura 3.2, o quais não contemplaram as perdas nos conversores *boost* e nos cabos de interligação das unidades geradoras com o PAC-CC, nem tampouco as perdas no inversor LCC. Estas parcelas, contudo, não se mostram tão expressivas diante daquelas manifestadas na linha de transmissão.

Ainda considerando os desenvolvimentos anteriores é possível determinar o valor de resistência da linha de transmissão, visando a operação com um rendimento nas imediações do valor desejado, tomando por base a Equação (3.17) que estabelece o balanço das potências aplicável ao circuito equivalente da Figura 3.2.

$$P_{NOM} - \frac{(U_{PAC} - U_{INV})^2}{R_L} - \frac{U_{INV} (U_{PAC} - U_{INV})}{R_L} = 0 \quad (3.17)$$

Nesta, a tensão U_{INV} é definida pelo controle de tensão do inversor LCC, enquanto que a grandeza U_{PAC} não se encontra disponível, visto o desconhecimento, até o momento, da resistência da linha.

Substituindo a Equação (3.14) na expressão (3.17) chega-se à Equação (3.18).

$$\left(\frac{U_{INV}}{\eta} - U_{INV} \right)^2 + U_{INV} \left(\frac{U_{INV}}{\eta} - U_{INV} \right) = R_L P_{NOM} \rightarrow U_{INV}^2 \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right)^2 + U_{INV}^2 \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) = R_L P_{NOM} \quad (3.18)$$

Assim, para um determinado valor desejado de rendimento do sistema (η), pode-se encontrar o valor de resistência para a linha de transmissão através da Equação (3.19).

$$R_L = \frac{U_{INV}^2}{P_{NOM}} \left[\left(\frac{1}{\eta} - 1 \right)^2 + \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \right] \quad (3.19)$$

3.4 RESUMO DOS CONCEITOS DESENVOLVIDOS NO PRESENTE CAPÍTULO

Sintetizando os desenvolvimentos realizados no presente Capítulo, destaca-se a realização da proposição topológica, a qual compreende uma estrutura física e operacional com propriedades inovadoras, para a realização da conexão de parques eólicos *offshore* às redes em CA de conexão. Neste particular, foram abordados todos os elementos que perfazem a estrutura do sistema, tanto nas áreas localizadas em terra, como em alto-mar.

Destaca-se também a filosofia operacional proposta, a partir do uso da corrente contínua tanto no processo de interconexão das unidades geradoras, quanto ao estabelecimento do sistema de transmissão propriamente dito. A viabilização dessa filosofia é atribuída ao desenvolvimento exposto no presente Capítulo, que descreve como a tensão contínua é imposta ao sistema de transmissão, pela ação da estação conversora, compreendida pelo inversor LCC de 12 pulsos, a partir da medição da potência gerada pelo complexo eólico.

Desta forma, no presente Capítulo foi exposto todo o desenvolvimento matemático pertinente, que descreve o comportamento do sistema e que permite atingir os objetivos ora postos. Assim, foram descritos os cálculos para determinação da tensão de referência do sistema de controle do inversor, bem como os cálculos para a estipulação, em projeto, do rendimento esperado pelo sistema, a partir da determinação da resistência da linha de transmissão.

CAPÍTULO 4 – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DA TOPOLOGIA PROPOSTA

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

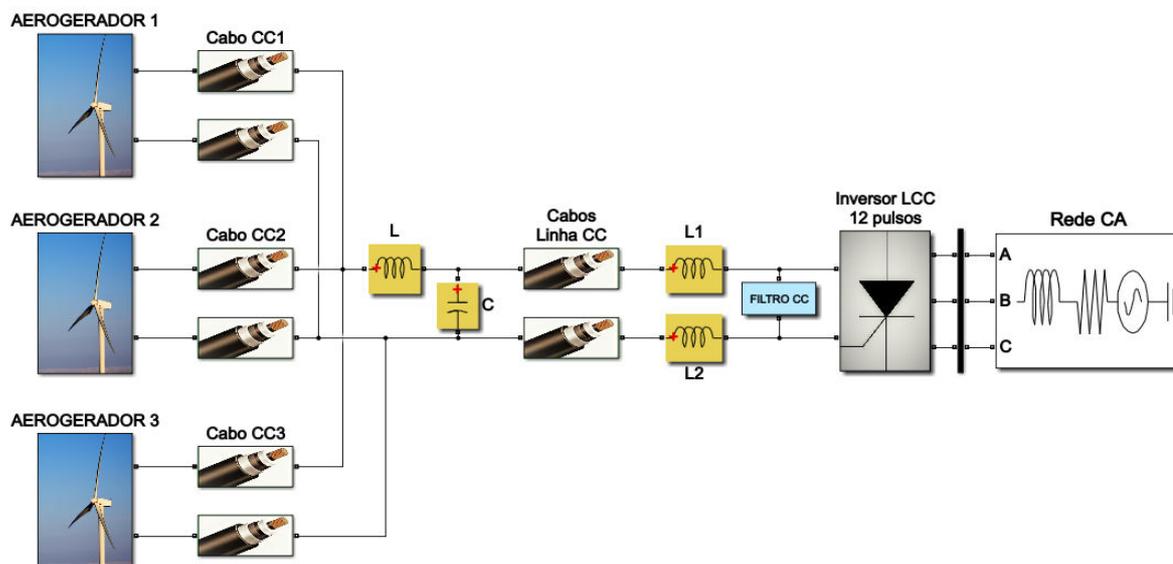
Para fins de validação do arranjo proposto, o presente capítulo encontra-se direcionado a implementação computacional da topologia proposta nesta dissertação, viabilizando, assim, a realização de estudos qualitativos e quantitativos que evidenciem a factibilidade e efetividade operacional da concepção topológica e de controle da estratégia explorada.

Para tanto foi selecionada a ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, a qual se apresenta com potencial para a simulação das condições dinâmicas impostas ao complexo, deste a fonte primária de energia, qual seja, o vento, até o despacho da potência entregue à rede elétrica CA de conexão do parque eólico aqui considerado.

O sistema utilizado para estudos avaliativos de desempenho se apresenta consonante com o arranjo mostrado na Figura 4.1. Este se apresenta com uma configuração de cunho didático, o qual é implementado no *software* de análise acima identificado. Como indicado no diagrama ilustrativo, o parque eólico empregado se apresenta constituído por três conjuntos de unidades de geração. Cada aerogerador se apresenta com uma topologia construtiva estabelecida nos termos já esclarecidos pela proposta desta dissertação, sendo o conjunto interligado através de uma conexão em CC, a partir da qual é derivada uma linha de transmissão até a unidade de conversão *onshore*, onde se encontra localizada a rede CA de conexão com o sistema elétrico integrado.

Em atenção a esta concepção topológica e operacional, os modelos próprios de cada unidade que perfazem o complexo se apresentam descritos nas seções subsequentes, de acordo com os requisitos impostos pela plataforma computacional estabelecida. Igualmente, a estratégia de controle proposta é utilizada para fins da avaliação da eficácia da estrutura sob condições adversas associadas com a aleatoriedade da fonte primária de energia e os desempenhos específicos das unidades aerogeradoras.

Figura 4.1: Composição física do complexo eólico, de transmissão e interconexão implementado no *software* MATLAB



4.2 MODELAGEM DOS AEROGERADORES

Conforme conhecido, os aerogeradores são compostos pela turbina, gerador síncrono a imã permanente e pelo arranjo de conversão CA-CC, que compreende uma ponte retificadora trifásica a diodos e conversor *boost*. Este conjunto é acionado pela fonte primária de energia, a qual é tratada em primeiro lugar nas descrições subsequentes.

4.2.1 VENTO E TURBINA

A fonte primária de energia dos aerogeradores, que determina a capacidade de geração de potência de cada unidade eólica, classicamente, é representada através de quatro componentes, sendo essas:

- A componente base do vento, na forma de uma grandeza de valor constante de velocidade;
- A componente de rajada, caracterizada por uma oscilação senoidal;
- A componente de rampa, representado um crescimento do vento com uma taxa de variação constante, positiva ou negativa;
- A componente de ruído, destinada a representar variações aleatórias do vento.

Em meio ao exposto, declara-se que, a título deste trabalho, será implementado computacionalmente apenas a componente base do vento, uma vez que tal modo de operação

já atende a imposição dos objetivos ora colocados, os quais visam analisar, sobretudo, a operação conjunta do arranjo topológico proposto.

Assim, uma vez definido o comportamento do vento, a potência mecânica disponibilizada no eixo do gerador síncrono é determinada através de grandezas representativas da construção mecânica e operacional das turbinas, e da velocidade da fonte primária de energia.

Como estabelece a teoria clássica que rege esta inter-relação, a potência mecânica imposta pela turbina é (REIS, 2015):

$$P_{\text{mec}} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot A \cdot v_{\text{vento}}^3 \quad (4.1)$$

onde: $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de potência, ρ é a densidade do ar (kg/m^3), A é a área de varredura das pás da turbina eólica (m^2) e v_{vento} é a velocidade do vento (m/s).

Concentrando no entendimento do coeficiente de potência C_p , expõe-se que tal valor expressa a relação entre a potência extraída pela turbina eólica, a partir da potência disponível na fonte primária, ou seja, o referido coeficiente pode ser entendido como o rendimento do processo de conversão da energia cinética do vento em energia mecânica.

Na Equação (4.1), o coeficiente de potência C_p é função de duas variáveis, a saber: o coeficiente admissional λ , denominado de razão da velocidade da pá, e do valor β , o qual representa o ângulo de passo das pás da turbina. Quanto ao coeficiente λ , este é determinado pela razão entre a velocidade linear das pás e a velocidade do vento, conforme determina a Equação (4.2).

Assim, dada uma situação operacional de uma unidade geradora, descrita pelo coeficiente λ e pelo ângulo de passo das pás, é possível determinar o valor de C_p , para o referido instante de operação, através das Equações (4.3) e (4.4).

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{v_{\text{vento}}} \quad (4.2)$$

onde ω_t equivale a velocidade angular das pás (rad/s) e R é o comprimento das pás (m).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (4.3)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.4)$$

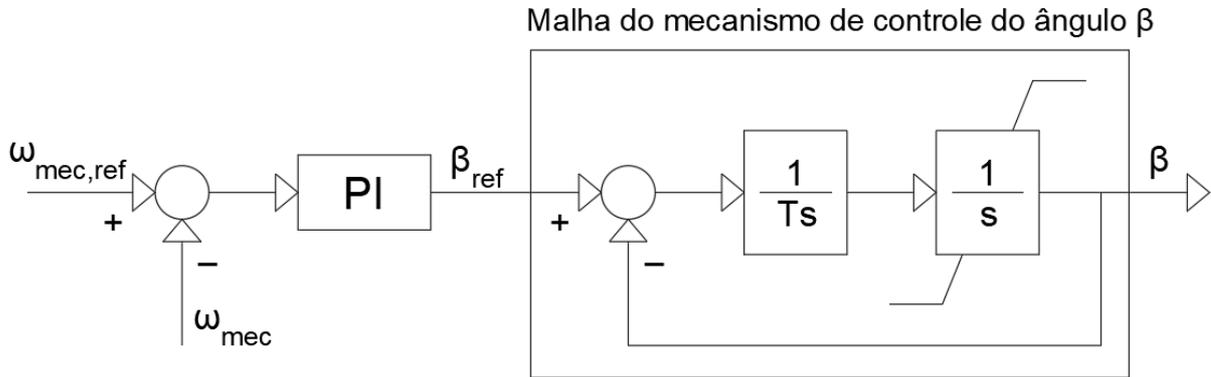
Por sua vez ainda não detalhado, há o procedimento de determinação do ângulo β . É importante ressaltar que a atuação do ângulo β visa evitar danos físicos aos sistemas de conversão eólicos, uma vez que as turbinas podem estar sujeitas a ventos com velocidades acima do valor nominal, o que acarretaria em excessivos esforços mecânicos, danificando os componentes do sistema. Assim, o sistema de controle do ângulo de passo atua no sentido de limitar a potência de saída, se mantendo inoperante para instantes onde o vento possui velocidade menor ou igual a velocidade nominal de projeto.

É válido ressaltar que existem diferentes técnicas, empregadas nos sistemas eólicos, capazes de restringir a potência, disponibilizada através do processo de conversão de energia. Contudo, especificamente neste trabalho, será utilizado o chamado *pitch control* através de alterações do ângulo β , que está associado com a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal. De forma resumida, um aumento no valor de β acarreta em uma redução da potência de saída.

Assim, o controle do ângulo de passo, pode ser implementado utilizando como referência a potência mecânica nominal extraída ou a velocidade nominal do eixo. A comparação entre o valor de referência e o valor medido, para um dado instante, gera um sinal de erro, sendo essa a informação de entrada para um controlador do tipo proporcional-integral (PI). O sinal de saída desse controlador é, então, inserido na malha de controle do ângulo de passo, a qual pode ser implementada através de um atraso de tempo T_s de primeira ordem e por um integrador com limites, superior e inferior, referente ao seu sinal de saída. É válido expor, a título de conhecimento, que o estabelecimento dos parâmetros do controlador PI pode ser feito como em (REN, LI, *et al.*, 2016).

A Figura 4.2 é indicativa do diagrama de blocos referente a malha de controle do ângulo β , a qual evidencia que, para fins deste trabalho, utiliza-se como referência o valor da velocidade nominal do eixo.

Figura 4.2: Controle do ângulo de passo



Em consonância com as considerações realizadas, o cálculo do coeficiente de potência (C_p) é feito com base no controle do ângulo β , na razão da velocidade da pá (λ), dos parâmetros construtivos da turbina e da velocidade do vento (v_{vento}). Estas grandezas determinam o valor da potência mecânica (P_{mec}) produzida no eixo da turbina, o qual é compreendido com um dado de entrada para a modelagem do gerador síncrono, descrito em sequência.

4.2.2 GERADOR SÍNCRONO A IMÃ PERMANENTE

A implementação computacional do gerador síncrono a imã permanente pode ser realizada conforme recursos disponibilizados no SIMULINK. Este oferece, em sua interface, uma modelagem pré-disposta de um gerador síncrono, nos moldes desejados para os fins deste trabalho, nos termos estabelecidos pelas Equações (4.5), (4.6) e (4.7).

$$\frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} v_d - \frac{R}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} p \cdot \omega_m \cdot i_q \quad (4.5)$$

$$\frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} v_q - \frac{R}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} p \cdot \omega_m \cdot i_d - \frac{\varphi \cdot p \cdot \omega_m}{L_q} \quad (4.6)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p [\varphi \cdot i_q + (L_d - L_q) \cdot i_d \cdot i_q] \quad (4.7)$$

Onde:

- L_q , L_d são as indutâncias de eixo em quadratura (q) e eixo direto (d), respectivamente;
- R é a resistência dos enrolamentos do estator;

- i_q, i_d são as correntes de eixo em quadratura (q) e eixo direto (d), respectivamente;
- v_q, v_d são as tensões de eixo em quadratura (q) e eixo direto (d), respectivamente;
- ω_m é a velocidade angular do rotor;
- φ é a amplitude do fluxo induzido pelos ímãs permanentes do rotor nas fases do estator;
- p é o número de pares de pólos;
- T_e corresponde ao torque eletromagnético.

As equações que descrevem o funcionamento dinâmico do gerador síncrono são expressadas no eixo de referência síncrona (*Synchronous Reference Frame*) a qual é caracterizada por dois eixos ortogonais (dq) rotacionando com velocidade angular equivalente a velocidade síncrona do gerador. A obtenção das grandezas com representação no eixo síncrono, é realizada a partir da matriz transformada (T_θ), como estabelecido pelas Equações (4.8) e (4.9). Ressalta-se que a obtenção das correntes no eixo dq0 ocorre de forma análoga.

$$v_{dq0} = [T_\theta] \cdot v_{abc} \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

4.2.3 TRANSFORMADOR E RETIFICADOR TRIFÁSICO

Quanto ao transformador propriamente dito, entende-se que sua modelagem é extremamente tradicional, dispensando, assim, maiores detalhes. Em se tratando agora da unidade de retificação, a ferramenta de simulação empregada tem como requisito os dados de entrada referente às características do circuito *snubber* e a resistência de condução das chaves eletrônicas.

Atentando-se para o fato de que o valor da tensão em CC da ponte retificadora é consequência direta do sistema de controle MPPT, é válido expor as relações entre as tensões

de conexão em CA, e a tensão de saída em CC dos diodos, conforme expressam as Equações (4.10) e (4.11).

$$U_{cc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_{FN} \quad (4.10)$$

$$U_{cc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LN} \quad (4.11)$$

Onde:

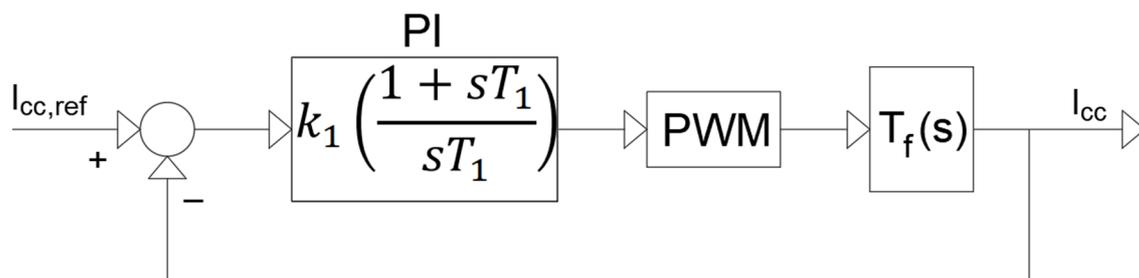
- V_{FN} é o valor eficaz da tensão fase-neutro do lado em CA da ponte retificadora;
- V_{LN} corresponde ao valor eficaz da tensão entre fases do lado em CA da ponte retificadora;
- U_{CC} representa o valor da tensão do lado em CC da ponte retificadora;

É importante frisar que as relações de tensão, detalhadas acima são obtidas a partir da consideração de um funcionamento ideal da ponte retificadora, onde o processo de comutação da corrente, entre as chaves eletrônicas, ocorre instantaneamente, bem como considera-se também a inexistência das perdas de condução (LEE e CHOW, 2017).

4.2.4 CONVERSOR BOOST E CONTROLE DO TORQUE ELÉTRICO

Para a implementação computacional do conversor CC-CC do tipo *boost* é necessário compreender, primeiramente, a filosofia que determina sua operação e controle, a qual tem por premissa o rastreamento do ponto de máxima potência. Com este foco em mente, a implementação do MPPT, a partir do método do torque ótimo, pode ser compreendida através da Figura 4.3, a qual representa a malha do controle implementada no SIMULINK.

Figura 4.3: Sistema de controle para a implementação, na ferramenta SIMULINK, do MPPT, através do conversor *boost*



Conforme mostra a Figura 4.3, a execução do MPPT é baseada na manipulação da corrente na saída do retificador. Para tal, deve ser calculada a corrente contínua de referência, a partir de um determinado instante de funcionamento do aerogerador. Para tanto, conforme descrito em (REIS, 2015), a corrente contínua de referência para o controle pode ser determinada a partir da expressão do torque elétrico, descrito na Equação (4.7), considerando que as indutâncias de eixo direto e eixo em quadratura, do gerador síncrono utilizado, são praticamente iguais. Contudo, particularmente em relação a implementação aqui proposta, é necessário considerar a relação de transformação entre a corrente do primário e do secundário, do transformador inserido a montante da ponte retificadora. Assim, atentando-se a este fato e baseando-se na metodologia de cálculo exposta em (REIS, 2015), a corrente de referência pode ser determinada através da Equação (4.12).

$$I_{cc,ref} = \frac{2 \cdot T_{\text{ótimo}}}{3 \cdot p \cdot \varphi} R_{\text{trafo}} \quad (4.12)$$

Na expressão acima, $T_{\text{ótimo}}$ corresponde ao valor do torque elétrico que maximiza a extração de potência da turbina, para um dado instante de operação. Quanto a variável R_{trafo} esta está associada com a razão de transformação entre a corrente do primário e do secundário.

A determinação do torque elétrico ótimo ($T_{\text{ótimo}}$) (REIS, 2015) é feita a partir da Equação (4.13). Nesta observa-se que haverá, para cada velocidade angular de operação da turbina, um valor de torque distinto, o qual encontra-se associado com o ponto de maior extração de potência. Já $\lambda_{\text{ótimo}}$ representa a razão da velocidade da pá que maximiza o valor do coeficiente de potência (C_p), calculado a partir da Equação (4.3), considerando o valor do ângulo β nulo, resultando, portanto, no coeficiente de potência máximo ($C_{p,\text{ótimo}}$).

$$T_{\text{ótimo}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,\text{ótimo}}}{\lambda_{\text{ótimo}}} \omega_t^2 = K_{\text{ótimo}} \omega_t^2 \quad (4.13)$$

Uma vez determinada a corrente de referência, é feita a comparação desse valor com a corrente contínua medida, como indicado na Figura 4.3. O valor do erro obtido é atribuído a entrada de um controlador proporcional-integral (PI). Na sequência conforme determina a Equação (4.14), é possível determinar os parâmetros do PI através da metodologia apresentada em (SALEH e AHSHAN, 2012), conforme determina Equações (4.15) e (4.16).

$$PI(s) = k_1 \left(\frac{1 + sT_1}{sT_1} \right) \quad (4.14)$$

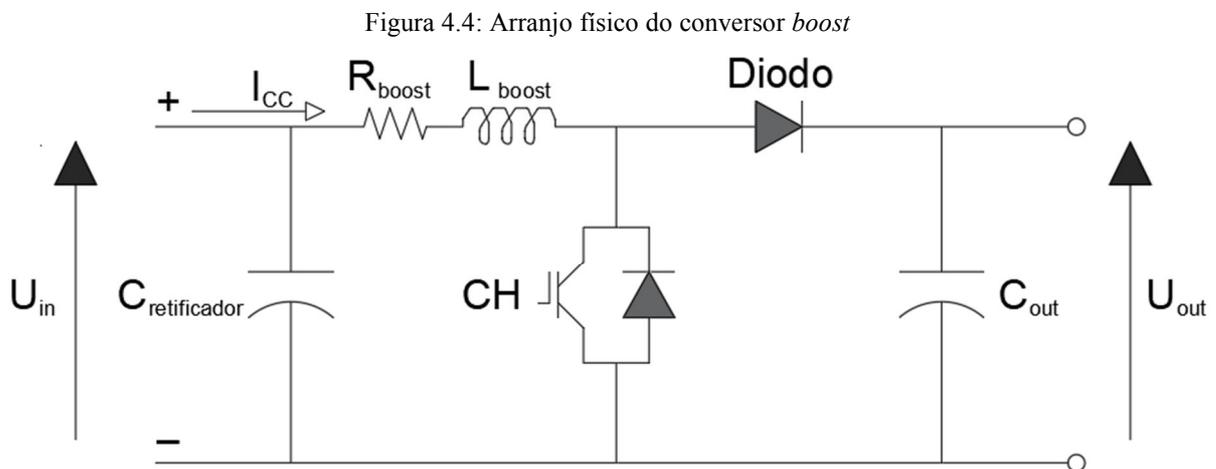
$$T_1 = \frac{\tan(\vartheta)}{2\pi \cdot f_b} \quad (4.15)$$

$$k_1 = \frac{2\pi \cdot f_b}{A_{OL}} \quad (4.16)$$

onde: f_b é a largura de banda (*bandwidth*) desejada para o controlador, ϑ é a margem de fase desejada para o controlador e A_{OL} é o ganho em malha aberta.

Focando, novamente, a proposta de controle estabelecida na Figura 4.3, nota-se que a saída do controlador PI é conectada a um sistema de modulação de pulso, identificado por “PWM”. Este recurso é parte integrante do SIMULINK, que disponibiliza um modelo computacional nomeado por “*PWM Generator*”, cujo sinal modulado de saída é conectado a chave eletrônica do conversor *boost*. Portanto, a função de transferência $T_f(s)$ descreve o comportamento dinâmico do conversor CC-CC em questão, relacionando a corrente contínua no lado do retificador com o sinal modulado de saída do PWM.

A fim de se descrever a função de transferência $T_f(s)$, é necessário compreender, inicialmente, o arranjo físico de um conversor *boost*, o qual é ilustrado pela Figura 4.4.



Como pode ser constatado, o conversor *boost* é composto por capacitores, um indutor, um resistor equivalente as perdas e por chaves eletrônicas, sendo a chave CH responsável pelo chaveamento do circuito a partir do sinal modulado produzido pelo PWM. Definida a topologia do arranjo físico, $T_f(s)$ pode ser determinada através da Equação (4.17), desprezando-se as perdas do indutor, conforme (REIS, 2015).

$$T_f(s) = \frac{U_{out}}{s \cdot L_{boost}} \quad (4.17)$$

Ressalta-se, portanto, que a chave eletrônica CH, representada por um dispositivo IGBT, é responsável pela alteração de estado do circuito, fazendo com que seja possível ajustar a corrente contínua I_{CC} . Assim é possível adequar o torque elétrico do gerador ao valor ótimo, permitindo conectar o sistema da unidade de geração à tensão imposta nos terminais de saída do *boost*.

Como resultado da estrutura física e operacional supra descrita, a relação entre a tensão contínua de entrada no *boost* (U_{in}) e a tensão de saída (U_{out}) definida pelo inversor LCC localizado em terra (vide Capítulo 3), é dada pela Equação (4.18).

$$\frac{U_{out}}{U_{in}} = \frac{1}{1-D} \quad (4.18)$$

onde D corresponde a razão cíclica do sinal modulado do PWM.

Uma vez estabelecida a estratégia operacional do conversor *boost*, procede-se a especificação básica dos parâmetros nominais dos elementos que o compõe. Para tanto, empregando a metodologia proposta em (JÚNIOR, 2017) e fazendo as adequações necessárias para os fins deste trabalho, coloca-se que o indutor (L_{boost}), o capacitor de entrada ($C_{retificador}$) e o capacitor de saída (C_{out}) podem ser determinados de acordo com as Equações (4.19), (4.20) e (4.21), respectivamente.

$$L_{boost} = \frac{U_m \cdot D_m}{f_s \cdot \Delta I} \quad (4.19)$$

$$C_{retificador} = \frac{P_m}{4 \cdot \pi \cdot f \cdot U_m \cdot \Delta U_{retificador}} \quad (4.20)$$

$$C_{out} = \frac{P_m \cdot D_m}{U_{out} \cdot f_s \cdot \Delta U_{out}} \quad (4.21)$$

onde:

- U_m - tensão na saída do retificador, para o instante de máxima potência da unidade eólica;
- D_m - razão cíclica de operação do *boost*, determinada para o instante de máxima potência da unidade eólica;
- f_s - frequência de chaveamento do conversor *boost*;

- ΔI - ondulação de corrente no indutor (L_{boost});
- P_m - potência máxima de geração da unidade eólica;
- f - frequência de oscilação da tensão na saída do retificador;
- $\Delta U_{retificador}$ - ondulação de tensão na saída do retificador;
- U_{out} - tensão nos terminais de saída do conversor *boost*;
- ΔU_{out} - ondulação de tensão na saída do conversor *boost*.

Tendo em vista as particularidades referentes ao arranjo topológico proposto, entende-se que os valores máximos de geração e suas correspondentes grandezas de tensão e corrente, são os próprios valores nominais de cada unidade geradora, uma vez que a atuação do *pitch control* deve limitar a extração de potência para ventos acima da velocidade nominal, podendo admitir apenas uma pequena faixa de sobrecarga. É importante ressaltar, que a atuação do controle do ângulo β , por se tratar de um processo mecânico, através da alteração da posição das pás em relação aos respectivos eixos longitudinais, pode implicar em um tempo relevante para sua ação. Essa situação, pode resultar em uma extração de potência em valores acima do nominal, contudo, a especificação dos componentes do conversor *boost* é realizada com base na operação em regime permanente.

4.3 MODELAGEM DA INFRAESTRUTURA DE TRANSMISSÃO DA ENERGIA

A infraestrutura, utilizada para a transmissão da energia no arranjo topológico proposto, corresponde aos elementos empregados desde os terminais de saída de cada unidade de geração, até a unidade conversora. Portanto, a estrutura física do complexo de transmissão compreende: os cabos de interconexão dos aerogeradores, o arranjo LC empregado no ponto de acoplamento comum (PAC-CC), os cabos da linha de transmissão e os filtros de mitigação harmônica em CC.

4.3.1 CABOS EM CORRENTE CONTÍNUA

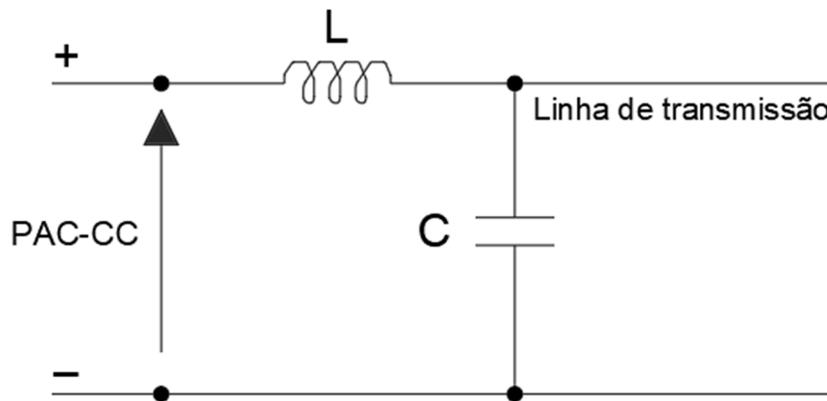
A implementação desses cabos é realizada de forma bastante direta, uma vez que, semelhantemente a outros elementos já citados, a ferramenta de simulação disponibiliza, em sua interface, alguns modelos pré-estabelecidos para tal fim.

A representação escolhida para os cabos utiliza os parâmetros distribuídos da linha elétrica e baseia-se no modelo de propagação de ondas viajantes de Bergeron (DOMMEL, 1969). Quanto aos seus parâmetros, estes são adotados conforme estabelecido pelos fabricantes através de catálogos comerciais.

4.3.2 ELEMENTOS PASSIVOS CONECTADOS A LINHA DE TRANSMISSÃO

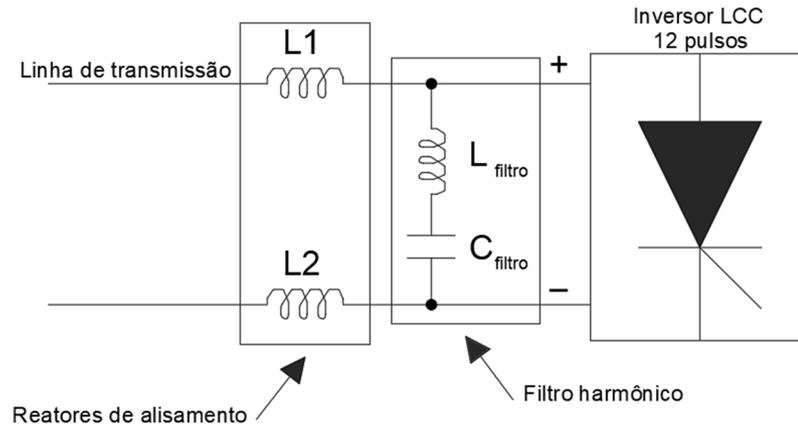
Conectado ao ponto de acoplamento comum em CC, tem-se um arranjo constituído por um indutor e capacitor, os quais compõem um sistema de filtragem visando a atenuação das frequências elevadas, como indicado na Figura 4.5.

Figura 4.5: Filtro LC da linha de transmissão



Na outra extremidade da linha de transmissão, junto aos terminais em CC do inversor, há a conexão do reator de alisamento garantindo o funcionamento do conversor LCC nos termos estabelecidos pela operação tipo CSC, conforme abordado no Capítulo 2. Ainda, do lado CC da estação inversora, há necessidade, via de regra, de filtros visando a eliminação de parte do conteúdo espectral das tensões, visando complementar a ação atenuadora intrínseca aos arranjos de 12 pulsos. A Figura 4.6 apresentam os recursos de filtragem aqui considerados.

Figura 4.6: Reatores de alisamento e filtro harmônico



Ainda neste contexto, focando os elementos passivos que constituem o filtro harmônico, ressalta-se que a determinação dos seus parâmetros é realizada a partir da escolha da frequência de ressonância do filtro, obtida através da Equação (4.22), e da consideração da potência reativa dos referidos elementos, calculada através das Equações (4.23) e (4.24).

$$f_{\text{res}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{\text{filtro}}C_{\text{filtro}}}} \quad (4.22)$$

$$Q_{L_{\text{filtro}}} = 2 \cdot \pi \cdot L_{\text{filtro}} \cdot i_{L_{\text{filtro}}}^2 \quad (4.23)$$

$$Q_{C_{\text{filtro}}} = 2 \cdot \pi \cdot C_{\text{filtro}} \cdot v_{C_{\text{filtro}}}^2 \quad (4.24)$$

onde:

- f_{res} – frequência de ressonância do filtro;
- $Q_{L_{\text{filtro}}}$ – potência reativa do indutor do filtro;
- $Q_{C_{\text{filtro}}}$ – potência reativa do capacitor do filtro;
- $i_{L_{\text{filtro}}}^2$ – a corrente rms de operação do indutor do filtro;
- $v_{C_{\text{filtro}}}^2$ – a tensão rms de operação do capacitor do filtro.

4.4 MODELAGEM DA ESTAÇÃO INVERSORA

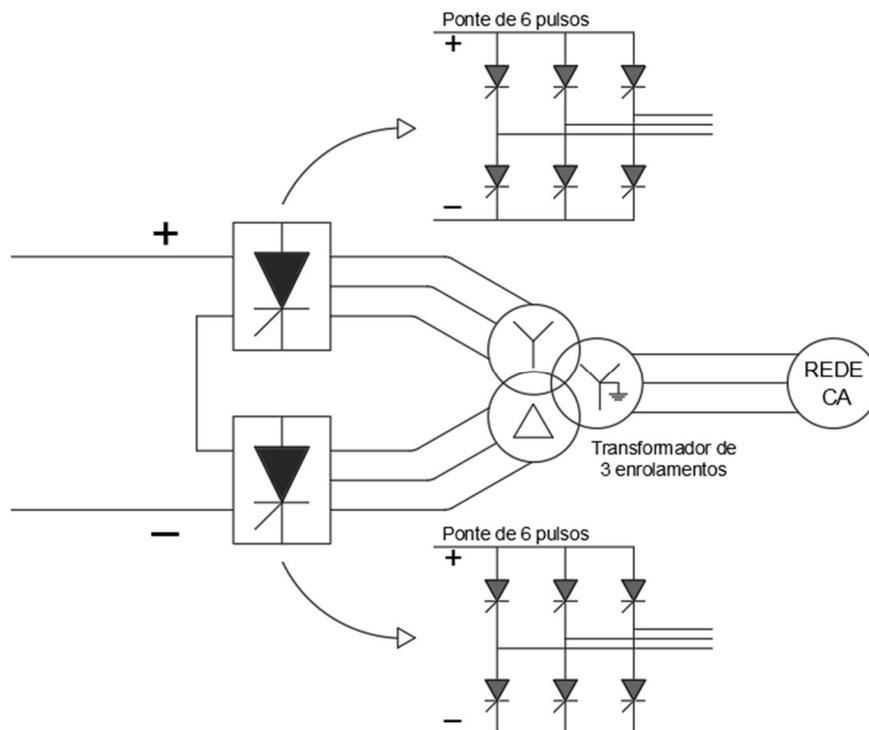
Conforme já abordado, a estação inversora compreende a estrutura composta por um arranjo LCC de 12 pulsos, representado por duas pontes de 6 pulsos em série, que são conectadas, através de transformadores com defasamentos angulares compatíveis ao processo da compensação intrínseca de parte do espectro harmônico.

4.4.1 INVERSOR LCC E TRANSFORMADOR DE CONEXÃO COM A REDE EM CA

Assim como no processo de implementação computacional descrito no item 4.2.3, a modelagem do inversor LCC e do transformador de conexão com a rede em CA ocorre de forma direta, uma vez que a ferramenta SIMULINK disponibiliza modelos desses elementos em sua interface.

Dentre os parâmetros requeridos para a implementação computacional desta unidade do sistema de interconexão ressaltam-se: componentes que perfazem o circuito *snubber*, resistência de condução das chaves eletrônicas, tensão de polarização direta, conexão dos transformadores e suas reatâncias e resistências, e várias outras grandezas. Visando a configuração de 12 pulsos, esta é obtida através da conexão série de 2 unidades de 6 pulsos, supridas por transformadores defasados entre si por 30° . Para tanto é utilizada uma unidade transformadora de três enrolamentos, com conexão primária em estrela aterrado, secundário em estrela isolada e terciário em delta, como mostrado na Figura 4.7.

Figura 4.7: Esquema de conexão da estação conversora



4.4.2 SISTEMA DE CONTROLE DO INVERSOR

Quanto ao sistema de controle utilizado para a estação inversora, utilizou-se como base de simulação o modelo disponibilizado pelo *software* MATLAB denominado por “*Thyristor-Based HVDC Transmission System (Detailed Model)*”. Através de algumas alterações, objetivando adequar o referido modelo aos fins postos por este trabalho, obteve-se uma estratégia de controle para a tensão e corrente contínuas, bem como de proteção do inversor visando o estabelecimento dos limites para o ângulo máximo e mínimo de disparo das chaves eletrônicas e monitoramento do ângulo de extinção γ .

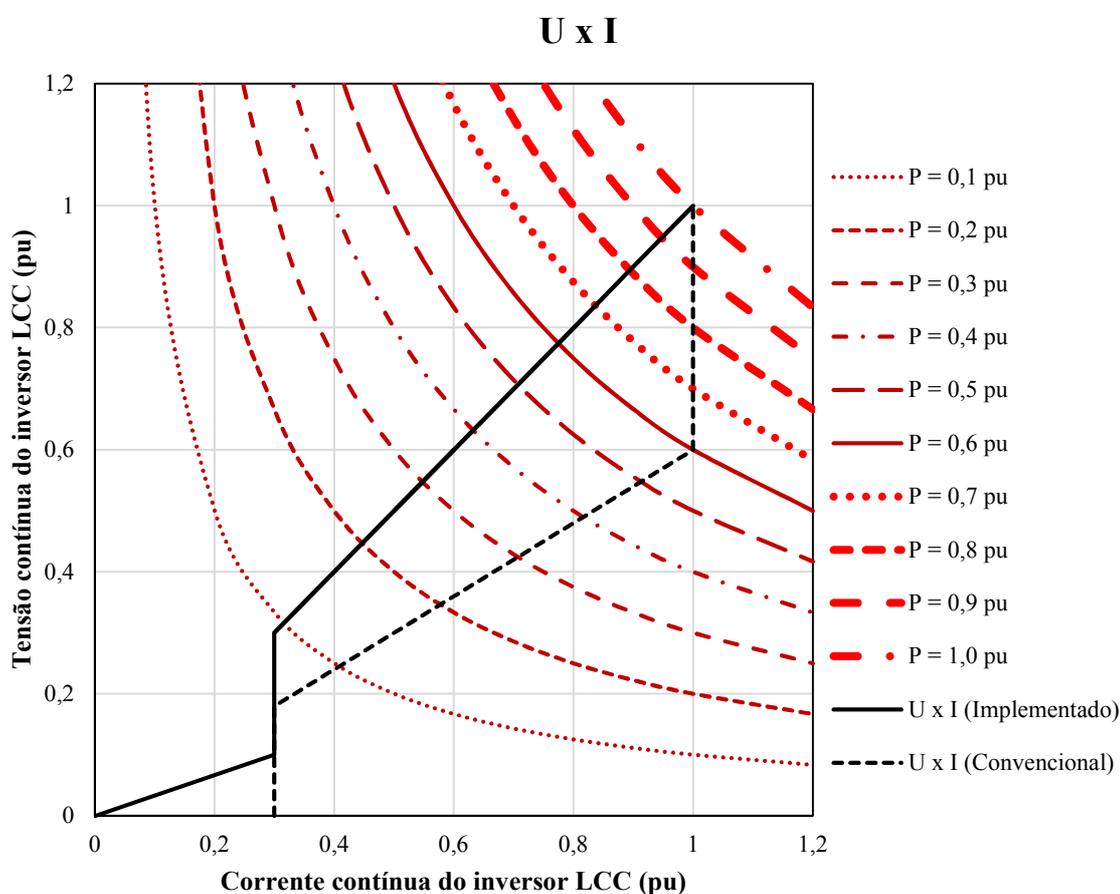
Em consonância com as proposições feitas ao longo deste trabalho, evidencia-se que a utilização da tecnologia de transmissão em corrente contínua para fins da aplicação nos termos definidos por esta dissertação distingue-se da metodologia clássica utilizada na interconexão de redes elétricas. Em sistemas HVDC convencionais, há, usualmente a transmissão de energia entre duas estações conversoras (retificadora e inversora), a partir de uma específica ordem de potência, gerada por um sistema controlador, que visa atender a demanda de operação dinâmica da rede elétrica a qual o sistema está inserido. Por meio dessa ordem de potência, as estações conversoras ajustam os níveis de tensão e corrente do sistema de transmissão, de forma bastante específica. Geralmente, para cada potência a ser transmitida, o controle estabelece um valor de corrente a ser mantido constante, ao mesmo que tempo que determina uma tensão de operação nas imediações da nominal da rede, com características próprias a minimizar o consumo de reativos e evitar falhas de comutação. Para se atingir tais propósitos, ações de controle são impostas simultaneamente para as estações retificadora e inversora. Ademais, em situações críticas de operação, diante de contingências da rede elétrica, é imposto um controle de corrente dependente da tensão alternada.

Já em atenção aos propósitos deste trabalho, a utilização da transmissão em CC visa propiciar o despacho de toda e qualquer potência gerada pelo complexo eólico *offshore* para a rede elétrica de conexão, não havendo, portanto, uma ordem de potência como nos sistemas convencionais. Além disso, utiliza-se apenas uma estação conversora, que se incumbe de realizar todo o controle do sistema de transmissão, tendo em vista as características de operação dos conversores *boost* e da aleatoriedade da fonte primária de energia (vento). Desta forma, o estabelecimento de um controle de corrente constante, impactaria em perdas não desejáveis em empreendimentos de geração eólica, bem como poderia exigir elevados ganhos de tensão dos conversores *boost*. Assim, em conformidade com os desenvolvimentos realizados no Capítulo

3, é estabelecido um controle de tensão em função da potência gerada pelo complexo eólico, controlando, portanto, de forma indireta a corrente.

Com base nessas exposições, visando facilitar o entendimento da estratégia de controle estabelecida nos termos requeridos pela instalação eólica em pauta, apresenta-se, na Figura 4.8, um comparativo entre as curvas características de controle operacional da metodologia do arranjo aqui proposto, com o controle tradicional estabelecido em sistemas HVDC convencionais.

Figura 4.8: Relação tensão e corrente contínua do inversor e curvas de potência.



Focando a curva representada pela linha contínua preta na Figura 4.8, a qual descreve a característica do controle a ser implementado, nota-se a relação entre a tensão e a corrente que define o comportamento esperado para o sistema proposto. Essa curva é determinada, inicialmente, a partir das considerações expostas no Capítulo 3, resultando nas expressões dadas

pelos Equações (4.25) a (4.28). É válido destacar que os equacionamentos detalhados a seguir são essenciais para a modelagem do sistema de controle no *software* utilizado.

$$\frac{U'_{INV}}{U_{INV}} = k_2 = \sqrt{X} = \sqrt{\frac{P_{medido}}{P_{CC-INV}}} \quad (4.25)$$

$$I_L = \frac{U_{PAC} - U_{INV}}{R_L} \quad (4.26)$$

$$I'_L = \frac{\sqrt{X}(U_{PAC} - U_{INV})}{R_L} = \sqrt{\frac{P_{medido}}{P_{CC-INV}}} \cdot \left(\frac{U_{PAC} - U_{INV}}{R_L} \right) \quad (4.27)$$

$$\frac{U'_{INV}}{U_{INV}} = \frac{I'_L}{I_L} = \frac{\sqrt{X}}{\sqrt{X}} = \frac{\sqrt{\frac{P_{medido}}{P_{CC-INV}}}}{\sqrt{\frac{P_{medido}}{P_{CC-INV}}}} \rightarrow U_{INV(PU)} = I_L(PU) \quad (4.28)$$

onde:

- I_L – corrente contínua do sistema para regime nominal de operação;
- I'_L – corrente contínua do sistema para um instante qualquer de operação;
- $I_{CC(PU)}$ – corrente contínua do sistema em pu;
- $U_{INV(PU)}$ – corrente contínua do inversor em pu.

A partir das expressões acima e analisando a Figura 4.8, deve-se notar que a relação expressada pela Equação (4.28) se mantém até que a potência gerada pelo complexo de aerogeradores decresça consideravelmente, de tal modo que, em situações onde a potência a ser convertida pelo inversor LCC é inferior a 0,09 pu, seja estabelecido um controle de corrente constante no valor de 0,3 pu. Essa circunstância visa evitar uma corrente muito baixa durante o processo de inversão, pois este fato implicaria em um ângulo de comutação bastante pequeno, aumentando a probabilidade do surgimento de arco elétrico (KIMBARK, 1971). Por fim, tem-se que o controle da corrente constante possui atuação no sistema até que a potência nos terminais do inversor seja inferior a 0,03 pu, estabelecendo-se, então, uma ordem de tensão dependente da corrente, conforme expressa a Equação (4.29).

$$U_{\text{INV (PU)}} = \frac{1}{3} \cdot I_{\text{L (PU)}} \quad (4.29)$$

É válido frisar que, comparativamente à filosofia de controle de uma estação conversora em um sistema HVDC convencional, representada pela linha preta tracejada na Figura 4.8, a relação atribuída entre a tensão e corrente, proposta neste trabalho, apresenta algumas diferenças importantes. É possível notar que o sistema convencional contempla um controle de corrente constante, até que a tensão da unidade conversora atinja valores em torno de 0,6 pu, sendo que, essa redução da tensão é, usualmente, advinda de algum distúrbio na rede em CA. A partir desse limiar de tensão, é, então, estabelecido o chamado VDCOL (*Voltage Dependent Current Order Limiter*), o qual altera a tensão da unidade conversora a partir de uma mudança na corrente de referência, por sua vez não mais constante. Esse comportamento é admitido até que a tensão da unidade conversora alcance uma drástica redução, onde se estabelece, novamente, um controle para a corrente constante.

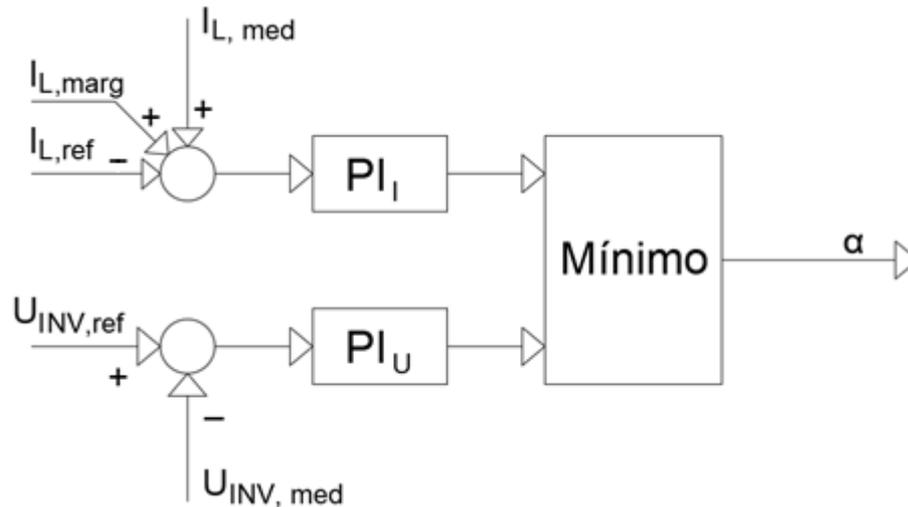
Já para a filosofia proposta, conforme já ressaltado deve-se entender que o objetivo do emprego da estação conversora é tornar possível o fornecimento de toda energia gerada, pelo complexo eólico, para a rede em CA. Portanto, o parâmetro de observação para alteração dos valores de referência para o sistema de controle deve ser a variação da potência gerada, ou de forma mais simples, a potência medida nos terminais do inversor.

Diante do exposto, e atendendo aos fins deste trabalho, o controle da corrente constante é estabelecido apenas em situações críticas, onde a potência gerada pelas unidades eólicas é consideravelmente baixa, em relação ao regime nominal de operação. Além disso, observa-se que a referência de tensão imposta, para valores de potência gerada acima de 0,09 pu, implica em uma variação da corrente proporcional à variação da tensão. Essa situação, pode ser comparada ao comportamento imposto pelo VDCOL, no sistema convencional, porém, na filosofia proposta, a taxa de variação da corrente em relação a variação da tensão é inferior, facilitando o desempenho dinâmico do sistema, dado as características de variação de potência de um complexo eólico *offshore*. Assim, a partir da filosofia de operação implementada, obtém-se um sistema com um rendimento elevado, o qual não decai, de forma relevante, em situações onde a potência gerada seja inferior ao valor nominal.

Uma vez estabelecida e compreendida a relação entre a tensão e corrente do sistema, torna-se possível implementar, no SIMULINK, o sistema de controle desejado. Para tal, são estabelecidas duas malhas de controle, sendo uma para a tensão e outra para a corrente, de tal

modo que, o valor mínimo obtido para o ângulo de disparo das chaves, corresponda ao valor a ser utilizado pelo sistema de disparo dos tiristores. A Figura 4.9 sintetiza as funções supramencionadas.

Figura 4.9: Sistema de controle do inversor LCC: tensão e corrente



Analisando a Figura 4.9, é possível notar que o sinal de erro, obtido pela diferença entre o valor da tensão de referência ($U_{INV,ref}$), detalhada no Capítulo 3, e a tensão medida nos terminais em CC do inversor ($U_{INV,med}$), é aplicado a um controlador do tipo PI (PI_U). De forma semelhante, é também implementado um controlador do tipo PI (PI_I), para atuação diante dos erros da corrente. Esse último é obtido através da soma da corrente contínua de referência ($I_{L,ref}$) com a corrente de margem ($I_{L,marg}$), subtraindo o valor da corrente contínua medida nos terminais do inversor ($I_{L,med}$).

Os valores correspondentes a saída dos controladores PI supracitados, são comparados entre si, de modo que o menor valor é atribuído como a referência para o sistema de disparo das chaves. Ressalta-se que o valor do ângulo α obtido, é aplicado ao sistema gerador de pulsos, o qual contempla o sistema PLL (*Phase Locked Loop*) para a sincronização dos disparos com a frequência das tensões em CA. É válido salientar que a modelagem do sistema gerador de pulsos e de sincronização é implementada diretamente na ferramenta SIMULINK, a qual disponibiliza, em sua interface, tal funcionalidade.

Focando a malha de controle da corrente, ressalta-se que o seu respectivo valor de referência é obtido através de uma variação em rampa, a qual se inicia a partir do começo da operação da estação conversora, e varia desde o valor nulo até o valor nominal desejado para a

corrente. Entretanto, ressalta-se, conforme abordado anteriormente e expressado na Equação (4.29) que, durante o funcionamento do sistema, o valor da corrente de referência pode ser alterado, quando a região de trabalho se encontra no regime de mínima potência gerada (inferior a 0,03 pu).

Ainda com o foco no controle da corrente, observa-se que o valor de referência é somado a corrente de margem, que possui finalidade semelhante àquela observada em sistemas HVDC convencionais (KIMBARK, 1971). Uma vez que o ângulo de disparo das chaves equivale ao menor valor de α , resultante dos controladores PI, a implementação da corrente de margem visa fazer com que o controle da corrente atue, exclusivamente, em situações onde a potência gerada é extremamente baixa (inferior a 0,09 pu, como proposto neste trabalho e identificado na Figura 4.8). Portanto, para que o funcionamento do sistema corresponda à filosofia proposta, a corrente de margem deve ser determinada a partir da diferença entre o valor da corrente de regime nominal e o valor de regime de baixa potência, o qual marca o início da atuação do controle de corrente constante.

Concentrando no entendimento dos controladores PI, referente a malha de corrente e tensão, destaca-se que os seus parâmetros (ganho proporcional e integral), são determinados com base nas funções de transferência que descrevem, dinamicamente, o comportamento da tensão e da corrente a partir de uma variação do ângulo de disparo. Contudo, a determinação dessas funções de transferência não é trivial, e, por consequência, os parâmetros dos controladores são, usualmente, determinados por tentativa e erro, através da experiência do projetista. Não obstante tais observações é válido afirmar que existem algumas metodologias para a determinação dos parâmetros e/ou das funções de transferência em questão, como em (HAHN, MÜLLER e LUTHER, 2013), (DO-HOON, 2018), (YANG, XU e ZHANG, 2006) e (PERSSON, 1970).

4.4.3 REDE EM CA

De forma bastante semelhante a outros elementos integrantes da topologia, a modelagem da rede elétrica em corrente alternada, a qual representa o ponto de conexão da estação conversora com o sistema elétrico, é realizada diretamente e de modo bastante simples. A partir de um modelo disponibilizado pela própria ferramenta computacional utilizada neste trabalho, a rede em CA é implementada através de uma fonte trifásica com parâmetros nominais

de tensão e frequência, juntamente com as características referentes ao nível de curto-circuito do ponto de conexão, como a potência de curto-circuito e a relação X/R .

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com a proposta operacional e topológica apresentada neste trabalho, destaca-se a importância da implementação computacional como meio de averiguar a aplicabilidade da metodologia do sistema idealizado. Desta forma, neste Capítulo foi abordado os principais detalhes referentes a modelagem do sistema didático, desenvolvido com os conceitos da topologia proposta, por meio da utilização do *software* MATLAB.

Em atenção a estes objetivos, foram apresentadas as principais características de modelagem dos elementos que perfazem todo o sistema didático, em conformidade com as particularidades da interface do *software* utilizado. Em função da diversidade dos componentes que perfazem o complexo elétrico de conexão estabelecido como estratégia para a interligação das unidades de geração e o sistema integrado na costa, foram descritos desde os procedimentos mais simples de implementação computacional, como os cabos de CC, rede elétrica em CA, e transformadores, até os elementos que demandam maior diligência neste processo, como os sistemas de controle de tensão e corrente, rastreamento de máxima potência e controle do ângulo de passo das pás dos aerogeradores.

Por fim, ressalta-se que os valores dos parâmetros nominais dos componentes do arranjo didático, são descritos no Capítulo subsequente, e são determinados com base nos conceitos detalhados na implementação computacional realizada.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Uma vez definida a configuração topológica e operacional contemplada nos capítulos precedentes, esta unidade da dissertação se apresenta imbuída do propósito de estabelecer um arranjo, seus parâmetros, características operacionais típicas, etc, as quais, são implementadas na já citada ferramenta de análise – *software* MATLAB. Assim procedendo, são então realizados estudos de operação diversos, visando a validação da concepção física do processo de transferência da energia produzida nas instalações ora tratadas e a eficácia da filosofia de controle estabelecida.

Ressalta-se que o enfoque das análises é avaliar o comportamento físico das grandezas envolvidas no processo de geração e transmissão da energia, utilizando a tecnologia de interconexão em corrente contínua, com destaque as formas de onda das tensões e correntes, perfis dos fluxos de potência, rendimentos e outras grandezas próprias à representação do desempenho do sistema elaborado e seus controles, diante da adversidade dos ventos incidentes.

5.2 PARAMETRIZAÇÃO DO SISTEMA TESTE

O arranjo físico da instalação utilizada como sistema teste encontra-se ilustrado na Figura 4.1, apresentada no Capítulo anterior. No que tange aos parâmetros dos componentes que perfazem o complexo adotado, estes encontram-se indicados nas Tabelas 5.1 a 5.7. Nestas encontram-se apresentados as grandezas nominais para cada componente do sistema, conforme se faz necessário para a modelagem e estudos de desempenho do arranjo aqui utilizado.

Tabela 5.1: Turbinas e aerogeradores

Aerogeradores			
Turbina eólica		Gerador Síncrono a Imã Permanente	
Velocidade nominal do vento [m/s]	11	Potência nominal [kVA]	680
Comprimento das pás [m]	25	Tensão de linha [V]	690

Densidade do ar [kg/m ³]	1,225	Frequência Nominal [Hz]	17
Coefficiente de potência máximo	0,425	Número de pares de pólos	30
$\lambda_{\text{ótimo}}$	6,325	Fluxo [Wb/pares de pólos]	5
Velocidade nominal da turbina (rpm)	24	Fator de acoplamento do fluxo	0,9
Velocidade nominal do gerador (rpm)	34	Reatância Ld/Lq (pu)	0,1225/0,0133
Inércia (Turbina e gerador) [kg.m ²]	10 ⁵		

Tabela 5.2: Transformadores

Parâmetros	Transformador	
	Aerogeradores	Inversor
Potência nominal [kVA]	750	2500
Tensão de linha [kV]	0,69/6,00	34,5/5,2/5,2
Resistência por enrolamento [pu]	0,000125	0,00125
Indutância por enrolamento [pu]	0,0875	0,0875
Conexão	Y-Y	Yg-Y- Δ

 Tabela 5.3: Componentes dos conversores *boost*

Conversor CC/CC - <i>Boost</i>	
Capacitor - $C_{\text{retificador}}$ [uF]	72,95
Indutor - L_{boost} [mH]	90,91
Resistência - R_{boost} [m Ω]	685,46
Capacitor - C_{out} [uF]	27,5

Tabela 5.4: Unidades conversoras

Parâmetros	Unidades conversoras (CA-CC, CC-CA)	
	Retificadores	Inversor LCC ^[1]
Resistência do <i>snubber</i> ^[2] (ohm)	10 ⁵	10 ⁵
Capacitância do <i>snubber</i> ^[2] (μ F)	-	1

Resistência de condução (ohm)	10^{-3}	10^{-3}
Tensão de polarização direta (V)	0	0

[1] Valores a referentes a uma ponte de tiristores de seis pulsos

[2] Circuito utilizado para suprimir surtos de tensão durante o processo de comutação das chaves eletrônicas

Tabela 5.5: Cabos de corrente contínua

Parâmetros	Cabos			
	CC1	CC2	CC3	Linha CC
Resistência por condutor [Ω /km]	0,13	0,13	0,13	0,13
Indutância por condutor [mH/km]	0,36	0,36	0,36	0,36
Capacitância por condutor [μ F/km]	0,31	0,31	0,31	0,31
Frequência de Referência	50	50	50	50
Nº de condutores por pólo	3	3	3	3
Comprimento [km]	0,5	0,5	0,5	40

Tabela 5.6: Linha de transmissão

Parâmetros	Componentes da Linha de transmissão			
	L	C	L1, L2	Filtro CC
Indutância [mH]	750	-	15	1,5
Capacitância [μ F]	-	500	-	34,46

Tabela 5.7: Rede elétrica em corrente alternada

Rede CA	
Tensão de linha [kV]	34,5
Frequência [Hz]	60
Potência de curto circuito [MVA]	100
X/R	7
Configuração	Yg

5.3 CARACTERIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS IMPOSTAS AO COMPLEXO DE GERAÇÃO EÓLICA

É importante destacar que, para obter os resultados referentes a modelagem computacional, foram impostos critérios específicos para a realização das simulações. Neste contexto, tem-se que, para averiguar a operação do sistema proposto, estipulou-se situações distintas de vento (fonte primária de energia) para cada aerogerador, que se apresentam com variações ao longo do tempo de simulação (t), conforme indicado na Tabela 5.8. O passo de integração, para execução das simulações, foi de 1 microssegundo (μs), o qual se mostrou compatível aos requisitos impostos pela estrutura física, componentes, chaveamentos e controle estabelecidos.

Ademais, destaca-se que para fins de controle, os valores nominais de potência gerada, corrente e tensão nos terminais em CC do inversor, em consonância com as Tabelas 5.1 a 5.7, são indicados na Tabela 5.9. Também é válido expor que como o valor para tensão de referência foi calculado a partir da Equação (3.12) apresentada no Capítulo 3, há a necessidade de se estabelecer um valor de referência para inicialização do sistema. Dessa forma foi estabelecido o valor de 1 pu, para referência de tensão, até o tempo de simulação de 300 milissegundos (ms), quando então é iniciada a ação do sistema de controle estabelecido.

Tabela 5.8: Velocidade do vento nos aerogeradores

Intervalo de tempo	Velocidade do vento (m/s)		
	Aerogerador 1	Aerogerador 2	Aerogerador 3
$t < 1,0$ segundos	11	11	11
$1,0 \leq t < 1,7$ segundos	6	11	11
$1,7 \leq t < 2,4$ segundos	6	6	11
$2,4 \leq t \leq 5$ segundos	6	6	16

Tabela 5.9: Valores nominais da linha de transmissão

Grandezas	Valores Nominiais
Potência Gerada	2.040 kVA
Corrente no inversor (CC)	128 A
Tensão no inversor (CC)	15.500 V

5.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Na sequência são abordadas as performances do sistema modelado diante das condições operativas impostas. A estratégia utilizada para a apresentação dos resultados, visando facilitar o entendimento das respostas operativas, está subdividida por setores, cada qual associado com as partes físicas da estrutura de geração, transformação e transmissão.

5.4.1 AVALIAÇÃO DAS GRANDEZAS MECÂNICAS DOS AEROGERADORES

Iniciando as análises qualitativas do desempenho operacional do sistema em estudo, aborda-se, na sequência, os desempenhos mecânicos das turbinas dos aerogeradores, com destaque a atuação de seus controles. Para tal, é necessário ter em mente a dinâmica de funcionamento apresentada na Tabela 5.8, a qual determina o comportamento do vento incidente, em conjunto com as características de velocidade, coeficiente de potência, ângulo β (*pitch control*) da turbina, e, por conseguinte, o perfil da potência mecânica disponibilizada.

As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 são indicativas dos resultados da simulação e encontram-se associadas com os aerogeradores 1, 2 e 3, respectivamente.

Figura 5.1: Características mecânicas associadas ao funcionamento do aerogerador 1

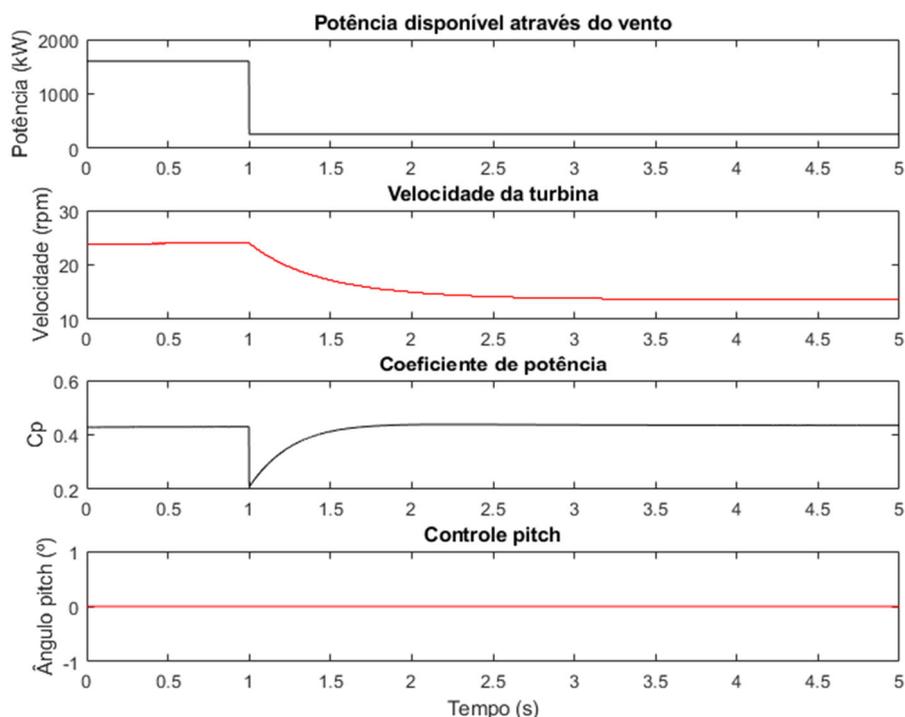


Figura 5.2: Características mecânicas associadas ao funcionamento do aerogerador 2

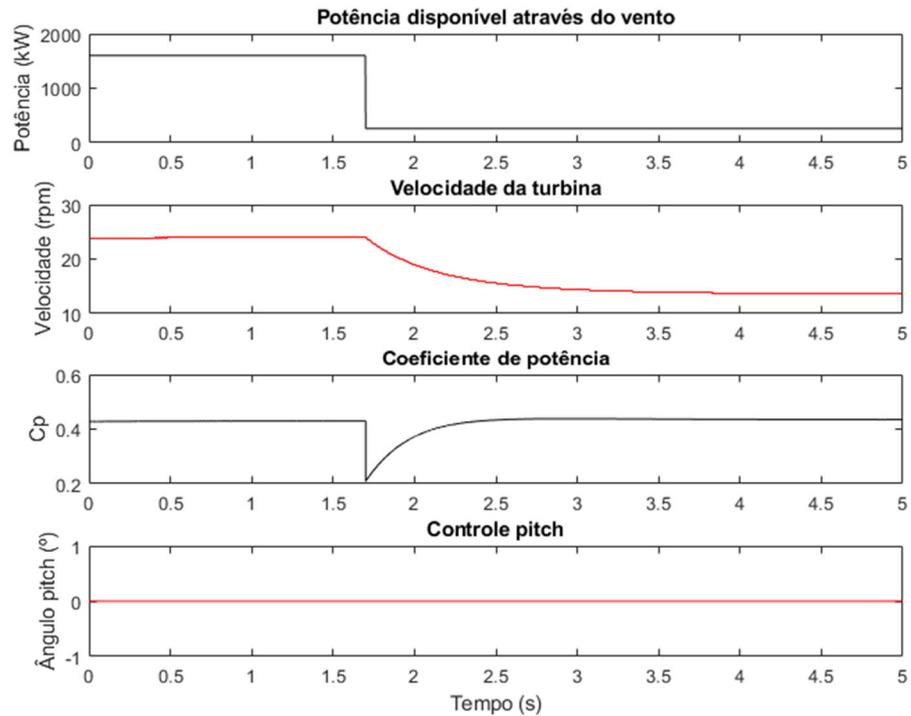
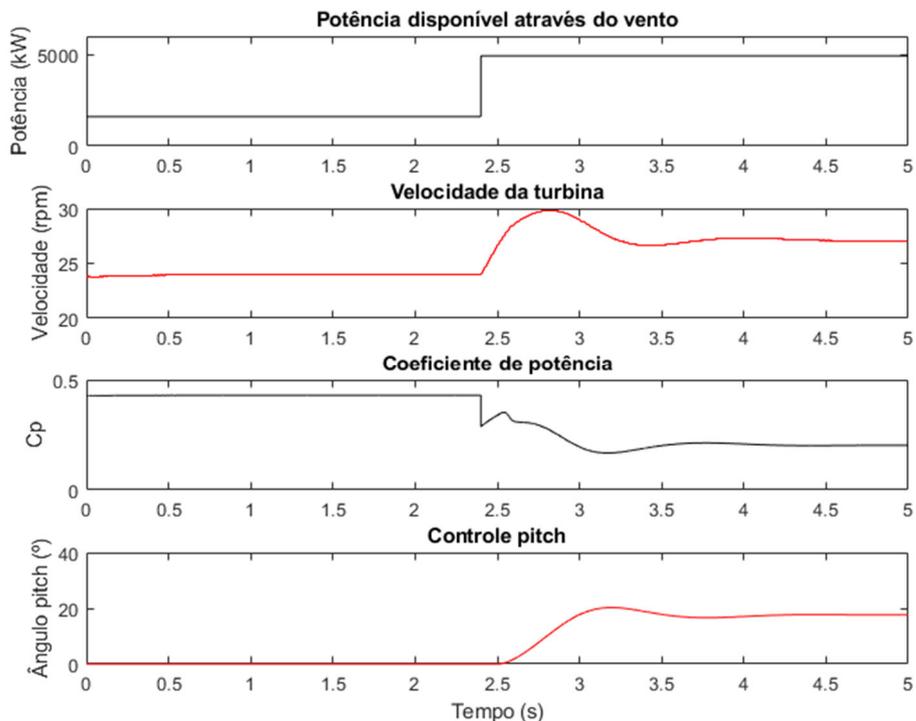


Figura 5.3: Características mecânicas associadas ao do aerogerador 3



As figuras acima evidenciam o funcionamento operacional sob vários aspectos. Nota-se que, nos momentos onde a velocidade da fonte primária equivale ao valor nominal (11 m/s),

as velocidades das turbinas também se encontram nos respectivos valores nominais (24 rpm). Além disso, quando a velocidade do vento verificada se apresenta com valores acima do nominal, o controle do ângulo β inicia a sua atuação, conforme esperado. Em referência a tal sistema de controle, é válido frisar que, a fim de evitar a sua atuação, nos instantes em que a velocidade do vento equivale ao valor nominal e, de modo a permitir um valor admissível de sobrecarga, a referência de velocidade empregada para o controle do ângulo β equivale a 10% acima do valor nominal. Portanto, nota-se o adequado funcionamento do sistema de controle em questão, no momento em que a atuação do ângulo β é necessária, resultando em uma velocidade angular da turbina equivalente a 26,4 rpm, conforme Figura 5.3.

Outro ponto importante de observação, refere-se ao fato de que a variação do coeficiente de potência (C_p) indica o funcionamento do controle MPPT empregado nos termos requeridos e impostos pelos fundamentos de controle considerados no trabalho. Nota-se que, quando não há a atuação do controle *pitch*, o valor de C_p corresponde ao valor máximo ($C_{p\text{máx}} = 0,425$), independente da velocidade do vento. Contudo, é evidente que quando se altera o ângulo β , o valor do coeficiente de potência é reduzido, uma vez que se limita a extração de potência para velocidades acima do valor nominal.

Por fim, observa-se, diante das mudanças repentinas e abruptas na velocidade do vento, que a inércia do conjunto turbina e gerador, impõe um comportamento físico adequado ao sistema, uma vez que a velocidade da turbina possui um período de acomodação diante da ocorrência de tais situações.

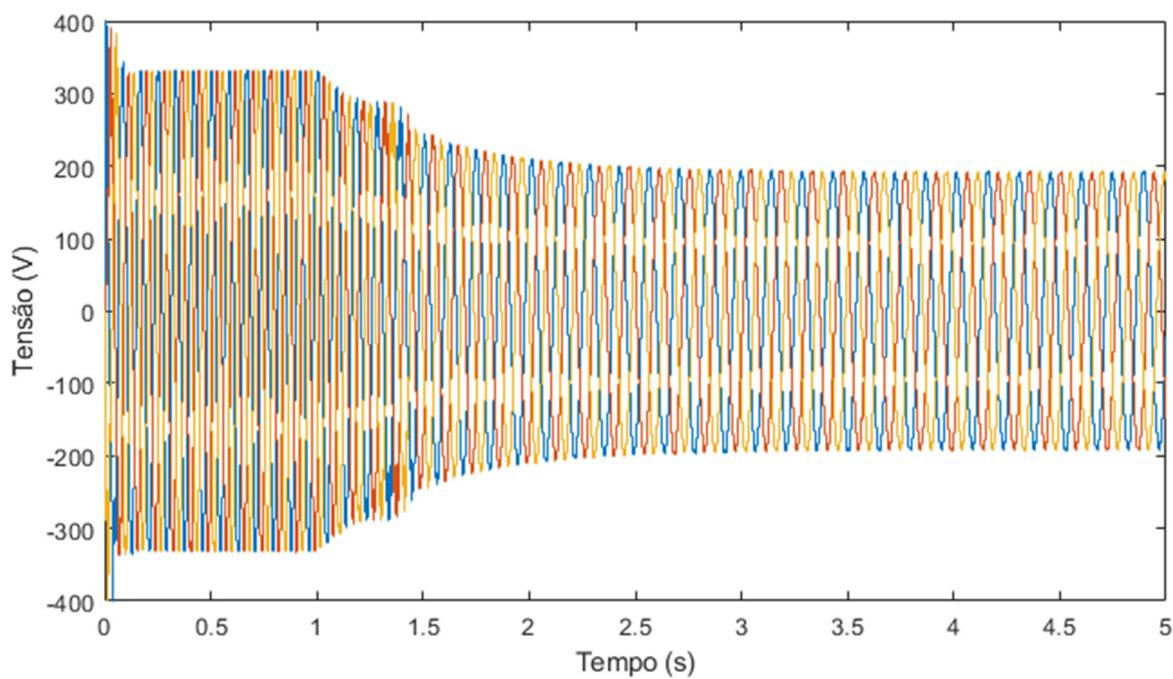
5.4.2 AVALIAÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DOS AEROGERADORES

Uma vez verificado o funcionamento do conjunto mecânico dos aerogeradores dentro das expectativas postas, procede-se, na sequência, a avaliação operativa do conjunto quanto ao seu desempenho no contexto da geração da energia elétrica. Para tanto, as análises são embasadas nas formas de onda das tensões e correntes nos terminais de saída dos geradores, e ainda, na performance do sistema de conversão CA/CC de cada unidade de geração, o qual envolve tanto a adequação da tensão de saída do retificador com a tensão da rede de transmissão, como a atuação do controle MPPT.

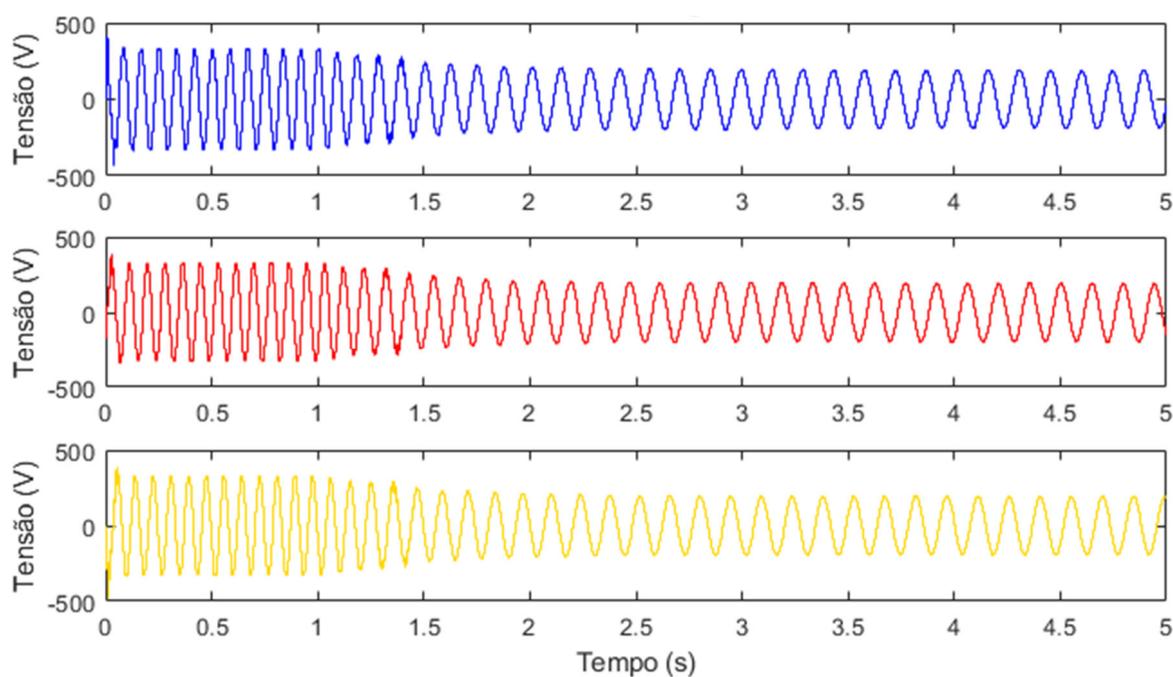
Assim, as Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os resultados referentes ao comportamento das tensões dos geradores, no ponto de conexão do primário dos transformadores de cada unidade eólica.

Figura 5.4: Tensões nos terminais do aerogerador 1

(a) Tensão trifásica (b) Zoom das tensões trifásicas: fase a (azul), fase b (vermelho), fase c (amarelo)



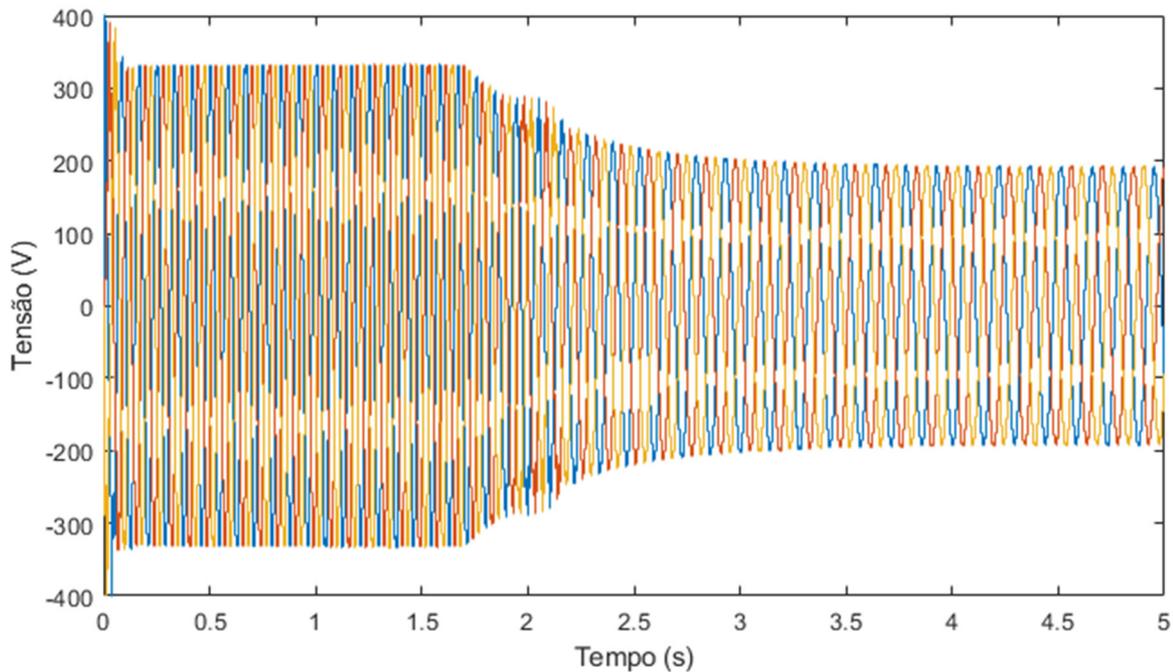
(a)



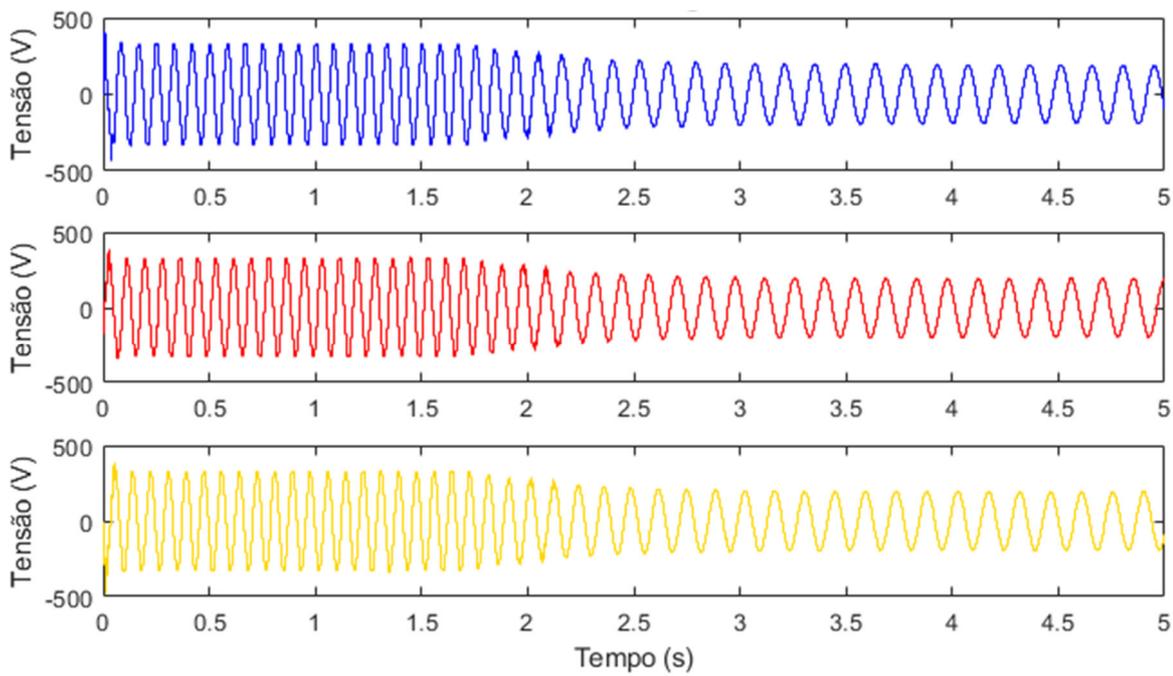
(b)

Figura 5.5: Tensões nos terminais do aerogerador 2

(a) Tensão trifásica (b) Zoom das tensões trifásicas: fase a (azul), fase b (vermelho), fase c (amarelo)



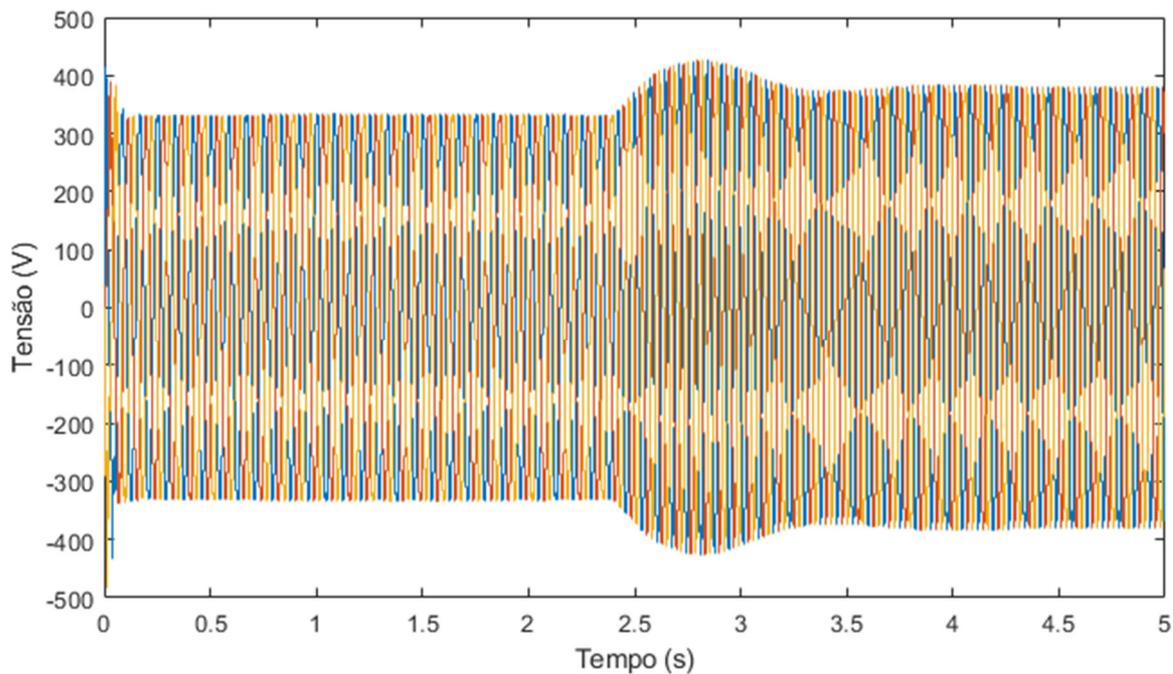
(a)



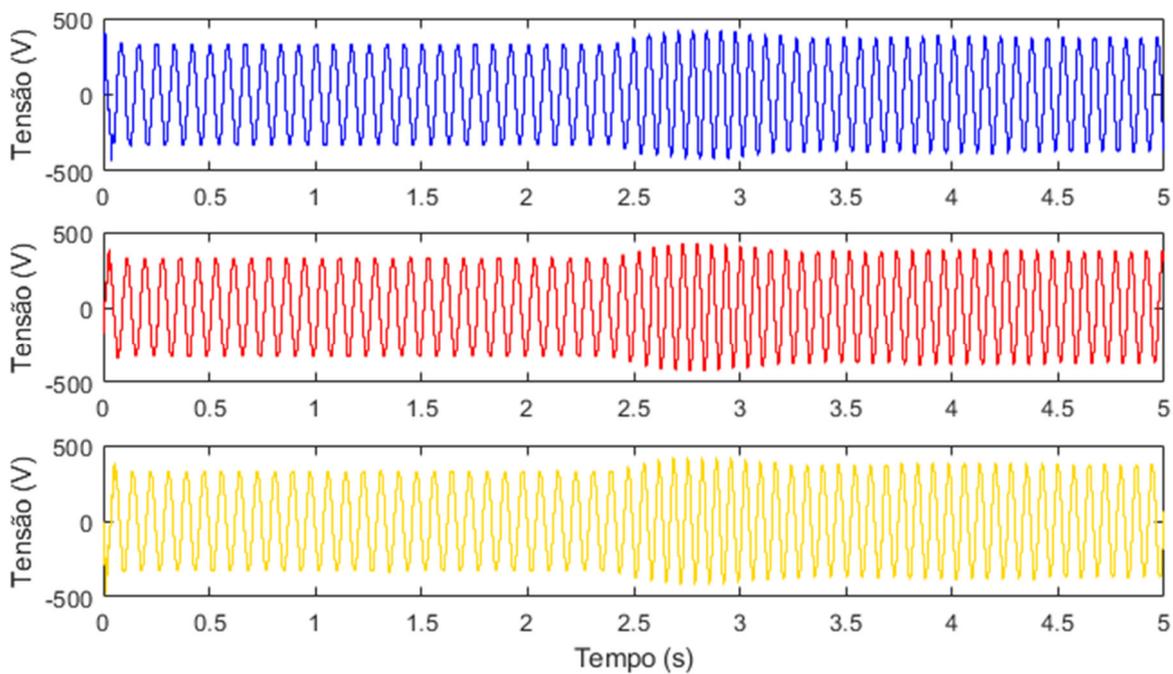
(b)

Figura 5.6: Tensões nos terminais do aerogerador 3

(a) Tensão trifásica (b) Zoom das tensões trifásicas: fase a (azul), fase b (vermelho), fase c (amarelo)



(a)



(b)

Os resultados evidenciam que as tensões para os três aerogeradores, independentemente da magnitude de energia gerada por cada unidade eólica, possui perfil senoidal com uma leve

distorção harmônica. Isto se deve ao emprego das unidades de conversão CA/CC a jusante dos transformadores. Além disso, pode-se também constatar que as variações da potência, associadas às características do vento, conforme Tabela 5.8, implicam em uma variação na frequência e magnitude das tensões, em virtude tanto das características operativas do gerador empregado (PMSG), como do controle de extração de máxima potência.

De forma análoga a avaliação das tensões, e complementando a análise dos resultados apresentados, as Figuras 5.7, 5.8 e 5.9 são indicativas das formas de onda das correntes nos terminais dos geradores, junto aos pontos de conexão dos primários dos transformadores de cada unidade eólica.

Figura 5.7: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 1

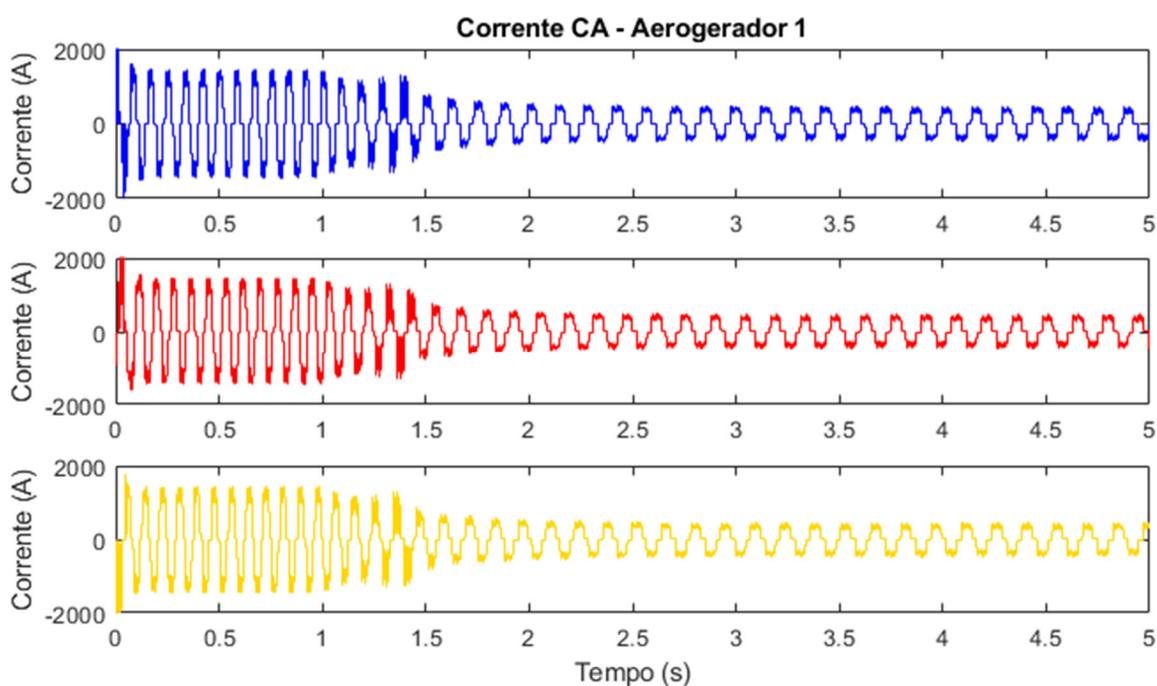


Figura 5.8: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 2

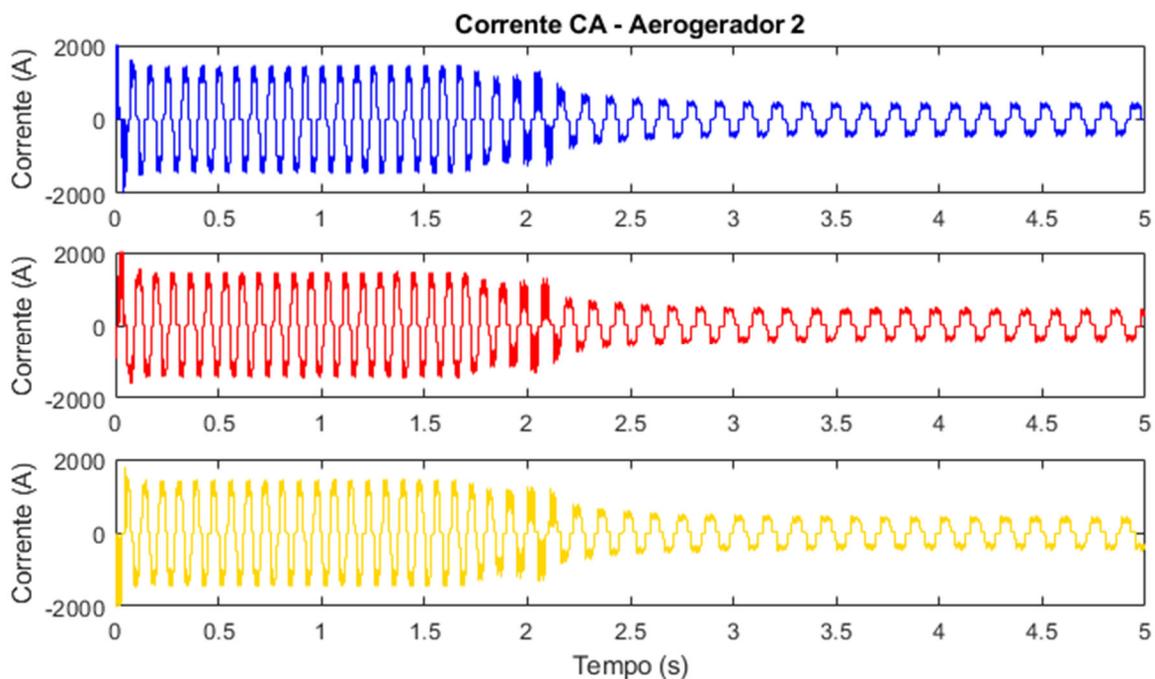
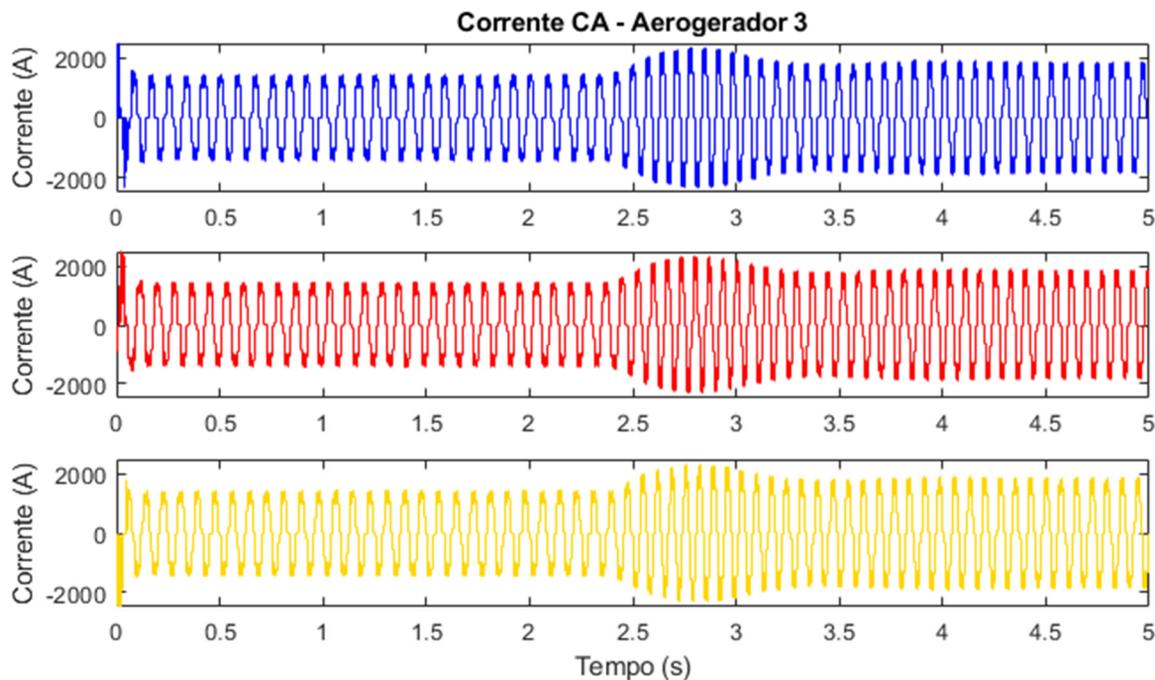


Figura 5.9: Corrente alternada nos terminais do aerogerador 3



Analisando as formas de onda das correntes, estas indicam características semelhantes àquelas já apontadas para as suas respectivas tensões quanto ao comportamento das magnitudes e frequência de oscilação. Contudo, é possível observar de forma mais evidente a presença de

distorções harmônicas no perfil das correntes atreladas com a operação de uma unidade retificadora de 6 pulsos, quando comparadas com as das tensões.

Focando agora o desempenho dos sistemas de conversão CA/CC, os comportamentos das tensões e correntes contínuas nos terminais de saída de cada ponte retificadora são apresentados nas Figuras 5.10 e 5.11, respectivamente.

Figura 5.10: Tensões nos terminais de saídas das pontes retificadoras das unidades aerogeradoras 1, 2 e 3.

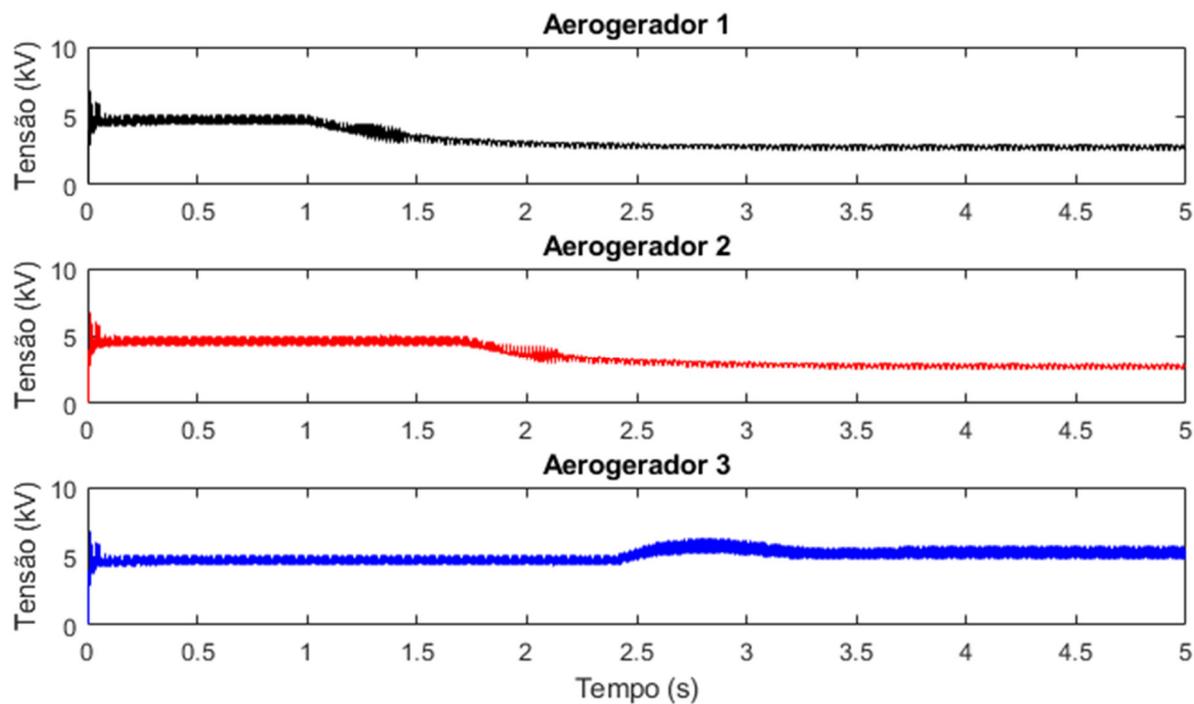
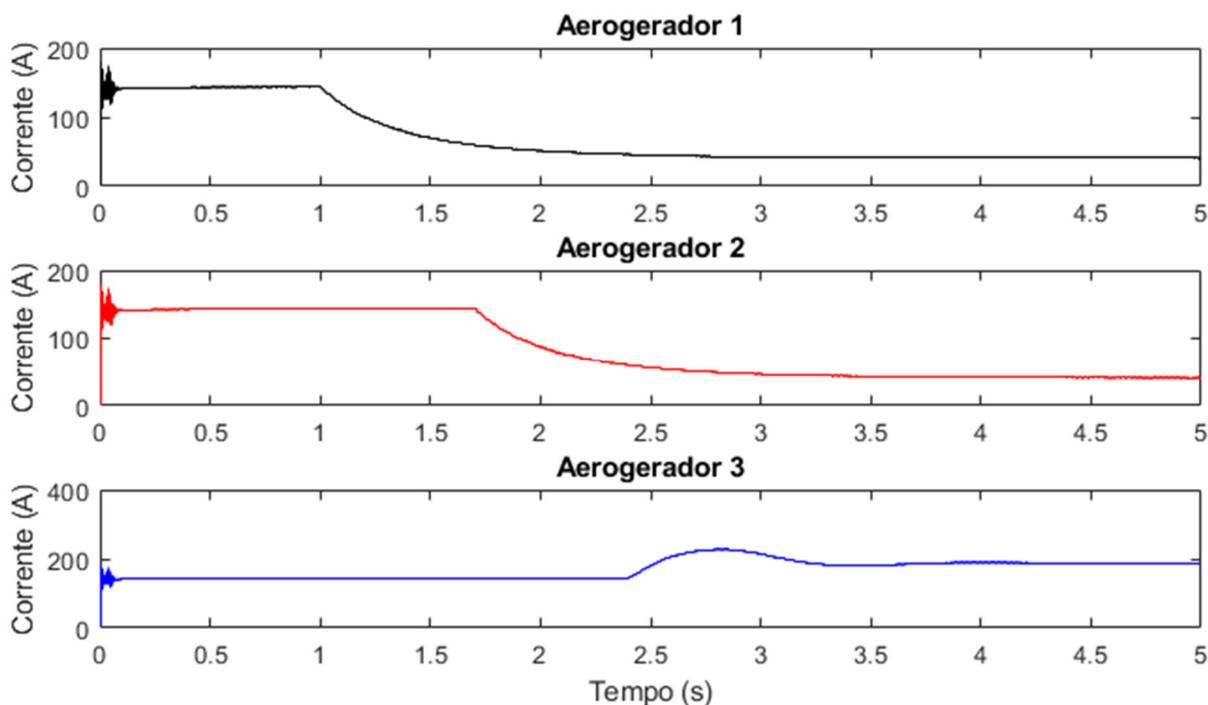


Figura 5.11: Correntes nos terminais de saídas das pontes retificadoras das unidades aerogeradoras 1, 2 e 3.



Observando as Figuras 5.10 e 5.11, é possível compreender a efetividade do funcionamento do sistema de controle implementado. De fato, as características individuais de operação das unidades geradoras são preservadas, de forma que as tensões e correntes, nos terminais dos retificadores, são admitidas através da extração da máxima potência, diante das condições das fontes primárias de energia, particulares a cada unidade eólica.

De forma mais específica, em conformidade com o funcionamento do controle MPPT pelo método do torque ótimo, avalia-se que, dada as condições de geração das unidades eólicas, uma imposição no valor da corrente contínua, por meio do chaveamento do conversor *boost*, implica na alteração do valor das tensões no mesmo ponto de observação, conforme observado nos resultados apresentados.

Portanto, apesar do paralelismo realizado entre os aerogeradores no ponto de acoplamento (PAC-CC), as tensões nos terminais de saídas dos retificadores são particulares e correspondentes às características de geração de cada unidade geradora.

Observando, agora, as grandezas que determinam as condições operativas junto aos pontos de conexão dos aerogeradores com os cabos do sistema de transmissão em CC, as Figuras 5.12 e 5.13 mostram as formas de ondas das tensões e correntes nos terminais de saída dos conversores *boost*.

Figura 5.12: Tensões contínuas nos terminais de saída dos conversores *boost* para os aerogeradores 1, 2 e 3.

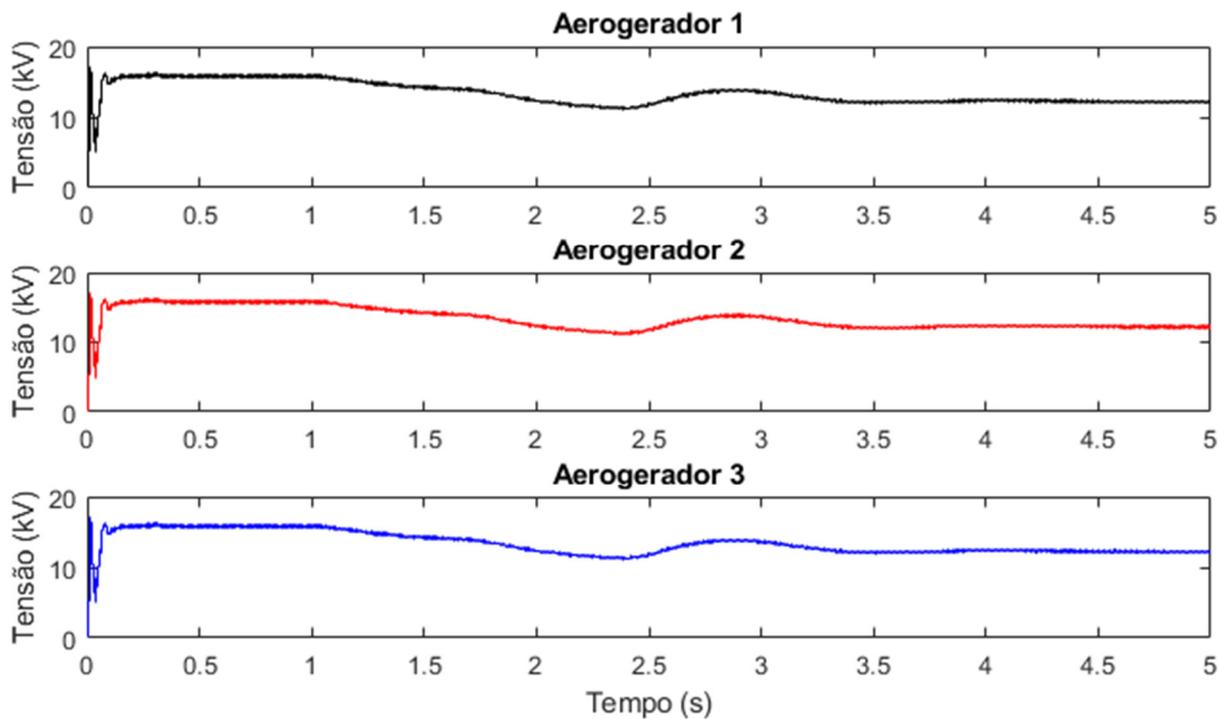
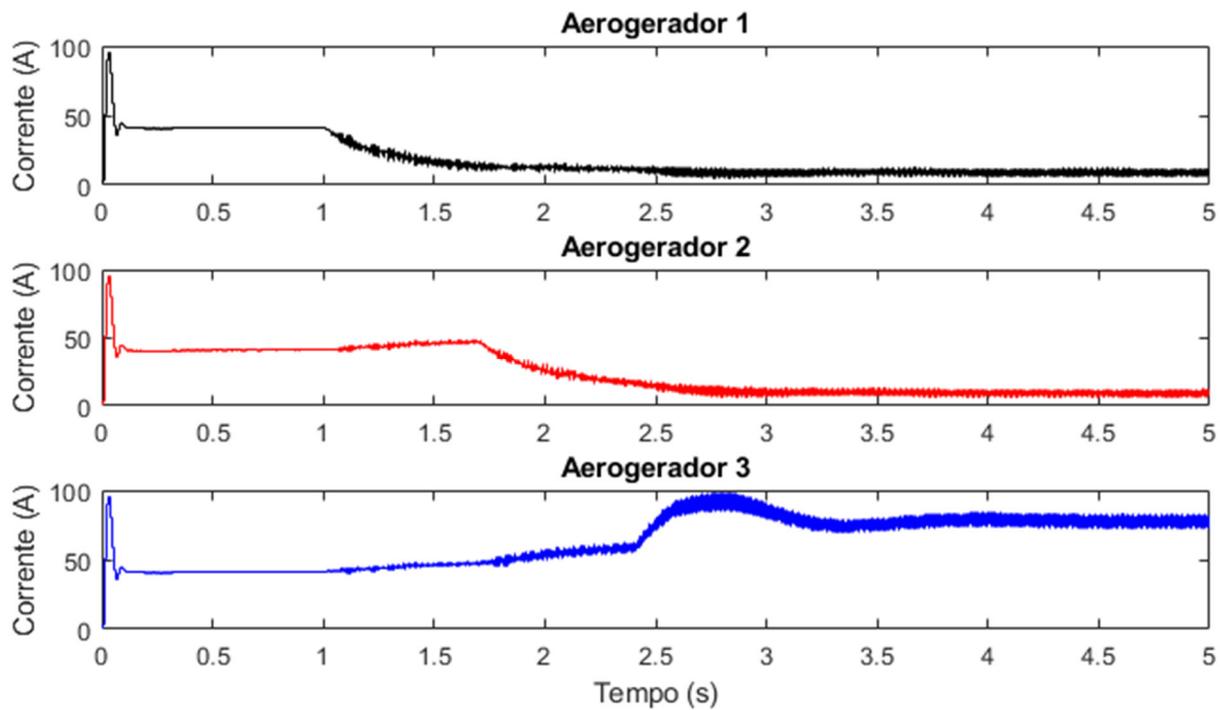


Figura 5.13: Correntes contínuas nos terminais de saída dos conversores *boost* para os aerogeradores 1, 2 e 3.



Analisando as Figuras 5.12 e 5.13, nota-se, mais uma vez, a eficácia do sistema de controle proposto e implementado para uma operação paralela das unidades individuais de geração. De fato, não obstante a adversidade da fonte primária de energia, as tensões contínuas junto ao ponto do paralelismo são iguais em magnitude e polaridade, distinguindo-se apenas pelo valor atribuído às quedas de tensão nos cabos de interligação ao ponto comum do cabo de transmissão. Nota-se também que, como a tensão de conexão é imposta pelo sistema de transmissão e é única para todas os aerogeradores do sistema, o perfil da geração de energia de cada unidade, é efetivado através dos respectivos comportamentos das correntes, conforme pode ser observado na Figura 5.13.

Observando as formas de onda das correntes (Figura 5.13), nota-se que, até o tempo de simulação menor que 1 segundo, todas as unidades eólicas geram o mesmo montante de energia, sendo as correntes iguais para todos os aerogeradores. Após esse tempo, e até a tempo de simulação inferior a 1,7 segundos, tem-se que a contribuição de corrente do aerogerador 1 decai, ao passo que as correntes dos outros aerogeradores aumentam levemente, devido a diminuição da tensão imposta no ponto de acoplamento comum. De forma semelhante, decorridos 1,7 segundos e até o tempo de simulação inferior a 2,4 segundos, a contribuição de corrente dos aerogeradores 1 e 3 aumenta levemente, em decorrência da diminuição da tensão na linha de transmissão. Isso é atribuído ao menor nível de geração de energia do aerogerador 2, notada através da queda do seu respectivo valor de corrente. Do mesmo modo, após 2,4 segundos de simulação, a geração de energia do aerogerador 3 aumenta, resultando no aumento da sua contribuição de corrente, e numa elevação da tensão de transmissão, fazendo com que a corrente dos outros aerogeradores diminuam levemente.

Portanto, uma alteração no valor de energia gerada, por cada unidade eólica, implica alterações da magnitude da tensão imposta no ponto de acoplamento comum (PAC-CC), modificando, assim, o valor da corrente contínua na linha de transmissão. Naturalmente, tal grandeza é o resultado da soma das contribuições individuais de corrente de cada aerogerador.

Por fim, destaca-se que o desempenho físico obtido se mostra em total consonância com as expectativas, fato este que ratifica, computacionalmente, a efetividade da proposta feita para o processo de transferência da energia gerada pela instalação eólica *offshore* à rede CA presente na costa.

5.4.3 AVALIAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Evidentemente, as condições operativas presentes na linha de transmissão é resultado direto daquelas advindas das unidades individuais de geração, do sistema de controle implementado nos aerogeradores e também pela estação inversora. Assim, de forma a elucidar essa dinâmica de operação, as Figuras 5.14 e 5.15 ilustram as formas de onda da tensão e corrente verificadas no ponto de acoplamento das unidades geração à linha de transmissão e no ponto de conexão do inversor LCC, respectivamente.

Ao avaliar as Figuras em questão, é possível observar a coerência do comportamento físico da tensão e da corrente, em termos de magnitude e frequência de oscilação, indicativo do ótimo funcionamento dinâmico do arranjo. Nota-se que, no ponto de acoplamento comum, as grandezas avaliadas não possuem oscilações significativas, atestando a funcionalidade do emprego do circuito LC. Por outro lado, no ponto de conexão do inversor com a linha de transmissão, há a presença de oscilações verificadas tanto na forma de onda da tensão quanto da corrente. Todavia, é válido ressaltar que as grandezas, observadas nos terminais em CC do inversor, são resultados da interação entre o processo de inversão, em conjunto com o filtro harmônico implementado na linha de transmissão e os reatores de alisamento.

Figura 5.14: Tensão e corrente verificadas no ponto de acoplamento comum das unidades de geração

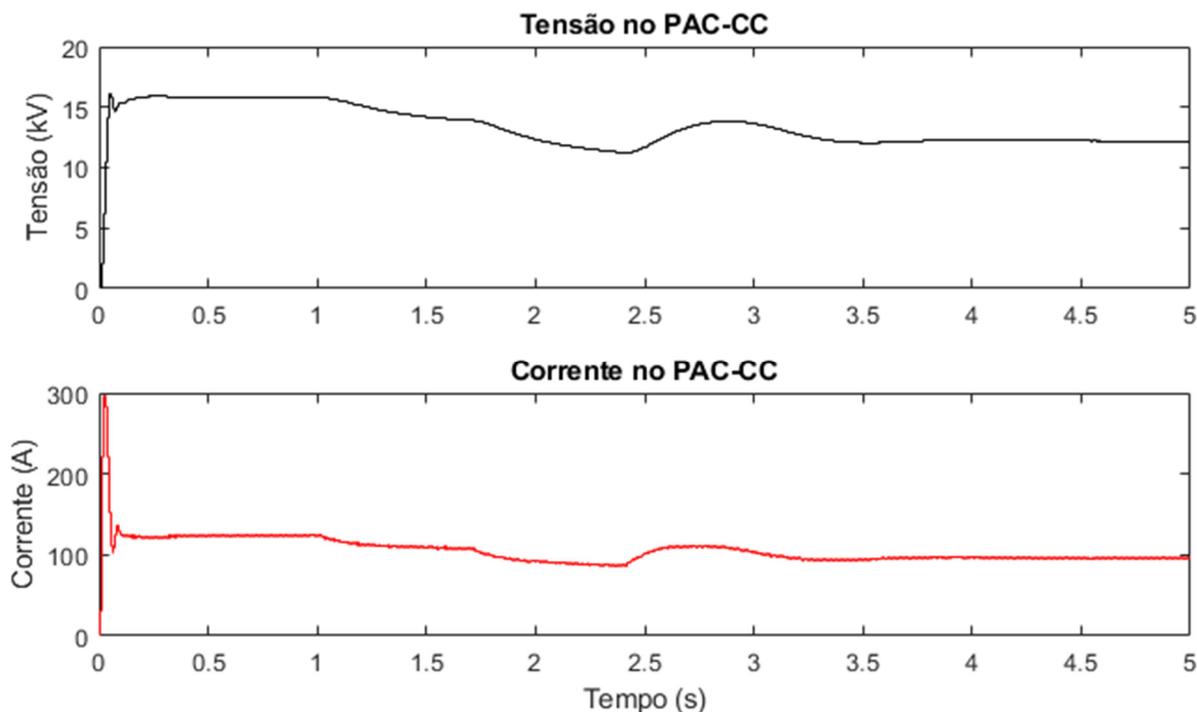
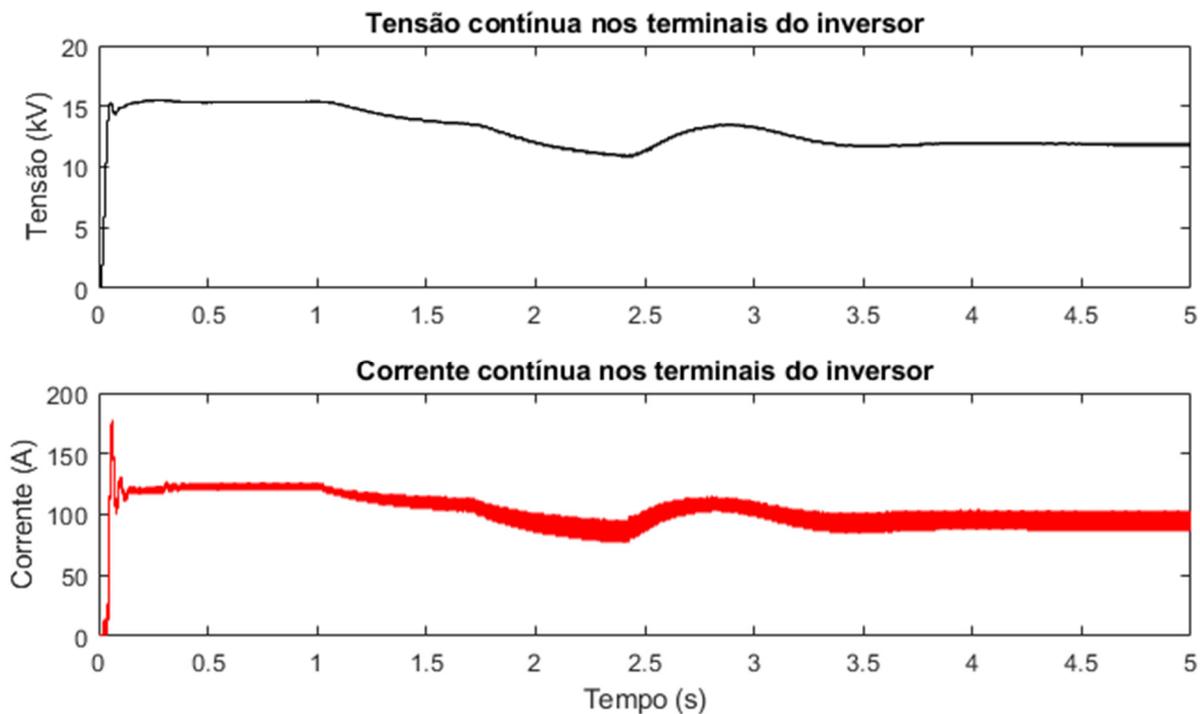
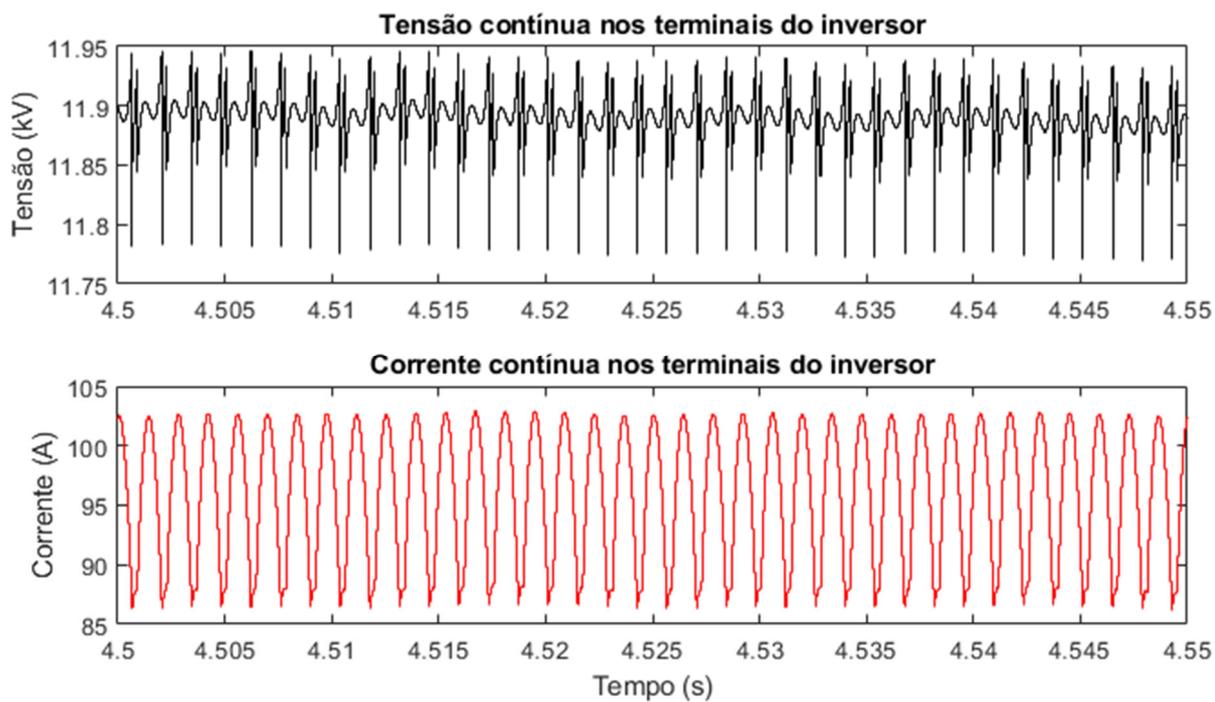


Figura 5.15: Tensão e corrente contínua nos terminais do inversor.

(a) Tempo de simulação de 1 a 5 segundos (b) Tempo de simulação de 4,5 a 4,55 segundos



(a)



(b)

Assim, focando a Figura 5.15(b), a qual apresenta um zoom de um dos intervalos de tempo do período total de simulação, é possível observar o comportamento característico de um inversor LCC de 12 pulsos. Nota-se que, tanto a corrente, quanto a tensão, oscilam predominantemente na frequência de 720 Hz, o que corresponde a décima segunda ordem harmônica (12^{a}) da frequência da rede de conexão (60 Hz).

Especificamente em relação ao perfil da tensão, apresentado na Figura 5.15(b), há a presença de picos, verificados principalmente nos momentos onde ocorrem as comutações dos tiristores do inversor. Esses picos de tensão surgem devido ao processo de comutação das chaves em conjunto com a operação do filtro CC, contudo os mesmos podem ser atenuados por meio da conveniente especificação de circuitos *snubbers*. Assim, em virtude da adequada escolha dos parâmetros do sistema detalhados nas Tabela 5.1 a 5.7, é possível notar que, assim como as oscilações da corrente, o perfil das oscilações da tensão apresenta magnitude pequena, o que não compromete o funcionamento do sistema.

Portanto, compreende-se que as grandezas de tensão e corrente, observadas nas duas extremidades da linha de transmissão, apresentaram comportamentos bastante semelhantes, respeitadas as particularidades impostas pelas interações entre os componentes que perfazem o sistema.

5.4.4 AVALIAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DA ESTAÇÃO INVERSORA

A cerca da operação da estação inversora, constata-se que as análises realizadas nos itens anteriores já retratam o seu bom funcionamento, uma vez que todo o arranjo até aqui avaliado apresenta adequada operação, o que indica a concordante performance dos componentes do sistema com o previsto.

Todavia, é importante avaliar as grandezas referentes ao lado de corrente alternada, no ponto de conexão com rede elétrica, analisando sobretudo as características inerentes ao funcionamento do inversor LCC de 12 pulsos, já identificadas no Capítulo 2. Neste contexto, apresenta-se na sequência os resultados da simulação das tensões e correntes alternadas, a partir das Figuras 5.16 e 5.17, respectivamente. Ressalta-se que a apresentação das formas de onda das tensões e correntes são para um curto intervalo de tempo, dentro do período total de simulação da rede de rede (60 Hz), visando, sobretudo, uma visualização mais clara do seu

comportamento. Todavia, afirma-se que as características físicas verificadas nas Figuras abaixo, são também observadas nos trechos restantes de simulação.

Figura 5.16: Tensões de fase no ponto de conexão com a rede elétrica:

Fase a (preto); Fase b (vermelho); Fase c (azul)

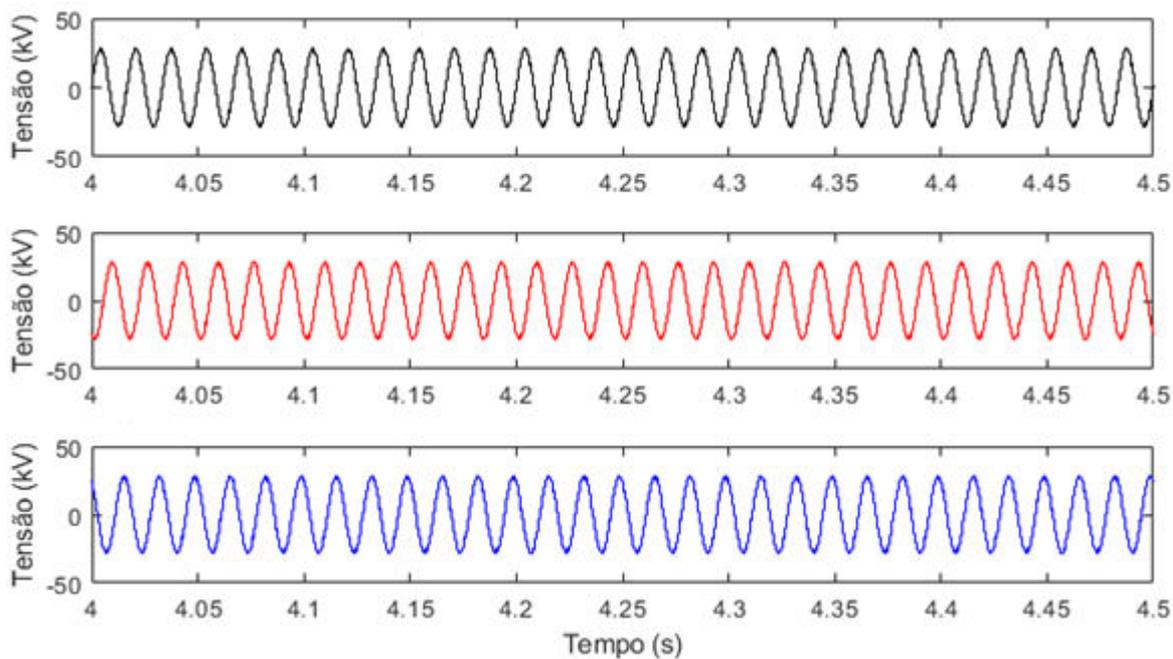
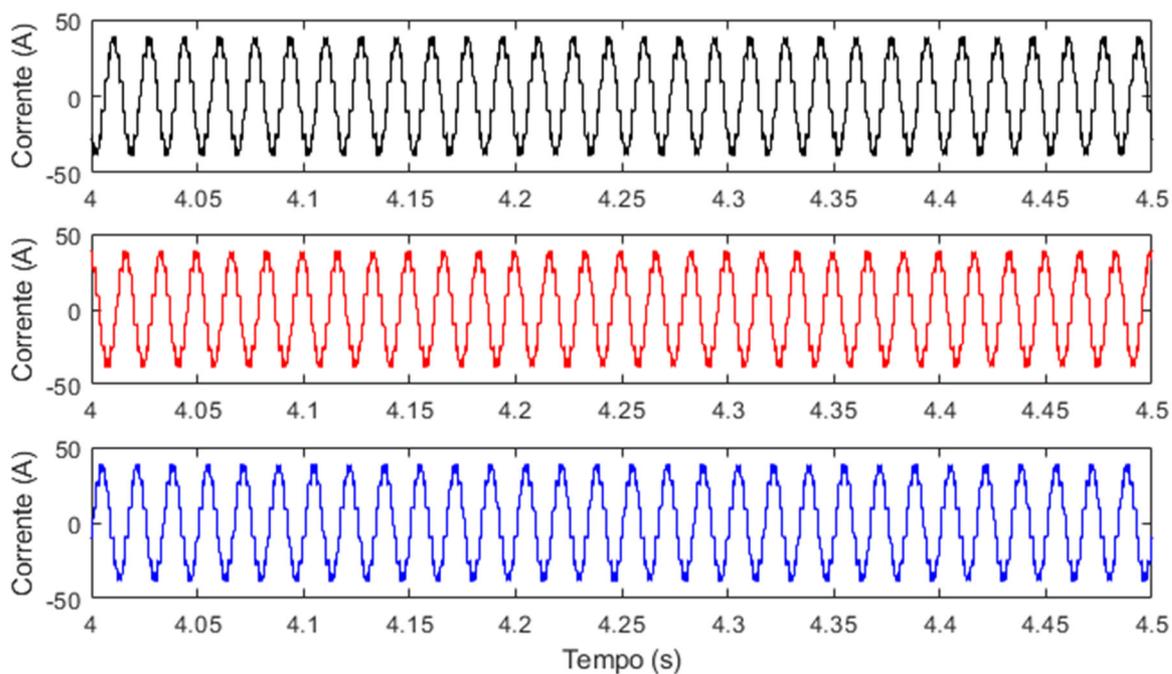


Figura 5.17: Correntes de linha no ponto de conexão com a rede elétrica:

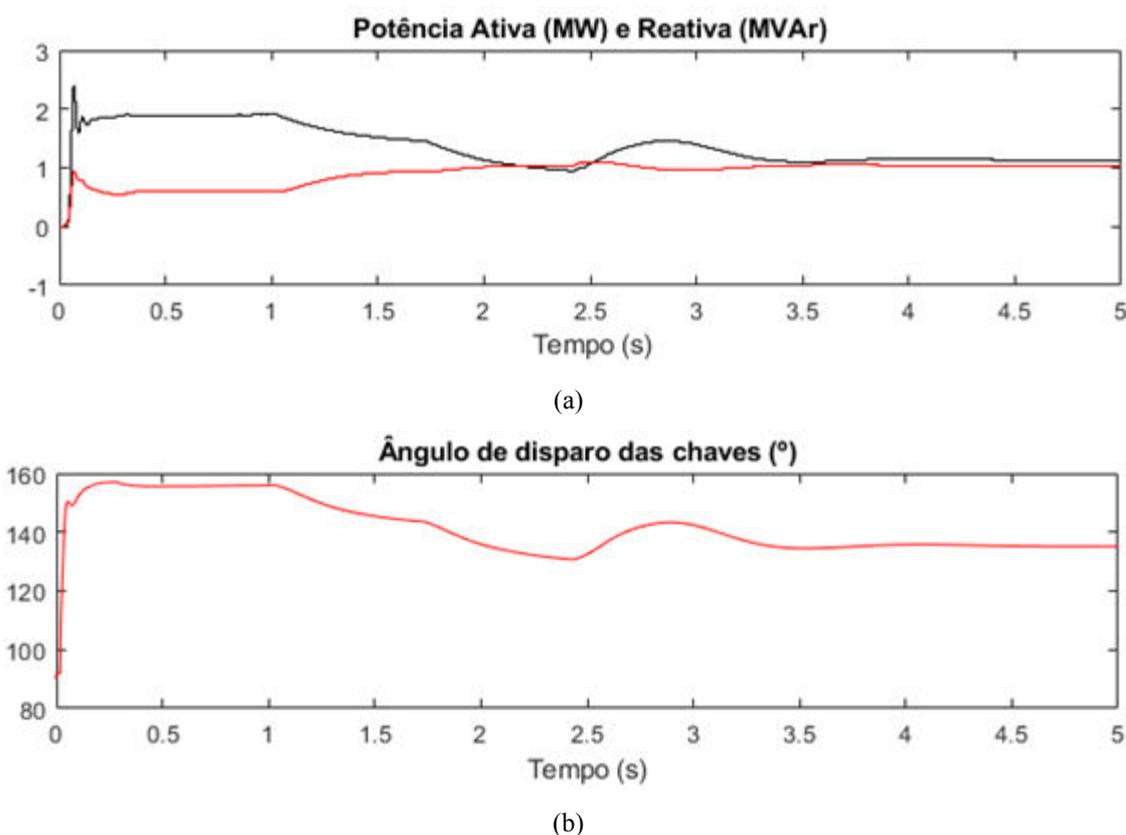
Fase a (preto); Fase b (vermelho); Fase c (azul)



Avaliando as tensões de fase e as correntes de linha, no ponto de conexão com a rede elétrica, nota-se com clareza, de forma qualitativa, o conteúdo harmônico característico da operação do inversor LCC de 12 pulsos. É evidente que devido à baixa impedância considerada, a distorção harmônica é significativamente mais relevante no perfil das correntes, do que das tensões. Além disso, também é possível notar o relativo atraso das correntes de linha, em relação as tensões de cada fase, indicando o consumo de reativos, devido a operação do inversor.

Referente ao perfil das potências e complementando a análise do funcionamento da estação conversora, a Figura 5.18 mostra a potência ativa injetada na rede elétrica de CA, assim como a demanda de potência reativa, por parte do sistema de inversão, e sua correlação com o ângulo de disparo das chaves tiristoras.

Figura 5.18: Curvas de potência e ângulos de disparo dos tiristores. (a) Potência ativa (preta) e potência reativa (vermelho) (b) Ângulo de disparo dos tiristores

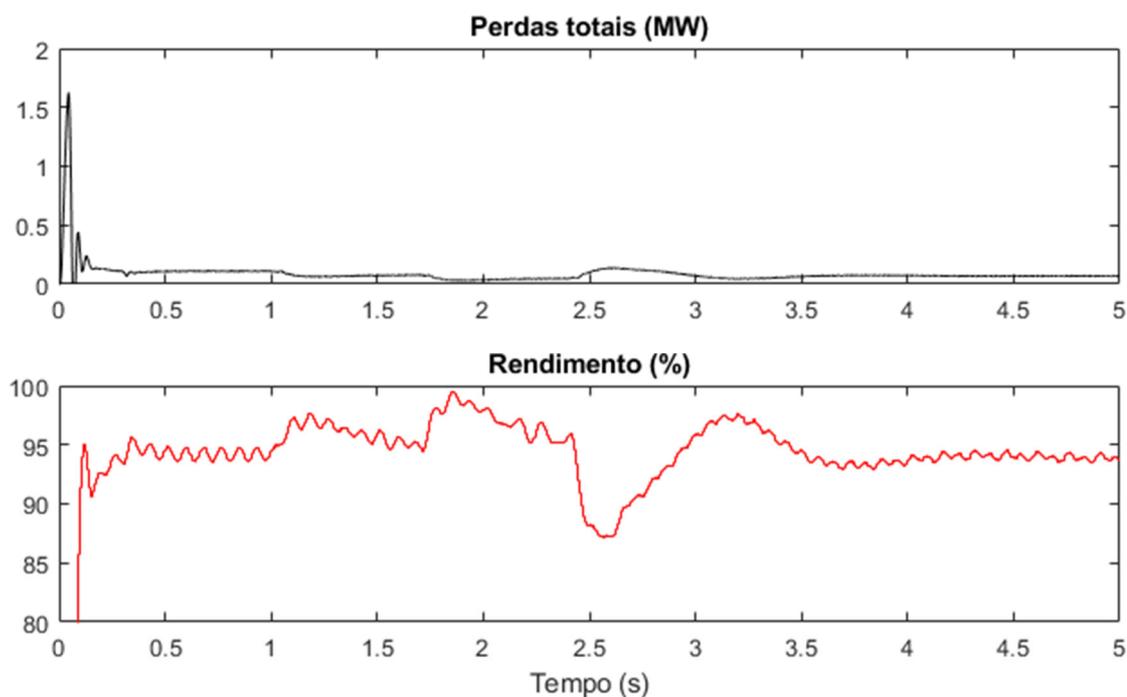


Realizando uma análise da Figura 5.18, é possível compreender, novamente, a dinâmica de funcionamento do sistema. De fato, com base no entendimento exposto no Capítulo 3, entende-se que a referência de tensão, para o controle do inversor LCC, é dada a partir da

potência medida nos seus terminais. Assim, um decréscimo no montante de energia gerada pelas unidades eólicas, resulta em uma menor tensão imposta na linha de transmissão, através da diminuição do ângulo de disparo das chaves tiristoras, acarretando, portanto, no aumento da demanda reativa.

Dessa forma, em consonância com as análises do perfil da potência ativa despachada para a rede elétrica, e da demanda reativa por parte da estação conversora, ressalta-se a importância da avaliação das perdas globais do sistema e, conseqüentemente, do rendimento da operação do arranjo, como apresentado na Figura 5.19.

Figura 5.19: Perdas globais e rendimento da operação do sistema.



Analisando a Figura 5.19 nota-se que o rendimento global do arranjo simulado é elevado, e que tal valor apresenta variações mais expressivas apenas em situações onde as alterações no montante de energia gerada, conduzem o sistema ao ajuste do ponto de operação por um período transitório. Observa-se, portanto, que nos instantes onde se atinge os pontos de regime permanente, o rendimento verificado encontra-se em torno de 95%. Essa circunstância retrata a aplicação dos conceitos propostos e desenvolvidos no Capítulo 3, referentes à determinação da tensão de referência para o controle e à definição da metodologia de estimação

do valor da resistência, a qual viabiliza estipular o rendimento aproximado do sistema, em projeto.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente Capítulo foi abordado todos os resultados das simulações computacionais realizadas no sistema teste, modelado com base nas características operativas, propostas conforme os ideais descritos ao longo deste trabalho.

O sistema utilizado para os estudos foi parametrizado de acordo com as características das modelagens implementadas no *software* MATLAB, e foi avaliado operacionalmente através da imposição de diversas condições de funcionamento, visando analisar toda a dinâmica do arranjo, mediante as características da aleatoriedade da fonte primária de energia.

Assim, tanto as características eletromecânicas dos aerogeradores, bem como o funcionamento do sistema de transmissão e da estação conversora, foram analisados. Nestas análises, foi possível observar que os resultados das simulações foram completamente satisfatórios em termos do arranjo como um todo, em decorrência do rendimento elevado apresentado. Observou-se também a adequada operação de todos os elementos, uma vez que houve perfeita coerência nos resultados com as suas respectivas naturezas físicas, indicando, portanto, a fidelidade do modelo computacional implementado com as características reais de funcionamento.

Logo, se pode concluir que apesar das análises e discussões apresentadas serem oriundas do estudo de um sistema teste em escala reduzida, a performance observada nas simulações computacionais, apontam para a adequação e satisfatoriedade de todo o trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

A cada dia cresce a importância das energias renováveis para o desenvolvimento socioeconômico dos países, para a preservação do meio ambiente e o aumento da qualidade de vida. Neste cenário, a exploração da energia elétrica através dos grandes empreendimentos eólicos exerce papel primordial para a redução de carbono na atmosfera nas próximas décadas.

Historicamente, o desenvolvimento dos aproveitamentos eólicos se deu de forma desigual, concentrando as explorações a partir de instalações *onshore*. Contudo, graças ao desenvolvimento tecnológico, a escassez de terras disponíveis para tais instalações, e requisitos técnicos, iniciou-se na década de 1990, a construção das primeiras plantas eólicas *offshore*, cujas vantagens já foram apontadas na parte introdutória desta dissertação. Contudo, essa exploração de recursos eólicos cada vez mais distantes das áreas continentais, impõe dificuldades técnicas, principalmente no que tange a transmissão de energia, implicando na necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias, as quais motivaram os desenvolvimentos feitos neste trabalho.

Assim, as considerações inicialmente contempladas na pesquisa focaram as diferentes topologias empregadas atualmente para a transmissão da energia gerada em parques eólicos *offshore*, com destaque dentro da filosofia do emprego da tecnologia da corrente contínua. Foi então constatado que a grande maioria das interligações em prática são embasada no emprego de estações conversoras do tipo VSC, as quais, reconhecidamente, possuem custos mais elevados. Visando uma estrutura mais atrativa, foi então concebida uma proposição baseada na integração das unidades aerogeradoras, através de um arranjo composto de sistemas de conversão constituídos por uma ponte retificadora e um conversor *boost*, os quais estabelecem um mecanismo para a conexão das unidades eólicas em paralelo, um controle para a operação sob distintas circunstâncias operativas quanto a fonte primária de energia, a transmissão em CC até a costa e, nesta, a presença de um inversor LCC de 12 pulsos, que estabelece, por fim, a conexão do complexo de geração à rede CA integrada em terra. Esta estratégia se mostra com atrativos associados com a robustez, eficiência, economicidade e outros aspectos operacionais evidenciados através dos estudos de desempenho realizados.

Os trabalhos avaliativos do desempenho da proposição topológica foram desenvolvidos através de um modelo computacional descrito e implementado no *software* MATLAB, com o intuito de validar os conceitos expostos nesta dissertação.

Em consonância com as características de funcionamento dos complexos eólicos, dada a aleatoriedade do vento, foi simulado o comportamento dinâmico do sistema, diante de diversas situações, objetivando verificar tanto as naturezas físicas dos elementos do sistema teste, como os sistemas de controle empregados. Os resultados obtidos, devidamente mostrados e discutidos, atestaram a eficácia da proposta feita através das performances das grandezas elétricas e mecânicas.

Por fim, vale ressaltar que o presente trabalho se reveste de uma contribuição diferenciada ao presente estado da arte das estruturas de interconexão dos parques eólicos *offshore* às redes CA interligadas *onshore*, pois a proposição feita, modelada, simulada e avaliada computacionalmente se apresenta como uma solução alternativa àquelas atualmente praticadas, com um viés de menor custo financeiro de implementação e grande potencial quanto a efetividade operacional.

Em decorrência das análises apresentadas terem o foco de avaliar o comportamento global do sistema, verificando a funcionalidade, operação e eficiência do mesmo, existem alguns pontos de análises possíveis de serem desenvolvidos em estudos futuros. Neste contexto, poderão ser elaborados estudos dos comportamentos do sistema diante situações de contingência, análises dos fenômenos de qualidade da energia envolvidos e estudos sobre a dinâmica do sistema elétrico, em decorrência do despacho da energia gerada. Além disso, uma vez que as análises apresentadas foram extraídas de um sistema teste, o desenvolvimento de modelos computacionais mais robustos, por meio da implementação de várias unidades eólicas, se mostra relevante para a consolidação da estratégia de interligação aqui abordada.

REFERÊNCIAS

ABB. **ABB Review Special Report 60 years of HVDC**. ABB Group R&D and Technology. Zurique, Suíça. 2014.

ABDULLAH, M. A. et al. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 3220-3227, Junho 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.016>

ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica**. São Paulo. 2019.

ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica - Dados 2020**. São Paulo, p. 20. 2020.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**, 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico>>. Acesso em: 02 Março 2021.

ANAYA-LARA, O.; TANDE, J. O. Offshore Transmission Technology. In: ANAYA-LARA, O., et al. **Offshore Wind Energy Technology**. Hoboken, Nova Jersey: John Wiley & Sons, 2018. p. 345-380. <https://doi.org/10.1002/9781119097808.ch9>

ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission – The HVDC Options**. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2007. <https://doi.org/10.1002/9780470511862>

BULUT, E. B.; Cengiz, K. **The Eurasia Proceedings of Science, Technology, Engineering & Mathematics (EPSTEM)**, Determination the effects of duty cycle and switching frequency on efficiency of boost converter for fixed load applications, v. 1, p. 69-75, Novembro 2017.

CAMPOS-GAONA, D.; ANAYA-LARA, O.; TANDE, J. O. Offshore Wind Farm Technology and Electrical Design. In: ANAYA-LARA, O., et al. **Offshore Wind Energy Technology**. Hoboken, Nova Jersey: John Wiley & Sons Ltd, 2018. p. 239-267. <https://doi.org/10.1002/9781119097808.ch6>

CHAITHANYA, S.; REDDY, V. N. B.; KIRANMAYI, R. **A narrative review on offshore wind power transmission using low frequency AC system**. 2017 International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon). Bengaluru, India: [s.n.]. 2017. p. 52-58. <https://doi.org/10.1109/SmartTechCon.2017.8358342>

CHAITHANYA, S.; REDDY, V. N. B.; KIRANMAYI, R. A State of Art Review on Offshore Wind Power Transmission Using Low Frequency AC System. **International Journal of Renewable Energy Research-IJRER**, v. 8, n. 1, p. 141-149, Março 2018.

DENG, F.; CHEN, Z. Operation and Control of a DC-Grid Offshore Wind Farm Under DC Transmission System Faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1356-1363, Julho 2013. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2261561>

DO-HOON, K. **A New Control Scheme and Modeling Method for Enhancing Normal Operation and Abnormal Estimation of LCC HVDC System**. Tese de doutorado, Universidade Nacional de Seul. Seul, Coreia do Sul: [s.n.]. 2018. p. 100.

DOMMEL, H. W. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single - and Multiphase Networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-88, n. 4, p. 388-399, Abril 1969. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1969.292459>

GOMIS-BELLMUNT, O. et al. Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 271-281, Fevereiro 2011. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.09.006>

GOMIS-BELLMUNT, O. et al. Voltage–current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 440-450, Fevereiro 2011. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.007>

GOMIS-BELLMUNT, O. et al. Flexible Converters for Meshed HVDC Grids: From Flexible AC Transmission Systems (FACTS) to Flexible DC Grids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 35, n. 1, p. 2-15, Fevereiro 2020. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2939588>

HAHN, C.; MÜLLER, A.; LUTHER, M. A novel approach to select HVDC - controller parameters by using a decoupling filter. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13)**, Bilbao, Espanha, v. 1, n. 11, p. 228-233, Março 2013. <https://doi.org/10.24084/repqj11.264>

IEEE PRESS. **HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2016.

IRENA. **Global Energy Transformation: A roadmap to 2050**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2018.

IRENA. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2019.

JÚNIOR, C. J. O. **Uma contribuição ao estudo e desenvolvimento de inversores solares com duas entradas de mppt independentes e capacidade de rastreamento do ponto de máxima potência em condições de sombreamento parcial**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, Brasil: [s.n.]. 2017. p. 113.

KIMBARK, E. W. **Direct Current Transmission**. Portland, Oregon: John Wiley & Sons, 1971.

LEE, Y.-S.; CHOW, M. H. L. Diode Rectifiers. In: RASHID, M. H. **Power Electronics Handbook**. 4ª. ed. Oxford, Reino Unido: Butterworth-Heinemann, 2017. Cap. 7, p. 177-208. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00007-6>

LI, J. et al. **A Review on Topology, Operating and Control Methods of HVDC Transmission System for Offshore Wind Farms**. E3S Web Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2020. p. 6. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016506012>

LIANG, J. et al. Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, p. 2596-2604, Outubro 2011. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2152864>

MADARIAGA, A. et al. Technological trends in electric topologies for offshore wind power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 24, p. 32-44, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.039>

NEGRA, N. B.; TODOROVIC, J.; ACKERMANN, T. Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms. **Electric Power Systems Research**, v. 76(11), p. 916-927, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.11.004>

NISHIOKA, A.; ALVAREZ, F.; OMORI, T. **Global Rise of HVDC and Its Background**. Hitachi. [S.l.], p. 460-461. 2020.

PERSSE, E. V. Calculation of transfer functions in grid-controlled convertor systems – With special reference to h.v.d.c. transmissions. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 5, p. 117, 1970. <https://doi.org/10.1049/piee.1970.0192>

REBLED LLUCH, J. **Power transmission systems for offshore wind farms: Technical-economic analysis**. Treball Final de Grau, UPC, Escola Tècnica Superior

d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Departament d'Enginyeria Elèctrica. Barcelona: [s.n.]. 2015. p. 121.

REIS, A. **Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia: [s.n.]. 2015. p. 196.

REN, Y. et al. Nonlinear PI control for variable pitch wind turbine. **Control Engineering Practice**, v. 50, p. 84-94, Maio 2016. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2016.02.004>

REN21. **Renewables 2020 - Global Status Report**. RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. Paris. 2020.

ROBINSON, J.; JOVCIC, D.; JOOS, G. Analysis and Design of an Offshore Wind Farm Using a MV DC Grid. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2164-2173, Outubro 2010. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2053390>

RYNDZIONEK, R.; SIENKIEWICZ, Ł. Evolution of the HVDC Link Connecting Offshore Wind Farms to Onshore Power Systems. **Energies 2020**, v. 13, n. 8, p. 1914, Abril 2020. <https://doi.org/10.3390/en13081914>

SALEH, S. A.; AHSHAN, R. Resolution-Level-Controlled WM Inverter for PMG-Based Wind Energy Conversion System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 48, n. 2, p. 750-763, Março/Abril 2012. <https://doi.org/10.1109/TIA.2012.2182750>

SHI, G. et al. **All-DC offshore wind farm with parallel connection: An overview**. 12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016). Pequim: [s.n.]. 2016. p. 1-6. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0455>

SMITH, S. **Magnetic Components – Design and Applications**. Richmond, California: Springer Science+Business Media New York, 1985.

VEILLEUX, E.; LEHN, P. W. Interconnection of Direct-Drive Wind Turbines Using a Series-Connected DC Grid. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 1, p. 139-147, Janeiro 2014. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2276616>

VÖLKER, T. Power Transmission from Offshore Wind Farms. **Scientific Journal of Gdynia Maritime University**, v. 74, p. 51-59, 2012.

YANG, F.; XU, Z.; ZHANG, J. An approach to select PI parameters of HVDC controllers. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 5, 2006.

YOGARATHINAM, A.; CHAUDHURI, N. R. A Coordinated Control Strategy for Hybrid Multiterminal DC System for Effective Energy Sharing Between AC Grids. **2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)**, p. 1-5, 2019. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2019.8743021>

ZHAN, C. et al. **DC transmission and distribution system for a large offshore wind farm**. 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010). Londres: [s.n.]. 2010. p. 1-5. <https://doi.org/10.1049/cp.2010.0981>

ZUBIAGA, M. et al. **Energy Transmission and Grid Integration of AC Offshore Wind Farms**. Rijeka: IntechOpen, Março, 2012. <https://doi.org/10.5772/48892>