

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Andrei de Oliveira Almeida

**Operação de um parque eólico offshore com as unidades de geração
conectadas em série com um sistema de transmissão VSC-HVDC**

Juiz de Fora

2023

Andrei de Oliveira Almeida

**Operação de um parque eólico offshore com as unidades de geração
conectadas em série com um sistema de transmissão VSC-HVDC**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Eletrônicos.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Gomes Barbosa

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Almeida, Andrei de Oliveira.

Operação de um parque eólico offshore com as unidades de geração conectadas em série com um sistema de transmissão VSC-HVDC / Andrei de Oliveira Almeida. – 2023.

165 p. : il.

Orientador: Pedro Gomes Barbosa

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Energia eólica. 2. Transmissão HVDC. 3. Conversor Multinível Modular. I. Barbosa, Pedro Gomes, orient. II. Título.

Andrei de Oliveira Almeida

Operação de um parque eólico offshore com as unidades de geração conectadas em série com um sistema de transmissão VSC-HVDC

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Eletrônicos

Aprovada em 05 de abril de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Pedro Gomes Barbosa - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Pedro Machado de Almeida

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Universidade Federal de Minas Gerais

Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Prof. Dr. Luís Guilherme Barbosa Rolim

Juiz de Fora, 30/03/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Gomes Barbosa, Coordenador(a)**, em 05/04/2023, às 17:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Usuário Externo**, em 05/04/2023, às 17:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Machado de Almeida, Professor(a)**, em 05/04/2023, às 17:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luís Guilherme Barbosa Rolim, Usuário Externo**, em 05/04/2023, às 17:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Allan Fagner Cupertino, Usuário Externo**, em 05/04/2023, às 17:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1211884** e o código CRC **71C3E6EE**.

Dedico este trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele nada seria possível.

Agradeço especialmente aos meus pais, João e Miriam, que são meu alicerce, meus primeiros e eternos professores, que sempre acreditaram que a educação transforma. Obrigado por acreditarem nesse sonho.

À minha noiva Rhaíssa, pelo amor, paciência, cumplicidade, companheirismo, carinho e por me permitir compartilhar minhas ansiedades nos momentos em que mais precisei. Obrigado por tanto.

Aos meus irmãos, Allinie e Fábio, meus melhores amigos, pelo incentivo, por acreditarem e por sempre serem exemplos para mim.

Aos meus sobrinhos, Victor, Lucca e Helena, ao meu cunhado e irmão do coração Calé, à querida cunhada Lu, e a todos os meus familiares, obrigado por todos os momentos de felicidade proporcionados.

Aos meus avós, Joãozinho, Edy e Angelina, que apesar de não estarem mais entre nós, sei que zelam por mim e seguem vivos em meu coração.

Ao meu orientador e amigo, Pedro Gomes Barbosa, pela amizade, paciência, confiança e por todos os ensinamentos e conselhos ao longo desses oito anos de parceria, que foram fundamentais não só para a pesquisa, mas também para minha vida.

Aos professores Pedro Machado e Israel Lopes, pela parceria, pelos ensinamentos e por contribuir com este e tantos outros trabalhos durante todos esses anos.

Aos amigos do NAEP, Adeilson, Ettore, Ademir, Matheus Sene, Rodolfo, Frederico, Marcelo, Pablo, Igor, Gabriel, Samuel, Matheus Braga, João Pedro, Pedro Henrique, e também aos amigos do LAPTEL, Henrique, João Paulo e professor Leandro Manso. Sem vocês, tudo isso não teria a menor graça.

A todos os amigos que estiveram comigo e que, de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui.

À UFJF, ao PPEE, ao CEFET-MG, à PETROBRAS, à CAPES, ao CNPq e à FAPEMIG, por todo o suporte que possibilitou a realização dessa pesquisa.

“Ciência não é uma escolha, é uma necessidade. Quem não enxerga isso, está fadado a um obscurantismo que condena o futuro do país.”

Marcelo Gleiser

Resumo

Nas configurações de transmissão mais comuns para parques eólicos *offshore*, as unidades de geração são conectadas em paralelo, transmitindo energia até uma subestação em alto mar, onde a tensão é elevada e então transmitida até a costa por cabos submarinos, sendo possível utilizar corrente alternada ou contínua. Uma configuração de transmissão promissora, porém ainda não implementada comercialmente ou experimentalmente, utiliza as unidades de geração conectadas em série através dos terminais de saída de seus retificadores. Dessa forma, é possível elevar a tensão sem necessidade de uma subestação elevadora *offshore*, o que provavelmente reduz os custos e aumenta a eficiência do sistema. Neste trabalho as unidades de geração são formadas por uma turbina eólica, um gerador síncrono de ímãs permanentes, um retificador trifásico e um transformador de estado sólido CC, que contém um inversor em ponte completa, um transformador com núcleo de ar e um retificador a diodos. O transformador é fundamental para garantir isolamento galvânica entre os componentes da unidade de geração e o link de transmissão CC. Na outra extremidade do sistema, utiliza-se um conversor multinível modular, que processa toda a energia fornecida pelo parque eólico, para que possa ser injetada na rede elétrica. A primeira contribuição deste trabalho é o projeto de um transformador de estado sólido CC, com dimensões adequadas à instalação em um aerogerador, com auxílio do programa FEMM. Outra contribuição é uma solução relacionada à estratégia de modulação do conversor multinível modular, usada para mitigar problemas relacionados ao desequilíbrio das tensões nos polos positivo e negativo no link CC, causado pela posição do aterramento. Por fim, é investigada a operação de um sistema com dois ou mais arranjos de unidades em série, conectados em paralelo. Nesta configuração, são observados problemas de sobrecorrente nos arranjos e sobretensão nas unidades de geração. A fim de mitigar esses problemas, é proposta uma estratégia de controle baseada na ideia de admitância virtual. Simulações no programa PSCAD/EMTDC são usadas a fim de verificar o funcionamento do parque eólico conectado em série, assim como das estratégias de controle propostas.

Palavras-chave: Conversão de energia eólica. Parques eólicos offshore conectados em série. Transmissão VSC-HVDC. Conversor multinível modular. Conversor NPC. Transformador de estado sólido CC.

Abstract

In the most used transmission configurations for offshore wind farms, the generating units are connected in parallel, transmitting the energy to an offshore substation, where the voltage is increased and then transmitted to the coast by subsea cables, what can be done using alternate or direct current. A promising transmission configuration, but not used commercially or experimentally, have the generating units connected in series through the output terminals of their rectifiers. In this sense, it is possible to increase the voltage without the need of an offshore substation, which probably reduce the costs and increase the overall efficiency. In this work, the generating units are composed of a wind turbine, a permanent magnet synchronous generator, a three-phase rectifier and a dc solid state transformer, which has a full-bridge inverter, an air core transformer and a diode rectifier. The transformer is essential to ensure galvanic insulation between the generating unit components and the dc link. On the receiving end, a modular multilevel converter is used as an inverter, which process all the energy supplied by the wind farm and inject it into the mains. The first contribution of this work is the design of a dc solid state transformer, with proper dimensions to the installation in a wind turbine, using the FEMM software. Another contribution is a solution related to the modulation strategy of the modular multilevel converter. It is used to mitigate problems related to the unbalanced voltages on the positive and negative poles of the dc link, caused by the ground position. Finally, it is investigated the operation of a system with two or more sets of series connected units in parallel. In this configuration, there are overcurrent problems in the sets and overvoltage in the generating units. In order to mitigate these problems, it is proposed a control strategy based on the idea of virtual admittance. Simulations in the PSCAD/EMTDC software are used to verify the operation of the series-connected wind farm, as well as the proposed control strategies.

Keywords: Wind energy conversion. Series-connected offshore wind farms. VSC-HVDC transmission. Modular multilevel converter. NPC converter. DC solid state transformer.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Configurações de conexão de parques eólicos <i>offshore</i> e para a transmissão submarina.	34
Figura 2	– Unidade WEC composta por um PMSG, um transformador em baixa frequência, um retificador a diodos em ponte completa e um conversor CC-CC abaixador (<i>buck</i>).	37
Figura 3	– Unidade WEC composta por um PMSG e um retificador NPC trifásico.	37
Figura 4	– Unidade WEC composta por um gerador de indução, um retificador VSC trifásico e um conversor CC-CC <i>boost</i> ponte completa, com um transformador de alta frequência em sua estrutura. . .	38
Figura 5	– Unidade WEC composta por um PMSG, um retificador a diodos trifásico em ponte completa e um SST CC-CC, com um inversor NPC em ponte completa, um transformador de alta frequência com filtro passivo e um retificador a diodos em ponte completa na saída.	40
Figura 6	– Configurações de transmissão com retorno metálico ou pela terra: (a) monopolar, (b) bipolar e (c) homopolar.	42
Figura 7	– Diagrama esquemático de uma parque eólico com conexão em paralelo de k arranjos de m unidades em série.	43
Figura 8	– Diagrama esquemático de um sistema de transmissão HVDC que conecta um parque eólico <i>offshore</i> com as unidades de geração em série a um conversor multinível modular em terra, conectado à rede.	46
Figura 9	– Unidade WEC composta por um PMSG, um retificador NPC trifásico e um transformador de estado sólido CC-CC, com um inversor NPC em ponte completa, um transformador de alta frequência e um retificador a diodos.	47
Figura 10	– Diagrama de blocos dos controladores do retificador NPC trifásico.	54
Figura 11	– Comportamento do coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da relação de velocidade.	55
Figura 12	– Potência gerada por uma turbina eólica em relação à velocidade de rotação para diferentes velocidades de vento.	56
Figura 13	– Diagrama do MPPT com controle de conjugado ótimo (OTC).	57
Figura 14	– Representação do sistema referencial dq	58

Figura 15	– Conversor NPC: (a) topologia de uma fase em meia ponte; (b) comparação das formas de onda da PWM e tensão de saída resultante; (c) implementação da estratégia PWM.	61
Figura 16	– Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes do PMSG no SRF.	62
Figura 17	– Diagrama de blocos das malhas de controle desacopladas das correntes dq do PMSG.	63
Figura 18	– Diagrama de blocos da estratégia de equalização e supressão da terceira harmônica nas tensões dos capacitores do conversor NPC.	65
Figura 19	– Diagrama de blocos do controlador ressonante adaptativo.	66
Figura 20	– Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão CC de saída das unidades WEC.	67
Figura 21	– Estratégia de acionamento e desligamento do controlador da tensão CC de saída: (a) circuito lógico, (b) tensão de saída, (c) saída dos comparadores, (d) saída do controlador e (e) <i>reset</i> do integrador.	68
Figura 22	– Diagrama de blocos dos controladores do SST CC-CC.	71
Figura 23	– Diagrama esquemático da disposição dos componentes de uma unidade WEC na nacelle e na torre do aerogerador.	73
Figura 24	– Modelo equivalente do transformador com núcleo de ar baseado em um circuito com acoplamento linear.	74
Figura 25	– Arranjo dos enrolamentos do transformador com núcleo de ar: (a) vista em perspectiva, (b) vista superior e (c) vista frontal.	76
Figura 26	– Vista de um corte longitudinal esquemático do arranjo dos enrolamentos do transformador com núcleo de ar.	77
Figura 27	– Distribuição do campo magnético através do transformador com núcleo de ar para uma corrente de 500 A no secundário. Simulação com modelo de elementos finitos.	78
Figura 28	– Formas de onda do SST CC-CC: (a) portadoras triangulares e sinais de controle; (b) tensões no primário e no secundário; (c) correntes no primário e no secundário; (d) potência instantânea no primário.	81
Figura 29	– Diagrama de blocos do controle da tensão CC do inversor NPC em ponte completa.	83
Figura 30	– Diagrama de blocos dos controladores do inversor MMC <i>onshore</i>	88
Figura 31	– Diagrama esquemático do MMC trifásico conectado à rede elétrica, com N submódulos por braço.	89

Figura 32	– PWM com múltiplas portadoras dispostas em fase: (a) comparação entre a referência e as portadoras triangulares e (b) número de submódulos ativos por braço, resultado da comparação.	90
Figura 33	– Diagrama esquemático de uma perna do MMC com os submódulos dos braços superior e inferior representados pelo modelo ALA.	91
Figura 34	– Diagrama de blocos do SRF-PLL.	92
Figura 35	– Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes injetadas na rede no SRF.	94
Figura 36	– Diagrama de blocos do sistema de controle da corrente no link CC.	95
Figura 37	– Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão CC do MMC.	97
Figura 38	– Circuito lógico da estratégia de acionamento e desligamento do controlador de tensão CC do MMC.	98
Figura 39	– Circuito equivalente de uma das fases do MMC.	99
Figura 40	– Diagrama de blocos da estratégia de controle das correntes circulantes.	100
Figura 41	– Diagrama esquemático do sistema simulado com dois arranjos série de unidades WEC conectados em paralelo.	105
Figura 42	– SST CC-CC 1.1: (a) tensão no barramento CC entre o retificador trifásico e o inversor em ponte completa; (b) ciclo de trabalho do inversor em ponte completa.	109
Figura 43	– Grupo de unidades WEC 1.1: (a) tensões nos capacitores dos conversores NPC; (b) tensões da fase <i>a</i> do gerador e do retificador NPC.	109
Figura 44	– Grupo de unidades WEC 1.1: (a) correntes trifásicas do gerador; (c) correntes <i>dq</i> do gerador.	110
Figura 45	– Grupo de unidades WEC 2.1: (a) tensão no barramento CC entre o retificador trifásico e o inversor em ponte completa; (b) tensões da fase <i>a</i> do gerador e do retificador NPC; (c) correntes trifásicas do gerador.	111
Figura 46	– Transformador 1.1: (a) tensões e (b) correntes nos terminais primário e secundário do transformador e a corrente de magnetização.	112
Figura 47	– Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.	113
Figura 48	– Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.	113
Figura 49	– Link CC: correntes nos polos (a) positivos e (b) negativos dos arranjos; (c) correntes nos pontos de aterramento dos arranjos.	114

Figura 50	– MMC onshore: (a) tensões da fase <i>a</i> do MMC e no primário do transformado conectado à rede; (b) correntes trifásicas do MMC.	115
Figura 51	– MMC onshore: (a) correntes nos braços do MMC e corrente circulante; (b) tensões nos capacitores do MMC.	116
Figura 52	– Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.	117
Figura 53	– Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.	118
Figura 54	– Link CC: (a) tensões nos polos positivo e negativo; correntes nos polos (b) positivos e (c) negativos dos arranjos.	119
Figura 55	– MMC onshore: (a) tensões da fase <i>a</i> do MMC e no primário do transformado conectado à rede; (b) correntes trifásicas do MMC.	120
Figura 56	– MMC onshore: (a) correntes nos braços do MMC e corrente circulante; (b) tensões nos capacitores do MMC.	121
Figura 57	– Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos arranjos (a) 1 e (b) 2.	122
Figura 58	– Link CC: correntes nos polos positivos e negativos dos arranjos.	122
Figura 59	– Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.	123
Figura 60	– Características de <i>droop</i> de geradores síncronos: (a) frequência e potência ativa e (b) tensão e potência reativa.	128
Figura 61	– Exemplo de microrrede CC: (a) diagrama esquemático e (b) droop de tensão de uma fonte unidirecional.	128
Figura 62	– Características de <i>droop</i> adaptativo em uma microrrede CC: (a) inclinação da reta constante e (b) tensão máxima constante.	129
Figura 63	– Diagrama esquemático de controle com droop e impedância virtual para uma unidade de geração eólica conectada em paralelo com um barramento CC.	130
Figura 64	– Circuito equivalente do parque eólico com dois arranjos em paralelo de unidades em série.	131
Figura 65	– Diagrama de blocos da estratégia de controle com admitância virtual para as unidades conversão eletromecânica de energia eólica (do inglês, <i>wind energy conversion</i>) (WEC).	134
Figura 66	– Diagrama de blocos da estratégia de controle reduzida, com ganho de corrente virtual, para as unidades WEC.	135
Figura 67	– Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.	137

Figura 68	– Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.	138
Figura 69	– Link CC: correntes nos polos (a) positivos e (b) negativos dos arranjos.	139
Figura 70	– Unidades WEC: características de conjugado e velocidade angular dos Grupos (a) 1.1, (b) 1.2 e (c) 2.1.	140
Figura 71	– Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.	141
Figura 72	– Link CC: (a) tensão CC do MMC onshore; (b) corrente do link CC.	142
Figura 73	– Link CC: correntes nos polos positivo e negativo dos arranjos.	142
Figura 74	– Unidades WEC: características de conjugado e velocidade angular dos Grupos (a) 2.1 e (b) 2.3.	143
Figura 75	– Diagrama de Bode de malha fechada do sistema de controle das correntes circulantes.	161
Figura 76	– Representação das camadas de um cabo para transmissão submarina.	163
Figura 77	– Seção transversal de um cabo para transmissão submarina.	165

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens do transformador com núcleo de ar. . .	73
Tabela 2 – Parâmetros do transformador com núcleo de ar.	78
Tabela 3 – Dimensões do transformador com núcleo de ar.	78
Tabela 4 – Parâmetros das Unidades WEC.	107
Tabela 5 – Parâmetros do MMC.	107
Tabela 6 – Correntes nas fontes, tensão no link CC, correntes nos arranjos e tensões terminais das unidades, antes e depois da uma redução na potência fornecida pela unidade 1.1.	132
Tabela 7 – Parâmetros do sistema de controle da corrente nos arranjos. . .	136
Tabela 8 – Parâmetros dos controladores ressonantes das correntes circulantes do MMC.	160
Tabela 9 – Parâmetros dos controladores projetados.	161
Tabela 10 – Parâmetros dos materiais e do meio no qual se encontram os cabos.	165

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

APOD	portadoras dispostas em oposição de fase alternada e deslocadas em níveis (do inglês, <i>Alternate Phase Opposition Disposition carrier</i>)
ALA	modelo médio por braço (do inglês, <i>arm-level average model</i>)
ca	corrente alternada
cc	corrente contínua
CSC	conversor fonte de corrente (do inglês, <i>current source converter</i>)
DAB	ponte ativa dupla (do inglês, <i>dual active bridge</i>)
DFBDTI	dupla ponte completa com duplo indutor chaveado (do inglês, <i>double full bridge double tapped inductor</i>)
FEMM	<i>Finite Element Method Magnetic</i>
GI	gerador de indução
HVAC	corrente alternada alta tensão (do inglês, <i>high voltage alternate current</i>)
HVDC	corrente contínua alta tensão (do inglês, <i>high voltage direct current</i>)
IGBT	transistor bipolar com gatilho isolado (do inglês, <i>insulated gate bipolar transistor</i>)
LC	indutivo-capacitivo
LCI	inversor comutado pela linha (do inglês, <i>line-commutated inverter</i>)
MMC	conversor multinível modular (do inglês, <i>modular multilevel converter</i>)
MPPT	seguidor do ponto de máxima potência (do inglês, <i>maximum power point tracking</i>)
NLC	controle pelo nível mais próximo (do inglês, <i>nearest-level control</i>)
NPC	neutro grampeado a diodos (do inglês, <i>neutral-point clamped</i>)
OTC	controle de conjugado ótimo (do inglês, <i>optimal torque control</i>)
PD	portadoras dispostas em fase e deslocadas em níveis (do inglês, <i>Phase Disposition carrier</i>)
PE	polietileno
PI	proporcional-integral
PLL	circuito de sincronismo (do inglês, <i>phase-locked loop</i>)
PMSG	gerador síncrono de ímãs permanentes (do inglês, <i>permanent magnet synchronous generator</i>)

POD	portadoras dispostas em oposição de fase e deslocadas em níveis (do inglês, <i>Phase Opposition Disposition carrier</i>)
PR	proporcional-ressonante
PS	portadoras deslocadas em fase (do inglês, <i>Phase-Shifted carrier</i>)
PVC	policloreto de vinila
PWM	modulação por largura de pulso (do inglês, <i>pulse-width modulation</i>)
SEP	sistema elétrico de potência
SRF	sistema de coordenadas síncrono (do inglês, <i>synchronous reference frame</i>)
SST	transformador de estado sólido (do inglês, <i>solid-state transformer</i>)
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
VSC	conversor fonte de tensão (do inglês, <i>voltage source converter</i>)
XLPE	polietileno reticulado
WEC	conversão eletromecânica de energia eólica (do inglês, <i>wind energy conversion</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área de varredura da turbina
a	relação de espiras no transformador com núcleo de ar
a_0	coeficiente do numerador de uma função de transferência de primeira ordem
a_1	coeficiente do numerador de uma função de transferência de primeira ordem
B_k	chaves para desconexão da unidade WEC, em que $k \in (1,2,3,4)$
C	capacitância do retificador NPC
C_{eq}	capacitância equivalente do MMC
$C_i(s)$	controladores das correntes dq do MMC
$C_{link}(s)$	controlador da corrente no link CC
C_{npc}	capacitância equivalente do retificador NPC
C_o	capacitância de saída das unidades geradoras
C_p	coeficiente de potência da turbina eólica
$C_{pi}(s)$	função de transferência do controlador PI
$C_{pll}(s)$	controlador do circuito de sincronismo PLL
$C_{p,max}$	coeficiente de potência máximo da turbina eólica
$C_{pr}(s)$	controlador para equalização das tensões nos capacitores do retificador NPC
$C_r(s)$	controladores das correntes dq do gerador
C_{rk}	controladores das correntes circulantes do MMC, em que $k \in (1,2,4)$ é a ordem do controlador
C_{sm}	capacitância dos submódulos do MMC
C_{T1}	capacitância dos cabos do primário do transformador com núcleo de ar
C_{T2}	capacitância dos cabos do secundário do transformador com núcleo de ar
$C_v(s)$	controlador da tensão no barramento CC compartilhado entre retificador e inversor ponte completa NPC
$C_{vcc}(s)$	controlador da tensão CC do MMC
$C_{vo}(s)$	controlador da tensão CC de saída das unidades WEC
$C_Y(s)$	controlador de corrente nos arranjos utilizando admitância virtual
$C_{ik}(s)$	controlador de corrente nos arranjos utilizando ganho de corrente virtual
$C_1(s)$	função de transferência canônica de primeira ordem
D	ciclo de trabalho do inversor NPC em ponte completa
D_a	coeficiente de atrito viscoso do gerador
D_{cr}	valor crítico do ciclo de trabalho do inversor NPC em ponte completa
D_k	diodos do retificador NPC, em que $k \in (1,2)$
D_{nk}	diodos nos polos negativos dos arranjos, $k \in (1,2)$
D_{pk}	diodos nos polos positivos dos arranjos, $k \in (1,2)$

f_g	frequência do gerador
f_{mmc}	frequência de chaveamento do MMC
f_{npc}	frequência de chaveamento do retificador NPC
f_s	frequência da rede elétrica
f_t	frequência de excitação do transformador com núcleo de ar
G	constante de simplificação do controle das correntes nos arranjos
H	constante de inércia do gerador
i_{cir}	correntes circulantes do MMC
i_g	correntes fornecidas pelo gerador
\hat{I}_{g1}	valor de pico da componente fundamental das correntes drenadas do gerador
i_L	correntes nos braços inferiores do MMC
I_{link}	corrente no link CC
i_{mag}	corrente de magnetização do transformador com núcleo de ar
i_{np}	corrente no neutro virtual do retificador NPC
I_{nk}	corrente no polo negativo dos arranjos, em que $k \in (1,2)$
I_{pk}	corrente no polo positivo dos arranjos, em que $k \in (1,2)$
i_s	correntes injetadas na rede
I_{terrak}	corrente no ponto de aterramento dos arranjos, em que $k \in (1,2)$
i_U	correntes nos braços superiores do MMC
i_1	corrente no primário do transformador com núcleo de ar
i_2	corrente no secundário do transformador com núcleo de ar
J	momento de inércia do gerador
k	fator de acoplamento do transformador com núcleo de ar
k_i	ganho integral de um controlador PI
$k_{i,link}$	ganho integral do controlador da corrente no link CC
$k_{i,mmc}$	ganho integral do controlador de corrente do MMC
$k_{i,npc}$	ganho integral do controlador de corrente do retificador NPC
$k_{i,pll}$	ganho integral do controlador do PLL
$k_{i,v}$	ganho integral do controlador de tensão CC do SST
$k_{i,vcc}$	ganho integral do controlador da tensão CC do MMC
$k_{i,vo}$	ganho integral do controlador da tensão CC de saída das unidades WEC
k_{opt}	ganho ótimo do MPPT
k_p	ganho proporcional de um controlador PI
$k_{p,link}$	ganho proporcional do controlador da corrente no link CC
$k_{p,mmc}$	ganho proporcional do controlador de corrente do MMC
$k_{p,npc}$	ganho proporcional do controlador de corrente do retificador NPC
$k_{p,pll}$	ganho proporcional do controlador do PLL
$k_{p,res}$	ganho proporcional do controlador PR do retificador NPC
$k_{p,v}$	ganho proporcional do controlador de tensão CC do SST
$k_{p,vcc}$	ganho proporcional do controlador da tensão CC do MMC

$k_{p,vo}$	ganho proporcional do controlador da tensão CC de saída das unidades WEC
$k_{r,res}$	ganho ressonante do controlador PR do retificador NPC
$k_{r,cir}$	ganho ressonante dos controladores das correntes circulantes do MMC
K_v	ganho de corrente virtual
K_1	primeira constante de simplificação do controle do SST
K_2	segunda constante de simplificação do controle do SST
L	indutância equivalente do gerador e do filtro de interface
L_{arm}	indutância dos braços do MMC
L_{eq}	indutância equivalente do MMC, filtro de interface e transformador de conexão com a rede
L_f	indutância do filtro de interface entre o MMC e a rede
L_g	indutância do filtro de interface entre gerador e retificador NPC
$L_{\ell 1}$	indutância de dispersão no primário do transformador com núcleo de ar
$L_{\ell 2}$	indutância de dispersão no primário do transformador com núcleo de ar
L_{m1}	indutância de magnetização referida ao primário do transformador com núcleo de ar
L_{m2}	indutância de magnetização referida ao secundário do transformador com núcleo de ar
L_s	indutância do gerador
L_t	indutância do transformador de conexão com a rede
L_1	indutância própria do primário do transformador com núcleo de ar
L_2	indutância própria do secundário do transformador com núcleo de ar
m_1	sinais de referência de sequência positiva da PWM do retificador NPC
M	indutância mútua do transformador com núcleo de ar
m_f	coeficiente da reta de descida da corrente no primário do transformador com núcleo de ar
m_i	sinais de referência normalizados da PWM do MMC
m_{im}	sinais de referência normalizados do controle das correntes circulantes do MMC
m_L	sinais de referência normalizados dos braços inferiores do MMC
m_r	sinais de referência normalizados da PWM do retificador NPC
m_s	coeficiente da reta de subida da corrente no primário do transformador com núcleo de ar
m_U	sinais de referência normalizados dos braços superiores do MMC
N	número de submódulos por braço do MMC
N_{gb}	relação da caixa de transmissão mecânica (<i>gearbox</i>)
n_L	número de submódulos ativos no braço inferior do MMC
N_p	número de espiras no primário do transformador de conexão com a rede
N_s	número de espiras no secundário do transformador de conexão com a rede

n_U	número de submódulos ativos no braço superior do MMC
N_1	número de espiras no primário do transformador com núcleo de ar
N_2	número de espiras no secundário do transformador com núcleo de ar
PP	número de pares de polos do gerador
P_{ar}	potência de uma massa de ar em deslocamento
P_b	valor base de potência do conjunto turbina/gerador
P_{cc}	potência nos terminais CC do MMC
p_g	potência instantânea fornecida pelo PMSG
P_m	potência mecânica no eixo do gerador
P_o	potência na saída das unidades geradora
p_1	potência ativa no primário do transformador com núcleo de ar
p_2	potência ativa no secundário do transformador com núcleo de ar
R	resistência equivalente do gerador e do filtro de interface
r	raio da área de varredura das pás da turbina eólica
R_{arm}	resistência dos braços do MMC
R_{disp}	resistência de dispersão das unidades WEC
R_{eq}	resistência equivalente do MMC, filtro de interface e transformador de conexão com a rede
R_f	resistência do filtro de interface entre o MMC e a rede
R_g	resistência do filtro de interface entre gerador e retificador NPC
R_L	resistência de carga hipotética no transformador com núcleo de ar
R_s	resistência dos enrolamentos do estator
R_t	resistência do transformador de conexão com a rede
R_1	resistência do primário do transformador com núcleo de ar
R_2	indutância do secundário do transformador com núcleo de ar
s	frequência complexa
S_b	potência aparente base do gerador
S_k	interruptores IGBT do retificador NPC, em que $k \in (1, \dots, 4)$
t	tempo
T	período das tensões e correntes do transformador com núcleo de ar
T_b	conjugado base
T_e	conjugado eletromecânico produzido pelo gerador
$T_{e,pu}$	conjugado eletromagnético em pu
T_m	conjugado mecânico no eixo do gerador
$T_{m,pu}$	conjugado mecânico em pu
t_α	instante de início da condução dos interruptores do SST
t_β	instante de fim da condução dos interruptores do SST
u_r	variáveis de controle do retificador NPC
V_{cc}	tensão nos terminais CC do MMC
$v_{C,L}$	tensão nos submódulos dos braços inferiores do MMC
$v_{C,U}$	tensão nos submódulos dos braços superiores do MMC
v_{C1}	tensão no capacitor superior do retificador NPC

v_{C2}	tensão no capacitor inferior do retificador NPC
\mathbf{V}_g	vetor girante das tensões do gerador
v_g	tensões de fase do gerador
v_i	tensões de fase do inversor
v_{im}	tensões de desbalanço nos braços do MMC
v_L	tensões nos braços inferiores do MMC
V_n	tensão no polo negativo do barramento CC do MMC
V_{npc}	tensão nos terminais CC do retificador NPC
V_o	tensão CC de saída das unidades WEC
V_p	tensão no polo positivo do barramento CC do MMC
$VR(\%)$	regulação de tensão do transformador com núcleo de ar
v_r	tensões de fase do retificador NPC
v_s	tensões de fase da rede elétrica
v_U	tensões nos braços superiores do MMC
v_w	velocidade do vento
v_1	tensão no primário do transformador com núcleo de ar
v_2	tensão no secundário do transformador com núcleo de ar
W	tempo de condução dos interruptores do inversor NPC em ponte completa
β	ângulo de inclinação das pás do rotor
γ_1	constante dependente do número de espiras por unidade de comprimento do enrolamento primário do transformador com núcleo de ar
γ_2	constante dependente do número de espiras por unidade de comprimento do enrolamento secundário do transformador com núcleo de ar
δ	ângulo de defasagem entre as tensões e correntes de fase do retificador NPC
θ_r	ângulo de fase do rotor do gerador
θ	ângulo de fase das tensões da rede
λ	relação de velocidade de ponta da turbina eólica (<i>tip speed ratio</i>)
λ_{opt}	relação de velocidade de ponta ótima
λ_r	fluxo magnético produzido pelos ímãs permanentes do gerador
ν	variáveis de controle do MMC
ξ	coeficiente de amortecimento
ρ	densidade do ar
τ	constante de tempo da planta da corrente de neutro do retificador NPC
τ_{mmc}	constante de tempo da malha de controle das correntes do MMC
τ_{npc}	constante de tempo da malha de controle das correntes do retificador NPC
ω	frequência angular da rede elétrica
ω_b	largura de banda do controlador PR do retificador NPC
ω_{bx}	largura de banda dos controladores ressonantes das correntes circulantes do MMC

ω_c	frequência angular de ressonância do controlador PR do retificador NPC
ω_{cx}	frequência angular de ressonância dos controladores das correntes circulantes do MMC
ω_H	velocidade angular mecânica no eixo da turbina
ω_m	velocidade angular mecânica no eixo do gerador
ω_{mb}	velocidade angular mecânica base
ω_n	frequência natural não amortecida
ω_{pu}	velocidade angular em pu
ω_r	velocidade angular do campo do rotor
ω_s	frequência angular das tensões e correntes no estator
ω_t	frequência angular de excitação do transformador com núcleo de ar
ω_0	frequência angular de corte de uma função de transferência de primeira ordem
x^*	valores de referência
\hat{x}	valor de pico
\bar{x}	ponto de operação em regime permanente
\tilde{x}	pequena perturbação em torno de um ponto de operação
x_j	grandezas em coordenadas naturais $j \in \{a,b,c\}$
x_k	grandezas em coordenadas síncronas $k \in \{d,q,0\}$
x_ℓ	grandezas dos controladores ressonantes de ordem $\ell \in \{1,2,4\}$
$x_{máx}$	valores máximos
$x_{mín}$	valores mínimos
x_{pc}	grandezas à plena carga
x_{vz}	grandezas à vazio

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	33
1.1	ESTADO DA ARTE	35
1.1.1	Topologias das unidades de geração e estratégias de controle .	36
1.1.2	Configuração do link de transmissão CC	41
1.1.3	Conexão em paralelo de arranjos em série	43
1.2	IDENTIFICAÇÃO DOS PROBLEMAS	43
1.3	MOTIVAÇÃO	45
1.4	SISTEMA PROPOSTO	45
1.5	OBJETIVOS	48
1.6	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	49
1.7	PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DA PESQUISA	50
2	MODELAGEM E CONTROLE DAS UNIDADES DE CON-	
	VERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	53
2.1	MODELO DA TURBINA EÓLICA	54
2.2	SEGUIDOR DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)	56
2.3	MODELO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES .	57
2.4	MODELO DO CONVERTOR NPC	60
2.5	CONTROLE DAS CORRENTES DO GERADOR NO SRF	62
2.6	EQUALIZAÇÃO E SUPRESSÃO DA COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA DAS TENSÕES DOS CAPACITORES DO CONVER- SOR NPC	64
2.7	CONTROLE DA TENSÃO CC DE SAÍDA DA UNIDADE WEC . . .	66
2.8	ESTRATÉGIA DE ACIONAMENTO E DESLIGAMENTO DO CON- TROLADOR DE TENSÃO CC DOS RETIFICADORES NPC	68
2.9	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	69
3	MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓ-	
	LIDO	71
3.1	PROJETO DO TRANSFORMADOR COM NÚCLEO DE AR	72
3.2	CONTROLE DO INVERSOR NPC EM PONTE COMPLETA	79
3.3	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	84
4	MODELAGEM E CONTROLE DO MMC ONSHORE	87
4.1	PWM COM MÚLTIPLAS PORTADORAS E EQUALIZAÇÃO DAS TENSÕES DOS CAPACITORES DOS SUBMÓDULOS	87
4.2	MODELO MÉDIO POR BRAÇO DO MMC	90
4.3	CIRCUITO DE SINCRONISMO PLL	91
4.4	CONTROLE DAS CORRENTES DO MMC NO SRF	92
4.5	CONTROLE DA TENSÃO NO BARRAMENTO CC	96

4.6	ESTRATÉGIA DE ACIONAMENTO E DESLIGAMENTO DO CONTROLADOR DE TENSÃO CC DO MMC	97
4.7	SUPRESSÃO DAS CORRENTES CIRCULANTES	98
4.8	DESBALANÇO DAS TENSÕES NO BARRAMENTO CC	101
4.9	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	104
5	SIMULAÇÕES DIGITAIS DO PARQUE EÓLICO COM UNIDADES WEC CONECTADAS EM SÉRIE	105
5.1	TESTE 1: OPERAÇÃO DAS UNIDADES WEC	108
5.2	TESTE 2: OPERAÇÃO DO MMC ONSHORE	117
5.3	TESTE 3: CURTO-CIRCUITO SEGUIDO DE ABERTURA DO ARRANJO 1	121
5.4	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	124
6	PARQUE EÓLICO COM UNIDADES WEC CONECTADAS EM SÉRIE E DROOP BASEADO EM ADMITÂNCIA VIRTUAL	127
6.1	TÉCNICAS DE DROOP APLICADAS EM CONVERSORES DE MICRORREDES	127
6.2	OPERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO COM DOIS ARRANJOS EM PARALELO	130
6.3	CONTROLE COM DROOP BASEADO EM ADMITÂNCIA VIRTUAL	133
6.4	SIMULAÇÕES DIGITAIS DO PARQUE EÓLICO COM ESTRATÉGIA DE CONTROLE BASEADA EM ADMITÂNCIA VIRTUAL	136
6.4.1	Teste A: variação de velocidade do vento em um grupo de unidades	136
6.4.2	Teste B: curto-circuito seguido de abertura de um arranjo	140
6.5	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS	143
7	CONCLUSÕES FINAIS	145
7.1	TRABALHOS FUTUROS	146
	REFERÊNCIAS	149
	APÊNDICE A – Projeto dos controladores	157
A.1	GANHO ÓTIMO DO MPPT OTC	157
A.2	CONTROLADORES DAS CORRENTES dq DO GERADOR	157
A.3	CONTROLADOR <i>quasi</i> -PR DO RETIFICADOR NPC	157
A.4	CONTROLADOR DA TENSÃO CC DE SAÍDA DAS UNIDADES WEC	158
A.5	CONTROLADOR DA TENSÃO CC DO INVERSOR EM PONTE COMPLETA	158
A.6	GANHOS DO PLL	158
A.7	CONTROLADORES DAS CORRENTES dq DO MMC	158
A.8	CONTROLADOR DA CORRENTE NO LINK CC	159
A.9	CONTROLADOR DA TENSÃO CC DO MMC	159

A.10	CONTROLADORES RESSONANTES PARA SUPRESSÃO DAS COR- RENTES CIRCULANTES DO MMC	160
A.11	RESUMO DO PROJETO DOS CONTROLADORES	160
	APÊNDICE B – Cabos de transmissão submarina	163
B.1	PARÂMETROS DOS CABOS SIMULADOS	164

1 INTRODUÇÃO

Os impactos ambientais resultantes da queima de combustíveis fósseis e as alterações dos ecossistemas causadas pela construção de grandes usinas hidroelétricas têm levado governos e organizações não governamentais de diversos países do mundo a buscarem alternativas sustentáveis para geração de eletricidade (BLAABJERG; MA, 2013; MME; EPE, 2007). Dentro deste contexto, as energias eólica e solar fotovoltaica surgem como opções economicamente atrativas e ambientalmente amigáveis para atender a sempre crescente demanda de eletricidade dos países desenvolvidos e em desenvolvimento (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

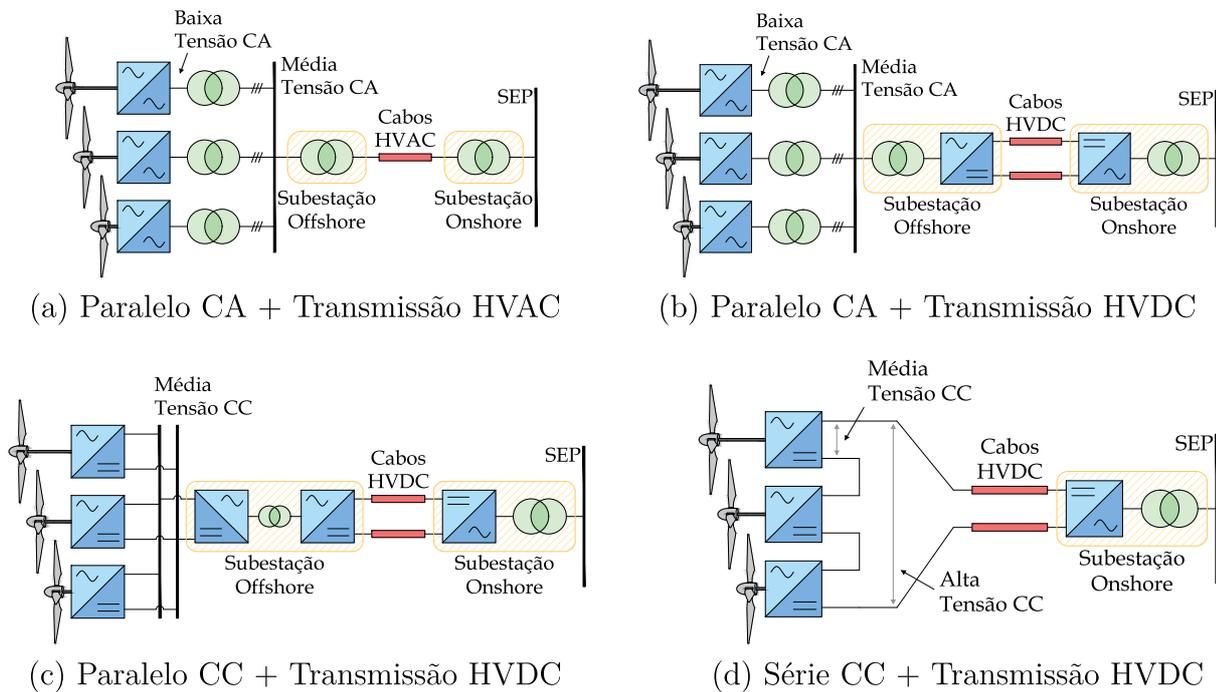
Os parques eólicos podem ser instalados tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). Quando se considera a geração de energia com aerogeradores de alta potência, as instalações *offshore* surgem como uma opção mais atrativa devido à facilidade da logística de transporte das unidades de grandes dimensões e o fato da plataforma continental apresentar velocidades de vento mais uniformes e constantes durante todo o ano (LISERRE *et al.*, 2011; ANAYA-LARA *et al.*, 2014). Contudo, as instalações *offshore* apresentam diversos desafios dentre os quais pode-se citar a configuração dos sistemas de interconexão dos aerogeradores e o sistema de transmissão usado para conectar o parque eólico ao sistema elétrico de potência (SEP) *onshore* (WU *et al.*, 2011).

Na Figura 1 são mostradas quatro arranjos de conexão de unidades conversão eletromecânica de energia eólica (do inglês, *wind energy conversion*) (WEC) a uma rede coletora, juntamente com o sistema de transmissão utilizado para interconectar a fazenda eólica com o SEP. As unidades de WEC são formadas pelas turbinas eólicas, geradores, transformadores, conversores eletrônicos de potência, e seus controladores. A interconexão dessas unidades é uma questão estratégica uma vez que podem reduzir custos e melhorar a eficiência das fazendas eólicas (YARAMASU *et al.*, 2015). Os arranjos apresentados na Figura 1 podem ser classificados em função de seguintes características básicas:

- Unidades WEC conectadas em série ou paralelo;
- Rede coletora em corrente contínua (cc) ou corrente alternada (ca);
- Sistema de transmissão para integração com a rede elétrica do continente em cc ou ca.

Na configuração mostrada na Figura 1a, cada unidade geradora possui um conversor ca-cc-ca que condiciona a energia gerada em baixa tensão (ou média tensão, dependendo do gerador escolhido) e um transformador elevador, que são alocados dentro da estrutura do aerogerador. Os terminais de saída das unidades são conectados em paralelo e a energia é transmitida até uma subestação *offshore*, onde a tensão é novamente elevada, mas desta

Figura 1 – Configurações de conexão de parques eólicos *offshore* e para a transmissão submarina.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

vez para níveis de transmissão. A energia é então transmitida em corrente alternada alta tensão (do inglês, *high voltage alternate current*) (HVAC) até uma subestação *onshore*, onde os níveis de tensão são ajustados para conexão com o SEP. Essa configuração é a que apresenta maior simplicidade e menor custo inicial para distâncias de até 50 km (ACKERMANN, 2005), por se tratar de um sistema ca convencional, com exceção dos conversores em cada unidade geradora.

Na Figura 1b é mostrada a configuração cujo sistema coletor é idêntico ao da anterior, porém a transmissão é feita em corrente contínua alta tensão (do inglês, *high voltage direct current*) (HVDC). Na subestação *offshore*, além de um transformador elevador, há também um retificador, que converte a energia em ca para cc para que seja transmitida até a costa. Já na subestação *onshore* há um inversor, que realiza a operação contrária, convertendo a energia novamente em ca para que possa ser injetada no SEP. Os conversores utilizados nas subestações *offshore* e *onshore* aumentam tanto o custo inicial quanto a complexidade do sistema, porém este sistema possui vantagens técnicas e econômicas quando a distância do parque eólico à costa é maior que 50 km.

Na configuração da Figura 1c as unidades de geração possuem apenas um retificador, sendo conectadas em paralelo pelos terminais de saída de seus retificadores e formando um sistema coletor cc. A energia é então transmitida até uma subestação *offshore*, onde é processada por um conversor cc-cc elevador. Na subestação *onshore* a energia é processada

por um inversor para que possa ser injetada no SEP, assim como ocorre na configuração anterior da Figura 1b. Apesar de não ser representado na Figura 1c, o conversor cc-cc da subestação *offshore* possui um estágio ca intermediário, que utiliza um transformador em alta frequência, o que reduz o tamanho da subestação se comparada à configuração da Figura 1b (CHEN *et al.*, 2013).

Na Figura 1d, última configuração, são usados em cada unidade um retificador e um conversor cc-cc cujos terminais de saída são conectados em série com as unidades adjacentes. A princípio o conversor cc-cc não é necessário, porém utilizando uma topologia como a da subestação offshore da Figura 1c, o transformador garante isolamento galvânica entre o gerador e o link cc. Como as tensões são somadas na conexão série, os níveis de transmissão são atingidos sem a necessidade de uma subestação elevadora *offshore*, o que provavelmente reduz os custos iniciais e aumenta a eficiência do sistema. Além disso, existe a possibilidade de conectar em paralelo dois ou mais arranjos de unidades em série, o que pode aumentar a confiabilidade do sistema, no sentido de que a perda de um arranjo inteiro de unidades em série não compromete a operação do parque eólico todo. Em contrapartida, a fim de garantir a operação segura desse sistema, os componentes devem ser sobre-dimensionados, de maneira que mesmo com a perda de um aerogerador, o sistema permaneça em operação (SAEEDIFARD *et al.*, 2010).

A configuração de transmissão com as unidades conectadas em série apresenta vantagens, sendo a principal delas a não necessidade de uma subestação *offshore*. Porém, assim como a configuração da Figura 1c, este sistema ainda é objeto de pesquisa, não tendo ainda sido usado em projetos comerciais. Esta é uma configuração de transmissão promissora, mas que ainda necessita de muitos estudos antes que sua utilização se torne viável. Na próxima seção serão discutidas algumas dessas questões, a fim de realizar uma revisão sobre o estado da arte dos sistemas de transmissão HVDC para parques eólicos com unidades de geração conectadas em série.

1.1 ESTADO DA ARTE

Apesar de ainda não ter sido implementado comercialmente, o sistema de transmissão HVDC para parques eólicos *offshore* com as unidades de geração conectadas em série vem sendo investigado na literatura. A partir da configuração de transmissão mostrada na Figura 1d, são propostas diversas topologias de unidades WEC, combinando diferentes tipos de geradores, transformadores e conversores, assim como ocorre para as unidades *onshore*. Além das possíveis topologias formadas pelas combinações de componentes, diferentes estratégias de controle foram propostas na literatura. Em todas as estratégias, os conversores das unidades WEC controlam a potência fornecida por seus respectivos aerogeradores, enquanto o inversor *onshore* pode controlar a tensão ou a corrente no link cc.

Juntamente com os desafios acerca do controle e da operação desse sistema, a escolha da topologia das unidades WEC deve levar em consideração uma importante questão discutida na literatura, que é a isolação galvânica entre as unidades WEC e o link de transmissão cc. Em caso de defeitos no gerador ou no link CC, a isolação galvânica tem um papel de evitar que sobrecorrentes de falta circulem entre as duas partes.

Já na subestação *onshore*, o inversor deve ser capaz de processar toda a energia fornecida pelo parque eólico, além de suportar o nível de tensão do link cc, por isso deve ser escolhida uma topologia voltada para essa aplicação. Além dessas características, outras questões que devem ser levadas em consideração no projeto de um parque eólico com unidades conectadas em série são a configuração dos cabos (monopolar, bipolar ou homopolar) e a possibilidade de conexão em paralelo de dois ou mais arranjos de unidades em série. A seguir, essas questões serão discutidas de acordo com o que já foi apresentado na literatura.

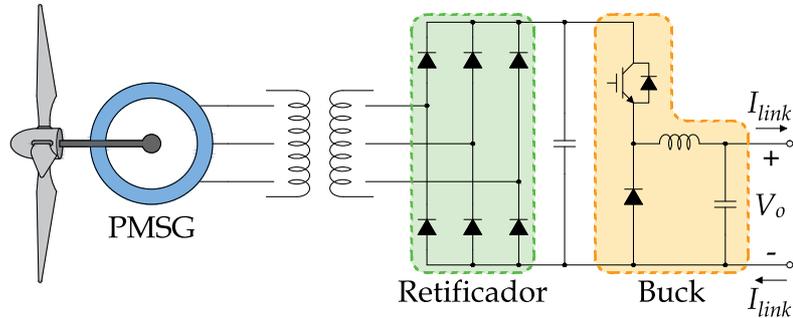
1.1.1 Topologias das unidades de geração e estratégias de controle

Veilleux e Lehn (2009) e Veilleux e Lehn (2014) propõem uma unidade WEC com um gerador síncrono de ímãs permanentes (do inglês, *permanent magnet synchronous generator*) (PMSG), um retificador a diodos em ponte completa e um conversor cc-cc abaixador (*buck*), como ilustrado na Figura 2. Para isolar a unidade WEC do link cc, utiliza-se um transformador em baixa frequência, conectado diretamente aos terminais do gerador. Apesar de utilizar apenas um interruptor auto-comutado para controlar as unidades WEC, esse tipo de conversor drena correntes retangulares do gerador, o que aumenta as perdas e pode gerar um conjugado pulsante no eixo da máquina. Além da baixa frequência de operação, o alto conteúdo harmônico das correntes retangulares faz necessário o sobredimensionamento do transformador. Isso implica no aumento do volume do equipamento, o que pode ser inviável, já que deve ser alocado dentro da estrutura do aerogerador (torre e nacelle).

Do outro lado, na subestação *onshore*, um inversor comutado pela linha (do inglês, *line-commutated inverter*) (LCI), com tiristores, é usado para controlar a corrente no link cc. Apesar de muito utilizado em sistemas de transmissão HVDC existentes, esse tipo de conversor requer grandes transformadores e filtros passivos, o que aumenta a área necessária para construção da subestação.

Almeida *et al.* (2020) também utilizaram um transformador em baixa frequência para isolar o PMSG de um retificador, como pode-se observar na unidade WEC mostrada na Figura 3. Porém, os autores mencionam que quanto maior o número de polos, maior será a frequência do gerador para uma determinada velocidade de rotação, o que pode reduzir o tamanho do transformador e da caixa de transmissão mecânica (do inglês, *gearbox*), que pode até ser eliminada, conforme a velocidade de rotação da turbina.

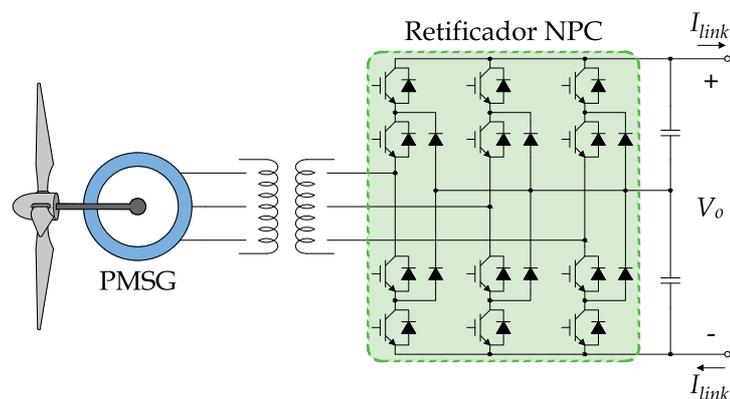
Figura 2 – Unidade WEC composta por um PMSG, um transformador em baixa frequência, um retificador a diodos em ponte completa e um conversor CC-CC abaixador (*buck*).



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Ainda nesta referência, os autores usam um retificador com neutro grampeado a diodos (do inglês, *neutral-point clamped*) (NPC), o que permite drenar correntes senoidais do gerador e suportar tensões maiores que um conversor fonte de tensão (do inglês, *voltage source converter*) (VSC) de dois níveis, convencional. Apesar dessas vantagens, as tensões nos capacitores do conversor NPC precisam ser equalizadas, o que não ocorre normalmente. Além disso, existe uma harmônica de terceira ordem nas tensões desses capacitores, que precisa ser compensada, pois além de aumentarem as perdas, podem comprometer a operação deste conversor (YAZDANI; IRAVANI, 2005; POU *et al.*, 2007). Essa componente de terceira ordem surge devido ao neutro “virtual” criado no NPC, que permite a circulação de correntes de sequência zero.

Figura 3 – Unidade WEC composta por um PMSG e um retificador NPC trifásico.



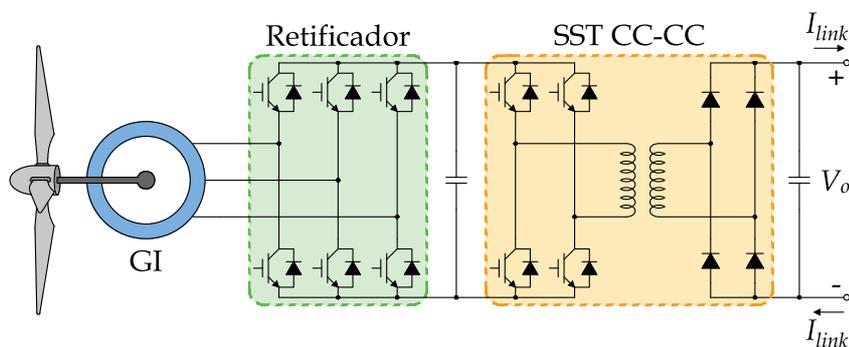
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na subestação *onshore*, um conversor multinível modular (do inglês, *modular multilevel converter*) (MMC) é usado para regular a corrente no link cc. Ao contrário do LCI, este conversor não requer grandes filtros passivos para sua operação, devido ao baixo

conteúdo harmônico das tensões sintetizadas com múltiplos níveis. Quando a velocidade do vento varia em uma das turbinas, a tensão de saída da unidade WEC muda, pois a potência fornecida sofre alteração. Como o MMC regula a corrente no link cc, a variação da tensão cc de saída em uma turbina não afeta as demais. Portanto, com essa estratégia só é necessário limitar a potência fornecida por uma unidade para evitar sobretensão em caso de aumento da velocidade do vento nessa unidade, e não por influência das demais, que é um problema bastante discutido em sistemas onde o inversor *onshore* controla a tensão.

Na Figura 4 é mostrada a configuração proposta por Lundberg (2006a) e Lundberg (2006b). Elas são compostas por um gerador de indução (GI), um VSC trifásico de dois níveis, operando como retificador e um transformador de estado sólido (do inglês, *solid-state transformer*) (SST) cc-cc, que utiliza em sua estrutura um inversor em ponte completa, um transformador de alta frequência e um retificador a diodos em ponte completa. Além de isolar galvanicamente os equipamentos dentro da nacela e da torre do potencial do link cc, o SST eleva a tensão de saída da unidade WEC. O fato de operar em alta frequência reduz o volume do transformador, já que a área da seção transversal do núcleo é inversamente proporcional à frequência de operação (STAFF, 1946). Já na subestação *onshore*, utiliza-se um VSC trifásico de dois níveis operando como inversor. O VSC de dois níveis não é um conversor utilizado em aplicações de alta tensão, porém pode ser adaptado, utilizando arranjos de interruptores em série. Contudo, o conteúdo harmônico das tensões sintetizadas por este conversor é elevado, o que torna necessário o uso de grandes filtros passivos.

Figura 4 – Unidade WEC composta por um gerador de indução, um retificador VSC trifásico e um conversor CC-CC *boost* ponte completa, com um transformador de alta frequência em sua estrutura.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na estratégia de controle usada, as unidades WEC controlam a potência fornecida pelo aerogerador através do retificador trifásico, enquanto o inversor *onshore* regula a tensão no link cc. Utilizando essa estratégia, quando a velocidade do vento é reduzida em uma unidade, a corrente no link cc diminui, uma vez que a potência fornecida ao inversor

onshore também diminui e a tensão no link cc é mantida constante. Como consequência, a tensão cc de saída das demais unidades aumenta, para continuar fornecendo a mesma potência. Esse comportamento torna necessária a limitação da tensão cc de saída das unidades WEC, a fim de evitar sobretensões que possam danificar os componentes.

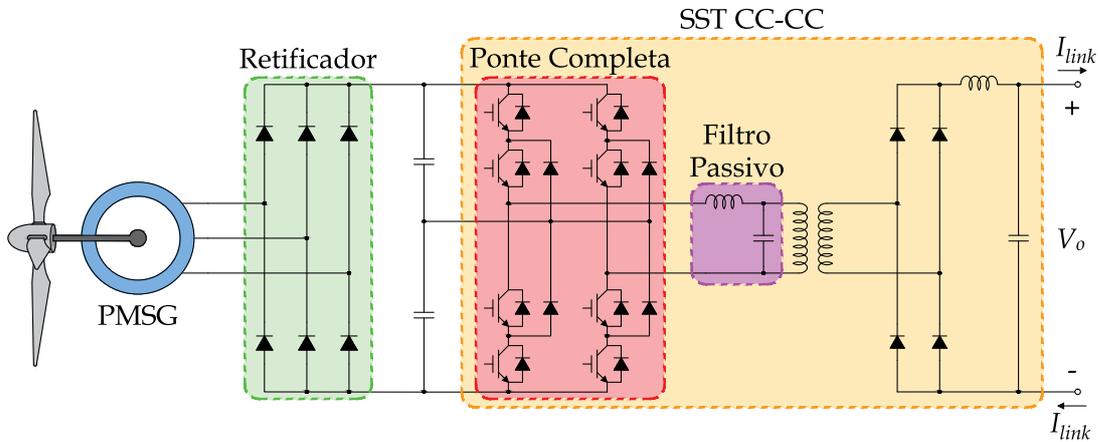
Shi *et al.* (2013) e Shi *et al.* (2016) usam a topologia da Figura 4, com um transformador de alta frequência, porém com um PMSG no lugar do gerador de indução. Além disso, é proposta uma modificação na estratégia de controle, em que a velocidade de rotação da turbina é controlada a fim de armazenar o excesso de energia no rotor, prevenindo assim sobretensões nos terminais de saída da unidade WEC. Entretanto, as variações de velocidade da turbina podem inibir a máxima extração de potência. Na subestação *onshore* o inversor é modelado como uma fonte de tensão ideal.

Zhang *et al.* (2016a), Zhang *et al.* (2016b), Zhang *et al.* (2019) também utilizam a topologia da Figura 4, juntamente com um MMC na subestação *onshore*, que controla a tensão no link cc. Neste trabalho, os autores usam um canal de comunicação entre as unidades de geração e o inversor *onshore* para enviar um sinal ao MMC para que reduza a tensão no link cc quando uma das unidades atingir o limite máximo de tensão. Com isso, a corrente no link cc aumentará, permitindo que a unidade que atingiu o valor máximo de tensão possa injetar mais potência, voltando a seguir o ponto de máxima potência da turbina eólica. Apesar de melhorar as condições para que as unidades WEC forneçam potência máxima, o canal de comunicação aumenta os custos e a complexidade do sistema, além de reduzir a confiabilidade do mesmo.

Seguindo a ideia de usar um transformador de alta frequência para isolar os componentes da unidade WEC do link cc, Deng e Chen (2012) propuseram uma estratégia de controle para a unidade WEC mostrada na Figura 5. Esta topologia é composta por um PMSG, um retificador trifásico a diodos em ponte completa e um SST cc-cc. Diferentemente da topologia mostrada na Figura 4, desta vez é utilizado um inversor em ponte completa com dois braços NPC e um filtro passivo indutivo-capacitivo (LC) na entrada do transformador. O braço NPC permite suportar tensões maiores que o VSC convencional, além de sintetizar tensões com três níveis, o que reduz o conteúdo harmônico. Em contrapartida, o retificador trifásico a diodos reduz a controlabilidade do sistema, além de drenar correntes não senoidais do gerador, o que aumenta o estresse mecânico no eixo. Quanto ao tipo de inversor utilizado na subestação *onshore*, não há menção sobre.

Bahirat e Mork (2018) usam uma topologia semelhante à mostrada na Figura 4, com a adição de um sistema de armazenamento de energia conectado em paralelo com os terminais de saída da unidade. Além disso, os conversores cc-cc usados para a conexão com o link cc e para carregamento das baterias são do tipo ponte ativa dupla (do inglês, *dual active bridge*) (DAB). As baterias são usadas para armazenar o excesso de energia gerada quando a tensão de saída atinge o limite máximo. Apesar de manter o aerogerador

Figura 5 – Unidade WEC composta por um PMSG, um retificador a diodos trifásico em ponte completa e um SST CC-CC, com um inversor NPC em ponte completa, um transformador de alta frequência com filtro passivo e um retificador a diodos em ponte completa na saída.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

operando no ponto de máxima potência, o sistema de armazenamento de energia aumenta os custos e o volume dos equipamentos a serem alocados na estrutura do aerogerador. Na subestação *onshore* é utilizado um MMC, que regula a tensão no link cc.

Guan (2019) utilizam uma topologia de unidade WEC semelhante, com conversor DAB, porém sem o sistema de armazenamento de energia. Neste trabalho é proposta a ligação em série dos terminais cc de saída e, ao mesmo tempo, a ligação em paralelo dos terminais cc de entrada do conversor DAB, o que permite balancear a energia gerada pelas unidades, utilizando a ideia de um *droop* de tensão. Contudo, o inversor *onshore* é modelado como uma fonte de tensão, não mencionando o tipo de conversor.

Chuangpishit *et al.* (2013) propõem um esquema de conexão das unidades WEC em série que visa melhorar a operação em caso de falta em uma das unidades. Para isso, utiliza-se uma unidade WEC composta por um PMSG, um retificador a diodos em ponte completa e um conversor cc-cc abaixador, sem menção à isolamento galvânica das unidades.

Já Mogstad *et al.* (2008) propõem uma nova topologia de unidade WEC semelhante à mostrada na Figura 4, porém o retificador trifásico e o inversor em ponte completa são substituídos por um conversor matricial. Uma proposta de melhoria dessa topologia é apresentada em (GARCÉS; MOLINAS, 2012), que utiliza um conversor matricial reduzido. Nessas últimas três propostas o inversor *onshore* é modelado como uma fonte de tensão.

A fim de substituir o SST cc-cc da Figura 4 e melhorar o desempenho da unidade WEC, uma nova topologia de conversor cc-cc é proposta por Sun *et al.* (2016). Esta topologia é denominada dupla ponte completa com duplo indutor chaveado (do inglês, *double full bridge double tapped inductor*) (DFBDTI). Em (RONG *et al.*, 2019) é proposto um circuito equalizador de tensão, utilizado na conexão de unidades adjacentes, com o

objetivo de equalizar as tensões cc de saída das unidades WEC. Ambas as propostas aumentam a quantidade de componentes no sistema, aumentando assim a complexidade da operação e os custos, o que pode tornar inviável a utilização em parques eólicos com grande número de aerogeradores. Além disso, o inversor *onshore* é modelado como uma fonte de tensão nessas referências.

Um sistema baseado em conversor fonte de corrente (do inglês, *current source converter*) (CSC), tanto nas unidades de geração quanto na subestação *onshore*, é proposto por Popat *et al.* (2012) e Popat, Wu e Zargari (2012). O sistema utiliza transformadores de baixa frequência conectados aos terminais dos geradores, o que remete ao mesmo problema das topologias da Figura 2 e Figura 3. Além disso, na subestação *onshore* o número de CSC em cascata é igual ao de unidades de geração, o que aumenta muito o tamanho e o custo da subestação.

1.1.2 Configuração do link de transmissão CC

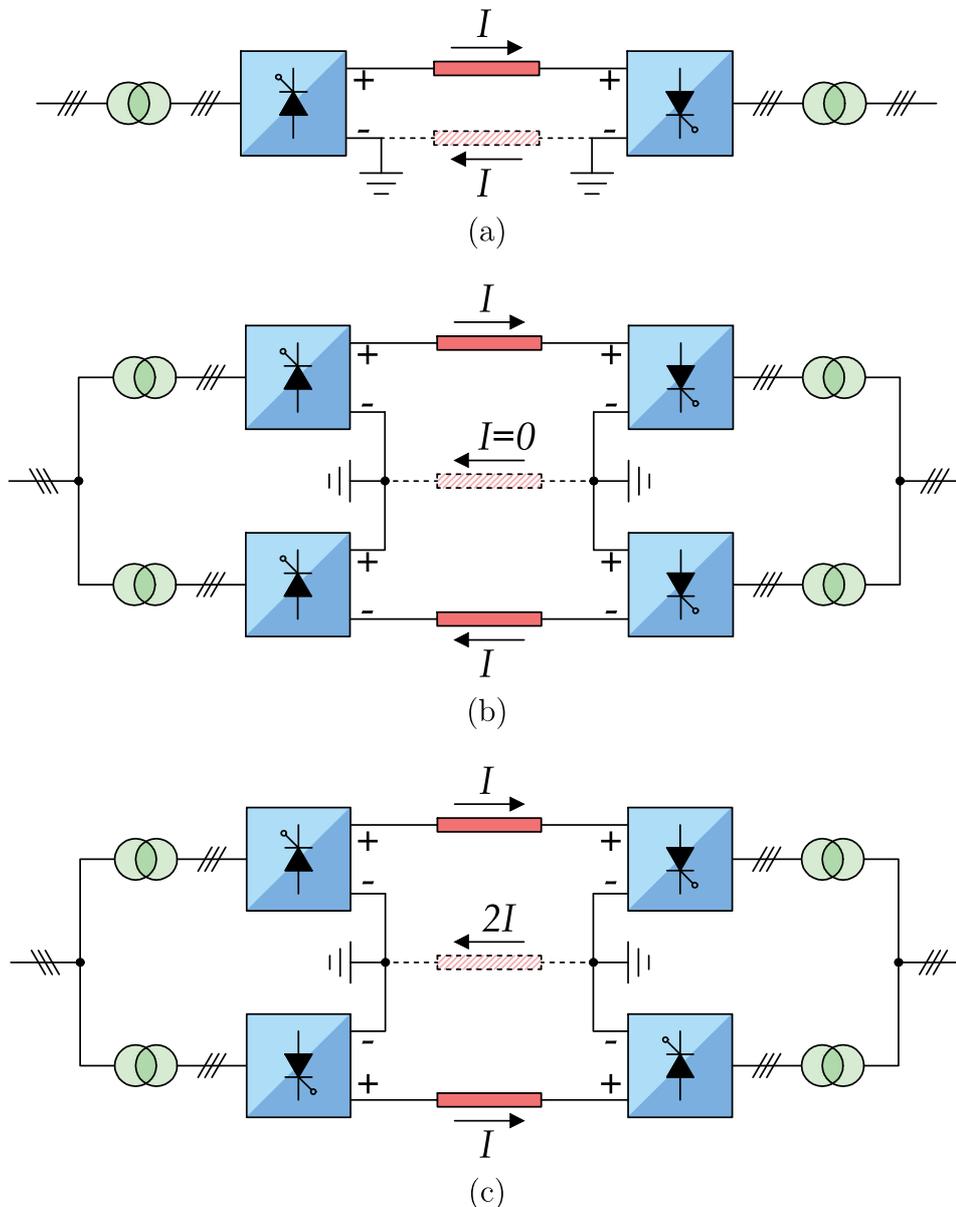
Em sistemas de transmissão HVDC convencionais, ponto a ponto, existem três configurações básicas: monopolar, bipolar e homopolar, que são ilustradas nas Figuras Figura 6a, Figura 6b e Figura 6c, respectivamente. (ARRILLAGA, 1998). Essas configurações se aplicam tanto para sistemas de transmissão baseados em CSC quanto VSC (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Na configuração monopolar, mostrada na Figura 6a, são usados apenas um retificador e um inversor. A transmissão pode ser feita com retorno metálico ou pela terra, sendo o primeiro mais usual. Já nas configurações bipolar e homopolar, mostradas nas Figuras Figura 6b e Figura 6c respectivamente, são utilizados dois retificadores e dois inversores, a fim de criar um ponto médio aterrado entre cada par de conversores.

As duas últimas configurações apresentam vantagens como a possibilidade de continuidade da transmissão mesmo após o rompimento de um dos cabos, utilizando o retorno pela terra, e a redução do nível de isolamento. Por exemplo, em um arranjo monopolar de 400 kV, aterrado ou não, a isolação deve ser projetada para essa tensão, enquanto em um arranjo bipolar ou homopolar, a isolação pode ser projetada para ± 200 kV. Uma vantagem da configuração homopolar em relação à bipolar é igualar o potencial dos dois cabos, reduzindo assim o nível de isolação necessária entre eles. Contudo, na configuração homopolar sempre haverá retorno de corrente pela terra, com duas vezes o valor da corrente nos cabos.

Em sistemas de transmissão HVDC ponto a ponto, as três configurações já são utilizadas. Entretanto, para o objeto de estudo desta proposta de tese, que é o sistema de transmissão HVDC para parques eólicos com unidades de geração conectadas em série, apenas a configuração monopolar é utilizada nos trabalhos existentes, com exceção de (ZHANG *et al.*, 2016a) e (ZHANG *et al.*, 2016b). Nestes trabalhos o ponto médio entre

Figura 6 – Configurações de transmissão com retorno metálico ou pela terra: (a) monopolar, (b) bipolar e (c) homopolar.



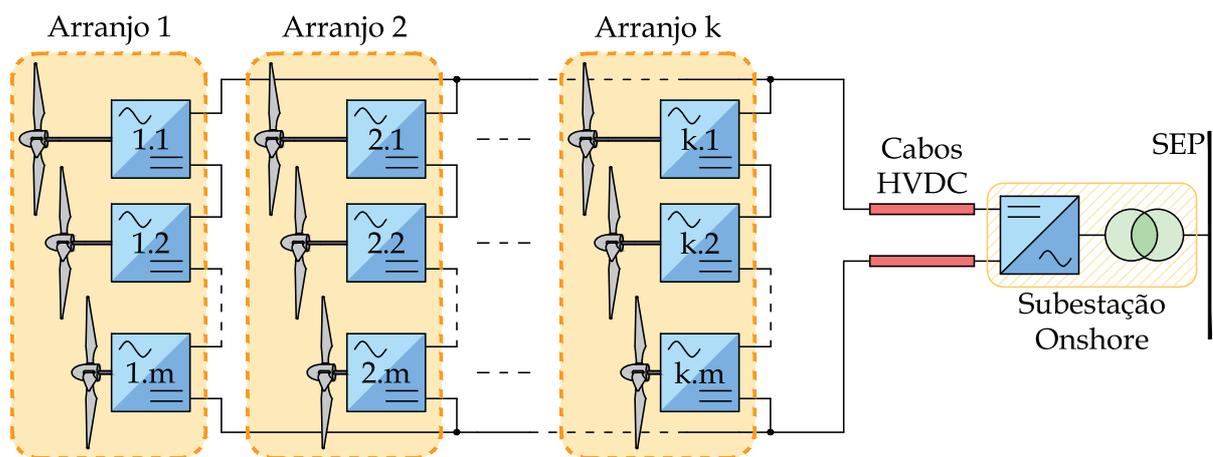
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

as unidades WEC é aterrado, o que caracteriza uma transmissão bipolar. Na subestação *onshore* utiliza-se um MMC como inversor, porém este conversor não possui um ponto médio em seu barramento cc que possa ser aterrado. Em situações em que a velocidade do vento é diferente nas unidades de geração, as tensões cc nos polos positivo e negativo do MMC podem se tornar assimétricas, conforme a estratégia de modulação usada. Esse é um problema que ainda não foi abordado na literatura e será discutido neste trabalho.

1.1.3 Conexão em paralelo de arranjos em série

Como discutido anteriormente, existe a possibilidade de se conectar em paralelo dois ou mais arranjos de unidades WEC em série, como já vem sendo investigado em algumas referências (LUNDBERG, 2006b; GARCÉS; MOLINAS, 2012; CHUANGPISHIT *et al.*, 2013; SHI *et al.*, 2016; BAHIRAT; MORK, 2018; ZHANG *et al.*, 2019). Na Figura 7 é ilustrado o diagrama esquemático de um parque eólico com conexão em paralelo de k arranjos com m unidades WEC em série cada. Essa configuração permite utilizar mais aerogeradores no parque eólico, aumentando assim a potência instalada. Além disso, a confiabilidade do sistema aumenta, pois caso um arranjo de unidades em série seja desconectado, devido a uma falta ou falha de algum equipamento, por exemplo, os outros arranjos podem continuar fornecendo potência. Entretanto, a complexidade na operação do sistema aumenta, independente dos tipos de conversores ou estratégias de controle usadas, trazendo consigo novos desafios a serem estudados e solucionados.

Figura 7 – Diagrama esquemático de uma parque eólico com conexão em paralelo de k arranjos de m unidades em série.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Lançando mão da revisão sobre o estado da arte, na seção seguinte serão discutidas as principais questões a respeito dos parques eólicos com unidades conectadas em série com um sistema de transmissão HVDC, que são investigadas nessa tese. Para isso, será definida também a topologia utilizada nos componentes do sistema, desde as turbinas eólicas, passando pelos esquemas de ligação até o inversor *onshore* conectado à rede elétrica.

1.2 IDENTIFICAÇÃO DOS PROBLEMAS

A partir do que foi discutido até aqui a respeito da configuração de transmissão do parque eólico com unidades de geração conectadas em série, deve-se definir o que se deseja observar nesse sistema, assim como as possíveis contribuições da tese. A partir da revisão

sobre o estado da arte apresentada pode-se notar uma preocupação por parte dos autores com a isolamento galvânica das unidades WEC. Apesar do transformador em alta frequência ser utilizado em diversos trabalhos, a viabilidade de implantação dessa topologia não é investigada a fundo, isto é, não se utiliza um projeto prático de transformador para validar esta proposta. Nesse sentido, ainda existe uma dúvida sobre como essa topologia seria implementada na prática e se seria possível utilizar um transformador como proposto, que possa ser alocado no nacelle ou na torre do aerogerador. Ainda, é necessário verificar o desempenho da estratégia de controle aplicada ao inversor em ponte completa conectado ao transformador, já que este opera em alta frequência e estratégias como modulação por largura de pulso (do inglês, *pulse-width modulation*) (PWM) senoidal podem não funcionar devido ao limite de comutação dos interruptores.

Ao contrário da isolamento das unidades WEC, um problema pouco discutido na literatura é a utilização da configuração de transmissão bipolar, que pode reduzir pela metade o nível de tensão de isolamento dos cabos cc, em comparação com a configuração monopolar. Apesar de ser usada em algumas referências, os efeitos de uma ligação bipolar não são investigados, já que a proposta não era essa. Entretanto, como as unidades de geração nem sempre são submetidas à mesma velocidade do vento, o comportamento do parque eólico causa um desequilíbrio nas tensões cc dos polos positivo e negativo do MMC. Esse desequilíbrio influencia as tensões ca sintetizadas pelo MMC, gerando um nível cc nas tensões ou correntes trifásicas, dependendo de como são dispostos os enrolamentos do transformador de conexão com a rede, em estrela ou triângulo. Esse nível cc pode causar problemas como saturação do transformador, além de aumentar as perdas no conversor e nos componentes adjacentes.

A operação de um parque eólico com dois ou mais arranjos de unidades em série conectados em paralelo, como mostrado na Figura 8, ainda precisa ser investigada. Apesar de utilizada na literatura, os efeitos dessa configuração não foram investigados em nenhuma referência, servindo apenas como plano de fundo para apresentar uma outra proposta, como estratégias de controle ou topologias de unidade WEC. Com o inversor *onshore* regulando a corrente no link cc, por exemplo, quando a potência fornecida por um arranjo diminui, a corrente deste arranjo também diminui e, conseqüentemente, a corrente dos outros arranjos deve aumentar a fim de manter constante a corrente no link cc.

Outra questão importante é a utilização de configuração bipolar, que pode ocasionar fluxo de corrente pela terra quando a potência fornecida por um arranjo for diferente dos demais. Essas e outras questões fazem necessário analisar o comportamento desse sistema em diferentes situações, a fim de verificar estabilidade, a faixa de operação segura, entre outros fatores.

1.3 MOTIVAÇÃO

Nas últimas décadas, a busca por fontes alternativas de energia tem crescido cada vez mais, devido à fatores como a escassez de recursos hídricos e a poluição causada pela queima de combustíveis fósseis. Como discutido anteriormente, a energia eólica, sobretudo os parques *offshore*, tem se destacado devido ao enorme potencial de geração com baixo impacto ambiental.

Apesar de já ser utilizada comercialmente, a geração de energia eólica *offshore* possui muitos aspectos que são objeto de pesquisa, podendo ser melhorados. As tecnologias utilizadas nesse tipo de geração podem ser aprimoradas, como por exemplo, os componentes que formam um sistema de conversão de energia eólica, as estratégias de controle usadas e as configurações de transmissão usadas. Especialmente no Brasil, onde a energia eólica *offshore* praticamente não é explorada, as pesquisas podem contribuir para a implantação de parques eólicos utilizando tecnologias que permitam aproveitar essa fonte de energia da melhor maneira possível.

Como foi discutido, a transmissão HVDC para parques eólicos com as unidades de geração conectadas em série é uma alternativa muito promissora para ser utilizada em instalações *offshore*, uma vez que permite eliminar uma subestação em alto mar, provavelmente reduzindo os custos de implantação. Entretanto, essa configuração de transmissão ainda é objeto de pesquisa, não tendo sido usada em projetos práticos.

Existem desafios acerca da operação desse tipo de sistema que, apesar de já serem discutidos na literatura, não possuem uma solução proposta. Como exemplo, pode-se citar a isolação galvânica entre unidades de geração e o link de transmissão cc, que possui soluções propostas, porém carece de uma análise mais aprofundada. Outra questão importante é a conexão em paralelo de arranjos em série, que apesar de usada em algumas referências, não é analisada de maneira aprofundada.

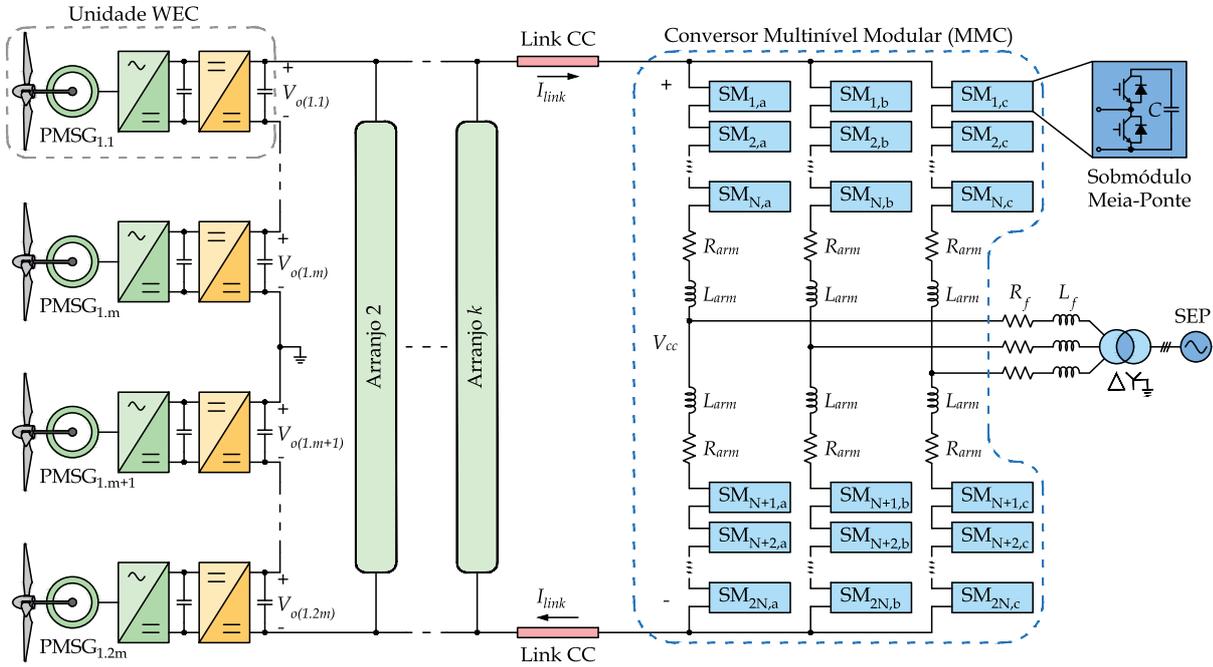
Além desses dois exemplos, há uma questão não discutida na literatura que pode trazer melhorias para o sistema, que é a utilização de transmissão bipolar, o que reduz os níveis de isolação necessários em relação à transmissão monopolar.

1.4 SISTEMA PROPOSTO

Na Figura 8 é mostrado o diagrama esquemático de um parque eólico *offshore* com k arranjos em paralelo, com $2m$ unidades de geração cada um. Por simplicidade, as unidades de geração são representadas apenas no primeiro arranjo, onde é possível observar o aterramento que caracteriza uma configuração bipolar. A energia do parque eólico é transmitida através dos cabos do link cc até a subestação *onshore*, onde um MMC é utilizado como inversor conectado ao SEP.

Neste trabalho, o MMC é usado para controlar a corrente no link cc, enquanto

Figura 8 – Diagrama esquemático de um sistema de transmissão HVDC que conecta um parque eólico *offshore* com as unidades de geração em série a um conversor multinível modular em terra, conectado à rede.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

as unidades de geração controlam a potência fornecida por suas respectivas turbinas, conforme proposto em (ALMEIDA *et al.*, 2020). Quando a velocidade do vento varia em uma unidade WEC, a potência fornecida por ela é afetada, assim como a tensão cc de saída. Se a corrente I_{link} é controlada pelo inversor *onshore*, uma variação na tensão cc de uma unidade não irá afetar as demais, pois a corrente que passa por elas permanece constante. Por outro lado, se a tensão V_{cc} for regulada pelo inversor *onshore*, uma variação de tensão em uma unidade WEC irá afetar as demais, pois a tensão total do arranjo deve permanecer constante.

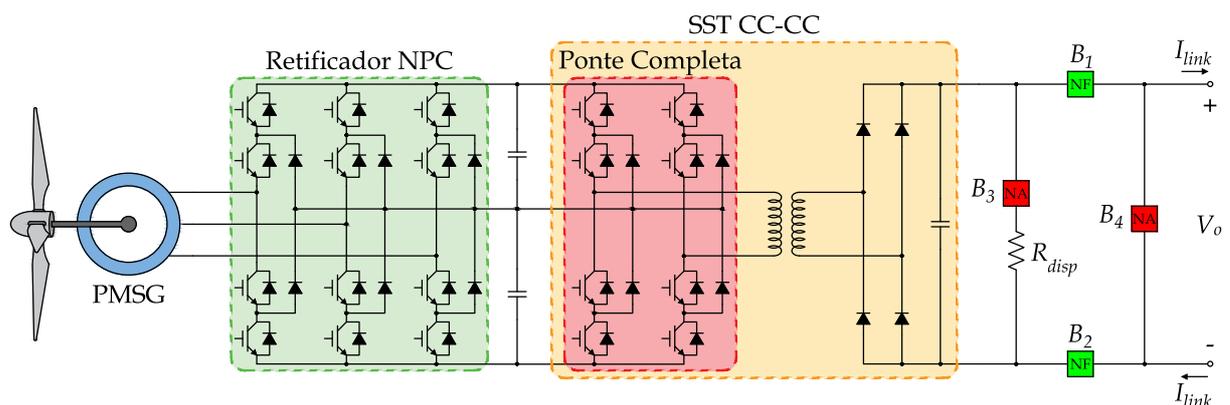
No MMC, cada conjunto de N submódulos e um indutor, com indutância L_{arm} e resistência R_{arm} , formam um braço, sendo cada fase formada por dois braços (LESNICAR; MARQUARDT, 2003). Diversas topologias de conversores podem ser usadas nos submódulos, sendo que nesta tese é utilizada a topologia em meia ponte, com dois transistor bipolar com gatilho isolado (do inglês, *insulated gate bipolar transistor*) (IGBT) e um capacitor cc (DU *et al.*, 2017). A estrutura modular deste conversor o torna capaz de suportar tensões elevadas, uma vez que a tensão do barramento cc é dividida igualmente entre todos os submódulos de um mesmo braço. Adicionalmente, esse conversor sintetiza tensões ca com número de níveis proporcional ao número de submódulos, $(N + 1)$ ou $(2N + 1)$, dependendo da estratégia de modulação.

Além das características anteriores, que fazem do MMC uma opção atrativa para sistemas de transmissão VSC-HVDC, pode-se citar também a maior controlabilidade em relação aos LCI utilizados em transmissão HVDC. Por esses motivos, o MMC será utilizado como inversor na subestação *onshore* do sistema mostrado na Figura 8, que será objeto de estudo deste trabalho.

Apesar das vantagens citadas, o MMC possui particularidades que tornam sua operação mais complexa do que a de um VSC com tensão de saída com dois níveis. Uma delas é a necessidade de equalização das tensões nos capacitores dos submódulos, o que não ocorre de forma natural (SAEEDIFARD; IRAVANI, 2010). Outro problema são as chamadas correntes circulantes, que são caracterizadas por harmônicas de ordem par nas correntes dos braços (ANTONOPOULOS; ANGQUIST; NEE, 2009). Contudo, diversas soluções foram propostas para mitigar esses e outros problemas na operação do MMC, como será discutido em outros capítulos deste trabalho.

Na Figura 9 é mostrada a topologia de unidade WEC que será usada neste trabalho, composta por um PMSG, um retificador trifásico e um inversor em ponte completa, ambos com braços NPC, um transformador de alta frequência e um retificador a diodos em ponte completa. Essa topologia é semelhante à da Figura 4, porém com braços NPC, que suportam tensões maiores que os VSC de dois níveis. Adicionalmente as tensões ca sintetizadas por este conversor têm três níveis, reduzindo o conteúdo harmônico nos terminais do gerador.

Figura 9 – Unidade WEC composta por um PMSG, um retificador NPC trifásico e um transformador de estado sólido CC-CC, com um inversor NPC em ponte completa, um transformador de alta frequência e um retificador a diodos.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

No estágio de saída é utilizado um conjunto de chaves para retirada da unidade WEC, além de um resistor de dispersão R_{disp} . Quando ocorre um defeito interno ou a unidade precisa ser desconectada para manutenção, as chaves B_1 e B_2 são abertas e a chave B_4 é fechada, a fim de manter o fluxo de corrente no link cc. Em caso de defeito no

link cc, para interromper a passagem de corrente em um determinado arranjo, deve-se abrir B_1 e B_2 e fechar B_3 , para que R_{disp} funcione como um resistor de dispersão, ou de amortecimento (do inglês, *damping resistor*), que auxilia na dissipação de energia durante a frenagem da turbina (YANG; GAO; O'REILLY, 2009), ou como uma carga local, para que a turbina permaneça em operação (TAIT *et al.*, 2022).

Na estratégia de controle utilizada, o retificador NPC drena correntes trifásicas do gerador, as quais são reguladas por um algoritmo seguidor do ponto de máxima potência (do inglês, *maximum power point tracking*) (MPPT). Já o inversor em ponte completa regula a tensão cc em seus terminais de entrada, compartilhado com o retificador trifásico. A tensão de saída do conjunto não pode ser controlada, uma vez que depende da potência fornecida, sendo determinada pelo algoritmo de MPPT. Contudo, caso a tensão de saída atinja o limite máximo, ela deve ser controlada para evitar sobretensão. Isso é feito utilizando um controlador de tensão cc, que atua junto ao controlador das correntes trifásicas do retificador, fazendo que a turbina deixe de fornecer a máxima potência.

1.5 OBJETIVOS

Este trabalho pretende dar continuidade à dissertação de mestrado (ALMEIDA, 2019), na qual foi proposta uma estratégia de controle para o sistema em questão, porém desta vez utilizando um SST cc-cc no lugar do transformador de baixa frequência, além de arranjos em paralelo. O principal objetivo desta proposta de tese é investigar as questões supracitadas, a fim de propor soluções e também apontar possíveis problemas que possam ser discutidos por outros pesquisadores. Para isso, os seguintes objetivos serão perseguidos:

- Propor um transformador de estado sólido cc-cc para isolar a unidade WEC do link cc, assim como uma estratégia de controle para o inversor em ponte completa presente na estrutura do SST. Para essa aplicação especificamente, pode não ser viável utilizar alguns tipos de transformador, devido a problemas como o volume do equipamento, perdas no núcleo ou saturação causada pela estratégia de controle em alta frequência. Portanto, uma proposta deste trabalho é projetar um transformador com núcleo de ar, visando essa aplicação. Vale ressaltar que o projeto a ser apresentado não envolve análises mecânicas ou termodinâmicas do transformador, mas sim um projeto dos aspectos eletromagnéticos e da geometria do transformador;
- Investigar o desequilíbrio das tensões cc nos polos positivo e negativo do MMC, causado pela transmissão bipolar. Um modelo matemático do MMC será utilizado para identificar como esse desequilíbrio afeta as tensões trifásicas sintetizadas. Dessa maneira, será proposta uma estratégia de modulação que possa mitigar esse problema, mantendo as tensões trifásicas simétricas e equilibradas;

- Verificar o funcionamento do sistema de transmissão HVDC com dois ou mais arranjos em paralelo e propor soluções para os problemas observados. Mesmo com o inversor *onshore* mantendo constante a corrente no link cc, as correntes nos arranjos não são controladas. Caso um arranjo passe a fornecer menos potência, sua corrente irá diminuir e, conseqüentemente, a corrente nos outros arranjos irá aumentar, a fim de manter a corrente do link constante. Esse aumento de corrente nos arranjos pode implicar em sobredimensionamento do sistema coletor, além de provocar sobretensões nas unidades, já que a corrente que passa por elas não é constante. Nesse sentido, será proposta uma solução para esses problemas, baseada em um controle com admitância virtual para as unidades WEC, semelhante a técnicas de impedância virtual usadas em microrredes.

A fim de observar o comportamento do sistema proposto, mostrado na Figura 8, e verificar o funcionamento das propostas, será utilizado o software para simulação de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC, com licença obtida pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). A escolha desse programa se deve à capacidade de simular esse tipo de sistema com modelos confiáveis e robustos para os componentes necessários. Outros softwares também podem ser usados para esse propósito, como ATP/EMTP e PSIM por exemplo.

Além das simulações de transitórios, para o projeto do transformador será usado o software gratuito *Finite Element Method Magnetic* (FEMM), que permite analisar o comportamento dos campos magnéticos do transformador com a geometria projetada. Além do FEMM, podem ser utilizados outros softwares para esse propósito, como GetDP e QuickField.

1.6 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Além da Introdução, esta tese contém seis capítulos organizados da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são modelados os componentes das unidades de geração, que são a turbina eólica, o PMSG e o retificador NPC trifásico. São discutidas também as estratégias de controle utilizadas no retificador NPC, para controlar a potência fornecida pela turbina;
- No Capítulo 3 é projetado um transformador com núcleo de ar para o SST, assim como a estratégia de controle do inversor em ponte completa;
- No Capítulo 4 é modelado o MMC *onshore*, que é a interface entre o sistema de transmissão e a rede elétrica. Além disso, serão discutidas as estratégias de controle utilizadas neste conversor;

- No Capítulo 5 são apresentados os resultados de simulações realizadas no PS-CAD/EMTDC, a fim de verificar o funcionamento do sistema e das estratégias de controle propostas inicialmente;
- No Capítulo 6 é proposta uma estratégia de controle utilizando o ideia de admitância virtual, a fim de mitigar problemas relacionados com a operação de dois ou mais arranjos de unidades WEC série conectados em paralelo;
- O Capítulo 7 reúne as conclusões acerca da tese e propõe algumas ideias de trabalhos futuros.

1.7 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DA PESQUISA

A seguir estão listados os artigos científicos publicados e aceitos para publicação sendo resultados diretos, relacionados aos parques eólicos com unidades de geração conectadas em série com um sistema de transmissão HVDC, ou indiretos, que possuem temas relacionados aos conversores ou estratégias de controle utilizados neste estudo.

Artigos em periódicos:

- [1] ALMEIDA, A. O.; LOPES, I. F.; ALMEIDA, P. M.; TOMIM, M. A.; PASSOS FILHO, J. A.; BARBOSA, P. G. Series-DC connection of Offshore wind generating units - modeling, control and galvanic isolation. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 195, p. 107149, 2021.
- [2] ALMEIDA, A. O.; TOMIM, M. A.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. A control strategy for an offshore wind farm with the generating units connected in series with a VSC-HVDC transmission link. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 180, p. 106-121, 2020.
- [3] ALMEIDA, A. O.; MEDEIROS, B. S.; BARBOSA, J. P. P.; BARBOSA, P. G. Síntese de conversores MMC para aplicação em sistemas de geração fotovoltaicos e sistemas de transmissão em corrente contínua. *Principia: Caminhos da Iniciação Científica*, UFJF, v. 19, n. 1, 2019.

Artigos em congressos:

- [1] ALMEIDA, A. O.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Design Methodology for the DC Link Current Controller of a Series-Connected Offshore Wind Farm. *14th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*, Online. 2022.
- [2] LOPES, I. F.; COELHO, D. C.; BOJORGE, E. V. A.; DE OLIVEIRA, L. R. A.; ALMEIDA, A. O.; BARBOSA, P. G. Underwater Wireless Power Transfer With

High Tolerance to Misalignments. *IEEE 16th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, João Pessoa. 2021.

- [3] ALMEIDA, A. O.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Design of resonant controllers for compensation of third harmonic ripple in the DC capacitors voltages of NPC converters. *IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP) and 5th Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, Santos. 2019.
- [4] ALMEIDA, A. O.; RIBEIRO, A. S. B.; GHETTI, F. T.; DOMINGOS, R. M.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Sistema de transmissão em corrente contínua baseado em conversores multiníveis modulares utilizando controle por realimentação de estados. *XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, João Pessoa. 2018.

2 MODELAGEM E CONTROLE DAS UNIDADES DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

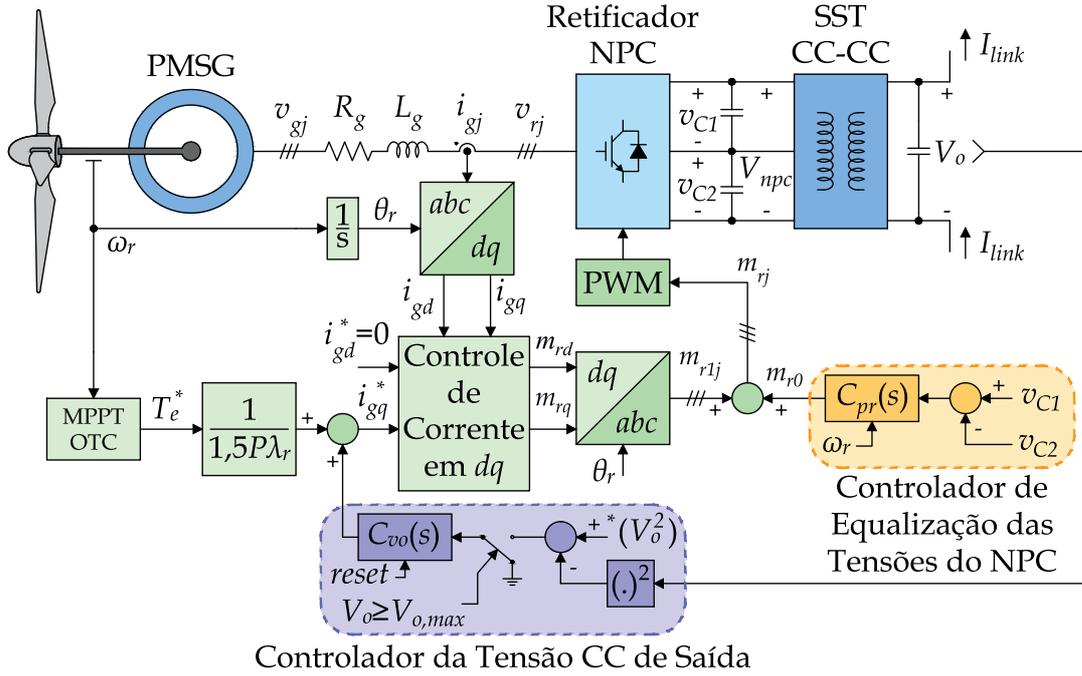
Neste capítulo serão apresentados os modelos matemáticos dos componentes responsáveis por controlar a potência fornecida pelas unidades de conversão eletromecânica de energia eólica. Será modelada a turbina eólica, o gerador síncrono de ímãs permanentes e o retificador trifásico NPC. Além disso, serão discutidas a estratégia de controle usada no retificador, para controlar a potência fornecida pela turbina eólica, assim como a estratégia de equalização e supressão da terceira harmônica nas tensões dos capacitores do conversor NPC.

Na Figura 10 é mostrado o diagrama de blocos dos controladores do retificador trifásico NPC. A impedância do filtro de interface entre gerador e retificador é representada no diagrama por R_g e L_g . Esse filtro é necessário para reduzir as derivadas de tensão aplicadas ao gerador pelo retificador. As correntes trifásicas drenadas do gerador são controladas no sistema de coordenadas síncrono (do inglês, *synchronous reference frame*) (SRF). A transformação de coordenadas de abc para dq usa a posição do rotor do gerador (θ_r), estimado a partir da posição medida com um *encoder* e da velocidade angular medida no eixo do rotor (ω_r). A corrente de eixo direto (i_{gd}) está relacionada à potência reativa que pode ser fornecida ou consumida pelo gerador, portanto sua referência é nula ($i_{gd}^* = 0$), uma vez que se deseja garantir o conjugado máximo por ampère. Já a corrente de eixo em quadratura (i_{gq}) está relacionada à potência ativa nos terminais do gerador, sendo seu valor de referência fornecido pelo algoritmo de MPPT com controle de conjugado ótimo (do inglês, *optimal torque control*) (OTC) (WU *et al.*, 2011).

O controle de corrente fornece os sinais de modulação m_{rd} e m_{rq} , que são transformados em sinais trifásicos de sequência positiva (m_{1j} , em que $j \in \{a,b,c\}$). Antes dos sinais de modulação serem enviados ao PWM, é somado um sinal de sequência zero, fornecido pelo controlador de equalização das tensões nos capacitores do retificador NPC, que é usado também para suprimir a terceira harmônica presente nessas tensões. Por último, existe o controlador da tensão cc de saída. Quando a tensão cc de saída V_o atinge seu valor máximo, o conversor NPC passa a operar no modo controle de tensão. Com o controlador de tensão $C_{vo}(s)$ acionado, a tensão cc de saída passa a ser regulada no valor máximo e com isso, a unidade deixa de rastrear o ponto de máxima potência.

Nas seções a seguir, serão discutidos detalhadamente os blocos de controle ilustrados na Figura 10. Além disso serão apresentados os modelos matemáticos dos componentes da unidade de geração. O transformador de estado sólido cc-cc, que também é representado no diagrama, será discutido em um capítulo a parte.

Figura 10 – Diagrama de blocos dos controladores do retificador NPC trifásico.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

2.1 MODELO DA TURBINA EÓLICA

A quantidade de potência do vento captada pelas hélices da turbina eólica e convertida em potência mecânica no eixo é calculada por (WU *et al.*, 2011):

$$P_m = P_{ar} C_p = \left(\frac{1}{2} \rho A v_w^3 \right) C_p \quad (2.1)$$

em que ρ é a densidade do ar, A é a área de varredura das pás da turbina eólica, v_w é a velocidade do vento e C_p é o coeficiente de potência da turbina. A parcela entre parênteses em (2.1) é a potência de uma massa de ar (P_{ar}) se deslocando perpendicularmente a uma seção transversal de área A , a uma velocidade v_w . O valor máximo do coeficiente de potência é definido pelo limite de Betz e não pode ultrapassar 59,3%, contudo, na prática ele varia de 33 a 52% apenas (CARRILLO *et al.*, 2013).

Diferentes abordagens são usadas na literatura para o cálculo do coeficiente de potência C_p . Esse parâmetro é função das características construtivas, do ângulo de inclinação das pás (do inglês, *pitch angle*) e do *tip speed ratio* (relação de velocidade de ponta das pás) das turbinas. Neste trabalho, utiliza-se o modelo MOD 2, disponível no PSCAD/EMTDC (MURDOCH *et al.*, 1983; ANDERSON; BOSE, 1983), em que o coeficiente de potência é dado por:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(\lambda - 5,6 - \frac{\beta^2}{45^\circ} \right) e^{-\frac{\lambda}{6}}, \quad (2.2)$$

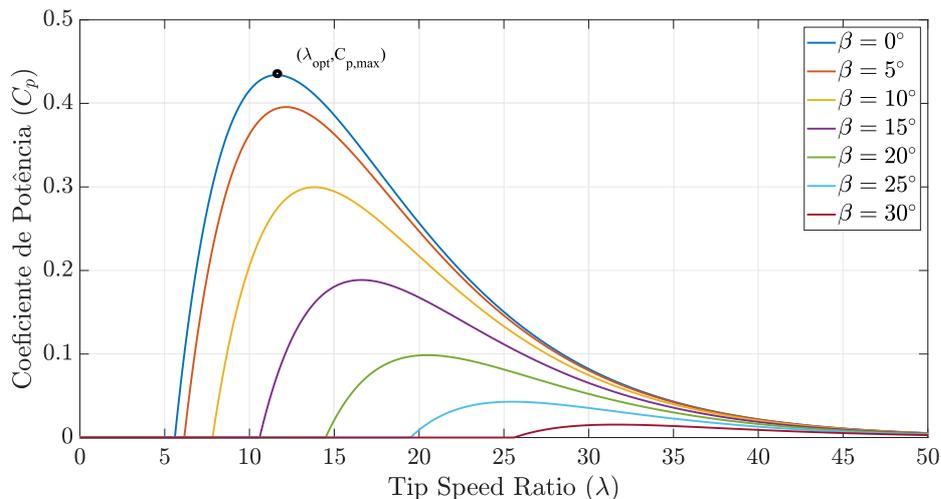
em que β é o ângulo de inclinação das pás, em graus, e λ é a relação de velocidade de ponta, que por sua vez é dada por:

$$\lambda = \frac{2,237v_w}{\omega_H} = \frac{2,237v_w N_{gb}}{\omega_m}, \quad (2.3)$$

em que $\omega_H = \omega_m/N_{gb}$ é a velocidade angular no eixo da turbina eólica, ω_m é a velocidade angular no eixo do gerador e N_{gb} é a relação da caixa de transmissão mecânica (do inglês, *gearbox*). O modelo utilizado foi proposto por Anderson e Bose (1983) e é utilizado pelo *software* PSCAD, por isso optou-se por utilizá-lo também na modelagem do sistema.

De (2.2) e (2.3) foram traçadas as curvas mostradas na Figura 11 para diferentes ângulos de inclinação das pás. Foi considerada uma turbina eólica de 5 MW, com raio das pás de 63 m, velocidade de vento nominal de 11,4 m/s e velocidade angular nominal de 12,1 rpm (JONKMAN *et al.*, 2009).

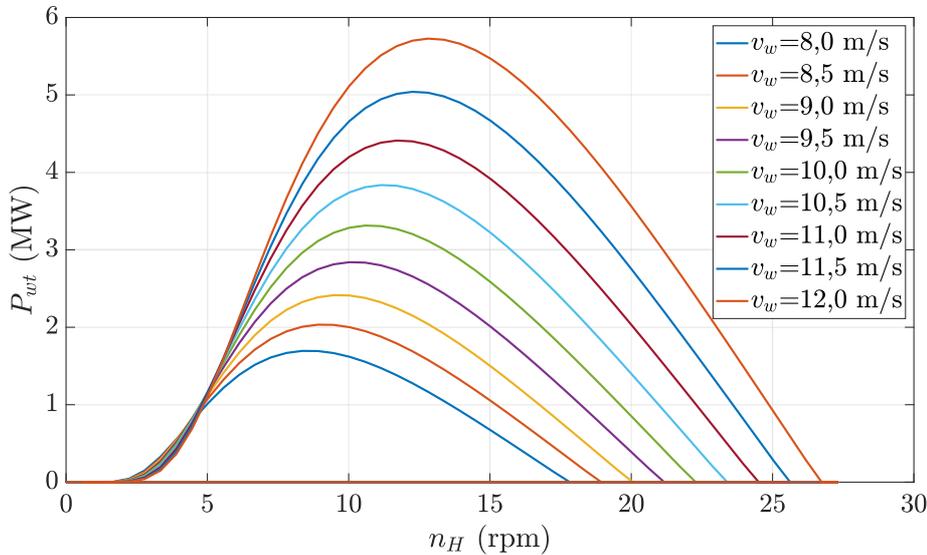
Figura 11 – Comportamento do coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da relação de velocidade.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

É possível observar na Figura 11, na curva referente a $\beta = 0^\circ$, que existe um *tip speed ratio* ótimo (λ_{opt}) em que o coeficiente de potência é máximo ($C_{p,max}$). A análise de (2.3) permite dizer que é possível obter λ_{opt} ajustando a velocidade angular da turbina de acordo com a velocidade do vento. Utilizando (2.1), (2.2) e (2.3) foram traçadas as curvas mostradas na Figura 12, que relacionam a potência mecânica com a velocidade angular no eixo da turbina, em rpm, para diferentes velocidades do vento e com ângulo $\beta = 0^\circ$. Pode-se ainda concluir que, ajustando a velocidade angular da turbina pode-se extrair a máxima potência do vento. Para isso existem algumas técnicas propostas na literatura, como será discutido a seguir.

Figura 12 – Potência gerada por uma turbina eólica em relação à velocidade de rotação para diferentes velocidades de vento.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

2.2 SEGUIDOR DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)

Isolando v_w em (2.3) e substituindo o resultado em (2.1), tem-se que a potência convertida pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade angular mecânica ω_m^3 . Sabendo que a potência é dada pelo produto entre o conjugado e a velocidade angular ($P_m = T_m \omega_m$), então é possível afirmar que o conjugado mecânico é proporcional ao quadrado da velocidade angular ω_m^2 .

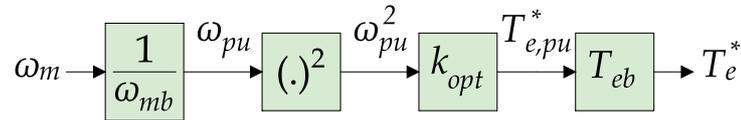
Existem diferentes técnicas de MPPT propostas na literatura, sendo que algumas necessitam de medição da velocidade do vento e outras apenas da medição da velocidade angular da turbina, como o controle de conjugado ótimo (WU *et al.*, 2011). O MPPT-OTC é baseado no controle do conjugado mecânico, o que só é possível utilizando um conversor para controlar a potência fornecida pelo gerador.

Na Figura 13 é mostrado um diagrama de blocos do MPPT-OTC, em que um conjugado eletromagnético de referência (T_e^*) é calculado a partir da velocidade angular mecânica no eixo do gerador (ω_m). Primeiro a velocidade angular mecânica é normalizada em relação a um valor base (ω_{mb}) e depois elevada ao quadrado. Esse valor é então multiplicado por um ganho ótimo (k_{opt}), o que retorna um conjugado de referência normalizado (T_{pu}^*), que finalmente é multiplicado por um valor base (T_b), para que seja obtido o valor de referência do conjugado eletromagnético (T_e^*). Esse processo pode ser resumido pela seguinte relação:

$$T_e^* = k_{opt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{mb}} \right)^2 T_b, \quad (2.4)$$

em que k_{opt} é o ganho ótimo, ω_{mb} é a velocidade angular mecânica base em rad/s e T_b é o conjugado base em Nm.

Figura 13 – Diagrama do MPPT com controle de conjugado ótimo (OTC).



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Considerando o coeficiente de potência máximo ($C_{p,max}$) e substituindo (2.3) em (2.1), por sua vez considerando o *tip speed ratio* ótimo (λ_{opt}), obtêm-se a seguinte relação:

$$P_m = \left(\frac{1}{2} \rho A C_{p,max} \right) \left(\frac{\lambda_{opt} \omega_m}{2,237 N_{gb}} \right)^3. \quad (2.5)$$

Sabendo que $P_m = T_m \omega_m$, normalizando (2.5) em relação à potência base e substituindo $\omega_m = \omega_{mb} \omega_{pu}$, o ganho ótimo pode ser calculado como:

$$k_{opt} = \left(\frac{\rho A C_{p,max}}{22,4 P_b} \right) \left(\frac{\lambda_{opt} \omega_{mb}}{N_{gb}} \right)^3 \quad (2.6)$$

A normalização tem como objetivo facilitar o cálculo de um conjugado elétrico de referência a partir de uma velocidade angular mecânica. Caso não fosse feita a normalização, seria necessário utilizar o número de polos do gerador nas equações, mesmo ele não estando necessariamente relacionado ao MPPT.

2.3 MODELO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES

O PMSG é modelado no SRF, sendo o eixo direto atrasado 90° do eixo em quadratura e o vetor girante das tensões no estator sincronizado com o eixo em quadratura (KRAUSE *et al.*, 2013). As transformações de coordenadas abc para $dq\theta$, invariantes em amplitude, são dadas pelas seguintes relações:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r - 2\pi/3) & \cos(\theta_r + 2\pi/3) \\ \text{sen} \theta_r & \text{sen}(\theta_r - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta_r + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

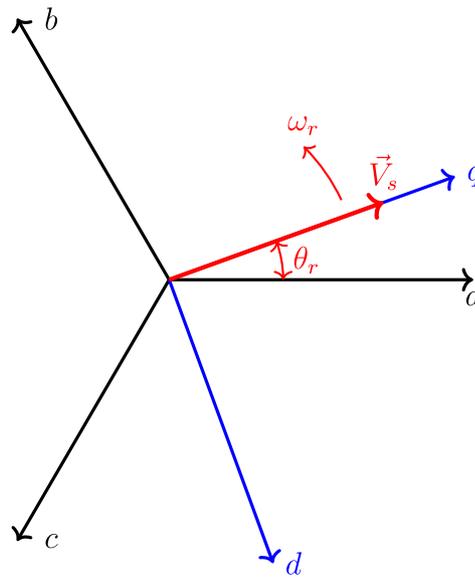
e

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \text{sen} \theta_r & 1 \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta_r - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\theta_r + 2\pi/3) & \text{sen}(\theta_r + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix}. \quad (2.8)$$

Os eixos dq têm a mesma velocidade angular do campo do rotor, que é descrita como $\omega_r = d\theta_r/dt$. Multiplicando a velocidade angular do campo do rotor pelo número de

pares de polos do gerador, tem-se a frequência angular das tensões e correntes no estator ($\omega_s = P_p \omega_r$). Na Figura 14 é mostrado o sistema referencial com os eixos dq e o vetor girante \mathbf{V}_s , sincronizado com o eixo q . A componente de sequência zero, presente em (2.7) e (2.8), não é utilizada no modelo do gerador ou para projetar os controladores, uma vez que é utilizada uma máquina de três fios, o que não permite a circulação de correntes de sequência zero.

Figura 14 – Representação do sistema referencial dq .



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Considerando positivas as correntes saindo do PMSG mostrado na Figura 10, as tensões terminais podem ser descritas pelas seguintes relações, no SRF:

$$\begin{cases} v_{gd} = -R_s i_{gd} + \omega_r L_{sq} i_{gq} - L_{sd} \frac{di_{gd}}{dt} \\ v_{gq} = -R_s i_{gq} - \omega_r L_{sd} i_{gd} + \omega_r \lambda_r - L_{sq} \frac{di_{gq}}{dt} \end{cases} \quad (2.9)$$

em que R_s é a resistência dos enrolamentos do estator, L_{sd} e L_{sq} são as indutâncias de eixo direto e em quadratura, respectivamente, v_{gd} e v_{gq} são as tensões terminais do estator, i_{gd} e i_{gq} são as correntes do estator e λ_r é o fluxo produzido pelos ímãs permanentes do rotor, que é constante. Para máquinas de polos salientes, tem-se $L_{sd} < L_{sq}$, enquanto para máquinas de polos lisos, tem-se $L_{sd} = L_{sq}$.

O conjugado eletromagnético produzido pelo gerador é dado pela seguinte relação:

$$T_e = \frac{3P_p}{2} [\lambda_r i_{gq} + (L_{sd} - L_{sq}) i_{gd} i_{gq}], \quad (2.10)$$

em que P_p é o número de pares de polos da máquina.

A relação (2.10) mostra que o conjugado eletromagnético produzido pelo PMSG depende da corrente de eixo em quadratura i_{gq} e do produto entre a diferença das indutâncias de eixos direto e em quadratura e as correntes i_{gd} e i_{gq} . No entanto, se for utilizado uma máquina de polos lisos, a diferença entre as indutâncias dq é muito pequena. Além disso, pode-se utilizar uma estratégia de controle que garante que a corrente de eixo direto seja nula (do inglês, *zero d-axis current*) (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Portanto, considerando $i_{gd} = 0$, é possível calcular uma referência para a corrente de eixo em quadratura a partir da referência de conjugado eletromagnético, fornecida pelo MPPT-OTC, da seguinte forma:

$$i_{gq}^* = \left(\frac{2}{3P_p \lambda_r} \right) T_e^*. \quad (2.11)$$

Além das equações que descrevem as tensões terminais do estator (2.9) e a equação do conjugado eletromagnético (2.10), a velocidade angular do rotor pode ser descrita pela equação de movimento, que é dada por:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = P_p(T_e - T_m) - D_a \omega_r, \quad (2.12)$$

em que J é o momento de inércia do rotor em kg.m^2 , T_m é o conjugado mecânico aplicado ao eixo do gerador pela máquina primária, que no caso da unidade WEC é a turbina eólica, e D_a é o coeficiente de atrito viscoso.

As expressões do conjugado e da velocidade podem ser descritas em pu, simplificando as análises que envolvem o número de pares de polos. Desprezando a parcela referente ao amortecimento, $D_a \omega_r$, (2.12) pode ser reescrita como (KRAUSE *et al.*, 2013):

$$2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} = T_{e,pu} - T_{m,pu}, \quad (2.13)$$

em que $\omega_{pu} = \omega_r / \omega_{mb}$ é a velocidade angular em pu, normalizada em relação à mesma velocidade angular mecânica da turbina eólica, já que os eixos estão acoplados, e H é a constante de inércia, em segundos, dada por:

$$H = \frac{J}{2S_b} \left(\frac{\omega_{mb}}{P_p} \right)^2. \quad (2.14)$$

sendo S_b a potência aparente base do gerador.

A análise de (2.9) mostra que as tensões terminais do PMSG no sistema de coordenadas síncrono dependem diretamente das quedas de tensão provocadas pela circulação das correntes i_{gd} e i_{gq} nas resistências e indutâncias, e das tensões mocionais $\omega_r L_{sq} i_{gq}$ e $(-\omega_r L_{sd} i_{gd} + \omega_r \lambda_r)$. Adicionalmente, (2.10) mostra que o conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador pode ser controlado a partir das correntes i_{gd} e i_{gq} . Portanto, controlando as correntes drenadas do gerador é possível controlar a potência fornecida por ele. Na seção seguinte será apresentado o modelo do conversor NPC usado para controlar as correntes drenadas dos terminais do gerador.

2.4 MODELO DO CONVERSOR NPC

Desprezando os harmônicos de chaveamento produzidos pelo conversor pode-se escrever as seguintes equações dinâmicas no sistema de coordenadas dq para as correntes fornecidas pelo gerador da Figura 10:

$$\begin{cases} v_{gd} - v_{rd} = -R_g i_{gd} + \omega_r L_g i_{gq} - L_g \frac{di_{gd}}{dt} \\ v_{gq} - v_{rq} = -R_g i_{gq} - \omega_r L_g i_{gd} - L_g \frac{di_{gq}}{dt} \end{cases} \quad (2.15)$$

em que R_g e L_g são a resistência e a indutância do filtro de interface entre o gerador e o conversor, respectivamente, e v_{rd} e v_{rq} são as tensões terminais sintetizadas pelo conversor, que opera como retificador. Nesta seção e nas seguintes será discutido como é possível controlar as correntes drenadas do gerador a partir das tensões sintetizadas pelo conversor.

Na Figura 15a é mostrado o diagrama esquemático de uma das fases de um conversor NPC, que é formado pela associação série de quatro interruptores IGBT (S_{1-4}) e dois diodos adicionais (D_{1-2}) (YAZDANI; IRAVANI, 2010). São utilizados dois capacitores conectados a um neutro “virtual” 0, que dividem a tensão do barramento cc. Para definir o padrão de chaveamento do conversor NPC uma das estratégias mais utilizadas é a PWM, que consiste em comparar uma portadora triangular com um sinal de referência o qual se deseja sintetizar. Uma forma de realizar a PWM para o conversor NPC é utilizar uma portadora triangular entre zero e um (tri) e dois sinais de referência idênticos, porém com sinal invertido ($\pm m$).

Na Figura 15b é mostrado um exemplo de portadora triangular sendo comparada com os sinais de referência e a tensão resultante dessa comparação abaixo, que possui três níveis: $+v_{C1}$, 0 e $-v_{C2}$. Já na Figura 15c é mostrado um circuito com a implementação lógica da PWM e o acionamento dos respectivos interruptores.

Considerando inicialmente que as tensões nos capacitores são iguais à metade da tensão no barramento cc ($v_{C1} = v_{C2} = V_{npc}/2$) e desprezando as harmônicas de chaveamento, a tensão média instantânea terminal pode ser descrita como:

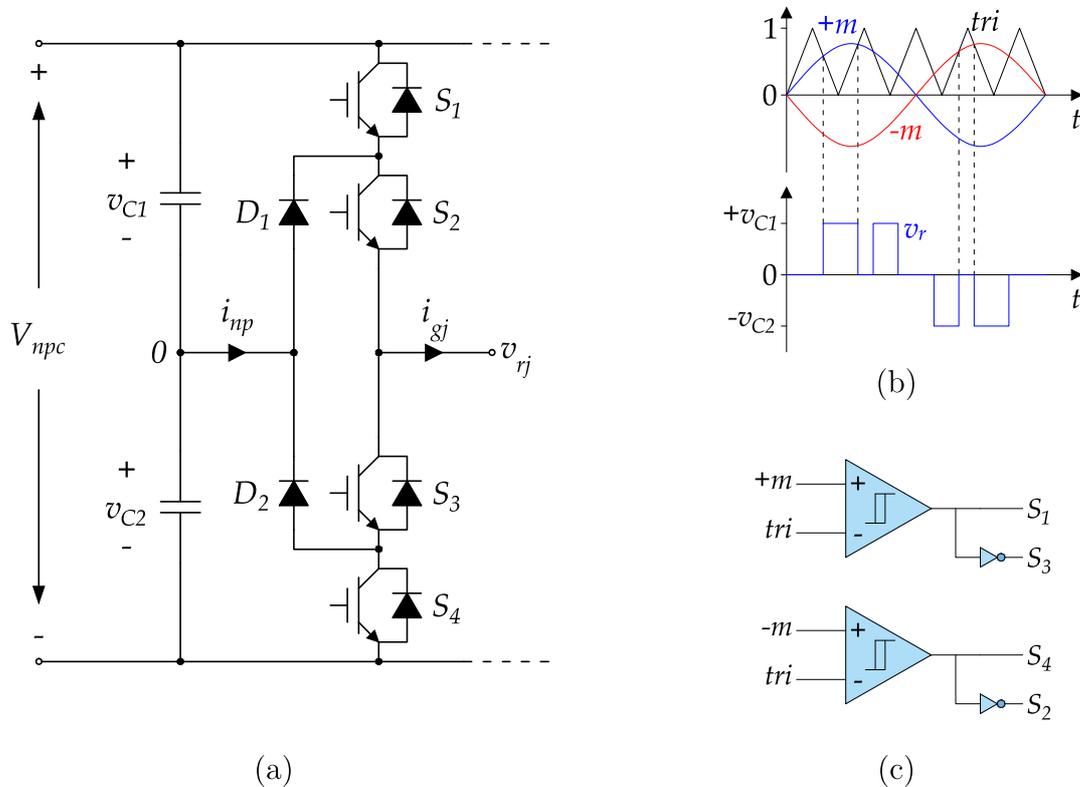
$$v_{rj} = \left(\frac{V_{npc}}{2} \right) m_{rj}, \quad (2.16)$$

em que $m_{rj}(t)$ é o índice de modulação normalizado, utilizado na PWM para gerar os pulsos de disparo dos interruptores, e $j \in \{a, b, c\}$. Aplicando a transformação abc para dq em (2.16), obtêm-se as seguintes relações:

$$\begin{cases} v_{rd} = \left(\frac{V_{npc}}{2} \right) m_{rd} \\ v_{rq} = \left(\frac{V_{npc}}{2} \right) m_{rq}, \end{cases} \quad (2.17)$$

em que m_{rd} e m_{rq} são os índices de modulação da PWM nas coordenadas síncronas, respectivamente.

Figura 15 – Conversor NPC: (a) topologia de uma fase em meia ponte; (b) comparação das formas de onda da PWM e tensão de saída resultante; (c) implementação da estratégia PWM.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Substituindo (2.9) e (2.17) em (2.15) resulta:

$$\begin{cases} L_d \frac{di_{gd}}{dt} = -Ri_{gd} + \omega_r L_q i_{gq} + \left(\frac{V_{npc}}{2}\right) m_{rd} \\ L_q \frac{di_{gq}}{dt} = -Ri_{gq} - \omega_r L_d i_{gd} + \omega_r \lambda_r + \left(\frac{V_{npc}}{2}\right) m_{rq}, \end{cases} \quad (2.18)$$

em que $R = (R_s + R_g)$, $L_d = (L_{sd} + L_g)$ e $L_q = (L_{sq} + L_g)$ são as resistências e indutâncias de eixo direto e em quadratura do gerador somadas ao filtro RL, conforme mostrado na Figura 10.

As relações em (2.18) mostram que as correntes do gerador podem ser controladas pelas tensões sintetizadas pelo NPC, o que é feito através da variação dos índices de modulação m_{rd} e m_{rq} . Na próxima seção será discutido como regular o conjugado eletromagnético no eixo do gerador.

2.5 CONTROLE DAS CORRENTES DO GERADOR NO SRF

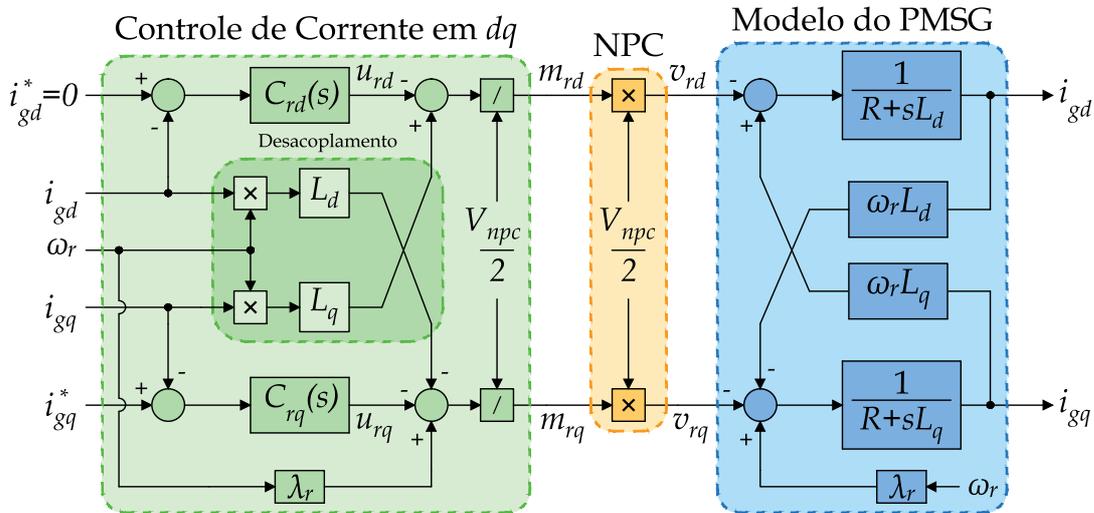
As relações descritas em (2.18) podem ser reescritas, isolando os índices de modulação, a fim de fazer uma mudança de variáveis:

$$\begin{cases} m_{rd} = \left(\frac{2}{V_{npc}} \right) (+\omega_r L_q i_{gq} - u_{rd}) \\ m_{rq} = \left(\frac{2}{V_{npc}} \right) (-\omega_r L_d i_{gd} + \omega_r \lambda_r - u_{rq}), \end{cases} \quad (2.19)$$

em que u_{rd} e u_{rq} são as novas variáveis de controle do conversor NPC.

Aplicando a transformada de Laplace em (2.18) e (2.19), pode-se definir o sistema de controle mostrado na Figura 16. Os controladores $C_{rd}(s)$ e $C_{rq}(s)$, junto com a malha de desacoplamento, fornecem as referências de tensão a serem sintetizadas pelo conversor NPC, representado no diagrama como um multiplicador. As referências de tensão são normalizadas em relação a $V_{npc}/2$ a fim de calcular os índices de modulação usados na PWM.

Figura 16 – Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes do PMSG no SRF.



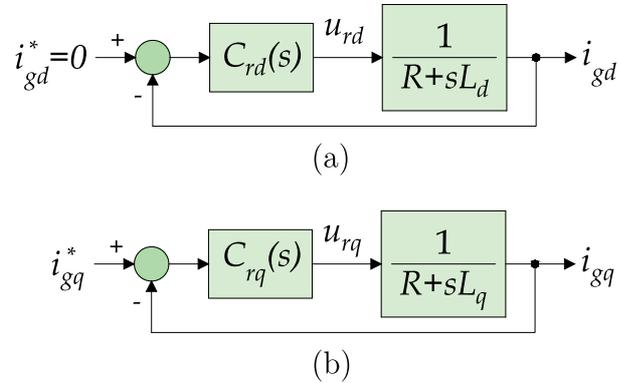
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Substituindo (2.19) em (2.18) é possível reduzir o sistema acoplado a um novo sistema de primeira ordem e totalmente desacoplado, descrito por:

$$\begin{cases} L_d \frac{di_{gd}}{dt} = -Ri_{gd} + u_{rd} \\ L_q \frac{di_{gq}}{dt} = -Ri_{gq} + u_{gq}. \end{cases} \quad (2.20)$$

Utilizando essas duas relações, que descrevem dois sistemas de primeira ordem desacoplados, pode-se definir as duas malhas de controle independentes mostradas na Figura 17a e na Figura 17b, para as correntes de eixo d e q , respectivamente.

Figura 17 – Diagrama de blocos das malhas de controle desacopladas das correntes dq do PMSG.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Em um sistema com correntes trifásicas balanceadas e sem harmônicas, as correntes i_{gd} e i_{gq} são contínuas, o que permite projetar controladores proporcional-integral (PI) para regular as correntes da Figura 17. Considerando função de transferência do PI sendo dada por:

$$C_{pi}(s) = k_p + \frac{k_i}{s}, \quad (2.21)$$

em que k_p e k_i são os ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente.

Os ganhos desse controlador podem ser calculados a partir da função de transferência de malha aberta da Figura 17, que é dada por:

$$\ell_{gk}(s) = \left(\frac{k_{p,npk}}{sL_k} \right) \frac{\left(s + \frac{k_{i,npk}}{k_{p,npk}} \right)}{\left(s + \frac{R}{L_k} \right)}, \quad (2.22)$$

em que $k \in \{d, q\}$, $k_{p,npk}$ e $k_{i,npk}$ são os ganhos proporcional e integral dos controladores de corrente do conversor NPC.

Uma vez que o polo real de (2.22) se encontra bem próximo da origem do plano complexo, o sistema apresenta resposta dinâmica lenta. Portanto, usando o zero do controlador PI para cancelar o polo da planta, obtêm-se a seguinte função de transferência em malha fechada para as correntes do gerador:

$$\frac{i_{gk}(s)}{i_{gk}^*} = \frac{1}{1 + s\tau_{npk}}, \quad (2.23)$$

em que a constante de tempo pode ser projetada entre 0,5 e 5 ms¹ para garantir uma boa resposta dinâmica (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Os ganhos podem então ser calculados

¹ Esses valores foram usados neste trabalho pois o momento de inércia da turbina eólica foi reduzido, a fim de viabilizar o espaço de tempo analisado das simulações. Além da dinâmica do aerogerador, a escolha desses valores podem se basear na frequência de comutação dos conversores.

pelas seguintes relações:

$$k_{p,np} = \frac{L_k}{\tau_{npc}} \quad (2.24)$$

e

$$k_{i,np} = \frac{R}{\tau_{npc}}. \quad (2.25)$$

2.6 EQUALIZAÇÃO E SUPRESSÃO DA COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA DAS TENSÕES DOS CAPACITORES DO CONVERSOR NPC

Até então foi considerado que as tensões nos capacitores do conversor NPC são iguais à metade da tensão no barramento cc ($V_{npc}/2$). Contudo, essa condição não é garantida sem utilização de uma técnica de controle. Outro problema é a circulação de corrente com uma componente de terceira ordem pelo neutro “virtual”, que também está presente nas tensões nos capacitores (ZHANG *et al.*, 2017). Tendo em mente o circuito da Figura 15a e usando a lei de Kirchhoff dos nós, a seguinte equação pode ser escrita para o nó 0:

$$\frac{d}{dt}(v_{C1} - v_{C2}) = \frac{i_{np}}{C}. \quad (2.26)$$

Yazdani e Iravani (2010) usam o conceito de função de chaveamento para obter uma relação matemática entre a corrente de neutro i_{np} e a componente de sequência zero do índice de modulação do conversor, conforme mostrada a seguir:

$$i_{np} = -\frac{6\hat{I}_{g1} \cos \delta}{\pi} m_{r0}, \quad (2.27)$$

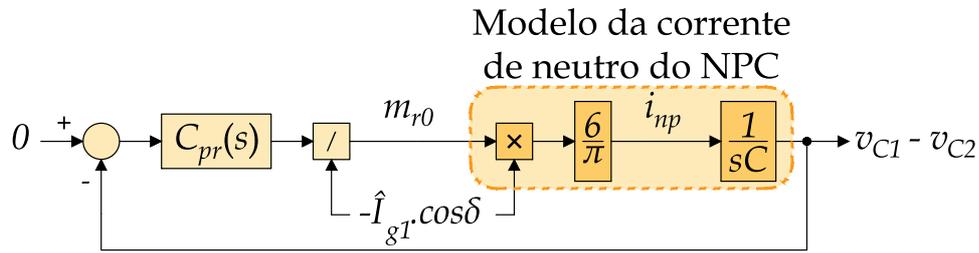
em que \hat{I}_{g1} é o valor de pico da componente fundamental das correntes trifásicas, δ é o ângulo de defasagem entre as correntes de fase i_{gj} e a componente fundamental dos índices de modulação m_{r1j} , em que $j \in \{a,b,c\}$, e m_{r0} é a componente de sequência zero dos índices de modulação, que será discutida a seguir.

A partir de (2.27) e (2.26) é possível projetar a malha de controle da Figura 18. Neste sistema o controlador fornece um sinal de sequência zero (m_{r0}) para ser adicionado aos índices de modulação na frequência fundamental (m_{r1j}), como mostrado na Figura 10. A normalização do sinal de saída do controlador pode ser feito considerando $i_{gq} = -\hat{I}_{g1} \cos \delta$, pois a transformação abc para dq é invariante em amplitude e a corrente de eixo direto é nula, o que implica em defasagem nula entre as tensões de fase e correntes trifásicas no ponto de conexão entre o gerador e o retificador, ou seja, $\delta = 0$.

Almeida, Almeida e Barbosa (2019) utilizaram um controlador do tipo proporcional-ressonante (PR), com amortecimento na parcela ressonante, para equalizar as tensões dos capacitores e suprimir a terceira harmônica. A função de transferência deste controlador é dada por:

$$C_{pr}(s) = k_{p,res} + k_{r,res} \left(\frac{\omega_b s}{s^2 + \omega_b s + \omega_c^2} \right), \quad (2.28)$$

Figura 18 – Diagrama de blocos da estratégia de equalização e supressão da terceira harmônica nas tensões dos capacitores do conversor NPC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

em que $k_{p,res}$ e $k_{r,res}$ são os ganhos proporcional e ressonante, respectivamente, ω_b e ω_c são a largura de banda e a frequência de ressonância (ou frequência central) do controlador, respectivamente. Os parâmetros do controlador do sistema da Figura 18 podem ser projetados a partir da função de transferência de malha fechada, que é dada por:

$$\ell_{mf}(s) = \frac{\frac{k_{p,res}}{\tau} \left(s^2 + \left(1 + \frac{k_{r,res}}{k_{p,res}} \right) \omega_b s + \omega_c^2 \right)}{s^3 + \left(\omega_b + \frac{k_{p,res}}{\tau} \right) s^2 + \left(\omega_c^2 + \frac{(k_{p,res} + k_{r,res}) \omega_b}{\tau} \right) s + \frac{k_{p,res} \omega_c^2}{\tau}}, \quad (2.29)$$

em que $\tau = \frac{\pi C}{6}$ é a constante de tempo da planta. Comparando o denominador de (2.29) com a forma canônica $C_3(s) = s^3 + 2\omega_n s^2 + 2\omega_n^2 s + \omega_n^2$ (SEDRA; SMITH, 2014) é possível projetar os parâmetros do controlador PR em função da frequência natural não amortecida (ω_n), resultando nas seguintes relações:

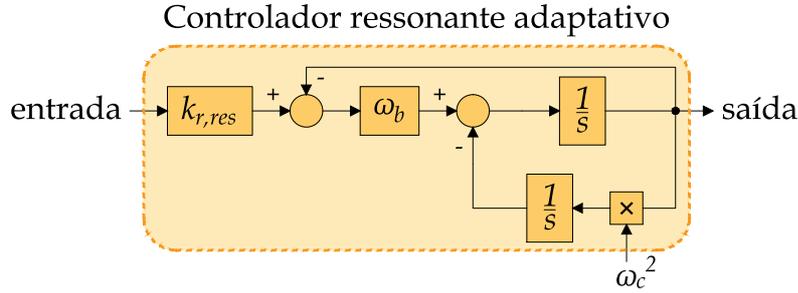
$$\begin{cases} k_{p,res} = \frac{\tau \omega_n^3}{\omega_c^2}, \\ \omega_b = 2\omega_n - \frac{k_{p,res}}{\tau}, \\ k_{r,res} = \frac{\tau}{\omega_b} (2\omega_n^2 - \omega_c^2) - k_{p,res}. \end{cases} \quad (2.30)$$

As relações em (2.30) permitem projetar os parâmetros escolhendo um valor para ω_n , ou para qualquer um dos três parâmetros $k_{p,res}$, $k_{r,res}$ ou ω_b . Em (XIA *et al.*, 2013) são sugeridos valores para a banda de passagem ω_b entre 10 e 30 rad/s.

O valor da frequência de ressonância ω_c deve ser escolhido de acordo com a frequência que se deseja compensar, que no caso é o triplo da frequência fundamental do gerador. Contudo, como a frequência das tensões e correntes do gerador variam com a velocidade do vento, será usado um controlador ressonante adaptativo (ALMEIDA; ALMEIDA; BARBOSA, 2019). A Figura 19 mostra o diagrama de blocos do controlador proposto, onde a frequência angular ω_c é estimada a partir da medição de velocidade angular no eixo do gerador.

O método apresentado para projetar os parâmetros do controlador *quasi*-PR foi uma contribuição deste trabalho. Agora, seguindo o diagrama de blocos da Figura 10, o

Figura 19 – Diagrama de blocos do controlador ressonante adaptativo.



último bloco é o controlador da tensão CC de saída, que garante que a essa tensão não exceda o limite máximo, como será discutido a seguir.

2.7 CONTROLE DA TENSÃO CC DE SAÍDA DA UNIDADE WEC

Como mencionado anteriormente, toda vez que a tensão cc de saída da unidade WEC é igual ou maior que seu valor máximo ($V_o \geq V_{o,max}$), o controlador de tensão da Figura 10 é habilitado. Nesse caso, o retificador passa a regular a tensão cc de saída ao invés de extrair a máxima potência da turbina eólica. Desprezando as perdas no retificador NPC e no SST cc-cc e considerando o balanço das potências entre os terminais ca do retificador NPC e os terminais cc de saída da unidade de geração, pode-se escrever a seguinte equação dinâmica para a tensão no capacitor cc da saída:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{C_o V_o^2}{2} \right) = p_g - P_o, \quad (2.31)$$

em que p_g é a potência fornecida pelo PMSG, $P_o = V_o I_{link}$ é a potência fornecida ao link cc e C_o é a capacitância de saída.

Desprezando também as perdas no PMSG e no filtro de interface e considerando a corrente de eixo direto nula, de acordo com (2.10) a potência nos terminais ca do retificador NPC pode ser descrita como:

$$p_g = \left(\frac{3}{2} \right) \lambda_r \omega_r i_{gq}. \quad (2.32)$$

Substituindo (2.32) em (2.31) e linearizando a equação resultante, considerando constante a frequência angular ω_r , pode-se escrever a seguinte relação:

$$\left(\frac{C_o}{2} \right) \frac{d\tilde{V}_o^2}{dt} = \left(\frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r}{2} \right) \tilde{i}_{gq} - \tilde{p}_o, \quad (2.33)$$

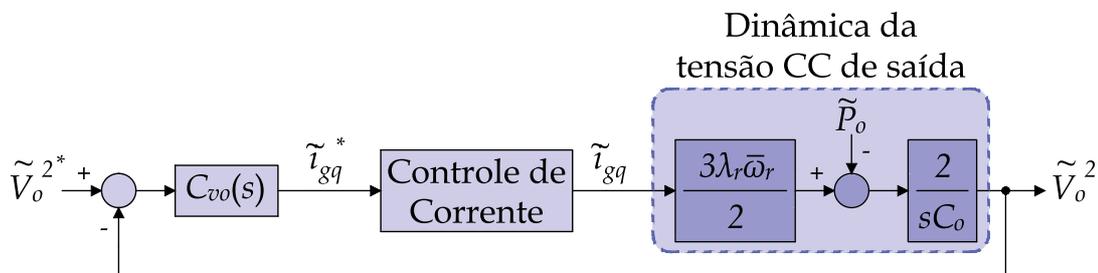
em que o símbolo (\sim) indica pequenas perturbações em torno de um ponto de operação, enquanto o símbolo ($-$) indica o ponto de operação em regime permanente. Considerando \tilde{p}_o um distúrbio e aplicando a transformada de Laplace em (2.33) obtém-se a seguinte

função de transferência, na qual o quadrado da tensão cc de saída é relacionada com a corrente de eixo em quadratura do gerador:

$$\frac{\tilde{V}_o^2(s)}{\tilde{i}_{gq}(s)} = \frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r}{sC_o}. \quad (2.34)$$

Utilizando (2.33) e (2.34) é possível definir a malha fechada de controle mostrada na Figura 20 para regular a tensão cc de saída. O controlador da tensão cc de saída $C_{vo}(s)$ deve ser projetado com uma constante de tempo bem maior que a do controle de corrente. Em outras palavras, a dinâmica do controle da tensão cc de saída deve ser muito mais lento que o controle das correntes dq , a fim de garantir $i_{gq} = i_{gq}^*$.

Figura 20 – Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão CC de saída das unidades WEC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Projetando um controlador PI para regular a tensão cc de saída do conjunto pode-se desenhar o diagrama de blocos da Figura 20 cuja função de transferência de malha fechada é:

$$\frac{V_o^2(s)}{V_o^{2*}(s)} = \frac{\left(\frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r k_{p,v_o}}{C_o}\right) s + \left(\frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r k_{i,v_o}}{C_o}\right)}{s^2 + \left(\frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r k_{p,v_o}}{C_o}\right) s + \left(\frac{3\lambda_r \bar{\omega}_r k_{i,v_o}}{C_o}\right)}, \quad (2.35)$$

em que k_{p,v_o} e k_{i,v_o} são os ganhos proporcional e integral, respectivamente, do controlador da tensão cc de saída. Esses ganhos podem ser projetados comparando o denominador da função de transferência com a forma canônica de segunda ordem $C_2(s) = s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2$, podendo ser calculados pelas seguintes relações:

$$k_{p,v_o} = \frac{2\xi\omega_n C_o}{3\lambda_r \bar{\omega}_r} \quad (2.36)$$

e

$$k_{i,v_o} = \frac{\omega_n^2 C_o}{3\lambda_r \bar{\omega}_r}, \quad (2.37)$$

em que ξ e ω_n são o coeficiente de amortecimento e a frequência natural não amortecida, respectivamente (OGATA; YANG, 2002). Esses parâmetros devem ser escolhidos com o objetivo de filtrar oscilações e garantir uma resposta com baixo sobressinal para a tensão

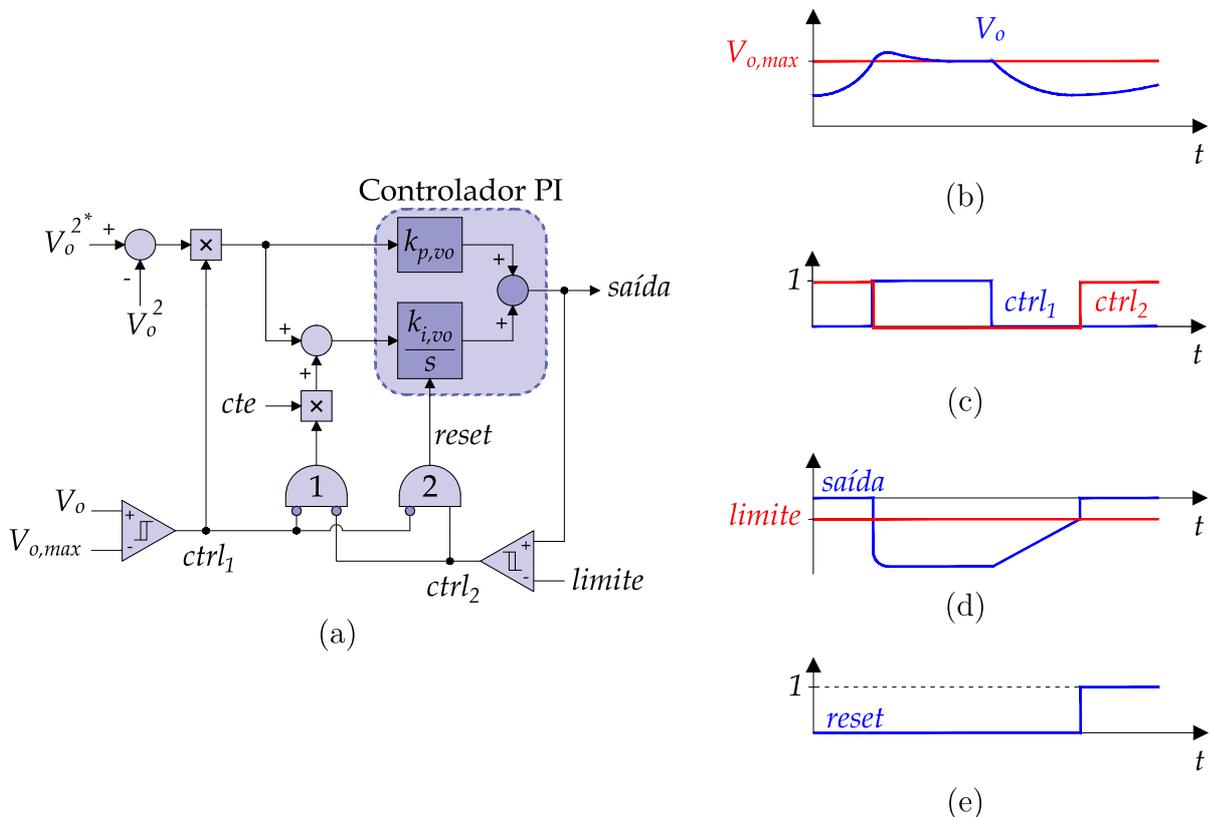
cc de saída. Além disso, a frequência ω_n deve ser escolhida pelo menos meia década abaixo da frequência de corte ($1/\tau_{npc}$) do controle das correntes dq (ALMEIDA *et al.*, 2012).

O controlador da tensão cc de saída só é habilitado quando a tensão cc de saída atinge o valor máximo. Neste momento a turbina eólica deixa de fornecer potência máxima para o sistema. Adicionalmente, quando a tensão de saída volta a diminuir, o controlador de tensão cc é desabilitado. A lógica usada para esse operação será discutida a seguir.

2.8 ESTRATÉGIA DE ACIONAMENTO E DESLIGAMENTO DO CONTROLADOR DE TENSÃO CC DOS RETIFICADORES NPC

Na Figura 21a é mostrado um diagrama com a lógica utilizada para alterar o modo de controle do retificador NPC, enquanto na Figura 21b, na Figura 21c, na Figura 21d e na Figura 21e é mostrado um exemplo gráfico da operação deste circuito lógico.

Figura 21 – Estratégia de acionamento e desligamento do controlador da tensão CC de saída: (a) circuito lógico, (b) tensão de saída, (c) saída dos comparadores, (d) saída do controlador e (e) *reset* do integrador.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

No gráfico da Figura 21b, observa-se que inicialmente a tensão cc de saída está abaixo do valor máximo ($V_o < V_{o,max}$). Nesse caso o controlador de tensão não atua, ou seja, o retificador NPC está no modo controle de corrente. O primeiro comparador

compara a tensão V_o com o valor máximo $V_{o,max}$, sendo que o sinal de saída do controlador ($ctrl_1$) multiplica o erro entre os quadrados da tensão de saída e sua respectiva referência. Em um primeiro momento $ctrl_1 = 0$, como mostra o segundo gráfico, fazendo com que a entrada do controlador PI seja nula. Ainda no gráfico da Figura 21b, no momento em que V_o atinge o valor máximo, a saída do comparador passa a ser $ctrl_1 = 1$ e o PI começa a processar o erro entre os valores quadrados da tensão de saída e de sua referência. Dessa forma a tensão de saída passa a ser regulada no valor máximo.

Quando a velocidade do vento diminui, a turbina eólica passa a fornecer menos potência, de maneira que o MPPT pode voltar a funcionar e a tensão cc de saída deixar de ser regulada no valor máximo. Para isso, a lógica do circuito da Figura 21a deve ser invertida e o integrador deve receber um sinal de “reset”. Quando V_o diminui, a saída do comparador volta a ser $ctrl_1 = 0$, como mostrado na Figura 21c. Para que o integrador não receba o sinal de *reset* imediatamente, o que causaria uma grande perturbação no controle, uma constante com sinal invertido (*cte*) é aplicada à entrada do integrador, fazendo com que a amplitude da saída aumente em rampa, como mostrado na Figura 21d. Essa constante pode ser escolhida de acordo com a inclinação desejada para a curva.

Como a saída do controlador é somada à referência de corrente i_{gq}^* (Figura 10), ela é negativa justamente para diminuir essa corrente e drenar menos potência do gerador. A constante é aplicada à entrada do integrador pois na porta AND 1 os dois sinais são altos ($\overline{ctrl_1} = 1$ e $\overline{ctrl_2} = 1$), da mesma forma que o *reset* não é acionado pois $ctrl_2 = 0$. Os sinais de controle sublinhados significam sinais binários contrários aos originais. O segundo comparador, que compara a saída com o *limite*, é usado justamente para que o *reset* não seja acionado imediatamente após o sinal $ctrl_1$ mudar para nível baixo. Como mostrado na Figura 21d, quando a saída ultrapassa o *limite*, o *reset* do integrador é acionado, pois na porta AND 2 as entradas são $\overline{ctrl_1} = 1$ e $ctrl_2 = 1$.

As duas principais vantagens do desligamento suave do controlador de tensão são: (i) a diminuição da perturbação causada pelo *reset* do integrador, o que provocaria uma variação em degrau na referência de corrente de eixo em quadratura i_{gq}^* e (ii) a prevenção contra pequenas perturbações na velocidade do vento, que pode diminuir e aumentar rapidamente, causando deligamento e religamento do controlador de tensão cc de maneira constante, o que provocaria um efeito semelhante ao *flicker* (LARSSON, 2002) ou ao *chattering* (LEE; UTKIN, 2007), que ocorre em sistemas com controle por modos deslizantes (do inglês, *sliding mode*).

2.9 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram apresentados os modelos dos componentes do sistema eletromecânico de conversão de energia eólica, com exceção do transformador de estado sólido cc-cc, que será assunto do próximo capítulo. Foram apresentados os modelos matemáticos

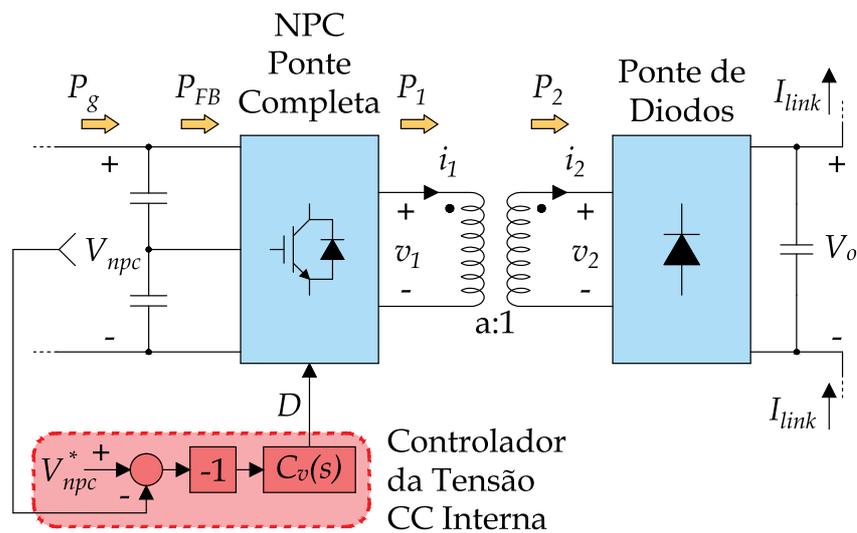
da turbina eólica, do MPPT, do PMSG e do retificador NPC, assim como as estratégias de controle utilizadas neste conversor. Além do controle das correntes trifásicas no SRF, que permite controlar a potência fornecida pela turbina, foi discutida também uma estratégia de equalização das tensões nos capacitores do conversor NPC. Foi discutida também uma estratégia de controle da tensão cc de saída, usada para regular essa tensão quando o limite máximo é atingido. Por fim, uma lógica utilizada para habilitar o funcionamento do controlador de tensão e retirá-lo de operação foi apresentada.

Os conceitos apresentados nesse capítulo permitem entender como é controlada a energia fornecida pela turbina eólica, para que possa ser injetada no link cc de maneira estável. No próximo capítulo será apresentado o projeto de um SST cc-cc, assim como a estratégia de controle usada no inversor presente em sua estrutura. Esse dispositivo é fundamental na operação da unidade WEC, pois garante isolamento galvânica entre o sistema de geração e o link de transmissão cc.

3 MODELAGEM DO TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO

O SST cc-cc desempenha um importante papel no sistema estudado, garantindo isolamento galvânica entre os equipamentos do aerogerador e o link HVDC. Na Figura 22 é mostrado um diagrama de blocos do SST cc-cc. Uma das vantagens de se usar essa topologia, é que as variações de velocidade do vento não afetam o SST já que a frequência de operação do inversor NPC não depende da frequência do PMSG. Outra vantagem é o fato de se poder operar o inversor NPC em ponte completa com uma frequência maior do que a frequência do gerador. Esta característica simplifica o projeto do transformador uma vez que densidade de fluxo é inversamente proporcional à frequência de excitação (STAFF, 1946).

Figura 22 – Diagrama de blocos dos controladores do SST CC-CC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Apesar das vantagens, existem alguns desafios a respeito da operação do SST cc-cc que precisam ser discutidos antes dele ser utilizado na prática. Como exemplo, considere um parque eólico com quarenta unidades WEC conectadas em série, dada uma com tensão cc de saída 10 kV, formando um bipolo com tensão ± 200 kV (Figura 8). Dependendo da posição da unidade WEC, as características de isolamento do transformador podem ser diferentes. Enquanto as unidades mais afastadas do ponto de aterramento necessitam de isolamento para ± 200 kV em seus enrolamentos secundários, as unidades mais próximas ao ponto de aterramento do bipolo precisam de isolamento para ± 10 kV. Além disso, o fato das frequências de operação elevadas aumentarem as perdas no núcleo (MCLYMAN, 2016), pode causar problemas de magnetização assimétrica durante variações da corrente no link HVDC, uma vez que a corrente no secundário pode ter um nível **CC!** (**CC!**) durante esses períodos.

3.1 PROJETO DO TRANSFORMADOR COM NÚCLEO DE AR

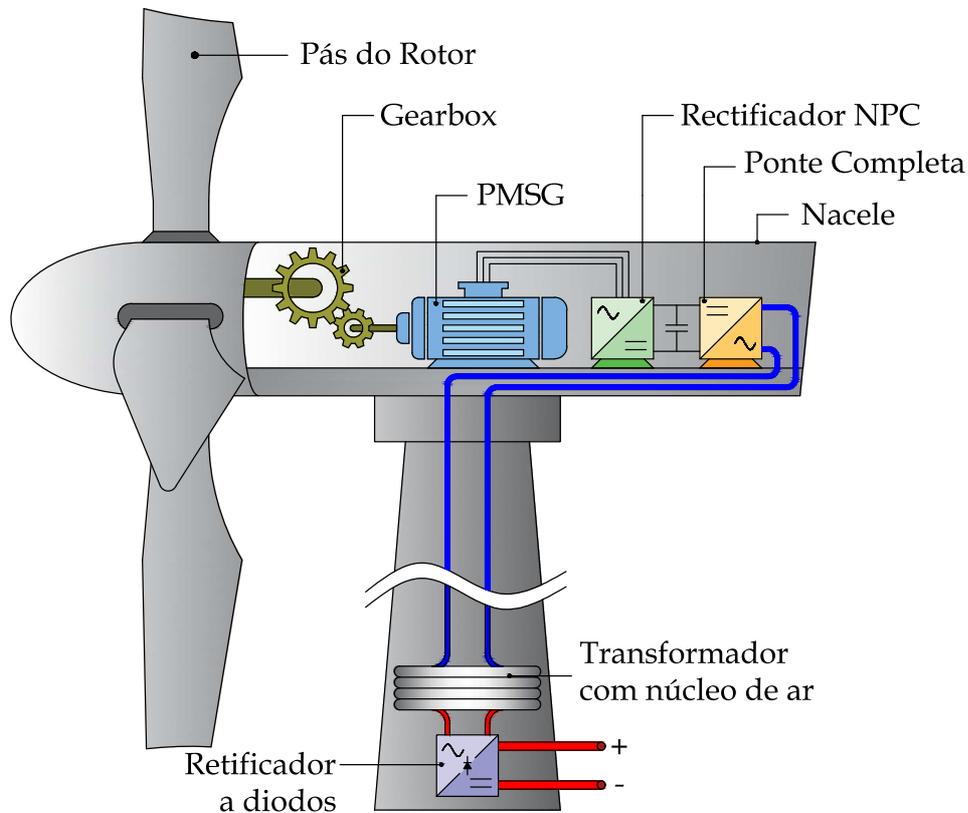
Baseado nas questões discutidas, o projeto de um transformador com núcleo de ar, semelhante ao que é proposto para sistemas *tap* HVDC (AREDES; PORTELA; MACHADO, 2004; BORRÉ; JÚNIOR; AREDES, 2010), poderia ser uma alternativa interessante para mitigar alguns dos problemas citados. As grandes dimensões das torres de aerogeradores de alta potência permitem instalar transformadores com grandes enrolamentos dentro de sua estrutura.

Na Figura 23 é mostrado um diagrama esquemático de um aerogerador, com a disposição dos principais componentes e com o transformador com núcleo de ar dentro da torre. Os conversores podem ser alocados na nacela ou na torre, dependendo do projeto do fabricante. Os cabos utilizados no enrolamento secundário do transformador utilizam isolamento polietileno reticulado (XLPE) e têm as mesmas dimensões dos cabos de transmissão HVDC, porém sem a camada de chumbo para proteção mecânica. Dependendo do raio de curvatura, esse transformador pode apresentar dificuldades para enrolamento. Nesse sentido, utiliza-se a geometria cilíndrica nos enrolamentos do transformador, que além de facilitar o enrolamento do secundário, não impõe barreiras de acessibilidade à nacela, o que é uma questão de extrema importância para as equipes de manutenção.

Contudo, a baixa relutância magnética do núcleo de ar reduz a indutância de magnetização, forçando-o a drenar correntes elevadas. A potência reativa necessária para a magnetização é fornecida com o inversor em ponte completa, uma vez que existe um barramento cc entre o gerador e o transformador. A alta corrente de magnetização faz com que o ganho de tensão global do transformador seja reduzido. Esse problema pode ser resolvido ou mitigado projetando cuidadosamente o transformador, de maneira que se escolha: (i) um número elevado de espiras no primário, (ii) uma área da seção transversal dos enrolamentos extensa e (iii) uma frequência de operação elevada. As duas primeiras características, que são o número de espiras no primário e a área da seção transversal, são limitadas pelo diâmetro e a altura da torre do aerogerador. A última característica, que é a frequência de operação elevada, pode aumentar as perdas, pois aumenta a resistência dos cabos devido ao efeito pelicular e pode favorecer a indução de correntes parasitas (também conhecidas como correntes de Foucault) na estrutura da torre. Além disso, a frequência de operação pode esbarrar no limite imposto pela capacidade de comutação dos dispositivos semicondutores. Na Tabela 1 são listadas as principais vantagens e desvantagens de se utilizar um transformador com núcleo de ar ao invés de um com núcleo ferromagnético.

Nesse sentido, desprezando as correntes devido às capacitâncias dos enrolamentos e assumindo que o transformador não apresenta problemas de saturação ou de magnetização assimétrica, devido ao núcleo de ar, o transformador pode ser modelado a partir do circuito clássico de acoplamento linear mostrado na Figura 24. Não obstante, devido à ausência de núcleo magnético, transformadores com núcleo de ar geralmente apresentam maior fluxo

Figura 23 – Diagrama esquemático da disposição dos componentes de uma unidade WEC na nacele e na torre do aerogerador.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens do transformador com núcleo de ar.

	Núcleo Ferromagnético	Núcleo de Ar
Menor Peso		✓
Menor Volume	✓	
Instalação na Torre		✓
Baixas perdas no núcleo		✓
Magnetização Simétrica		✓
Corrente de Magnetização Baixa	✓	

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

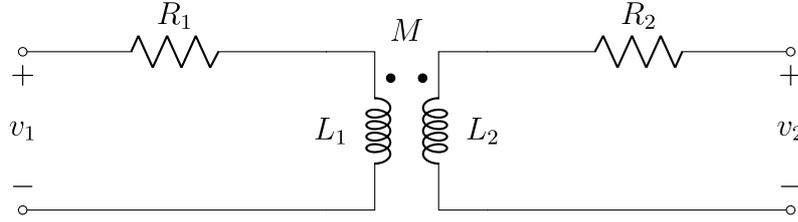
de dispersão, resultando em um fator de acoplamento (k) menor entre os enrolamentos primário e secundário:

$$k = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}}, \quad (3.1)$$

em que L_1 e L_2 são as indutâncias próprias do primário e do secundário, respectivamente, e M é a indutância mútua entre os enrolamentos.

O ganho de tensão do circuito equivalente da Figura 24 é severamente afetado

Figura 24 – Modelo equivalente do transformador com núcleo de ar baseado em um circuito com acoplamento linear.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

pelas indutâncias de dispersão dos enrolamentos primário e secundário. Desconsiderando a resistência dos enrolamentos, considerando uma carga hipotética (R_L) conectada aos terminais de saída e uma frequência de excitação ω_t , o ganho de tensão pode ser descrito como:

$$\frac{V_2}{V_1} = \sqrt{\frac{M^2 R_L^2}{\omega_t^2 M^4 - 2\omega_t^2 M^2 L_1 L_2 + \omega_t^2 L_1^2 L_2^2 + L_1^2 R_L^2}} \quad (3.2)$$

Dessa forma, é possível formular um problema de otimização com o objetivo de encontrar uma combinação de valores de indutâncias para o transformador, que satisfaça condições operacionais como corrente de entrada a vazio, ganho de tensão, regulação de tensão, potência de saída, entre outros, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \underset{x}{\text{minimiza}} \quad f(x) = L_1 + L_2 & (3.3) \\ & \text{sujeito a} \quad \Theta(x) = \begin{cases} L_{1,min} \leq L_1 \leq L_{1,max} \\ L_{2,min} \leq L_2 \leq L_{2,max} \\ M_{min} \leq M \leq M_{max} \\ k_{min} \leq k \leq k_{max} \\ V_{2,min} \leq V_2 \leq V_{2,max} \\ P_2 \geq P_{2,min} \\ \gamma_1 \leq \frac{L_2}{L_1} \leq \gamma_2 \\ VR(\%) \leq VR_{max}(\%) \\ I_{1,vz} \leq \sigma I_{1,pc} \end{cases} & (3.4) \end{aligned}$$

em que $x = [L_1 \quad L_2 \quad M]$ é um vetor contendo as variáveis a serem otimizadas, k é o fator de acoplamento, P_2 e V_2 são a potência e a tensão eficaz no enrolamento secundário, respectivamente, γ_1 e γ_2 são constantes que dependem do número de espiras por unidade de comprimento dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente (NAGAOKA,

1909), VR é a regulação de tensão do transformador calculada por:

$$VR(\%) = \left(\frac{V_{2,vz} - V_{2,pc}}{V_{2,pc}} \right) \times 100\%, \quad (3.5)$$

sendo $V_{2,vz}$ e $V_{2,pc}$ a tensão eficaz no secundário a vazio e a plena carga, respectivamente, $I_{1,vz}$ e $I_{1,pc}$ é a corrente eficaz no primário a vazio e a plena carga, respectivamente e σ é uma constante que limita o valor de $I_{1,vz}$ a uma parcela de $I_{1,pc}$. Desprezando a resistência dos cabos, a corrente eficaz no primário a vazio pode ser aproximada por:

$$I_{1,vz} = \frac{V_1}{\omega_t L_1}. \quad (3.6)$$

As constantes γ_1 e γ_2 são importantes restrições no problema de otimização, visto que os cabos usados nas bobinas do primário e do secundário possuem diferentes tipos de isolamento, devido aos diferentes níveis de tensão de isolamento necessários. Dessa maneira, a função objetivo (3.3) visa minimizar as indutâncias próprias e conseqüentemente o número de espiras nas bobinas, a fim de obter menores resistências, diminuir as perdas por efeito Joule e conseqüentemente aumentar a eficiência do transformador. O vetor $\Theta(x)$, que contém as restrições do problema de otimização é definido como:

$$\Theta(x) = \begin{bmatrix} 100 \mu\text{H} \leq L_1 \leq 10 \text{ mH} \\ 100 \mu\text{H} \leq L_2 \leq 20 \text{ mH} \\ 100 \mu\text{H} \leq M \leq 10 \text{ mH} \\ 0,60 \leq k \leq 0,95 \\ 10 \text{ kV} \leq V_2 \leq 12,5 \text{ kV} \\ P_2 \geq 5 \text{ MW} \\ 1,25 \leq \frac{L_2}{L_1} \leq 2,25 \\ VR(\%) \leq 25\% \\ I_{1,nl} \leq 0,25 I_{1,fl} \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Com auxílio do software Wolfram Mathematica, utilizando o método de otimização Evolução Diferencial (do inglês, *Differential Evolution*), a solução para o problema de otimização descrito por (3.3) e (3.4), considerando (3.7), é dada por:

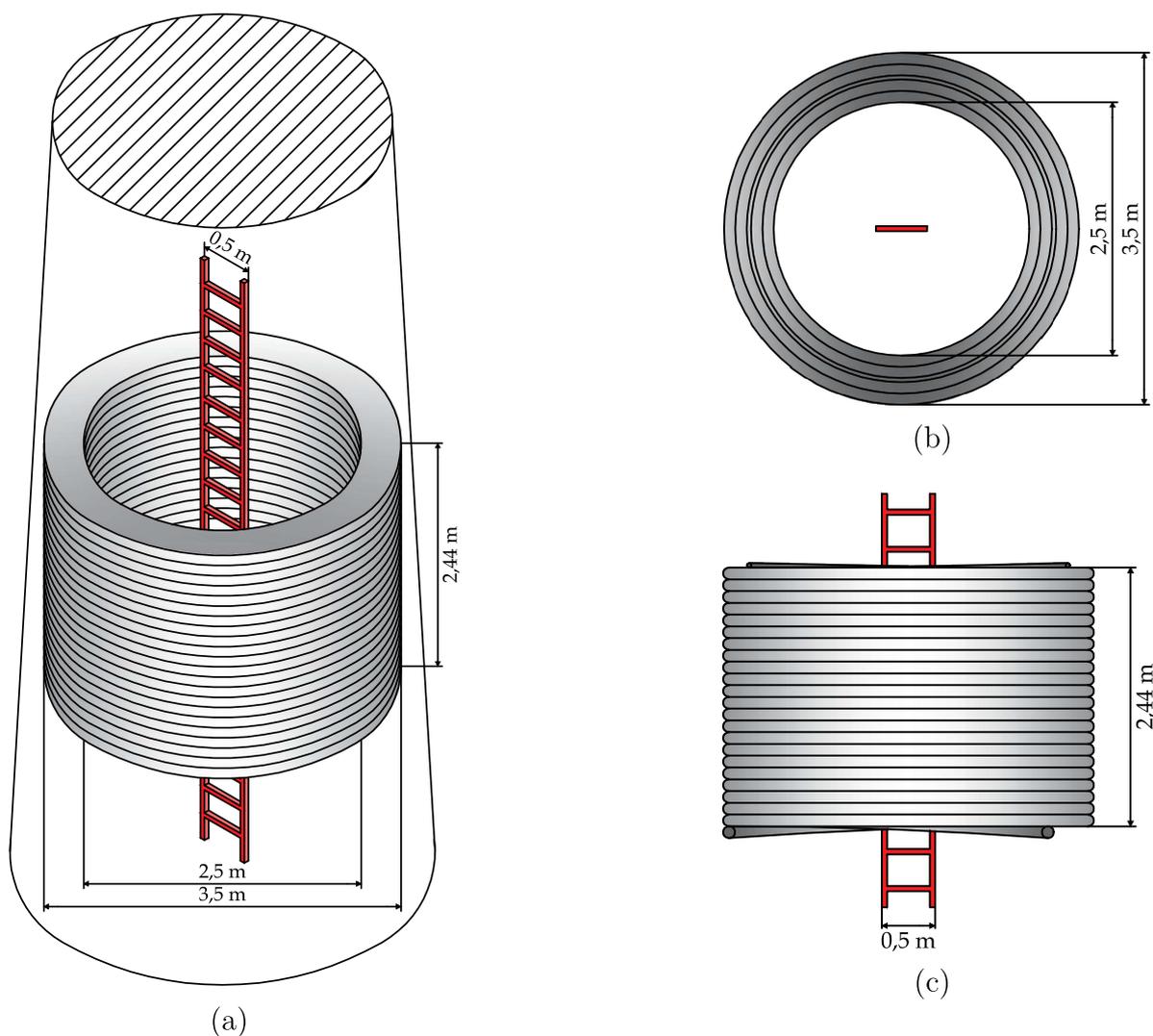
$$x = \begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ M \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} 5,517 \text{ mH} \\ 11,157 \text{ mH} \\ 7,453 \text{ mH} \end{bmatrix}^T, \quad (3.8)$$

em que o índice (\top) indica vetor transposto.

Para projetar um transformador com indutâncias próximas a (3.8), foi utilizado o programa FEMM. Nessa proposta, foi escolhido um arranjo cilíndrico com enrolamentos concêntricos, com o objetivo de aumentar o fator de acoplamento. A geometria cilíndrica

também facilita a alocação do transformador dentro da torre, cuja geometria é de uma seção cônica, além de facilitar o acesso de equipes de manutenção à nacele. Na Figura 25a é mostrada uma vista em perspectiva tridimensional dos enrolamentos do transformador alocados dentro da torre, sendo representada também uma escada de acesso à nacele. Na Figura 25c e na Figura 25b são mostradas as vistas superior e frontal, respectivamente, dos enrolamentos do transformador com a escada perpendicular à seção transversal. As dimensões aproximadas dos raios interno e externo e da altura do transformador são indicadas na Figura 25. Esses valores permitem alocar o transformador dentro da torre, com base em uma torre para uma turbina eólica de 5 MW, com 6 m de diâmetro na base e 3,87 m de diâmetro no topo (JONKMAN *et al.*, 2009).

Figura 25 – Arranjo dos enrolamentos do transformador com núcleo de ar: (a) vista em perspectiva, (b) vista superior e (c) vista frontal.

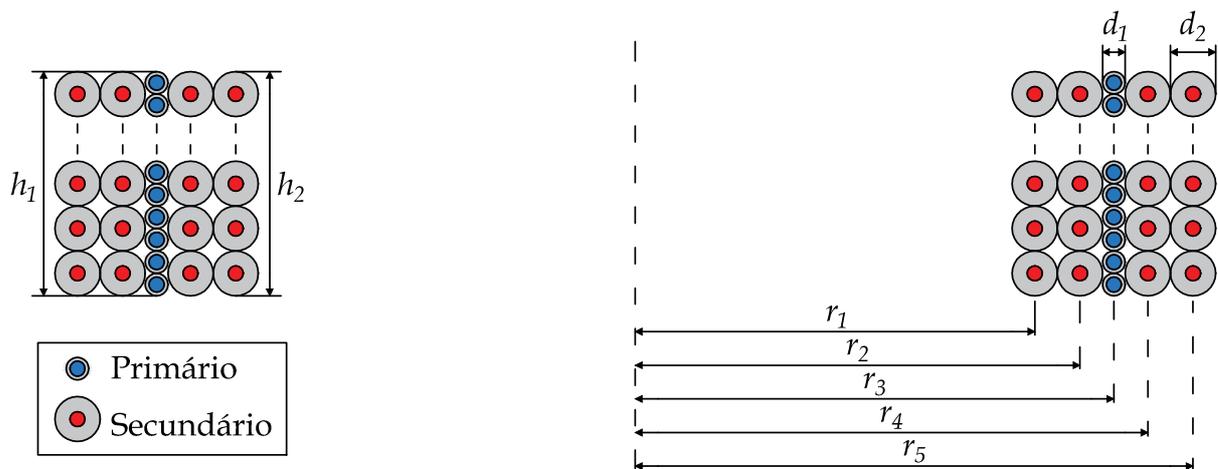


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 26 é mostrada a vista de um corte longitudinal esquemático das espiras

do transformador com núcleo de ar. Os parâmetros obtidos com a análise no FEMM, considerando uma frequência de excitação de 1200 Hz, são mostrados na Tabela 2. As resistências do primário e do secundário foram calculadas considerando perdas por correntes parasitas devido à proximidade com a estrutura da torre. Além disso, foram obtidas também as capacitâncias dos cabos C_{T1} e C_{T2} , nos terminais primário e secundário, respectivamente.

Figura 26 – Vista de um corte longitudinal esquemático do arranjo dos enrolamentos do transformador com núcleo de ar.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Para os enrolamentos primário e secundário foram considerados cabos de cobre com seção transversal de 500 mm^2 , sem camada de proteção mecânica, com isolamento para 15 kV e 220 kV, respectivamente. As dimensões dos enrolamentos, que estão indicadas na Figura 26, são listadas na Tabela 3. Este transformador elevador foi projetado com 58 espiras no primário e 88 no secundário, de forma que fosse compensada a queda de tensão nas reatâncias de dispersão e o ganho de tensão aumentasse.

Uma “armadura magnética” de alumínio foi utilizada para atenuar as perdas por correntes parasitas na estrutura da torre. A armadura de alumínio foi projetada contendo seis camadas de 0,5 mm, o que resulta em 3 mm de espessura. No projeto, foi considerado um trecho de uma torre eólica, com 8 m de altura, 5 m de diâmetro interno e 85 mm de espessura. Na Figura 27 é mostrado o resultado de uma simulação feita no programa FEMM, mostrando um quadrante dos enrolamentos cilíndricos (parte da direita do corte seccional da Figura 26), junto com a armadura de alumínio. Esse resultado foi obtido considerando uma corrente de 500 A no secundário. É possível observar que a armadura de alumínio bloqueia a passagem do campo magnético para a estrutura da torre, limitando as perdas por correntes parasitas em torno de 27 kW (0,54% da potência nominal 5 MW). O fator de acoplamento dos enrolamentos atinge aproximadamente 0,925, considerando os

Tabela 2 – Parâmetros do transformador com núcleo de ar.

Parâmetro	Valor
$N_1:N_2$	58:88
f_t	1200 Hz
R_1	218,838 m Ω
R_2	273,384 m Ω
L_1	6,070 mH
L_2	11,420 mH
M	7,703 mH
C_{T1}	9,6 nF
C_{T2}	9,4 nF

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

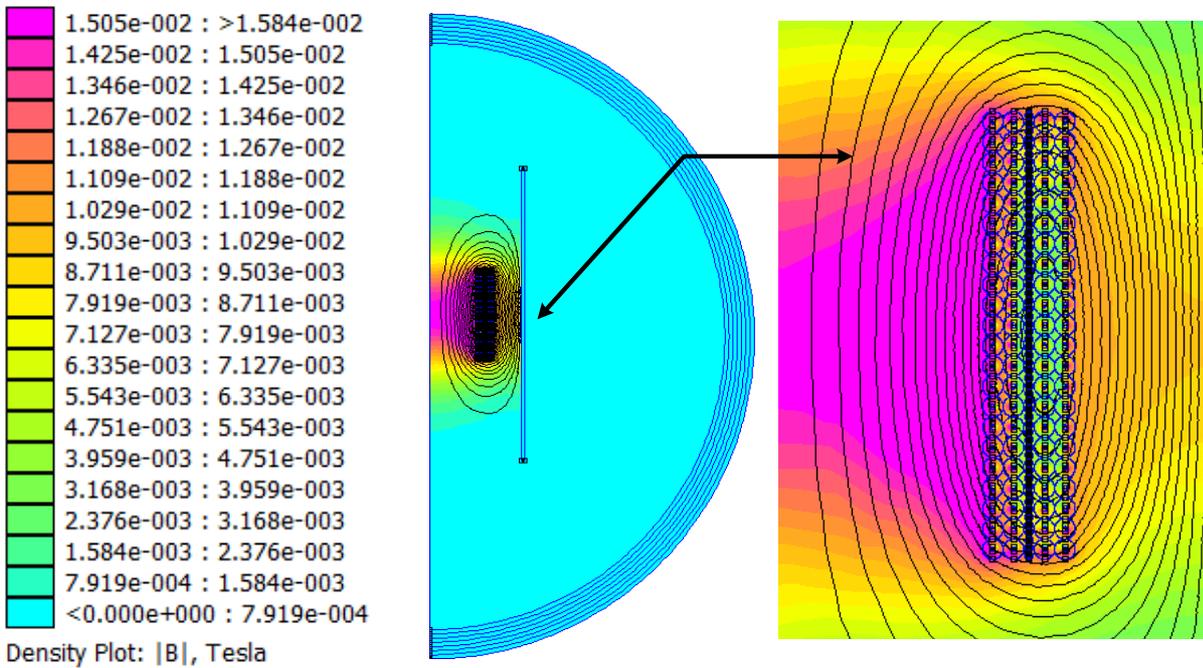
Tabela 3 – Dimensões do transformador com núcleo de ar.

Parâmetro	Valor
d_1	41.4 mm
d_2	111 mm
h_1	2.443 m
h_2	2.443 m
r_1	1.305 m
r_2	1.416 m
r_3	1.500 m
r_4	1.584 m
r_5	1.695 m

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

valores de indutâncias calculados nas simulações do FEMM (Tabela 3), que são ligeiramente diferentes dos valores otimizados (3.8).

Figura 27 – Distribuição do campo magnético através do transformador com núcleo de ar para uma corrente de 500 A no secundário. Simulação com modelo de elementos finitos.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Uma outra alternativa associada à geometria cilíndrica seria projetar os enrolamentos primário e secundário com um pequeno espaçamento (*air gap*) entre eles, permitindo o

enrolamento primário rotacionar em torno de seu eixo longitudinal. Com isso, seria possível o enrolamento primário girar junto com a nacele, de acordo com o ajuste do *yaw drive* (ACKERMANN, 2005), que posiciona as pás da turbina eólica sempre perpendicularmente à direção do vento. Por outro lado, os enrolamentos do secundário permaneceriam fixos junto à torre. Nesse caso, seria realizada uma transmissão sem fio (*wireless*) ou indutiva (FERNANDES; AZAURI, 2013; Fernandes; Oliveira Jr., 2014) entre o PMSG e o link HVDC. Apesar desse assunto representar um grande desafio tecnológico, o mesmo não será investigado nesse trabalho.

3.2 CONTROLE DO INVERSOR NPC EM PONTE COMPLETA

O objetivo da estratégia de controle do SST cc-cc é regular a tensão no barramento cc interno, compartilhado pelo retificador trifásico e pelo inversor em ponte completa. Quando a velocidade do vento aumenta, o retificador drena mais potência do gerador, aumentando a tensão do barramento cc. Quando isso ocorre, o controlador do inversor em ponte completa altera o padrão de chaveamento, para que essa energia seja transmitida até seus terminais ca e a tensão no barramento cc permaneça com o mesmo valor. Portanto, de acordo com a teoria dos circuitos lineares magneticamente acoplados (STAFF, 1946) e considerando o sentido das correntes indicadas na Figura 22, as seguintes equações podem ser usadas para descrever as tensões nos terminais primário e secundário do transformador:

$$\begin{cases} v_1 = +R_1 i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} - M \frac{di_2}{dt}, \\ v_2 = -R_2 i_2 - L_2 \frac{di_2}{dt} + M \frac{di_1}{dt}, \end{cases} \quad (3.9)$$

em que os índices (1) e (2) referem-se aos enrolamentos primário e secundário, respectivamente, R_1 e R_2 são as resistências, $L_1 = (L_{l1} + L_{m1})$ e $L_2 = (L_{l2} + L_{m2})$ são as indutâncias próprias, L_{l1} e L_{l2} são as indutâncias de dispersão, L_{m1} e L_{m2} são as indutâncias de magnetização, $M = (L_{m1}/a) = (aL_{m2})$ é a indutância mútua, v_1 e v_2 são as tensões terminais, i_1 e i_2 são as correntes nos enrolamentos e $a = (N_1/N_2)$ é a relação entre o número de espiras nos enrolamentos primário e secundário.

A solução para o sistema (3.9), desprezando as perdas nos enrolamentos do transformador, é dada por:

$$\frac{di_1}{dt} = \frac{L_2 v_1 - M v_2}{L_1 L_2 - M^2}. \quad (3.10)$$

Na estratégia de controle utilizada, o inversor NPC em ponte completa sintetiza em seus terminais ca uma tensão retangular com alta frequência, com três níveis ($+V_{npc}$, 0 e $-V_{npc}$). Na Figura 28a são mostradas as portadoras triangulares e os sinais de referência usados para controlar o padrão de chaveamento do inversor em ponte completa. A comparação entre as portadoras tri_1 e tri_2 com os sinais $+D$ e $-D$ dá origem a uma forma de onda de tensão retangular, cuja largura é modulada ajustando o sinal de referência $\pm D$.

Na Figura 28b são mostradas as formas de onda idealizadas das tensões no primário (v_1) e no secundário (v_2) do transformador. Durante o intervalo $t_\alpha \leq t < (T - t_\alpha)$, a tensão no primário do transformador é $v_1 = +V_{npc}$. Nesse intervalo, de acordo com (3.10), as correntes i_1 e i_2 aumentam em rampa, de zero até seus valores máximos. Como os diodos na saída do SST permanecem diretamente polarizados durante esse período, a tensão no secundário do transformador é $v_2 = +V_o$. Após esse período, quando a tensão no primário retorna a zero devido à comutação dos interruptores, as correntes i_1 e i_2 decrescem de seus valores máximos até zero.

Na Figura 28c são mostradas as formas de onda idealizadas das correntes nos enrolamentos primário e no secundário do transformador, considerando um valor fixo para a tensão de saída V_o . Pode-se observar que a tensão no secundário permanece igual a tensão cc de saída, mesmo após a tensão no primário ir a zero. Esse comportamento se deve ao fato da corrente i_2 manter os diodos do retificador de saída conduzindo, até que a energia armazenada no campo magnético do transformador seja transferida para o capacitor de saída, o que ocorre em $t = t_\beta$.

A última curva, mostrada na Figura 28d, ilustra a forma de onda idealizada da potência instantânea nos terminais primários do transformador. Todos esses passos são repetidos no semiciclo negativo das tensões e correntes, porém as correntes irão decrescer até seus valores mínimos quando $v_1 = -V_{npc}$ e depois, essas correntes irão aumentar até zero, quando $v_1 = 0$.

A solução de (3.10) para o semiciclo positivo da tensão pode ser dividida em duas partes, para os intervalos de subida e descida da corrente, respectivamente. Para o intervalo de subida em que $t_\alpha \leq t < (T - t_\alpha)$ e considerando $v_1 = V_{npc}$ e $v_2 = V_o$, a solução é a seguinte:

$$i_1 = m_s(t - t_\alpha). \quad (3.11)$$

Já para o intervalo de descida em que $(T - t_\alpha) \leq t < t_\beta$ e considerando $v_1 = 0$ e $v_2 = V_o$, a solução é dada por:

$$i_1 = I_{1,max} + m_f(t - T + t_\alpha), \quad (3.12)$$

em que $I_{1,max}$ é o valor de pico da corrente i_1 e m_s e m_f são os coeficientes das retas de subida e descida da corrente no primário, que são calculados, respectivamente, por:

$$m_s = \left(\frac{L_2 V_{npc} - M V_o}{L_1 L_2 - M^2} \right) \quad (3.13)$$

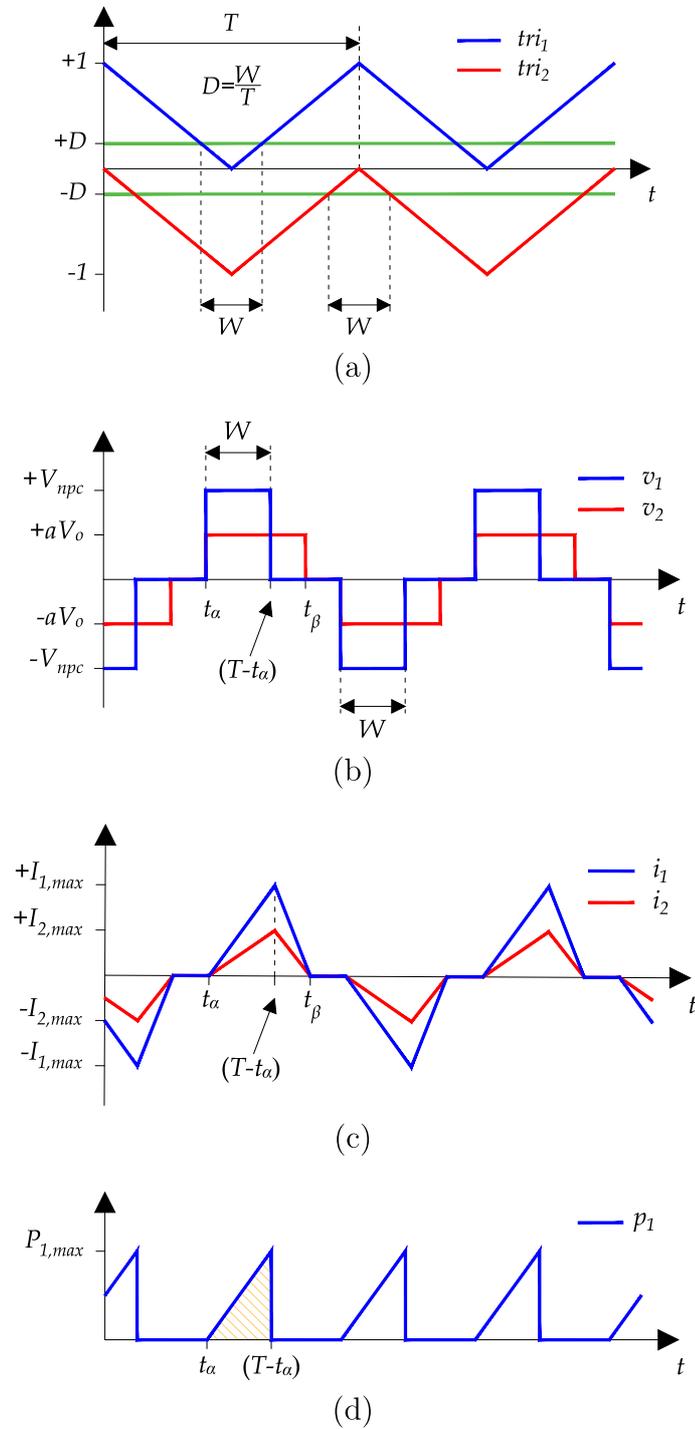
e

$$m_f = - \left(\frac{M V_o}{L_1 L_2 - M^2} \right). \quad (3.14)$$

Substituindo $t = (T - t_\alpha)$ em (3.11), o valor de pico da corrente no primário pode ser descrito pela seguinte relação:

$$I_{1,max} = m_s(T - 2t_\alpha). \quad (3.15)$$

Figura 28 – Formas de onda do SST CC-CC: (a) portadoras triangulares e sinais de controle; (b) tensões no primário e no secundário; (c) correntes no primário e no secundário; (d) potência instantânea no primário.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Dessa forma, a partir de (3.12) e (3.15), pode-se calcular o instante t_β , em que as correntes i_1 e i_2 caem a zero, da seguinte forma:

$$t_\beta = \left(1 - \frac{m_s}{m_f}\right)(T - 2t_\alpha) + t_\alpha. \quad (3.16)$$

Utilizando o padrão de chaveamento mostrado na Figura 28, para que a tensão v_1 tenha simetria de meia onda, é necessário que a diferença $(t_\beta - t_\alpha)$ seja menor que meio período de comutação ($T/2$). Nesse sentido, manipulando (3.13), (3.14) e (3.16) e considerando $(t_\beta - t_\alpha) = T/2$, obtêm-se o seguinte resultado:

$$D_{cr} = \frac{1}{2} \left(\frac{m_f}{m_f - m_s} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{MV_o}{L_2 V_{npc}} \right), \quad (3.17)$$

em que $D = (T - 2t_\alpha)/T$ é o ciclo de trabalho e T é o período de chaveamento do inversor em ponte completa.

O valor do ciclo de trabalho calculado em (3.17) representa um valor crítico, com o qual as correntes i_1 e i_2 atingirão o zero no exato momento em que um novo semiciclo se inicia. Na implementação do SST cc-cc, o ciclo de trabalho deve ser limitado entre 0 e 50%. Entretanto, caso o valor de D ultrapasse D_{cr} , a forma de onda da tensão v_2 será retangular, devido ao regime de condução descontínuo das correntes do transformador.

Tendo em mente a forma de onda da potência instantânea no primário, mostrada na Figura 28d, em que o valor de pico é $P_{1,max} = V_{npc} I_{1,max}$, a potência média pode ser obtida calculando a área abaixo da curva triangular hachurada e multiplicando-a por $(2/T)$, o que remete à seguinte expressão:

$$P_1 = \left(\frac{L_2 V_{npc}^2 - MV_{npc} V_o}{L_1 L_2 - M^2} \right) D^2 T. \quad (3.18)$$

Desconsiderando as perdas no PMSG e no retificador NPC, a seguinte equação pode ser escrita para o balanço das potências no inversor em ponte completa:

$$\frac{C_{npc}}{2} \frac{dV_{npc}^2}{dt} = P_g - P_1 \quad (3.19)$$

em que C_{npc} é a capacitância equivalente do retificador NPC, P_g é a potência fornecida drenada do PMSG pelo retificador NPC e P_1 é a potência fornecida pelo inversor em ponte completa aos terminais primários do transformador. Substituindo (3.18) em (3.19) e linearizando a expressão resultante em torno de um ponto de operação, pode-se escrever as seguintes relações:

$$\bar{P}_g = K_1 \bar{D}^2 \bar{V}_{npc}^2 - K_2 \bar{D}^2 \bar{V}_{npc} \bar{V}_o \quad (3.20)$$

e

$$C_{npc} \bar{V}_{npc} \frac{d\tilde{v}_{npc}}{dt} = \tilde{p}_g - \left[2\bar{D} (K_1 \bar{V}_{npc} - K_2 \bar{V}_o) \bar{V}_{npc} \right] \tilde{d} - \left[\bar{D}^2 (2K_1 \bar{V}_{npc} - K_2 \bar{V}_o) \right] \tilde{v}_{npc} + \left(\bar{D}^2 K_2 \bar{V}_{npc} \right) \tilde{v}_o, \quad (3.21)$$

em que $K_1 = (TL_2)/(L_1L_2 - M^2)$ e $K_2 = (TM)/(L_1L_2 - M^2)$. As variáveis com o símbolo $(-)$ representam um ponto de operação em regime permanente, enquanto o símbolo (\sim) é usado para representar pequenas perturbações em torno deste ponto de operação.

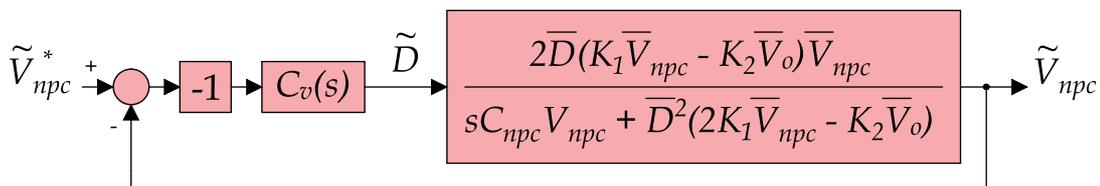
A partir do modelo de pequenos sinais descrito em (3.21), pode-se escrever a seguinte relação no domínio da frequência para pequenas perturbações na tensão do barramento cc:

$$\tilde{V}_{npc}(s) = \left[\frac{1}{Den(s)} \right] \tilde{P}_g(s) - \left[\frac{2\bar{D}(K_1\bar{V}_{npc} - K_2\bar{V}_o)\bar{V}_{npc}}{Den(s)} \right] \tilde{D}(s) + \left[\frac{\bar{D}^2 K_2 \bar{V}_{npc}}{Den(s)} \right] \tilde{V}_o(s), \quad (3.22)$$

em que o termo $Den(s) = (sC_{npc}\bar{V}_{npc} + \bar{D}^2(2K_1\bar{V}_{npc} - K_2\bar{V}_o))$ é utilizado a fim de compactar (3.22).

Na Figura 29 é mostrado o diagrama de blocos em malha fechada que relaciona a tensão $\tilde{V}_{npc}(s)$ com o sinal de controle \tilde{D} . A potência fornecida pelo gerador $\tilde{P}_g(s)$ e a tensão cc de saída $\tilde{V}_o(s)$ em (3.22) foram considerados distúrbios e não são representados nesse diagrama por simplicidade. O bloco com ganho unitário negativo, que multiplica o erro entre a referência e a tensão cc controlada, é usado para compensar a lógica invertida da planta. Isso é necessário pois, sempre que a tensão cc é maior que o sinal de referência, o erro $(\tilde{V}_{npc}^* - \tilde{V}_{npc})$ será negativo, forçando o ciclo de trabalho \tilde{D} a diminuir ao invés de aumentar e transmitir mais energia ao link HVDC.

Figura 29 – Diagrama de blocos do controle da tensão CC do inversor NPC em ponte completa.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Baseado no princípio do modelo interno (CHEN, 1998), o controlador $C_v(s)$ pode ser do tipo PI, garantindo erro de regime permanente nulo para a tensão do barramento cc. Como o polo real da função de transferência dada por $\tilde{V}_{npc}(s)/\tilde{D}(s)$ não se encontra próximo do eixo imaginário do plano complexo, o cancelamento do polo da planta com o zero do controlador não é utilizado desta vez. Portanto, considerando o diagrama de blocos da Figura 29, pode-se escrever a seguinte função de transferência de malha fechada

para a tensão cc do inversor em ponte completa:

$$\frac{\tilde{V}_{npc}(s)}{\tilde{V}_{npc}^*(s)} = \frac{2 \left(\frac{\overline{D}(sk_{p,v} + k_{i,v})(K_1 \overline{V}_{npc} - K_2 \overline{V}_o)}{C_{npc}} \right)}{s^2 + \left(\frac{\overline{D}^2(2K_1 \overline{V}_{npc} - K_2 \overline{V}_o) + 2\overline{D}k_{p,v}(K_1 \overline{V}_{npc} - K_2 \overline{V}_o)\overline{V}_{npc}}{C_{npc}\overline{V}_{npc}} \right) s + \frac{2\overline{D}k_{i,v}(K_1 \overline{V}_{npc}^2 - K_2 \overline{V}_{npc}\overline{V}_o)}{C_{npc}\overline{V}_{npc}}}. \quad (3.23)$$

Comparando o denominador de (3.23) com a forma canônica de segunda ordem, é possível projetar o ganhos do controlador a partir das seguintes relações:

$$k_{p,v} = \frac{2\xi C_{npc} \overline{V}_{npc} \omega_n - 2\overline{D}^2 K_1 \overline{V}_{npc} + \overline{D}^2 K_2 \overline{V}_o}{2\overline{D}\overline{V}_{npc} (K_1 \overline{V}_{npc} - K_2 \overline{V}_o)} \quad (3.24)$$

e

$$k_{i,v} = \frac{C_{npc} \omega_n^2}{2\overline{D} (K_1 \overline{V}_{npc} - K_2 \overline{V}_o)}, \quad (3.25)$$

em que $k_{p,v}$ e $k_{i,v}$ são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão, respectivamente. O coeficiente de amortecimento ξ e a frequência natural não amortecida ω_n em (3.24) e (3.25) devem ser escolhidos visando uma resposta rápida, porém com o mínimo de ondulações possíveis, para a tensão cc do inversor em ponte completa.

3.3 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentado o projeto do transformador com núcleo de ar, que faz parte da estrutura do SST cc-cc, juntamente com o inversor NPC em ponte completa e o retificador a diodos na saída. Inicialmente foram determinadas as indutâncias próprias e a mútua desejadas para o transformador, que foram calculadas a partir de um problema de otimização, considerando diferentes restrições, como fator de acoplamento e regulação de tensão por exemplo.

Com os valores das indutâncias determinados e com o auxílio do programa FEMM, foi projetado um transformador com geometria cilíndrica, com os enrolamentos primário e secundário concêntricos. Essa geometria foi escolhida visando a instalação do transformador na torre eólica, de maneira que não fosse limitado o acesso à nacele. Por fim, para diminuir as perdas por correntes parasitas, causadas pela proximidade com a estrutura da torre de aço, foi proposta a utilização de uma armadura magnética de alumínio no transformador, cujo comportamento foi verificado no FEMM.

Além do projeto do transformador com núcleo de ar, foi discutido neste capítulo a estratégia de controle do inversor NPC em ponte completa, que regula a tensão no barramento cc interno. O inversor é capaz de sintetizar tensões retangulares de alta frequência, com pulso único modulado. Ajustando a largura do pulso único, mostrou-se que é possível regular a tensão no barramento cc do inversor em ponte completa. O projeto do controlador foi feito a partir de um modelo matemático baseado em funções de

transferência, linearizado a partir de uma análise de pequenas perturbações em torno de um ponto de operação.

Com o projeto do transformador e do sistema de controle do SST, todos os componentes da unidade WEC foram devidamente discutidos e modelados matematicamente. No próximo capítulo, será discutido o funcionamento do inversor *onshore* conectado à rede, assim como as estratégias de controle relacionadas ao MMC, que é o conversor utilizado.

4 MODELAGEM E CONTROLE DO MMC ONSHORE

Neste capítulo será apresentado o modelo matemático do conversor multinível modular assim como das estratégias de controle utilizadas neste conversor. Também será discutida a estratégia de modulação baseada em múltiplas portadoras, que está diretamente relacionada com a estratégia de equalização das tensões nos capacitores. Além disso, será discutida uma estratégia de supressão das correntes circulantes, as quais são intrínsecas à operação do MMC. Por fim, será discutido o controlador da tensão no barramento cc, que deve ser regulada apenas quando atinge o limite mínimo, comportamento dual ao do controlador das tensões cc de saída das unidades geradoras.

Na Figura 30 é mostrado um diagrama esquemático dos controladores utilizados no MMC. O conversor é conectado à rede elétrica através de um transformador trifásico com os enrolamentos em conexão triângulo/estrela aterrada e cuja relação de espiras é $N_p : N_s$. O fluxo de potência do conversor é feito a partir do controle das correntes trifásicas sintetizadas em seus terminais, de maneira semelhante ao controle das correntes drenadas do gerador eólico pelo retificador NPC. Contudo, ao invés de usar a posição do rotor para realizar as transformações de coordenadas abc para dq e vice-versa deve-se usar um circuito de sincronismo (do inglês, *phase-locked loop*) (PLL) para rastrear o ângulo de fase das tensões da rede à qual o MMC está conectado.

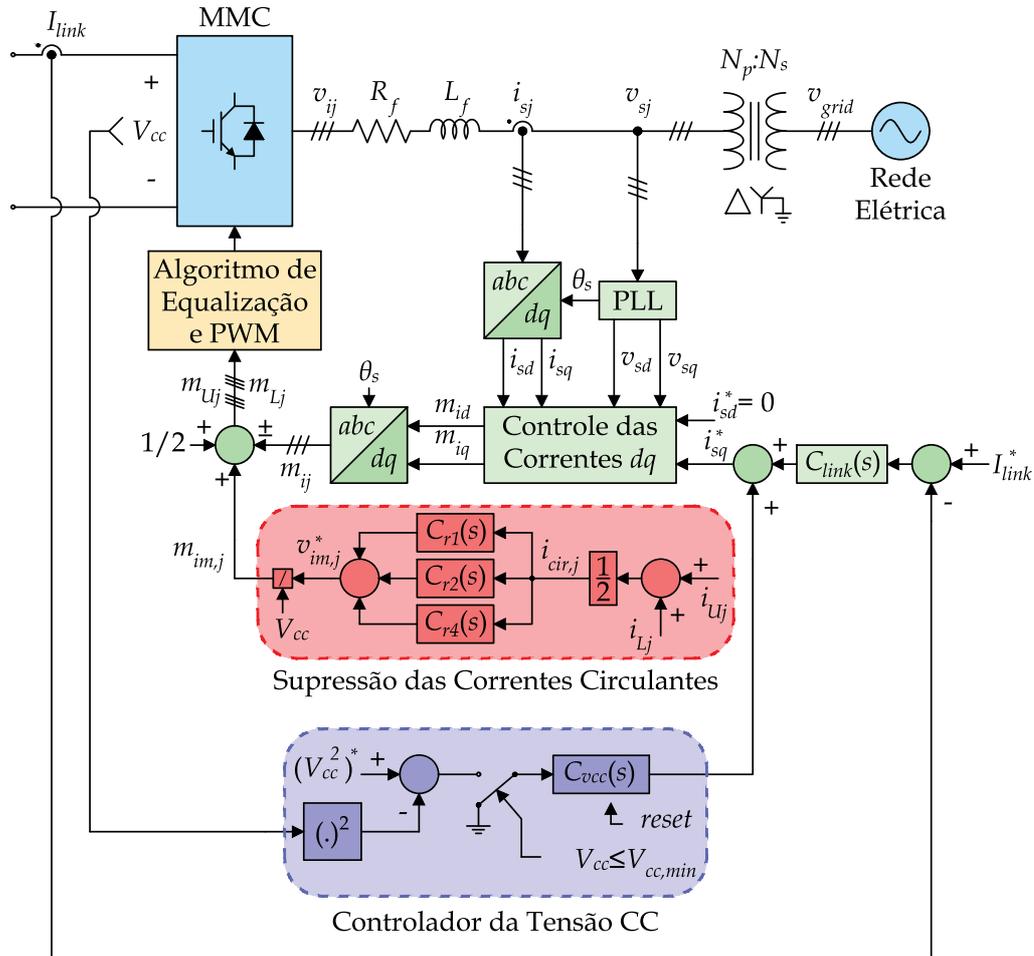
Além dos sinais de referência fornecidos pelo controle das correntes dq (m_{ij} , em que $j \in \{a,b,c\}$), os sinais de modulação das tensões dos braços superior e inferior (m_{Uj} e m_{Lj}) recebem a parcela fornecida pela estratégia de supressão das correntes circulantes ($m_{im,j}$) e um *offset* igual a $(1/2)$, para que sejam limitadas entre zero e um. A referência da corrente de eixo direto é mantida nula ($i_{sd}^* = 0$) uma vez que não é compensada a potência reativa nos terminais do conversor. Já a referência da corrente de eixo em quadratura (i_{sq}^*) é calculada a partir da referência da corrente no link cc (I_{link}^*). Por último, existe o controlador de tensão cc que é habilitado caso a tensão V_{cc} atinja seu valor mínimo. Este controlador fornece uma parcela para a referência de corrente de eixo q para regular V_{cc} no valor mínimo.

Cada bloco ilustrado na Figura 30 será discutido nas seções seguintes, assim como os modelos matemáticos usados para projetar os controladores e a estratégia de equalização das tensões nos capacitores.

4.1 PWM COM MÚLTIPLAS PORTADORAS E EQUALIZAÇÃO DAS TENSÕES DOS CAPACITORES DOS SUBMÓDULOS

Na Figura 31 é mostrado um diagrama esquemático de um MMC trifásico com N submódulos em meia-ponte por braço, conectado a um SEP. Cada conjunto de N submódulos, um indutor L_{arm} e um resistor R_{arm} formam um braço do MMC (DU *et al.*,

Figura 30 – Diagrama de blocos dos controladores do inversor MMC *onshore*.



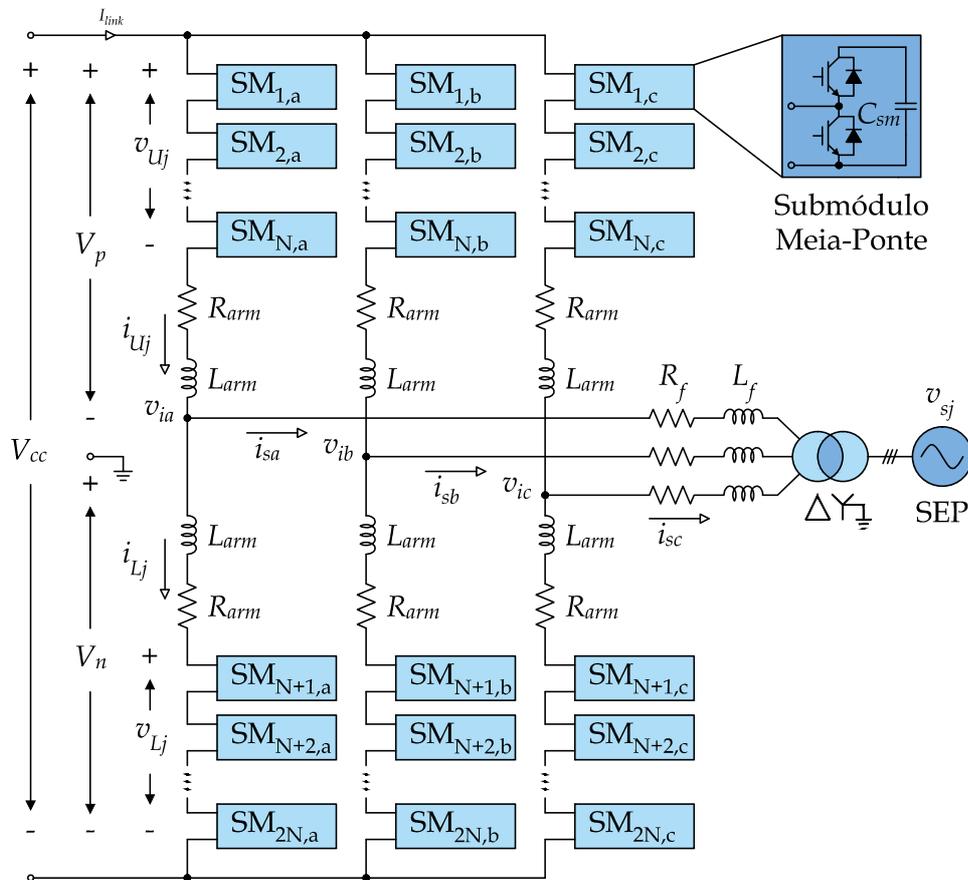
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

2017). O conversor é conectado à rede elétrica através de um filtro de primeira ordem (R_f e L_f) e um transformador com enrolamentos conectados em triângulo/estrela aterrada. No barramento cc são indicadas a tensão total (V_{cc}) e as tensões dos polos positivo (V_p) e negativo (V_n), em relação à terra. O terra no lado cc do conversor é usado somente para indicar as tensões V_p e V_n .

Assim como o conversor NPC, o MMC necessita de uma estratégia de modulação capaz de sintetizar tensões com múltiplos níveis. A modulação por largura de pulso com múltiplas portadoras consiste na comparação entre um sinal de referência e múltiplas portadoras triangulares.

Na Figura 32a é mostrado um exemplo de comparação entre um sinal de referência senoidal para a tensão do braço superior (m_{Uj}) e quatro portadoras dispostas em fase e deslocadas em níveis (do inglês, *Phase Disposition carrier*) (PD). Essa comparação é usada para determinar o número de submódulos que deverão ser inseridos no respectivo braço do conversor ao invés de simplesmente gerar os sinais de disparo dos interruptores. O

Figura 31 – Diagrama esquemático do MMC trifásico conectado à rede elétrica, com N submódulos por braço.

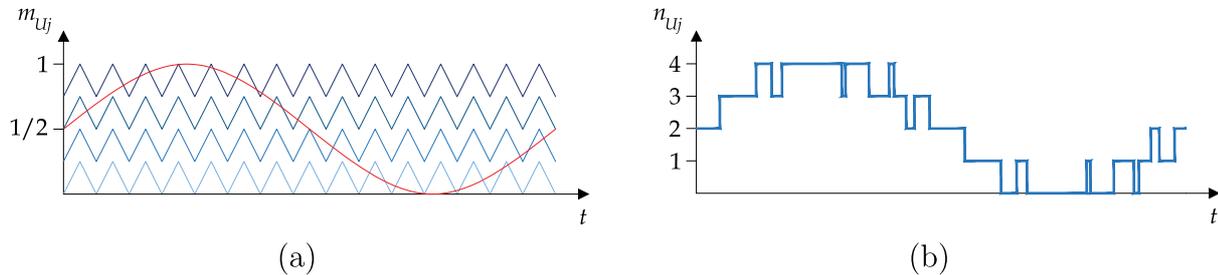


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

sinal resultante da comparação é mostrado na Figura 32b, onde o número de submódulos ativos no braço superior (n_{Uj}) varia entre zero e quatro. Outras estratégias de modulação multiportadoras possíveis de serem usadas aqui são: (i) portadoras dispostas em oposição de fase e deslocadas em níveis (do inglês, *Phase Opposition Disposition carrier*) (POD), (ii) portadoras dispostas em oposição de fase alternada e deslocadas em níveis (do inglês, *Alternate Phase Opposition Disposition carrier*) (APOD) e (iii) portadoras deslocadas em fase (do inglês, *Phase-Shifted carrier*) (PS) (TIMOFEJEVS; GAMBOA, 2013). Essas estratégias não serão abordadas nesse trabalho.

No exemplo da Figura 32 foram usadas quatro portadoras triangulares, porém este número deve ser sempre igual ao número de submódulos por braço (N). Adicionalmente, dependendo da estratégia adotada, é possível sintetizar tensões nos terminais ca com número de níveis iguais a $(N + 1)$ ou $(2N + 1)$. Com a primeira estratégia, sintetizando tensões com $(N + 1)$ níveis, o número de submódulos ativos por fase é sempre N , ou seja, $n_{Uj} + n_{Lj} = N$. Já com a segunda estratégia, com a qual as tensões terminais têm $(2N + 1)$ níveis, o número de submódulos ativos por fase varia entre $(N - 1)$, N

Figura 32 – PWM com múltiplas portadoras dispostas em fase: (a) comparação entre a referência e as portadoras triangulares e (b) número de submódulos ativos por braço, resultado da comparação.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

e $(N + 1)$, provocando ondulações (*ripple*) na tensão V_{cc} (SHARIFABADI *et al.*, 2016). As duas estratégias podem ser implementadas utilizando a PD-PWM, sendo que para obter $(2N + 1)$, basta utilizar o mesmo conjunto de portadoras triangulares para os braços superior e inferior de uma fase.

Por outro lado, para se obter $(N + 1)$ níveis, deve-se utilizar o mesmo número N de portadoras, porém invertidas, para os braços superior e inferior da respectiva fase. Apesar da semelhança, essa técnica não utiliza portadoras com POD, mas sim dois conjuntos de portadoras PD-PWM, sendo um para cada braço.

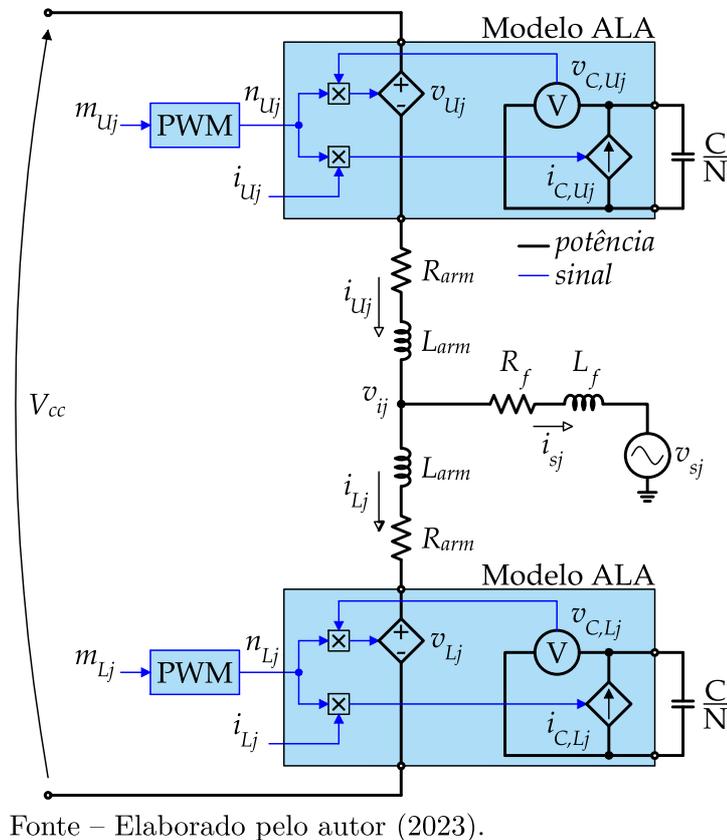
Neste trabalho, independente da estratégia adotada, a modulação PWM é utilizada para determinar quantos submódulos devem estar ativos em um braço. Entretanto, isso não garante que as tensões dos capacitores estarão equalizadas. Uma forma de balancear as tensões dos diversos capacitores do MMC é conseguida regulando as tensões de cada submódulo, utilizando componentes adicionais para realizar essa função (GLINKA, 2004). Outra opção é utilizar um algoritmo de ordenação e seleção dos submódulos, que atua em conjunto com a modulação para determinar quais submódulos deverão ser inseridos na estrutura, conforme o sentido da corrente no braço (SAEEDIFARD; IRAVANI, 2010). Se a corrente pelo braço for positiva, os capacitores com menor tensão serão inseridos na estrutura para que eles se carreguem. Caso contrário, se a corrente pelo braço for negativa, os capacitores com maior tensão serão inseridos para que os mesmos se descarreguem. Um estudo sobre o desempenho de diferentes algoritmos de ordenação aplicados à equalização das tensões cc dos submódulos de MMC é apresentado em (GHETTI *et al.*, 2017)

4.2 MODELO MÉDIO POR BRAÇO DO MMC

A estratégia de modulação PD-PWM e o algoritmo de equalização garantem a operação estável do MMC, de maneira que as tensões dos capacitores permaneçam equalizadas, distribuindo igualmente a energia entre os submódulos. Uma vez que o

objetivo deste trabalho é analisar a operação do parque eólico e não do MMC isoladamente, a fim de simplificar as simulações, optou-se por utilizar o modelo médio por braço (do inglês, *arm-level average model*) (ALA) (SHARIFABADI *et al.*, 2016). Este modelo considera as tensões dos capacitores equalizadas. Note que a utilização desse modelo não prejudica a análise dos controladores, uma vez que serão projetados sempre considerando as tensões nos capacitores equalizadas. Na Figura 33 é mostrado um diagrama esquemático de uma perna do MMC com os submódulos dos braços superior e inferior substituídos pelo modelo ALA.

Figura 33 – Diagrama esquemático de uma perna do MMC com os submódulos dos braços superior e inferior representados pelo modelo ALA.



Dessa maneira, pode-se então projetar o sistema de controle utilizado para regular a corrente no link cc através do controle das correntes trifásicas no SRF. Como o MMC opera conectado à rede elétrica deve-se usar um circuito de sincronismo PLL para transformar as tensões e correntes das coordenadas (a, b, c) para as coordenadas $(d, q, 0)$.

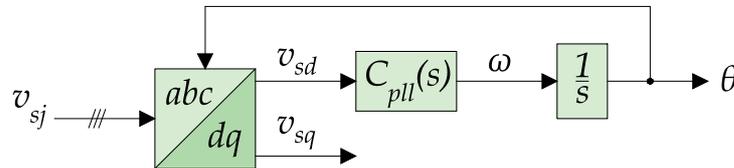
4.3 CIRCUITO DE SINCRONISMO PLL

Circuito de sincronismo PLL é um assunto amplamente discutido na literatura, sendo que diversas estruturas e algoritmos já foram propostos (KARIMI-GHARTEMANI,

2014). Como o controle das correntes do MMC é implementado no sistema SRF, seria interessante utilizar um circuito PLL que também trabalhe nesse sistema de coordenadas.

Na Figura 34 é mostrado o diagrama de blocos do circuito de sincronismo SRF-PLL. Nesse circuito, o controlador $C_{pll}(s)$ recebe a tensão de eixo direto e fornece na saída a frequência angular ω , que é integrada, fornecendo o ângulo de referência θ utilizado na transformação de coordenadas dq . Quando o controlador consegue rastrear a frequência, a tensão v_{sd} será nula e o fasor espacial de tensão estará sincronizado com o eixo q . A transformação de coordenadas abc para dq é feita de acordo com (2.7).

Figura 34 – Diagrama de blocos do SRF-PLL.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

O controlador $C_{pll}(s)$ pode ser implementado como um PI quando se considera que a frequência da rede apresenta oscilações suaves e de pequena amplitude. Com a função de transferência do PI dada por (2.21), os ganhos foram calculados de acordo com a metodologia proposta por Almeida (2011), a partir das seguintes relações:

$$k_{p,pll} = \frac{2\omega_n \xi}{\hat{V}_s} \quad (4.1)$$

e

$$k_{i,pll} = \frac{\omega_n^2}{\hat{V}_s}, \quad (4.2)$$

em que ξ e ω_n são o coeficiente de amortecimento e a frequência natural não amortecida, respectivamente, do sistema em malha fechada da Figura 34, e \hat{V}_s é o valor de pico das tensões de fase da rede.

Apesar de simples, o SRF-PLL da Figura 34 é bastante eficiente para rastrear a frequência e o ângulo de fase das tensões da rede elétrica. Outros circuitos PLL mais sofisticados podem ser utilizados no sistema em questão, não influenciando nas propostas do trabalho.

4.4 CONTROLE DAS CORRENTES DO MMC NO SRF

Considerando o MMC mostrado na Figura 31 conectado a uma rede balanceada, as seguintes relações, nas coordenadas dq , podem ser escritas para caracterizar o

comportamento dinâmico das correntes injetadas na rede:

$$\begin{cases} L_{eq} \left(\frac{di_{sd}}{dt} \right) = -R_{eq}i_{sd} - L_{eq}\omega i_{sq} + v_{id} - v_{sd}, \\ L_{eq} \left(\frac{di_{sq}}{dt} \right) = -R_{eq}i_{sq} + L_{eq}\omega i_{sd} + v_{iq} - v_{sq}, \end{cases} \quad (4.3)$$

em que $R_{eq} = \left(\frac{R_{arm}}{2} + R_f + R_t \right)$ e $L_{eq} = \left(\frac{L_{arm}}{2} + L_f + L_t \right)$ são a resistência e a indutância equivalentes do MMC, do filtro de interface e do transformador, v_{id} e v_{iq} são as tensões terminais do inversor MMC em coordenadas dq , respectivamente, v_{sd} e v_{sq} são as tensões da rede em coordenadas dq , respectivamente, e ω é a frequência angular fundamental da rede. Neste trabalho, a indutância equivalente é considerada igual nos eixos dq .

Desprezando os harmônicos de chaveamento, as tensões médias instantâneas nos terminais ca do MMC são dadas por:

$$v_{ik} = \left(\frac{V_{cc}}{2} \right) m_{ik}, \quad (4.4)$$

em que $k \in \{d, q\}$, m_{ik} são os sinais de modulação das tensões do MMC e V_{cc} é a tensão nos terminais cc.

Substituindo (4.4) em (4.3), e manipulando as equações resultantes, pode-se escrever as seguintes leis de controle para as correntes sintetizadas pelo MMC:

$$\begin{cases} m_{id} = \left(\frac{2}{V_{cc}} \right) (+\omega L_{eq}i_{sq} + v_{sd} + \nu_d), \\ m_{iq} = \left(\frac{2}{V_{cc}} \right) (-\omega L_{eq}i_{sd} + v_{sq} + \nu_q), \end{cases} \quad (4.5)$$

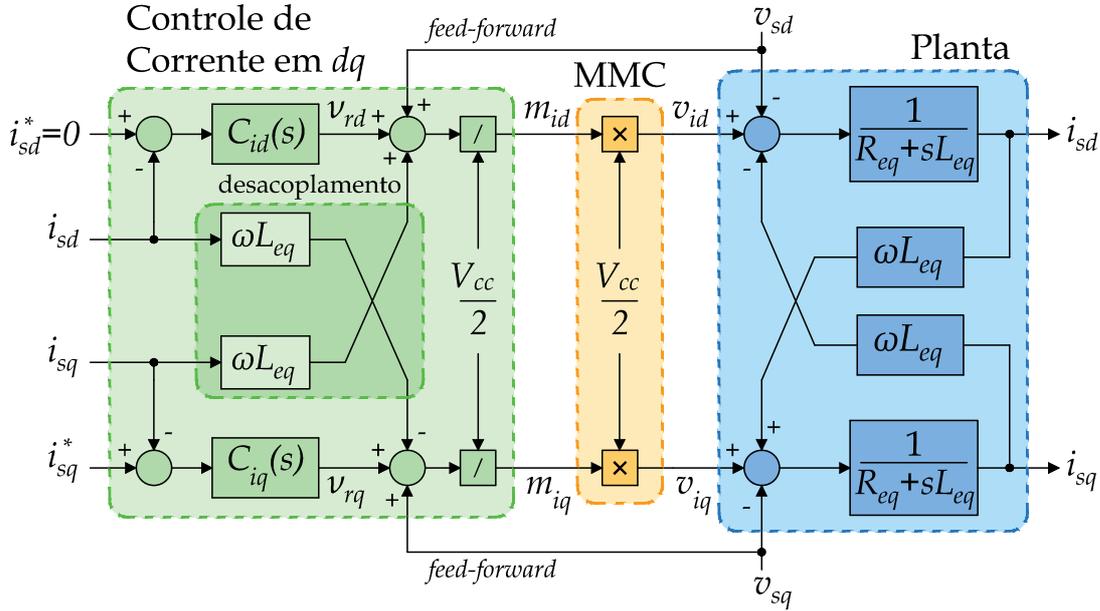
em que ν_d e ν_q são as novas variáveis de controle do MMC.

Semelhante ao que foi feito para o retificador NPC, substituindo (4.5) em (4.4) e o resultado em (4.3), a dinâmica das correntes dq injetadas na rede pelo MMC é descrita pelo sistema de primeira ordem a seguir:

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = -\left(\frac{R_{eq}}{L_{eq}} \right) i_{sd} + \left(\frac{1}{L_{eq}} \right) \nu_d, \\ \frac{di_{sq}}{dt} = -\left(\frac{R_{eq}}{L_{eq}} \right) i_{sq} + \left(\frac{1}{L_{eq}} \right) \nu_q. \end{cases} \quad (4.6)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (4.5) e (4.6) pode-se desenhar o digrama de blocos mostrado na Figura 35. Esse sistema é muito semelhante ao sistema de controle do retificador NPC da Figura 16. Contudo aqui, considerou-se a frequência constante e foi adicionada uma compensação *feed-forward* das tensões da rede v_{sd} e v_{sq} nas malhas de controle dq . Essa compensação reduz as oscilações nas correntes sintetizadas, principalmente durante a transição entre a energização do conversor e a operação normal (DUARTE; ALMEIDA; BARBOSA, 2019). A normalização em relação a $V_{cc}/2$ deve ser feita sempre

Figura 35 – Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes injetadas na rede no SRF.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

utilizando a tensão medida no barramento cc, pois ela varia de acordo com a potência fornecida pelo parque eólico, uma vez que o MMC é usado para controlar a corrente I_{link} .

Utilizando controladores PI em $C_{id}(s)$ e $C_{iq}(s)$ e considerando os sistemas desacoplados descritos por (4.6), pode-se projetar os ganhos dos controladores de maneira semelhante ao que foi feito em (2.24) e (2.25), porém considerando os valores de resistência e indutância do MMC, da seguinte forma:

$$k_{p,mmc} = \frac{L_{eq}}{\tau_{mmc}} \quad (4.7)$$

e

$$k_{i,mmc} = \frac{R_{eq}}{\tau_{mmc}}, \quad (4.8)$$

em que τ_{mmc} é a constante de tempo do sistema de controle em malha fechada das correntes dq injetadas na rede, sem considerar nenhum tipo de atraso.

Como mostrado na Figura 35, a referência da corrente de eixo direto é mantida nula ($i_{sd}^* = 0$), pois não se deseja compensar potência reativa nos terminais do MMC. Por outro lado, é necessário fornecer ao sistema de controle um sinal de referência para corrente de eixo em quadratura (i_{sq}^*), a qual é calculada do sinal de referência da corrente no link cc, conforme mostrado na Figura 30.

Desprezando as perdas nos semicondutores e elementos de interface do MMC com a rede, a seguinte igualdade pode ser escrita:

$$V_{cc}I_{link} = \left(\frac{3}{2}\right) (v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq}), \quad (4.9)$$

em que $V_{cc}I_{link}$ e $\left(\frac{3}{2}\right)(v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq})$ são as potências instantâneas nos terminais cc e ca do inversor, respectivamente.

Assumindo o PLL em regime permanente e o controle das correntes dq mantendo a corrente de eixo direto nula, (4.9) pode ser reescrita como:

$$V_{cc}I_{link} = \left(\frac{3}{2}\right)v_{sq}i_{sq}. \quad (4.10)$$

Manipulando (4.10), as correntes no link cc e do eixo em quadratura podem ser relacionadas da seguinte forma:

$$\frac{I_{link}}{i_{sq}} = \frac{3v_{sq}}{2V_{cc}}. \quad (4.11)$$

Considerando o valor de regime permanente da tensão de eixo q da rede, V_{sq0} , e admitindo V_{cc} como uma perturbação, pode-se definir o sistema de controle mostrado na Figura 36 para a corrente do link cc.

Figura 36 – Diagrama de blocos do sistema de controle da corrente no link CC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

O controlador $C_{link}(s)$ pode ser um PI, de forma que a função de transferência de malha fechada do sistema de controle da Figura 36 é dado por:

$$\frac{I_{link}}{I_{link}^*} = \frac{\left(\frac{k_{p,link}}{k_{p,link} + \frac{2V_{cc}}{3V_{sq0}}}\right)s + \left(\frac{k_{i,link}}{k_{p,link} + \frac{2V_{cc}}{3V_{sq0}}}\right)}{s + \left(\frac{k_{i,link}}{k_{p,link} + \frac{2V_{cc}}{3V_{sq0}}}\right)}, \quad (4.12)$$

em que $k_{p,link}$ e $k_{i,link}$ são os ganhos proporcional e integral do controlador $C_{link}(s)$, respectivamente. Estes ganhos podem ser projetados comparando (4.12) com a forma canônica de primeira ordem:

$$C_1(s) = \frac{a_1s + a_0}{s + \omega_0}, \quad (4.13)$$

em que a_0 e a_1 são os coeficientes do numerador, que determinam a posição do zero da função, e ω_0 é a frequência de corte, em rad/s, que determina a posição do polo.

A referência de corrente I_{link}^* pode ser escolhida igual ao valor nominal da corrente pelo link cc. Uma alternativa melhor seria obter um valor ótimo através da solução de um

problema de fluxo de potência para o sistema HVDC. Contudo, como essa questão não está relacionada com o escopo deste trabalho, ela não será abordada.

Nas unidades de geração é necessário utilizar um controlador de tensão, que regula a tensão cc de saída no valor máximo quando esta atinge o limite máximo, a fim de evitar danos aos componentes da unidade. No MMC não é necessário controlar a tensão cc no limite máximo, pois as unidades WEC garantem que esse limite não será ultrapassado. Por outro lado, em situações de baixas velocidades de vento, a tensão cc do MMC pode atingir seu limite mínimo, o que comprometeria a capacidade do conversor injetar potência na rede. A seguir será discutido um controlador de tensão cc para o MMC, que regula a tensão no valor mínimo. Dessa forma, a corrente no link cc deixa de ser regulada, mudando assim a estratégia de controle.

4.5 CONTROLE DA TENSÃO NO BARRAMENTO CC

Semelhante ao que foi feito para os retificadores NPC, é possível descrever a dinâmica da tensão no barramento cc do MMC a partir do balanço energético nos terminais cc. Porém, desta vez o fluxo de potência é definido como sendo do lado cc para o lado ca. Com base no circuito da Figura 31, desprezando as perdas no conversor, no filtro e no transformador e considerando o PLL em regime permanente, o comportamento dinâmico da tensão no barramento cc pode ser descrita como:

$$\left(\frac{C_{eq}}{2}\right) \frac{dV_{cc}^2}{dt} = V_{cc} I_{link} - \left(\frac{3}{2}\right) V_{sq0} i_{sq}, \quad (4.14)$$

em que $C_{eq} = (3C_{sm}/N)$ é a capacitância equivalente vista dos terminais cc do MMC, C_{sm} é a capacitância de um submódulo e N é o número de submódulos por braço.

A linearização de (4.14) em torno de um ponto de operação, assumindo que a tensão da rede não varia, ou seja, $\tilde{v}_{sq} = 0$, resulta na seguinte relação:

$$\left(\frac{C_{eq}}{2}\right) \frac{d\tilde{V}_{cc}^2}{dt} = \tilde{P}_{cc} - \left(\frac{3}{2}\right) V_{sq0} \tilde{i}_{sq}, \quad (4.15)$$

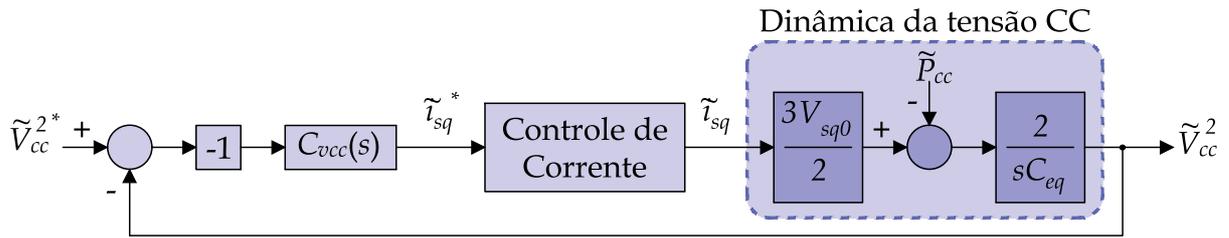
em que o símbolo ($\tilde{\quad}$) representa pequenas variações em torno de um ponto de operação.

Aplicando a transformada de Laplace em (4.15) e manipulando a expressão resultante, pode-se relacionar as pequenas variações em torno do quadrado da tensão V_{cc} e da corrente i_{sq} através da seguinte relação:

$$\frac{\tilde{V}_{cc}^2(s)}{\tilde{i}_{sq}(s)} = -\frac{3V_{sq0}}{sC_{eq}}. \quad (4.16)$$

A partir do modelo descrito por (4.16) e considerando a potência \tilde{P}_{cc} como um distúrbio, é possível desenhar o diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão cc do MMC, mostrado na Figura 37. O sinal negativo que multiplica o erro se deve ao sentido do fluxo de potência considerado na modelagem.

Figura 37 – Diagrama de blocos da estratégia de controle da tensão CC do MMC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Comparando a função de transferência de malha fechada com a forma canônica pode-se projetar os ganhos do controlador PI de maneira semelhante ao processo feito para as unidades de geração em (2.35). Com isso, os ganhos proporcional e integral do controlador $C_{vcc}(s)$, respectivamente, são calculados por:

$$k_{p,vcc} = \frac{2\xi\omega_n C_{eq}}{3V_{sq0}} \quad (4.17)$$

e

$$k_{i,vcc} = \frac{\omega_n^2 C_{eq}}{3V_{sq0}}. \quad (4.18)$$

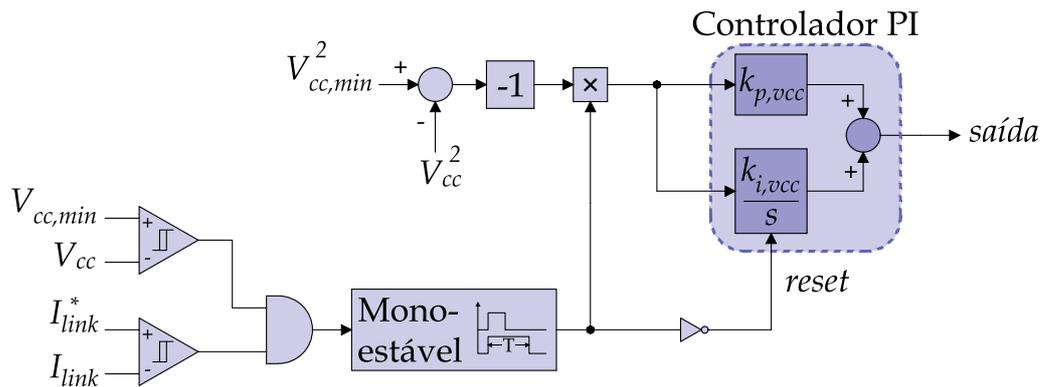
Tanto o coeficiente de amortecimento ξ quanto a frequência natural não amortecida ω_n devem ser escolhidos utilizando os mesmos critérios do controlador de tensão das unidades geradoras, ou seja, filtrar oscilações na tensão cc e garantir uma resposta rápida para o conversor MMC. Adicionalmente deve-se prever limites para o habilitar e desabilitar o controlador de tensão. Esse critério operacional será discutido a seguir.

4.6 ESTRATÉGIA DE ACIONAMENTO E DESLIGAMENTO DO CONTROLADOR DE TENSÃO CC DO MMC

O controlador de tensão cc é utilizado no MMC para regular a tensão V_{cc} no valor mínimo, garantindo que o conversor seja capaz de injetar potência na rede elétrica. Na Figura 38 é mostrado o diagrama lógico da estratégia de acionamento e desligamento do controlador de tensão cc, que é um pouco diferente da estratégia utilizada nas unidades WEC. Duas condições são verificadas pelos comparadores: se a tensão V_{cc} é menor que seu valor mínimo $V_{cc,min}$ e se a corrente no link cc é menor que o valor de referência I_{link}^* . Apesar da corrente I_{link} ser regulada pelo MMC, em períodos transitórios ela pode oscilar. A saída dos comparadores é enviada a uma porta AND, que só terá saída alta se as duas condições forem satisfeitas. Após a porta AND, foi usado um circuito mono-estável (SEDRA; SMITH, 2014), com o objetivo de manter o controlador ligado por um tempo mínimo quando este é acionado. Isso evita que o acionamento e o desligamento oscilem em períodos transitórios, quando V_{cc} e I_{link} estão próximos de seus limites. A saída do

mono-estável multiplica o erro entre o valor quadrático da tensão V_{cc} e sua referência. Isso significa que, apenas se as duas condições forem satisfeitas, o controlador PI irá processar o erro e regular a tensão V_{cc} . Além disso, o *reset* do integrador é acionado toda vez que alguma das duas condições deixar de ser satisfeita, no mesmo instante que o controlador é desligado.

Figura 38 – Circuito lógico da estratégia de acionamento e desligamento do controlador de tensão CC do MMC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Ao contrário do controlador da tensão cc de saída das unidades WEC, no MMC o integrador não é reiniciado em rampa. Como a condição de desligamento considera que a corrente I_{link} atinge o valor de referência, no qual voltará a ser regulada, a parcela da referência i_{sq}^* fornecida pelo controlador de tensão é praticamente nula, o que evita oscilações transitórias acentuadas causadas pelo *reset* do integrador. Nas unidades geradoras a potência injetada no link cc muda quando o controlador de tensão é desligado, pois o MPPT volta a operar, por isso a estratégia de desligamento em rampa, um pouco mais complexa.

O projeto dos sistemas de controle das correntes trifásicas no SRF e da tensão no barramento cc não depende da análise do comportamento das correntes nos braços ou da interação entre os submódulos. Contudo, como foi discutido anteriormente, o MMC possui correntes circulantes nos braços, com oscilações em múltiplos pares da frequência fundamental. A seguir será discutida a estratégia de supressão dessas correntes circulantes.

4.7 SUPRESSÃO DAS CORRENTES CIRCULANTES

Na Figura 39 é mostrado um circuito equivalente de uma das fases do MMC. De acordo com as polarizações das tensões e a direção das correntes indicadas nesse circuito, a malha de corrente 1 indicada no circuito (mais externa) pode ser descrita pela seguinte

equação (ANTONOPOULOS; ANGQUIST; NEE, 2009):

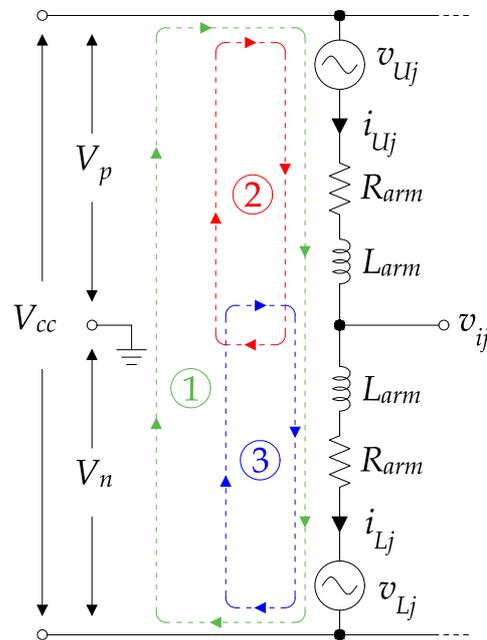
$$\left(\frac{V_{cc}}{2}\right) - \left(\frac{v_{Uj} - v_{Lj}}{2}\right) = R_{arm}i_{cir,j} + L_{arm}\frac{di_{cir,j}}{dt}, \quad (4.19)$$

em que v_{Uj} e v_{Lj} são as tensões dos conjuntos de submódulos dos braços superior e inferior, respectivamente, e as correntes circulantes são definidas como:

$$i_{cir,j} = \frac{i_{Uj} + i_{Lj}}{2}, \quad (4.20)$$

em que i_{Uj} e i_{Lj} são as correntes nos braços superior e inferior, respectivamente.

Figura 39 – Circuito equivalente de uma das fases do MMC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

A partir de (4.19), pode-se definir as tensões de desbalanço (do inglês, *imbalance branch voltages*) pela seguinte relação:

$$v_{im,j} = R_{arm}i_{cir,j} + L_{arm}\frac{di_{cir,j}}{dt}. \quad (4.21)$$

Substituindo (4.21) em (4.19) e manipulando o resultado, é possível descrever as tensões de referência para os braços superior e inferior da seguinte forma:

$$\begin{cases} v_{Uj}^* = \left(\frac{V_{cc}}{2}\right)(1 - m_{ij}) - v_{im,j}^*, \\ v_{Lj}^* = \left(\frac{V_{cc}}{2}\right)(1 + m_{ij}) - v_{im,j}^*, \end{cases} \quad (4.22)$$

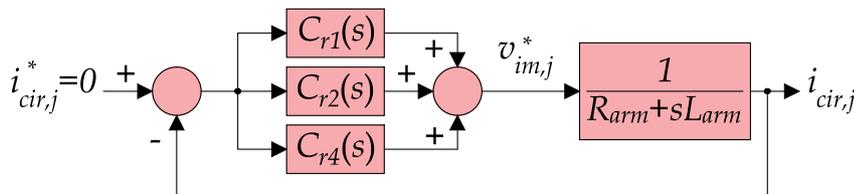
em que o índice (*) indica sinal de referência, m_{ij} são os índices ou fatores de modulação das tensões terminais e são fornecidos pelo controladores das correntes dq e, posteriormente convertidos para abc .

As referências das tensões nos braços precisam ser normalizadas para serem usadas na modulação PD-PWM. Esse assunto será tratado nas seções adiante, pois ele envolve o desbalanço das tensões cc dos polos positivo (V_p) e negativo (V_n) do MMC.

O sistema (4.21) pode ser usado para definir a malha de controle mostrada na Figura 40. Nesse sistema de controle são usados três controladores ressonantes conectados em paralelo. Os controladores $C_{r2}(s)$ e $C_{r4}(s)$ são usados para suprimir as harmônicas de segunda e quarta ordem, respectivamente, presentes nas correntes circulantes. É possível utilizar outros controladores ressonantes em paralelo, a fim de suprimir as componentes harmônicas pares de ordem maior (LI *et al.*, 2013). Contudo, as amplitudes dessas componentes harmônicas são desprezíveis, não sendo necessária suas compensações. Como as correntes circulantes calculadas por (4.20) possuem uma componente cc, não foi utilizada uma parcela proporcional junto aos controladores ressonantes, de forma que apenas as componentes harmônicas sejam processadas.

O controlador ressonante $C_{r1}(s)$ é sintonizado na frequência fundamental, porém não é utilizado para suprimir propriamente uma componente fundamental, que a princípio não existe em $i_{cir,j}$. Entretanto, caso as componentes fundamentais das correntes nos braços superior e inferior não estejam defasadas 180° exatamente, a corrente circulante dada por (4.20) irá apresentar componente fundamental. Nesse sentido, o controlador $C_{r1}(s)$ é utilizado para corrigir a defasagem entre as correntes nos braços, caso ocorra.

Figura 40 – Diagrama de blocos da estratégia de controle das correntes circulantes.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Semelhante à técnica utilizada na supressão da terceira harmônica presente nas tensões dos capacitores dos retificadores NPC (Seção 2.6), para supressão das correntes circulantes são utilizados controladores ressonantes com largura de banda ajustável (ALMEIDA *et al.*, 2017), cuja função de transferência é dada por:

$$C_{rx}(s) = \frac{k_{rx,cir}\omega_{bx}s}{s^2 + \omega_{bx}s + \omega_{cx}^2}, \quad (4.23)$$

em que $x \in \{1,2,4\}$ indica a ordem da harmônica compensada pelo controlador, $k_{rx,cir}$ é o ganho ressonante, ω_{bx} e ω_{cx} são a largura de banda e a frequência de ressonância do controlador, respectivamente.

Projetar os controladores ressonantes do sistema da Figura 40 a partir das funções de transferência não seria uma tarefa simples, devido à quantidade de variáveis e a

ordem do sistema resultante. Para sistemas de controle mais complexos, com muitos controladores em paralelo, existem técnicas de controle moderno que facilitam o projeto dos controladores, como por exemplo a técnica por realimentação de estados (ALMEIDA *et al.*, 2018; RIBEIRO *et al.*, 2018). Como não é objetivo deste trabalho investigar técnicas de controle mais sofisticadas, os controladores ressonantes são projetados utilizando funções de transferência, porém uma simplificação. Considerando apenas um controlador ressonante no sistema da Figura 40, a função de transferência de malha fechada é dada por:

$$\frac{i_{cir,j}}{i_{cir,j}^*} = \frac{k_{rx,cir}\omega_{bx}s}{s^3 + \left(\frac{R_{arm}}{L_{arm}} + \omega_{bx}\right)s^2 + \left(\frac{(R_{arm} + k_{rx,cir})\omega_{bx}}{L_{arm}} + \omega_{cx}^2\right)s + \frac{R_{arm}\omega_{cx}^2}{L_{arm}}}. \quad (4.24)$$

Como a função de transferência descrita em (4.24) contempla apenas um controlador ressonante, deve-se escolher uma largura de banda estreita para que o pico de ressonância de um controlador não influencie nos demais.

Caso o MMC seja utilizado em um sistema onde as tensões dos polos positivo e negativo do barramento cc permaneçam equilibradas, o controlador ressonante na frequência fundamental não é necessário, pois as correntes nos braços serão defasadas em 180° . Entretanto, em um parque eólico com unidades de geração conectadas em série, com configuração de transmissão bipolar, essa condição não é garantida. Nesse sentido, será discutida a seguir uma estratégia de normalização das referências das tensões nos braços (4.22) a fim de mitigar os efeitos do desbalanço das tensões nos polos positivo e negativo do barramento cc.

4.8 DESBALANÇO DAS TENSÕES NO BARRAMENTO CC

A análise de (4.22) permite observar que as referências das tensões nos braços possuem três parcelas, que são o sinal de referência da tensão terminal na frequência fundamental (m_{ij}), fornecida pelo controle das correntes dq , a referência da tensão de desbalanço ($v_{im,j}^*$), fornecida pela estratégia de supressão das correntes circulantes, e uma componente cc ($V_{cc}/2$). Usualmente, as relações em (4.22) são normalizadas em relação à tensão V_{cc} , resultando nas seguintes relações:

$$\begin{cases} m_{Uj} = \left(\frac{1}{2}\right) (1 - m_{ij}) - m_{im,j}, \\ m_{Lj} = \left(\frac{1}{2}\right) (1 + m_{ij}) - m_{im,j}, \end{cases} \quad (4.25)$$

em que $m_{Uj} = (v_{Uj}^*/V_{cc})$ e $m_{Lj} = (v_{Lj}^*/V_{cc})$ são os sinais de referência normalizados das tensões nos braços superior e inferior, respectivamente, e $m_{im,j} = (v_{im,j}^*/V_{cc})$ é o sinal de referência normalizado da tensão de desbalanço.

Tendo em mente o circuito da Figura 39, as malhas internas 2 e 3 indicadas no

circuito podem ser descritas pelas seguintes relações:

$$\begin{cases} V_p = v_{Uj} + L_{arm} \frac{di_{Uj}}{dt} + R_{arm} i_{Uj} + v_{ij}, \\ V_n = v_{Lj} + L_{arm} \frac{di_{Lj}}{dt} + R_{arm} i_{Lj} - v_{ij}, \end{cases} \quad (4.26)$$

em que v_{ij} é a tensão terminal ca. Substituindo (4.25) em (4.26) e subtraindo as duas equações resultantes, a tensão sintetizada pelo MMC em seus terminais ca pode ser descrita como:

$$v_{ij} = \frac{1}{2} \left(V_p - V_n + V_{cc} m_{ij} + L_{arm} \frac{di_{sj}}{dt} + R_{arm} i_{sj} \right), \quad (4.27)$$

em que i_{sj} é a corrente nos terminais ca do MMC. Desprezando as quedas de tensão nos resistores e indutores dos braços, a expressão da tensão terminal (4.27) pode ser rescrita como:

$$v_{ij} = \left(\frac{V_p - V_n}{2} \right) + \left(\frac{V_{cc}}{2} \right) m_{ij}. \quad (4.28)$$

Analisando (4.28) é possível observar uma componente cc nas tensões ca sintetizadas pelo MMC, que surge devido à diferença entre as tensões cc dos polos positivo e negativo em relação à terra. Caso as tensões V_p e V_n sejam iguais, a normalização descrita em (4.25) pode ser utilizada sem problemas. Porém, se essas tensões cc estiverem desbalanceadas, as tensões nos terminais ca apresentarão uma componente cc. Esse problema ocorre no sistema estudado, devido à configuração de transmissão bipolar e ao desbalanço natural entre as tensões cc de saída das unidades de geração, em razão das diferentes velocidades de vento que atingem as turbinas. A componente cc presente nas tensões terminais ca pode causar problemas de saturação no transformador de interface com a rede elétrica, além de problemas na própria rede.

Esse problema pode ser resolvido utilizando uma abordagem diferente na normalização dos sinais de referências enviados à modulação PD-PWM. Em (4.22), as tensões de referência nos braços do MMC possuem valor médio $V_{cc}/2$, sendo que esse valor é considerado na normalização dada por (4.25). Entretanto, as tensões nos braços superior e inferior não possuem o mesmo valor médio se ($V_p \neq V_n$). Nesse sentido, as referências das tensões nos braços superior e inferior podem ser normalizadas em relação às tensões nos polos positivo e negativo do barramento cc, respectivamente, da seguinte forma:

$$\begin{cases} v_{Uj}^* = V_p(1 - m_{ij}) - v_{im,j}^*, \\ v_{Lj}^* = V_n(1 + m_{ij}) - v_{im,j}^*. \end{cases} \quad (4.29)$$

Desta vez, substituindo (4.29) em (4.26), subtraindo as equações e desprezando as quedas de tensão nos indutores e resistores dos braços, assim como foi feito anteriormente, as tensões sintetizadas pelo MMC em seus terminais ca são descritas como:

$$v_{ij} = \left(\frac{V_p + V_n}{2} \right) m_{ij} = \left(\frac{V_{cc}}{2} \right) m_{ij}. \quad (4.30)$$

A análise de (4.30) permite observar que as tensões ca terminais não possuem mais uma componente cc devido ao desbalanço das tensões nos polos positivo e negativo do barramento cc. Com isso, os sinais de referência normalizados das tensões nos braços, dados inicialmente por (4.25), podem ser reescritos como:

$$\begin{cases} m_{Uj} = \left(\frac{1}{2}\right) (1 - m_{ij,p}) - m_{im,j}, \\ m_{Lj} = \left(\frac{1}{2}\right) (1 + m_{ij,n}) - m_{im,j}, \end{cases} \quad (4.31)$$

em que $m_{ij,p} = (v_{Uj}^*/V_p)$ e $m_{ij,n} = (v_{Uj}^*/V_n)$ são as referências normalizadas das tensões ca terminais, em relação as tensões cc dos polos positivo e negativo, respectivamente. As tensões de desbalanço, por sua vez, podem continuar sendo normalizadas como $m_{im,j} = (v_{im,j}/V_{cc})$, já que não influenciam as tensões nos terminais ca.

Como discutido na Seção 4.7, as correntes circulantes são formadas por uma componente cc e pelas harmônicas de ordem par. Quando as correntes circulantes são calculadas usando (4.20), a componente fundamental das correntes nos braços é cancelada, pois possuem fases opostas. Entretanto, utilizando a normalização descrita em (4.29), essa afirmação deixa de ser verdadeira, pois as correntes nos braços não possuem mais fases opostas. Substituindo (4.29) em (4.26) e somando as equações resultantes, o comportamento dinâmico das correntes circulantes pode ser descrito como:

$$L_{arm} \frac{di_{cir,j}}{dt} + R_{arm} i_{cir,j} = \left(\frac{V_p - V_n}{2}\right) m_{ij} + v_{im,j}. \quad (4.32)$$

O comportamento dinâmico das correntes circulantes é descrito por uma equação diferencial de primeira ordem, dada por (4.32). Analisando o lado direito da igualdade, observa-se duas parcelas que caracterizam a resposta de regime permanente, sendo uma componente com harmônicas pares, relacionados à tensão $v_{im,j}$, e uma componente com a frequência fundamental, relacionada ao sinal de referência m_{ij} . A componente com harmônicos pares é característica do MMC, sendo mitigada com a estratégia discutida na Seção 4.7. Por outro lado, a componente fundamental só existe devido à diferença entre as tensões V_p e V_n . É justamente esse comportamento a causa da defasagem entre a componente fundamental das correntes nos braços. Para corrigir essa defasagem, pode-se utilizar um controlador ressonante sintonizado na frequência fundamental em paralelo com os controladores responsáveis por suprimir as harmônicas pares das correntes circulantes, como mostrado na Figura 40. Dessa forma, a tensão $v_{im,j}$ em (4.32) irá adicionar uma componente fundamental à resposta em regime permanente, com o objetivo de cancelar a parcela que surge devido ao desbalanço das tensões cc. Os parâmetros desse controlador foram projetados usando a mesma técnica usada para os outros controladores ressonantes, cujo diagrama de Bode se encontra no Apêndice A.

4.9 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentado o modelo matemático do MMC, utilizado como inversor na subestação *onshore*, assim como os controladores utilizados. O objetivo do sistema de controle do MMC é regular a corrente no link cc, o que é feito indiretamente, através do controle das correntes injetadas na rede, em coordenadas dq . Em situações que as velocidades de vento no parque eólico são baixas, a tensão no barramento cc do MMC pode atingir o limite mínimo. Nesse caso, é necessário alterar a estratégia de controle para o modo controle de tensão, em que a tensão cc é regulada no valor mínimo.

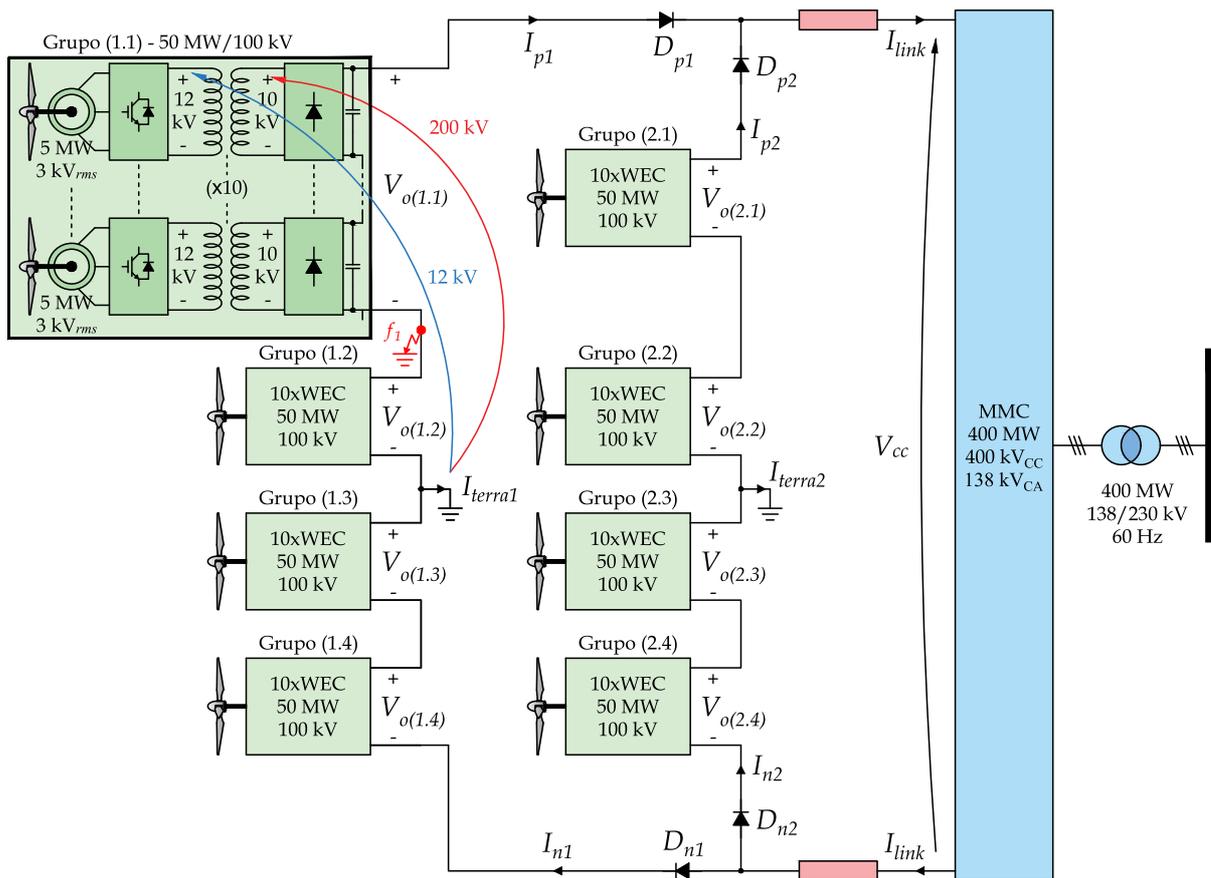
Além dessas estratégias de controle, o MMC necessita de um algoritmo de equalização das tensões nos capacitores dos submódulos e uma estratégia de supressão das correntes circulantes, como foi discutido nesse capítulo. Finalmente, foram apresentados, através de uma análise de modelos matemáticos, os problemas causados pelo desbalanço das tensões nos polos positivo e negativo do barramento cc do MMC, além das técnicas usadas para mitigá-los.

Baseado nos modelos matemáticos e estratégias de controle discutidos neste trabalho, no próximo capítulo serão apresentados resultados de simulação com o objetivo de verificar o funcionamento do sistema proposto e das estratégias de controle utilizadas.

5 SIMULAÇÕES DIGITAIS DO PARQUE EÓLICO COM UNIDADES WEC CONECTADAS EM SÉRIE

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas no programa PSCAD/EMTDC. Na Figura 41 é mostrado o diagrama esquemático do sistema simulado, que possui oitenta unidades WEC de 5 MW e tensão cc de saída 10 kV, distribuídas em dois arranjos com quarenta unidades em série, formando um link cc de ± 200 kV. Entretanto, para reduzir o esforço computacional, cada conjunto de dez unidades WEC em série foi representado como um só bloco, formando grupos de 50 MW e tensão cc de saída 100 kV. Dessa forma, qualquer distúrbio aplicado ao grupo, afetará da mesma forma as dez unidades. Nos grupos de unidades WEC não foram usados modelos equivalentes, mas os modelos descritos nos capítulos anteriores, com conversores chaveados.

Figura 41 – Diagrama esquemático do sistema simulado com dois arranjos série de unidades WEC conectados em paralelo.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na subestação *onshore*, um MMC de 400 MW, com tensão ca nominal de 138 kV, foi conectado através de um transformador a uma rede ca de 230 kV e 60 Hz. Além de ajustar o nível de tensão ao da rede de transmissão ca, esse transformador também garante

isolação galvânica entre o MMC e o SEP. O MMC possui cem módulos por braço, sendo capaz de sintetizar tensões ca com até duzentos e um níveis. Se todas as unidades WEC atingirem sua tensão de saída máxima, em condições de vento muito favoráveis, a tensão do link cc será de ± 220 kV. Nesse caso, a tensão máxima que cada submódulo do MMC deverá suportar será 4,4 kV.

Entre os Grupos 1.1 e 1.2 é indicado um curto-circuito para terra (f_1), que foi utilizado em uma das simulações e será discutido posteriormente. Além disso, nos polos positivos e negativos dos arranjos são usados diodos (D_{p1} , D_{p2} , D_{n1} e D_{n2}), que têm como principal função evitar que a corrente de um arranjo retorne para outro com menor tensão durante um período transitório. Além disso, os diodos não permitem que a corrente flua no sentido contrário do fluxo normal, isto é, do SEP para o parque eólico.

Na Tabela 4 são listados os parâmetros da turbina eólica, do PMSG e do retificador NPC usados nas simulações. O momento de inércia foi reduzido para que fosse possível simular o sistema em um intervalo de tempo factível. Já na Tabela 5, são listados os parâmetros do MMC conectado à rede elétrica. Os parâmetros do transformador com núcleo de ar foram apresentados junto com o projeto e se encontram na Tabela 2. Maiores detalhes sobre o projeto dos componentes do MMC podem ser encontrados na dissertação de mestrado prévia a esta tese (ALMEIDA, 2019).

O projeto dos controladores é apresentado no Apêndice A, com base nos valores mostrados na Tabela 4 e Tabela 5. No Apêndice B são apresentados maiores detalhes sobre o modelo dependente de frequência no domínio das fases, usado para simular os cabos de transmissão submarina (BEDDARD; BARNES, 2014).

A fim de verificar o comportamento do sistema proposto, mostrado na Figura 41, assim como o desempenho dos controladores projetados, foram realizados três testes no PSCAD/EMTDC, todos eles com o sistema iniciando em condições nominais, com velocidade do vento de 11,7 m/s em todas as unidades WEC. A seguir são listados os eventos que ocorrem em cada um dos testes:

- **Teste 1 – operação das unidades WEC:**
 - $t = 0,2$ s: referência da tensão V_{npc} aumenta de 11,5 para 12 kV;
 - $t = 0,7$ s: velocidade do vento diminui 1,7 m/s no Grupo 1.1;
 - $t = 1,2$ s: velocidade do vento aumenta 1,7 m/s no Grupo 1.1.
- **Teste 2 – operação do MMC onshore:**
 - $t = 0,2$ s: velocidade do vento diminui 1,7 m/s no Grupo 1.1;
 - $t = 0,7$ s: normalização proposta inicia, com V_p e V_n no lugar de $V_{cc}/2$;
 - $t = 1,2$ s: controlador ressonante com frequência fundamental, $C_{r1}(s)$, começa a processar as correntes circulantes.

Tabela 4 – Parâmetros das Unidades WEC.

Variável	Descrição	Valor
P_m	Potência nominal turbina/gerador	5 MW
n_H	Velocidade no eixo da turbina	12 rpm
n_m	Velocidade mecânica do gerador	300 rpm
N_{gb}	Relação da transmissão (<i>gearbox</i>)	25
r	Raio do rotor	63 m
ρ	Densidade do ar	1,225 kg/m ³
$C_{p,max}$	Coefficiente de potência máximo	0,434
λ_{opt}	Relação de velocidade de ponta ótima	11,6
J	Momento de inércia do conjunto turbina/gearbox/gerador	238 kg.m ²
V_g	Tensão de linha eficaz nominal do gerador	3 kV
f_g	Frequência nominal do gerador	60 Hz
λ_r	Fluxo magnético do gerador	6,5 Wb
PP	Número de pares de polos do gerador	12
R	Resistência equivalente do gerador ($R_s + R_g$)	86 mΩ
L	Indutância equivalente do gerador ($L_s + L_g$)	4,5 mH
C_1, C_2	Capacitâncias do retificador NPC	5 mF
V_{npc}	Tensão CC nominal do retificador NPC	12 kV
f_{npc}	Frequência de chaveamento do retificador NPC	3,6 kHz
V_o	Tensão CC de saída nominal	10 kV
$V_{o,max}$	Tensão CC de saída máxima	11 kV

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 5 – Parâmetros do MMC.

Variável	Descrição	Valor
P_{mmc}	Potência nominal	400 MW
V_{grid}	Tensão de linha eficaz nominal da rede	230 kV
V_s	Tensão de linha eficaz nominal do MMC	138 kV
$N_p : N_s$	Relação do transformador da rede	1:2
f_s	Frequência nominal da rede	60 Hz
V_{cc}	Tensão CC nominal do MMC	400 kV
$V_{cc,min}$	Tensão CC mínima do MMC	260 kV
I_{link}^*	Referência da corrente no link CC	900 A
N	Número de submódulos por braço	100
f_{mmc}	Frequência de chaveamento do MMC	900 Hz
R_{arm}	Resistência dos braços	0,2 Ω
L_{arm}	Indutância dos braços	4 mH
$(R_f + R_t)$	Resistência equivalente do filtro e transformador	0,1 Ω
$(L_f + L_t)$	Indutância equivalente do filtro e transformador	16 mH
C_{sm}	Capacitância dos submódulos	10 mF

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

- **Teste 3 – curto-circuito seguido de abertura de um arranjo:**

- $t = 0,2$ s: curto-circuito franco para terra entre os Grupos 1.1 e 1.2;
- $t = 0,21$ s: unidades do Arranjo 1 são desconectadas do sistema;
- $t = 0,7$ s: com a falta extinta, unidades do Arranjo 1 são reconectadas ao sistema.

Nas seções a seguir serão apresentadas respostas no tempo de tensões, correntes e sinais de controle para que seja possível discutir o funcionamento do sistema e dos controladores, quando submetidos às perturbações descritas acima.

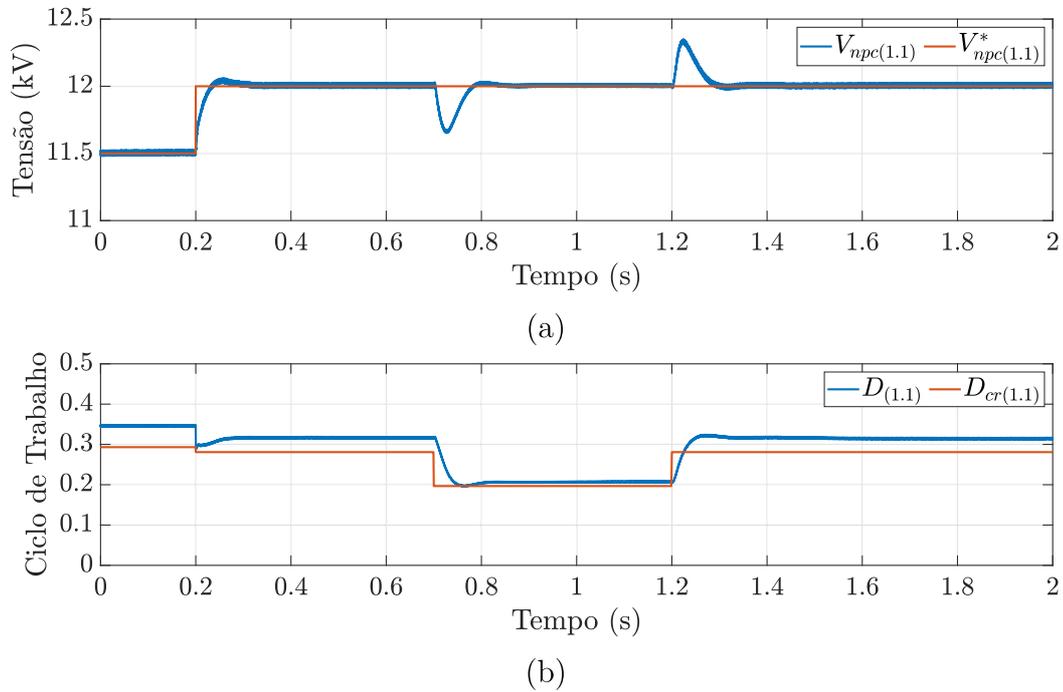
5.1 TESTE 1: OPERAÇÃO DAS UNIDADES WEC

Neste teste, primeiramente a referência da tensão cc interna V_{npc} das unidades do Grupo 1.1 aumenta em degrau de 11,5 para 12 kV, em $t = 0,2$ s, a fim de testar o controlador do inversor em ponte completa. Em $t = 0,7$ s, a velocidade do vento cai em degrau nas turbinas do Grupo 1.1, de 11,7 para 10 m/s, fazendo com que a tensão cc de saída diminua. Dessa forma é possível observar o funcionamento dos controladores do retificador trifásico. Ao mesmo tempo, o Grupo 1.2 sofre um aumento na tensão cc de saída, chegando ao limite de 110 kV, o que permite testar o controlador da tensão cc de saída, que só atua nesta situação. Por fim, em $t = 1,2$ s, a velocidade do vento retorna ao valor inicial, fazendo com que o controlador de tensão do Grupo 1.2 seja desativado.

Na Figura 42a é mostrada a tensão no barramento cc compartilhado, junto com seu valor de referência. É possível observar em $t = 0,2$ s que a tensão segue rastreando a referência após o degrau. Quando a velocidade do vento varia, em $t = 0,7$ s e $t = 1,2$ s, a tensão V_{npc} oscila, porém permanece rastreando a referência. Na Figura 42b é mostrado o ciclo de trabalho do inversor em ponte completa, junto com seu valor crítico. Apesar de estar acima do valor crítico, o ciclo de trabalho é sempre menor que 0,5, o que garante a operação estável do conversor.

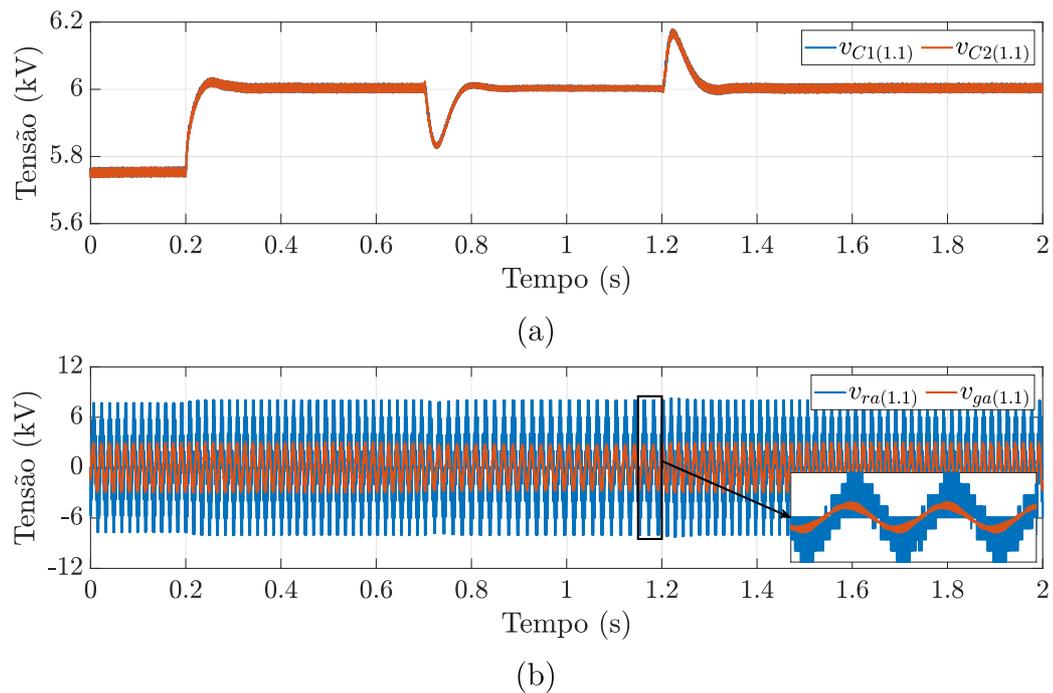
Na Figura 43a são mostradas as tensões nos capacitores do barramento cc compartilhado pelo retificador NPC trifásico e pelo inversor NPC em ponte completa. Pode-se observar que as tensões permanecem equalizadas e sem componentes harmônicas significativas. Na Figura 43b são mostradas as tensões da fase a do retificador NPC e do gerador do Grupo 1.1. Essas tensões são afetadas pela mudança de referência de V_{npc} , em $t = 0,2$ s, aumentando o valor de pico de v_{ra} . Nos outros dois eventos, em $t = 0,7$ s e $t = 1,2$ s, a frequência das tensões do gerador varia, já que é proporcional à velocidade do vento. A assimetria que pode ser observada na tensão do retificador se deve à ação do controlador PR.

Figura 42 – SST CC-CC 1.1: (a) tensão no barramento CC entre o retificador trifásico e o inversor em ponto completa; (b) ciclo de trabalho do inversor em ponte completa.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

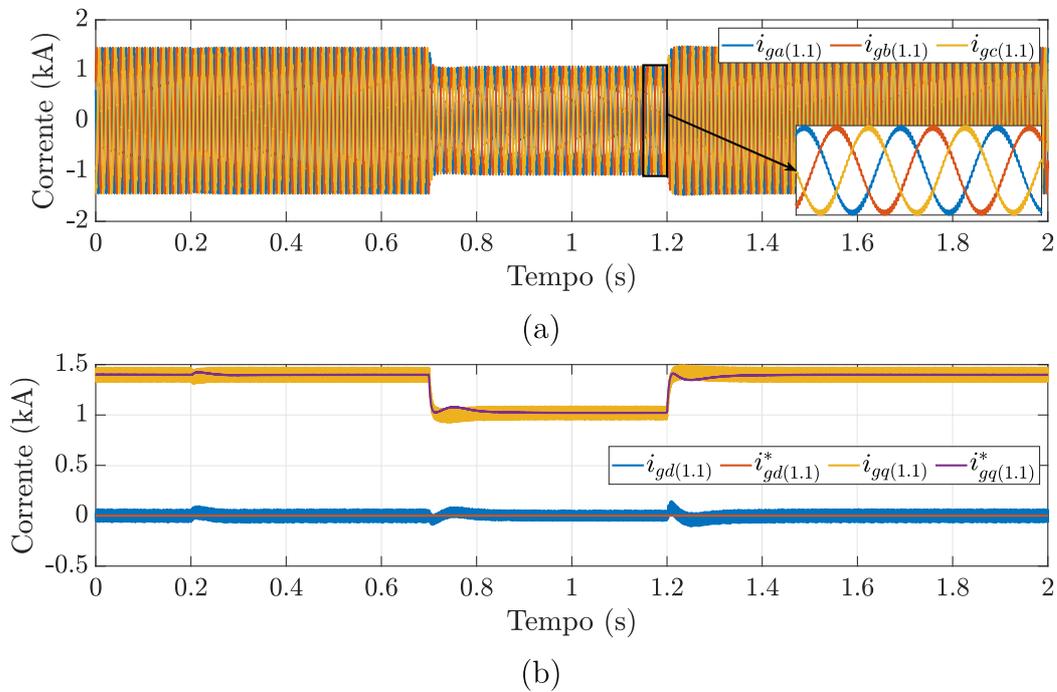
Figura 43 – Grupo de unidades WEC 1.1: (a) tensões nos capacitores dos conversores NPC; (b) tensões da fase *a* do gerador e do retificador NPC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 44a e 44b são mostradas as correntes do gerador do Grupo 1.1, em coordenadas abc e dq , respectivamente. Apenas as perturbações na velocidade do vento afetam significativamente essas correntes, uma vez que o MPPT gera uma referência para a corrente i_{gq} proporcional ao quadrado da velocidade do rotor. Por outro lado, a corrente de eixo direto permanece sempre rastreando sua referência zero, como é possível observar no gráfico.

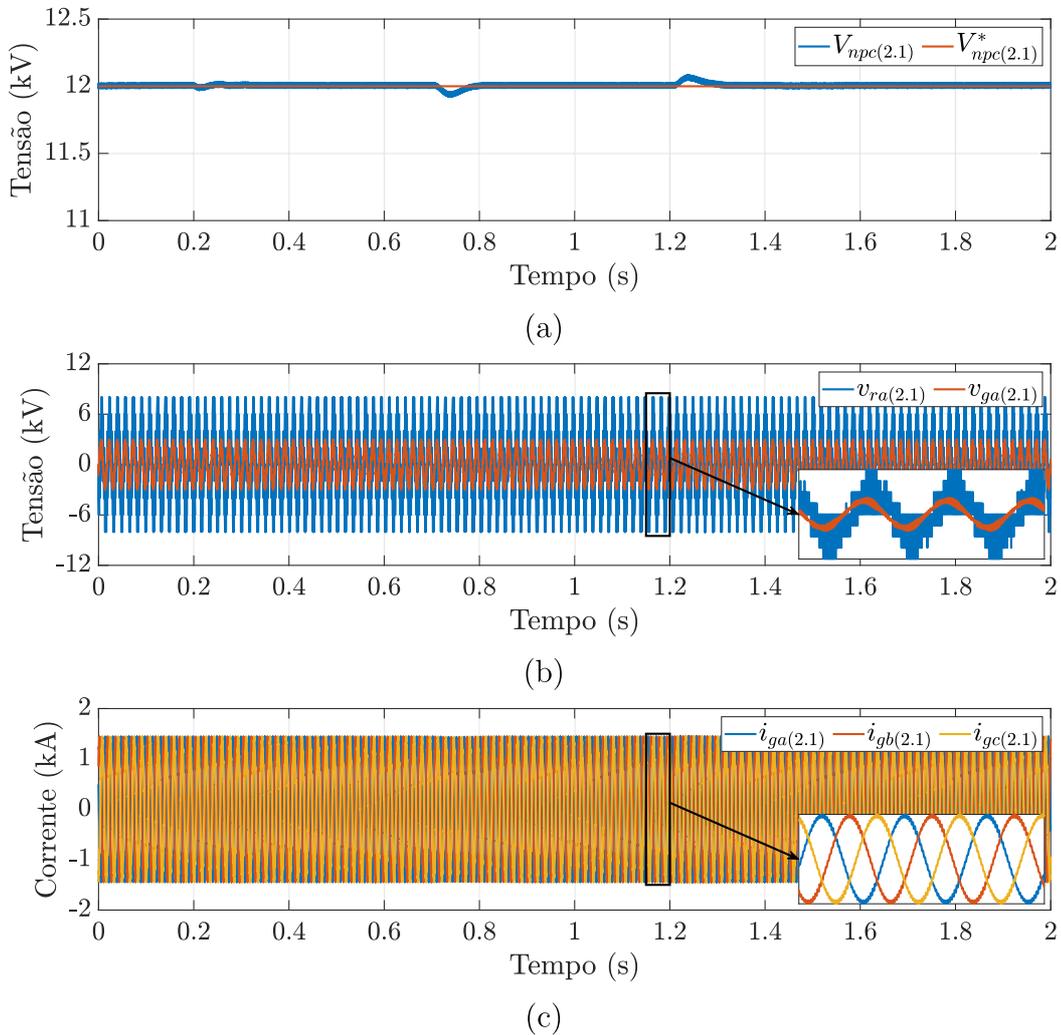
Figura 44 – Grupo de unidades WEC 1.1: (a) correntes trifásicas do gerador; (c) correntes dq do gerador.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 45a é mostrada a tensão no barramento cc entre o retificador trifásico e o inversor em ponte completa do Grupo 2.1. Durante as três perturbações, ocorrem pequenas oscilações na tensão V_{npc} do Grupo 2.1, porém muito menores que as que ocorrem no Grupo 1.1. Nas Figuras 45b e 45c são mostradas as tensões da fase a do retificador e do gerador do Grupo 2.1 e as correntes trifásicas, respectivamente. Como as perturbações foram aplicadas ao Grupo 1.1, o Grupo 1.2 não é afetado e segue operando em condições nominais.

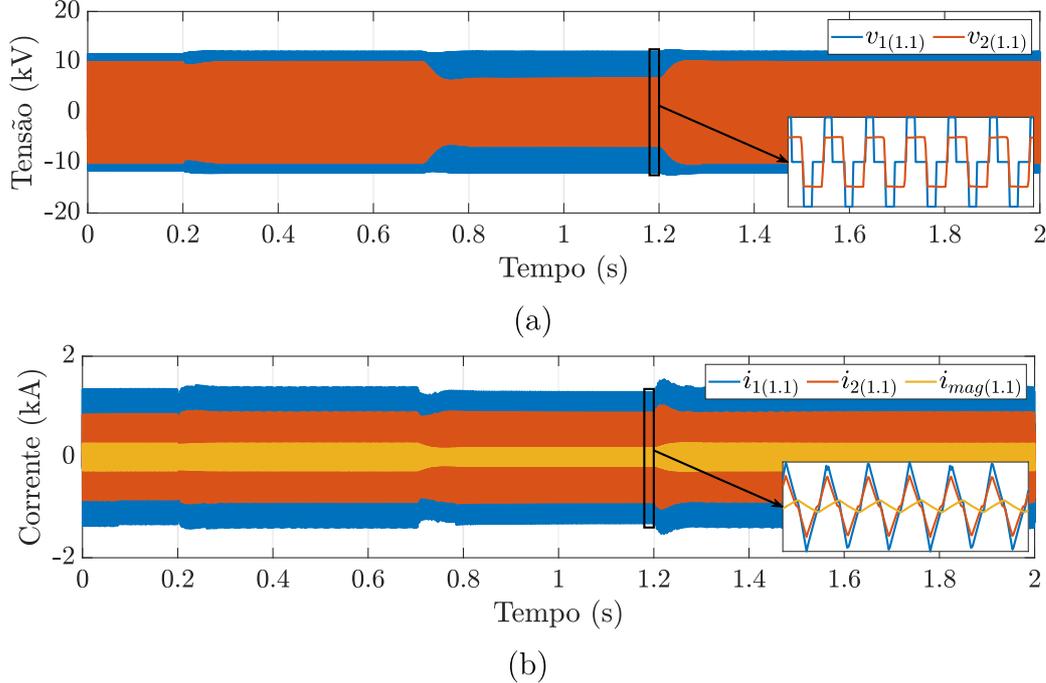
Figura 45 – Grupo de unidades WEC 2.1: (a) tensão no barramento CC entre o retificador trifásico e o inversor em ponte completa; (b) tensões da fase *a* do gerador e do retificador NPC; (c) correntes trifásicas do gerador.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 46a e 46b são mostradas, respectivamente as tensões e correntes nos terminais primário e secundário, assim como a corrente de magnetização, do transformador do Grupo 1.1. Quando a referência da tensão no barramento cc aumenta, em $t = 0,2$ s, a amplitude da tensão no primário do transformador também aumenta. Contudo, a tensão no secundário e as correntes são pouco afetadas, apresentando apenas pequenas oscilações transitórias. Por outro lado, quando ocorre o aumento e a redução da velocidade do vento, a tensão no secundário é quem sofre a maior mudança, já que está diretamente relacionada com a tensão cc de saída da unidade. As formas de onda da Figura 46 ajudam a comprovar a teoria usada para desenvolver o sistema de controle do inversor em ponte completa, a partir das formas de onda teóricas da Figura 28.

Figura 46 – Transformador 1.1: (a) tensões e (b) correntes nos terminais primário e secundário do transformador e a corrente de magnetização.

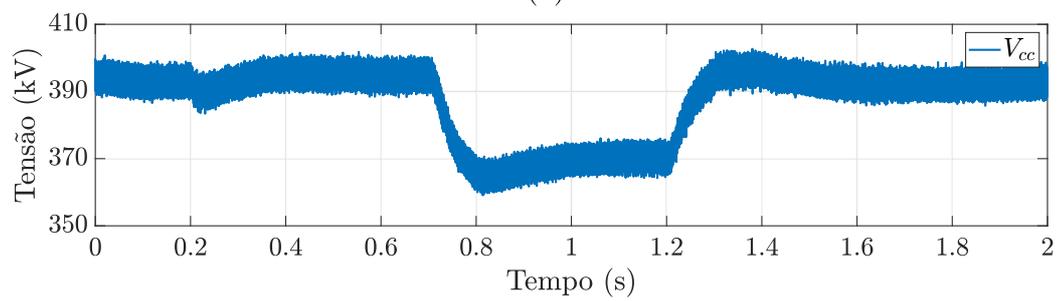
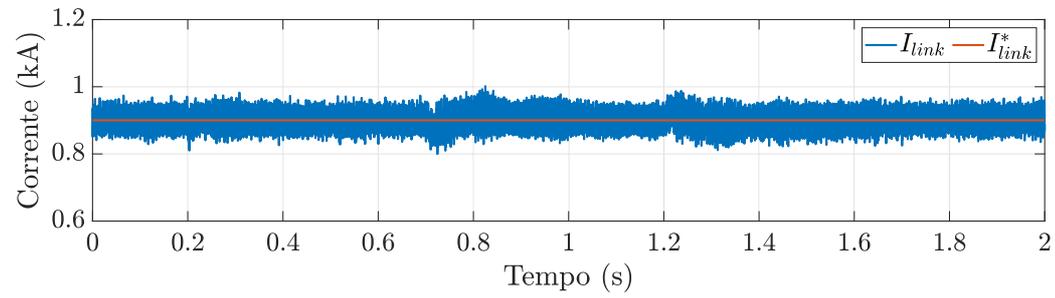


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 47a e 47b são mostradas a corrente no link cc junto com sua referência, de 0,9 kA, e a tensão cc do MMC, respectivamente. As oscilações na corrente e na tensão acontecem devido à estratégia de chaveamento do MMC, que permite um número de submódulos ativos por fase podendo variar entre $(N - 1)$, N e $(N + 1)$. Contudo, é possível observar que a corrente segue rastreando seu valor de referência durante toda a simulação.

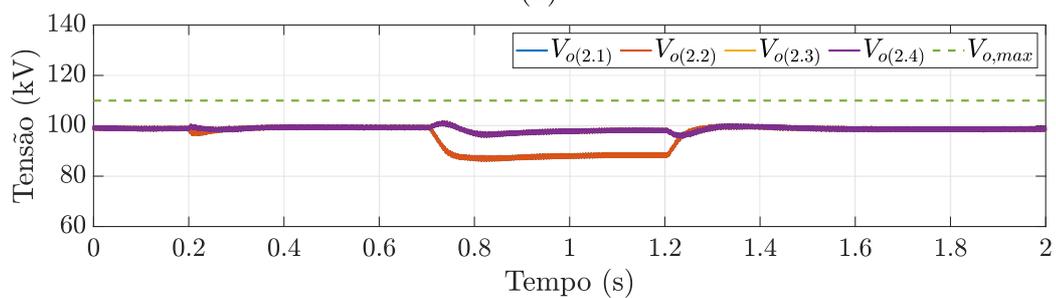
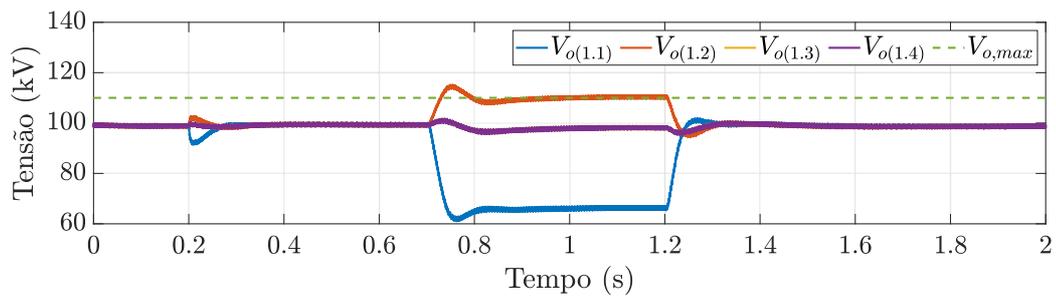
Nas Figuras 48a e 48b são mostradas as tensões cc de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Em $t = 0,7$ s, quando a velocidade do vento cai no Grupo 1.1, a tensão $V_{o(1.1)}$ diminui. Em contrapartida, $V_{o(1.2)}$ aumenta e atinge seu limite máximo 110 kV, acionando o controlador de tensão e deixando de fornecer a máxima potência possível. Uma vez que a corrente no polo positivo do Arranjo 1 diminuiu, a corrente no polo positivo do Arranjo 2 deve aumentar para que I_{link} permaneça igual a 0,9 kA. Esse aumento de corrente causa a redução nas tensões $V_{o(2.1)}$ e $V_{o(2.2)}$, já que esses grupos fornecem a mesma potência de antes da perturbação. Quando a velocidade do vento volta a aumentar no Grupo 1.1, o controlador de tensão do Grupo 1.2 é desativado e o sistema volta a operar em condições nominais.

Figura 47 – Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

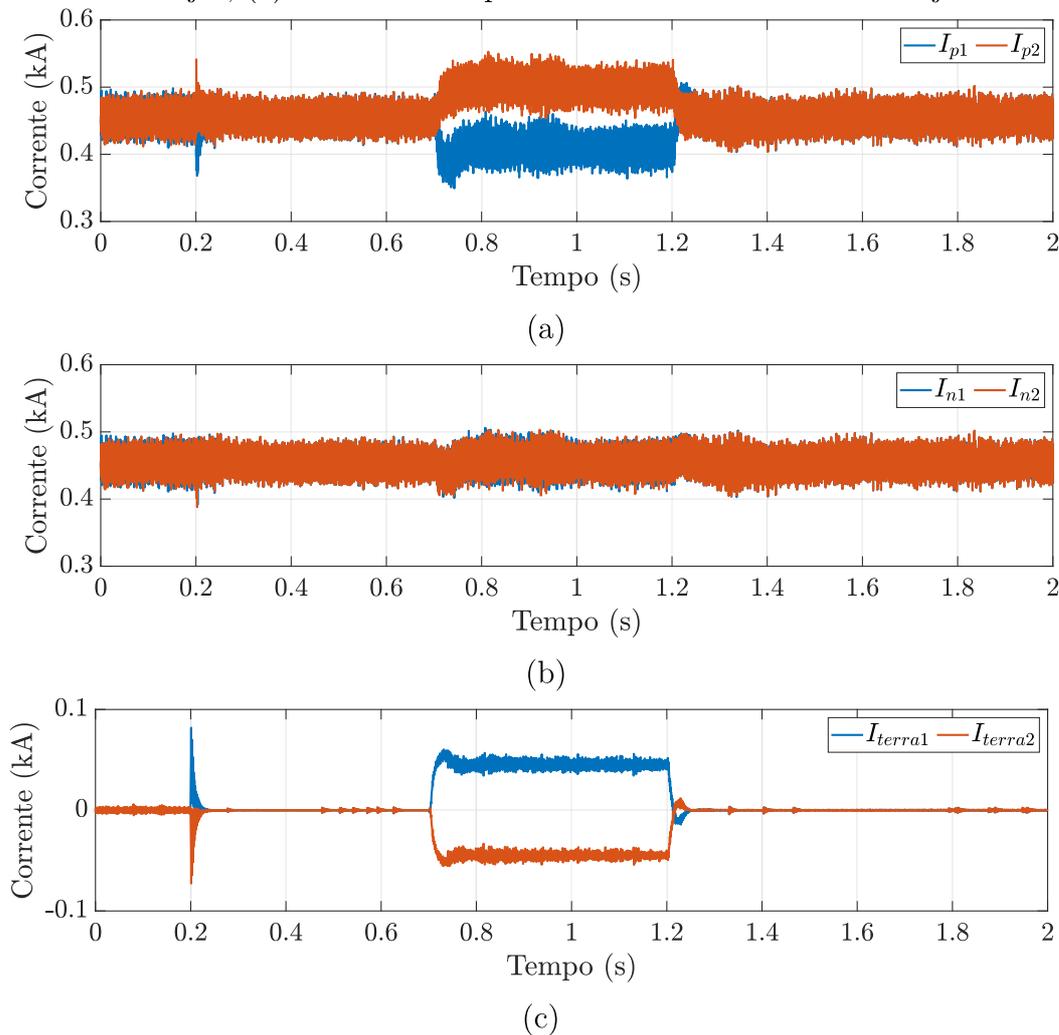
Figura 48 – Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 49a e 49b são mostradas as correntes nos polos positivos e negativos dos arranjos de unidades em série, respectivamente. Como descrito anteriormente, a corrente no Arranjo 1, I_{p1} , é reduzida a partir de $t = 0,7$ s, enquanto a corrente no Arranjo 2, I_{p2} , aumenta. Na Figura 49c são mostradas as correntes que fluem para terra nos pontos onde os arranjos são aterrados. Neste gráfico é possível observar que há um excesso de corrente no Arranjo 1, que flui para terra e retorna pelo Arranjo 2. Isso ajuda a observar porque as unidades conectadas entre o polo negativo e a terra não são afetadas.

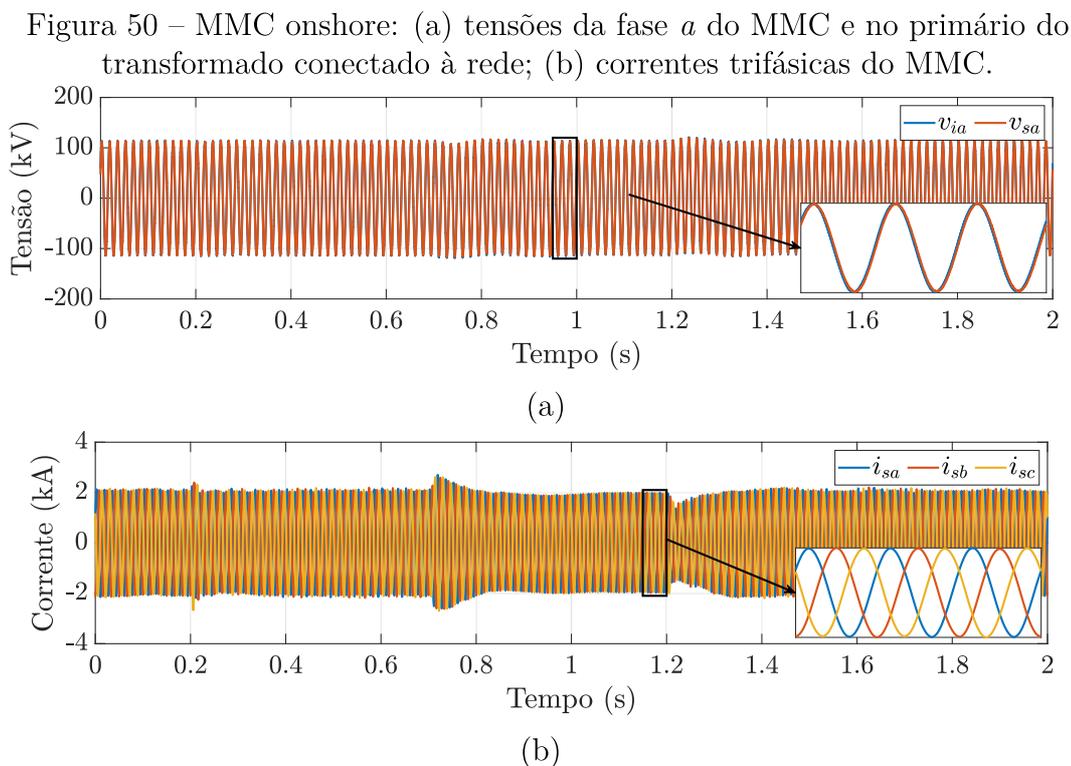
Figura 49 – Link CC: correntes nos polos (a) positivos e (b) negativos dos arranjos; (c) correntes nos pontos de aterramento dos arranjos.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 50a e 50b são mostradas, respectivamente, as tensões na fase a do MMC e no primário do transformador conectado à rede elétrica e as correntes trifásicas do MMC. As tensões são muito pouco afetadas pelas perturbações. Entretanto, as correntes trifásicas sofrem um aumento instantâneo em $t = 0,7$ s, depois uma diminuição em $t = 1,2$ s. Isso ocorre devido à variação da tensão nos terminais cc do MMC, que força os capacitores

dos submódulos a se carregarem ou descarregarem, causando essas variações nas correntes trifásicas.



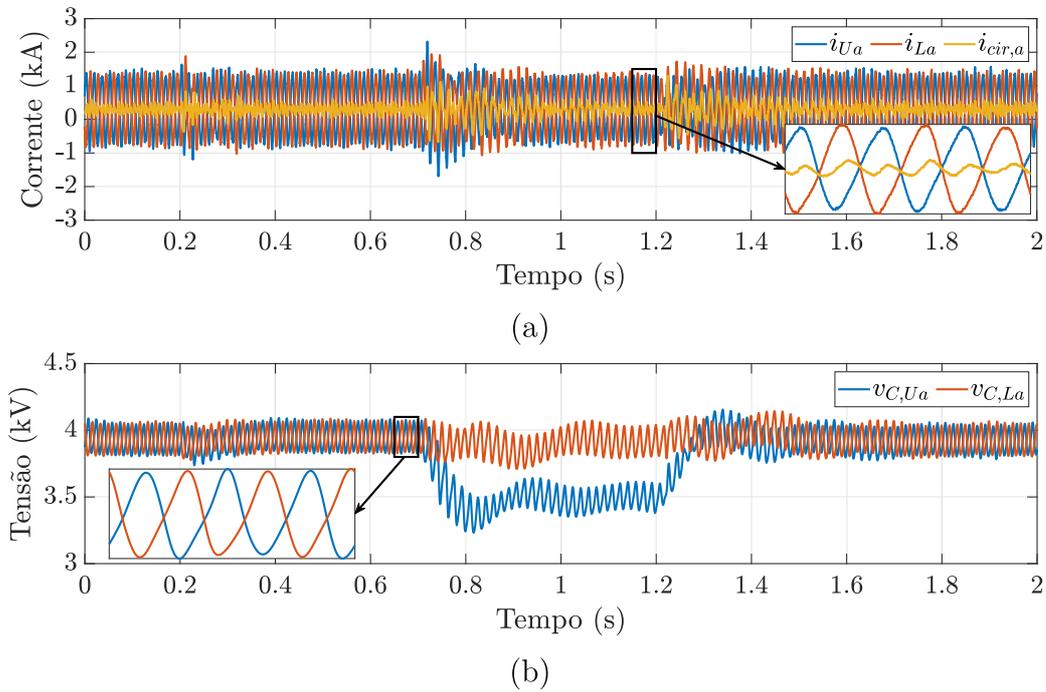
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 51a são mostradas as correntes nos braços e a corrente circulante na fase a do MMC. Com exceção dos períodos transitórios, quando ocorrem as perturbações, as correntes nos braços permanecem com uma componente cc e uma de primeira ordem, enquanto as correntes circulantes possuem majoritariamente um componente cc. Apesar deste gráfico permitir observar a eficácia dos controladores ressonantes usados para suprimir as harmônicas pares das correntes circulantes, esse assunto será abordado com mais ênfase na seção seguinte. Por fim, na Figura 51b são mostradas as tensões equivalentes nos capacitores dos braços superior e inferior da fase a do MMC. Assim como as correntes circulantes, o comportamento dessas tensões será discutido melhor na seção seguinte, especialmente quando os valores médios são diferentes, como ocorre para $0,7 < t < 1,2$ s.

O Teste 1 permitiu observar o funcionamento do SST cc-cc, através da mudança na referência de tensão do barramento cc entre os conversores NPC, além da equalização das tensões nos capacitores do barramento cc. A redução de velocidade nas turbinas do Grupo 1.1 permitiu observar as variações nas tensões e correntes das unidades WEC, do link cc e no MMC *onshore*.

Além de demonstrar o comportamento estável do sistema, a perturbação aplicada fez com que o Grupo 1.2 aumentasse sua tensão de saída, esbarrando no limite máximo e acionando o controlador da tensão cc de saída, que é desativado quando a velocidade

Figura 51 – MMC onshore: (a) correntes nos braços do MMC e corrente circulante; (b) tensões nos capacitores do MMC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

do vento volta a aumentar. Em um sistema com apenas um arranjo, o inversor *onshore* mantém a corrente nas unidades constante, evitando que a diminuição de tensão em uma unidade provoque aumento em outras. Por outro lado, em um sistema com dois ou mais arranjos, mesmo regulando a corrente no link cc, não se garante corrente constante nas unidades WEC. Isso implica em perda de potência, já que a unidade cuja tensão foi limitada passa a fornecer menos potência do que seria capaz.

Outro problema evidenciado por esse primeiro teste foi o aumento da corrente no Arranjo 2 devido à perturbação no Arranjo 1. Isso implica em um sobredimensionamento do arranjo, já que este pode ser obrigado a conduzir uma corrente maior que a nominal. Em caso de perda de um arranjo, pode-se pensar inicialmente que o arranjo remanescente tenha que conduzir toda a corrente do link cc, ou seja, o dobro de sua corrente nominal. Contudo, será mostrado no Teste 3 que a corrente não chega a dobrar, ainda que aumente significativamente.

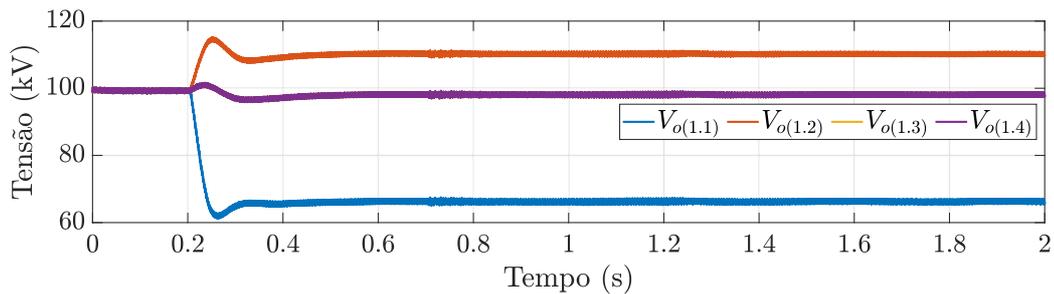
A seguir, o segundo teste tem como objetivo observar o comportamento do MMC *onshore*, assim como as estratégias de normalização e controle propostas no Capítulo 4.

5.2 TESTE 2: OPERAÇÃO DO MMC ONSHORE

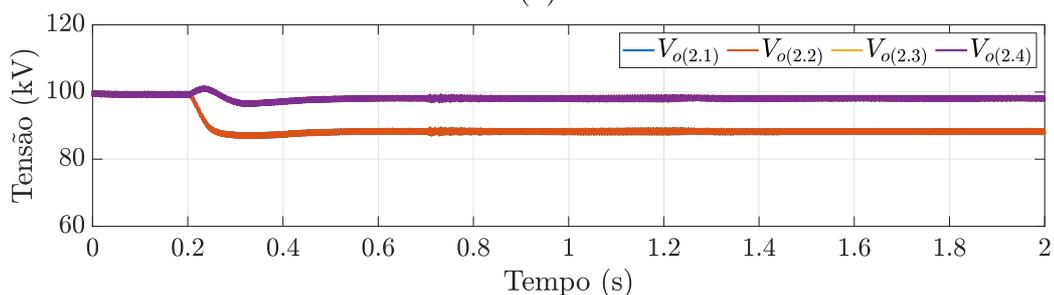
Neste segundo teste, com o MMC operando sem a normalização das tensões nos braços proposta e sem o controlador ressonante na frequência fundamental, em $t = 0,2$ s a velocidade do vento cai em degrau no Grupo 1.1, de 11,7 para 10 m/s. Isso permite observar os problemas de assimetria nas tensões ca sintetizadas pelo MMC, já que as tensões nos polos do link cc, V_p e V_n , se diferem. Posteriormente, em $t = 0,7$ s e $t = 1,2$ s, respectivamente, a normalização proposta e o controlador ressonante na frequência fundamental inciam a operação.

Nas Figuras 52a e Figura 52b são mostradas as tensões de saída dos grupos dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Em $t = 0,2$ s, quando a velocidade do vento cai nas turbinas do Grupo 1.1, a tensão cc de saída deste grupo é reduzida, fazendo com que a tensão do Grupo 1.2 aumente até atingir seu valor máximo 110 kV. Já as tensões de saída dos Grupos 2.1 e 2.2 diminuem, pois a corrente que passa por esse arranjo aumenta.

Figura 52 – Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.



(a)

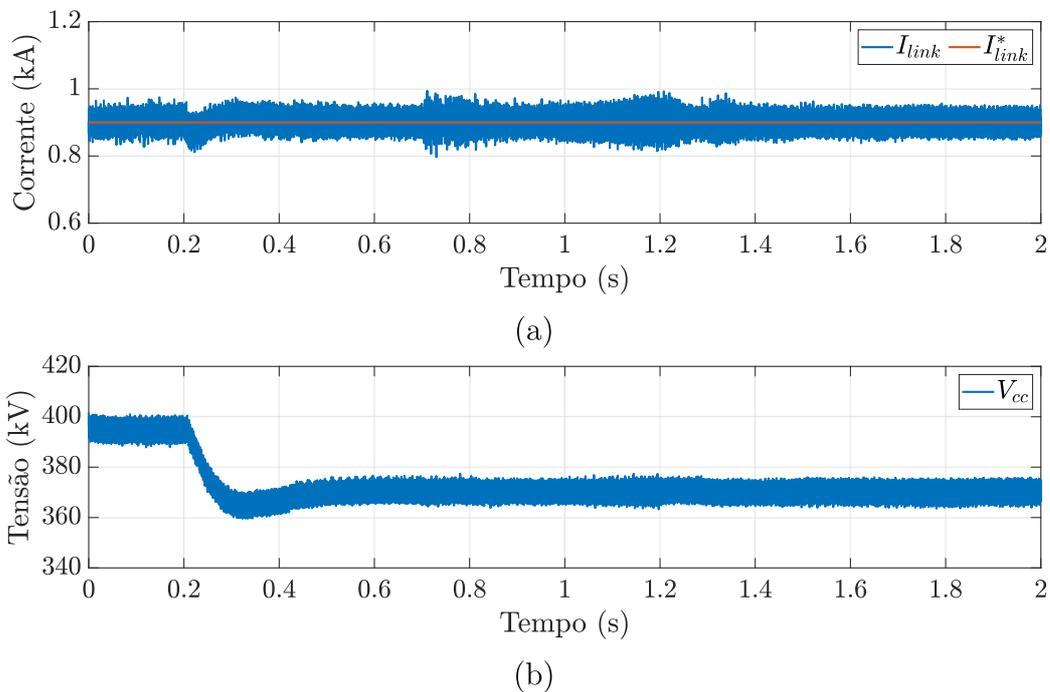


(b)

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 53a e 53b são mostradas a corrente no link cc, junto com sua referência, e a tensão cc do MMC, respectivamente. Durante toda a simulação, a corrente I_{link} segue a referência de 0,9 kA. Já a tensão V_{cc} diminui a partir de $t = 0,2$ s, quando a velocidade do vento cai nas turbinas do Grupo 1.1.

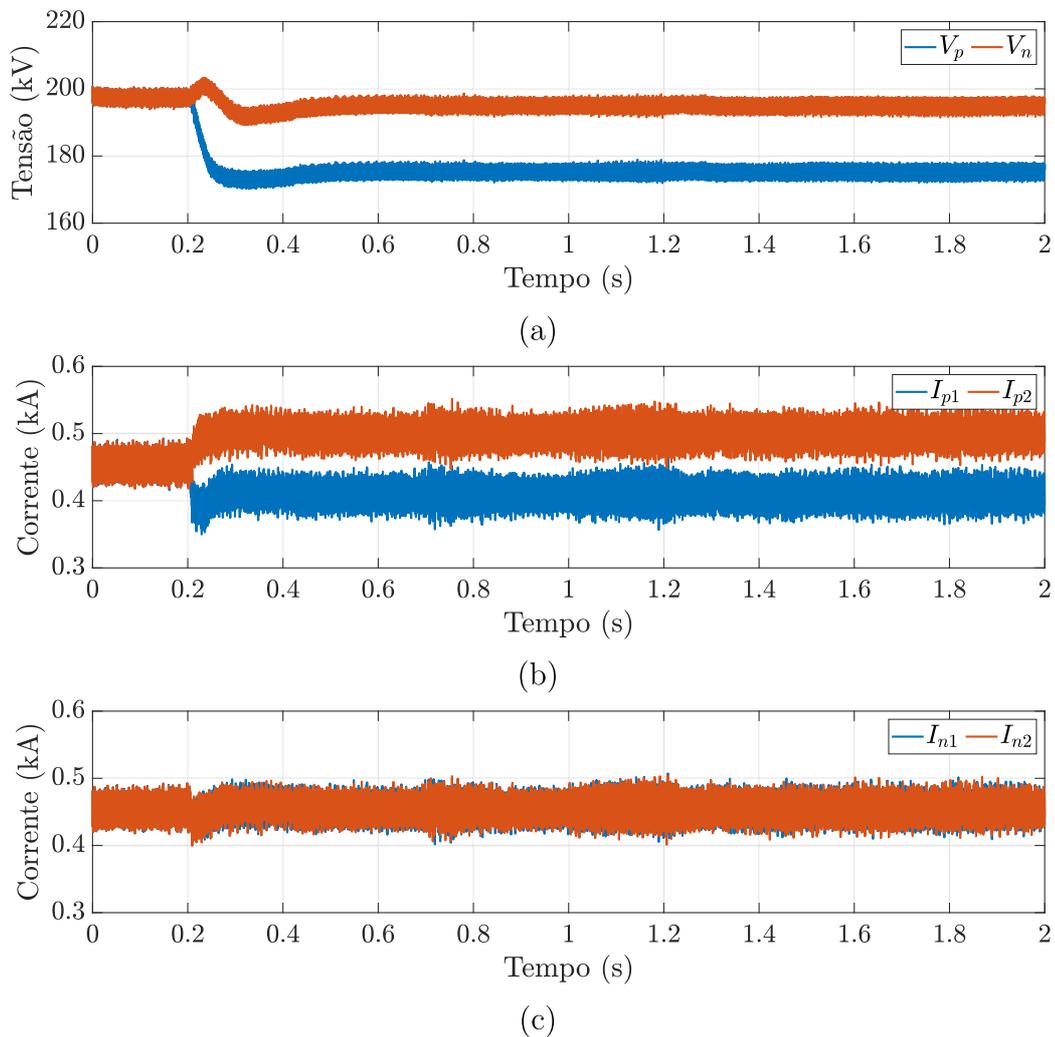
Figura 53 – Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 54a são mostradas as tensões nos polos positivo e negativo do link cc. Observe que, após a perturbação em $t = 0,2$ s, as tensões nos polos positivo e negativo não são mais iguais, sendo $V_p < V_n$. Nas Figuras 54b e 54c são mostradas as correntes nos polos positivos e negativos dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Como a potência fornecida pelo Grupo 1.1 é reduzida em $t = 0,2$ s, a corrente I_{p1} diminui, enquanto I_{p2} aumenta, a fim de balancear a operação. A influência dos dois últimos eventos, em $t = 0,7$ s e $t = 1,2$ s, é quase imperceptível nos gráficos da Figura 53, porém nas tensões e correntes do MMC isso ficará evidente.

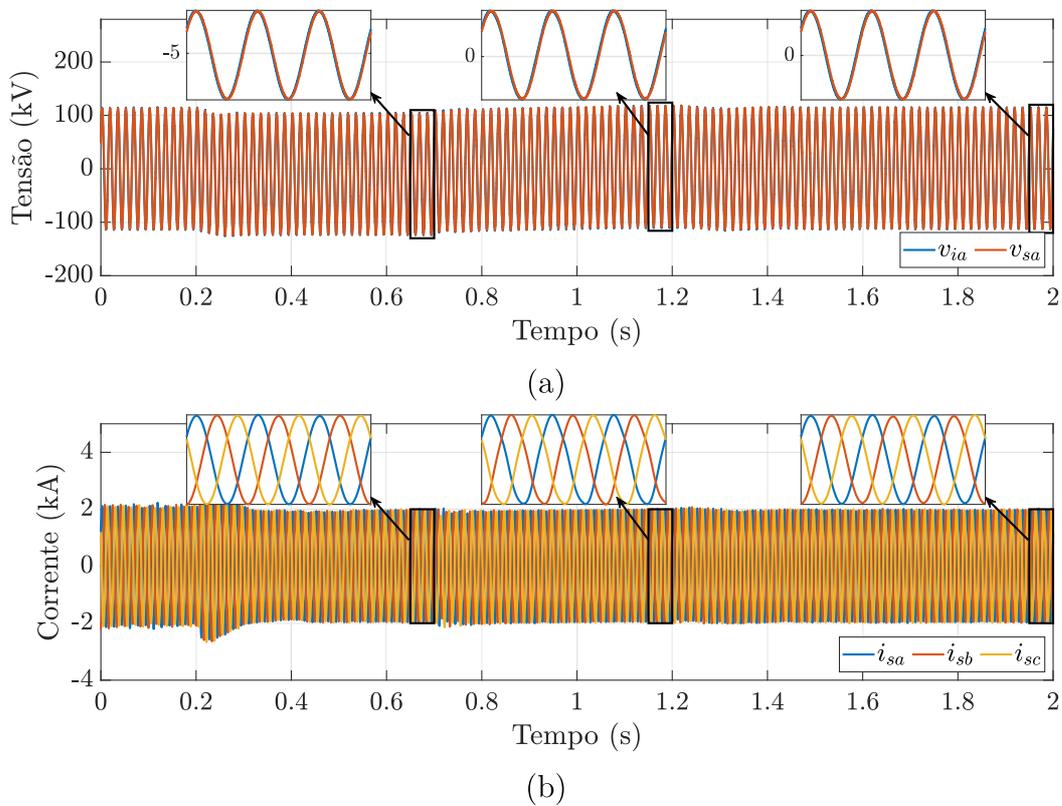
Figura 54 – Link CC: (a) tensões nos polos positivo e negativo; correntes nos polos (b) positivos e (c) negativos dos arranjos.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 55a e 55b são mostradas as tensões da fase *a* do MMC e no primário do transformador conectado à rede e as correntes trifásicas do MMC, respectivamente. O MMC inicia a operação com as tensões de referência dos braços sendo normalizadas em relação a $V_{cc}/2$ e continua assim até $t = 0,7$ s. Note que, para $0,2 < t < 0,7$ s, quando as tensões V_p e V_n são diferentes, as tensões da Figura 55a apresentam valor médio de -5 kV. A partir de $t = 0,7$ s, a normalização proposta, utilizando V_p e V_n no lugar de $V_{cc}/2$, é iniciada. Com isso, o valor médio das tensões passa a ser zero e o problema da assimetria é resolvido. Até $t = 1,2$ s, o controlador ressonante com frequência fundamental não é inserido na operação. Observando as tensões e correntes da Figura 55 o problema de assimetria é resolvido apenas com a normalização, porém deve-se observar também as correntes nos braços do MMC para verificar seu comportamento.

Figura 55 – MMC onshore: (a) tensões da fase a do MMC e no primário do transformado conectado à rede; (b) correntes trifásicas do MMC.

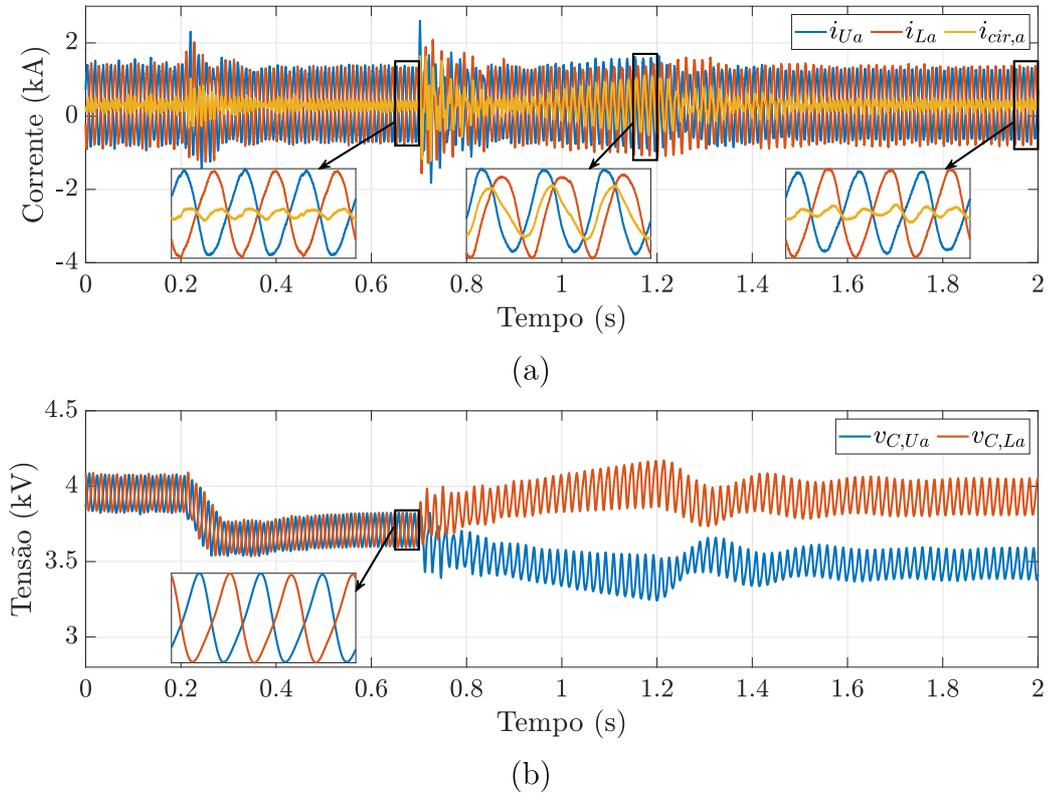


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 56a e 56b são mostradas, respectivamente, as correntes nos braços e a corrente circulante da fase a do MMC e as tensões equivalentes dos capacitores dos braços superior e inferior, também da fase a do MMC. Até $t = 0,7$ s, sem a normalização proposta, as correntes circulantes são suprimidas, apresentando apenas valor médio, e as tensões equivalentes nos capacitores dos braços superior e inferior apresentam o mesmo valor médio. Para $0,7 < t < 1,2$ s, quando a normalização proposta inicia, o problema da assimetria nas tensões ca é resolvido, porém as correntes circulantes passam a apresentar oscilações na frequência fundamental, como pode ser observado no segundo detalhe da Figura 56a. A partir de $t = 1,2$ s, quando o controlador ressonante com frequência fundamental é inserido, é possível observar que as correntes circulantes voltam a apresentar apenas valor médio. Além disso, a diferença entre os valores médios das tensões nos capacitores se torna menor.

Neste segundo teste, foi possível observar o problema de assimetria discutido no Capítulo 4, assim como a influência da proposta de normalização e do controlador ressonante com frequência fundamental na operação do MMC. No próximo teste será possível observar o funcionamento do controlador da tensão cc do MMC, que é acionado

Figura 56 – MMC onshore: (a) correntes nos braços do MMC e corrente circulante; (b) tensões nos capacitores do MMC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

quando V_{cc} atinge seu valor mínimo.

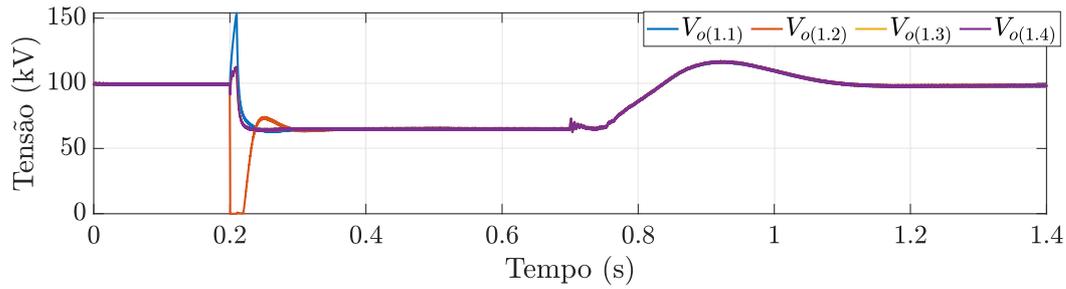
5.3 TESTE 3: CURTO-CIRCUITO SEGUIDO DE ABERTURA DO ARRANJO 1

Neste último teste, em $t = 0,2$ s, um curto-circuito franco para terra, com duração de 0,1 s, é aplicado entre os Grupos 1.1 e 1.2, como indicado na Figura 41. Após 10 ms, o Arranjo 1 é desconectado do restante do sistema. O tempo limite de atuação de disjuntores HVDC normalmente é considerado como 10 ms (JOVCIC; TANG; PANG, 2019; BARNES *et al.*, 2020). Neste trabalho, apesar de não serem utilizados disjuntores, considerou-se o tempo de detecção da falta e desconexão das unidades igual a 10 ms. Apesar de não ser representado na Figura 41, as unidades WEC do Arranjo 1 são desconectadas através do esquema de chaves da Figura 9, passando a alimentar um resistor de dispersão R_{disp} .

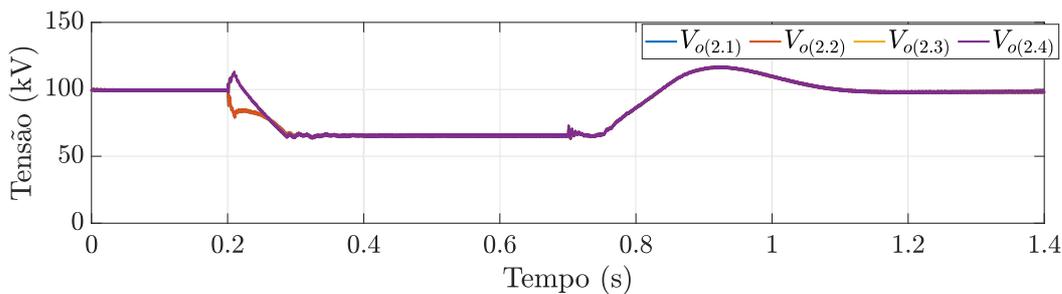
Nas Figuras 57a e 57b são mostradas as tensões cc de saída dos grupos dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Em $t = 0,2$ s, quando ocorre a falta, é possível observar que a tensão do Grupo 1.2 cai a zero imediatamente, enquanto a tensão do Grupo 1.1 começa a aumentar, a fim de equilibrar a tensão do polo positivo com os Grupos 2.1 e 2.2. Observe que, após a retirada do Arranjo 1, as tensões $V_{o(1.1)}$ e $V_{o(1.2)}$ assumem um valor menor, em

torno de 65 kV, quando passam a alimentar o resistor de dispersão (ver Figura 9). O valor dessa tensão está relacionado com o valor da resistência de dispersão, que nesse caso é de 100Ω . Em $t = 0,7$ s, com a falta já extinguida, o Arranjo 1 é reconectado ao sistema. Dessa forma, as tensões de todos os grupos retornam para o valor 100 kV.

Figura 57 – Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos arranjos (a) 1 e (b) 2.



(a)

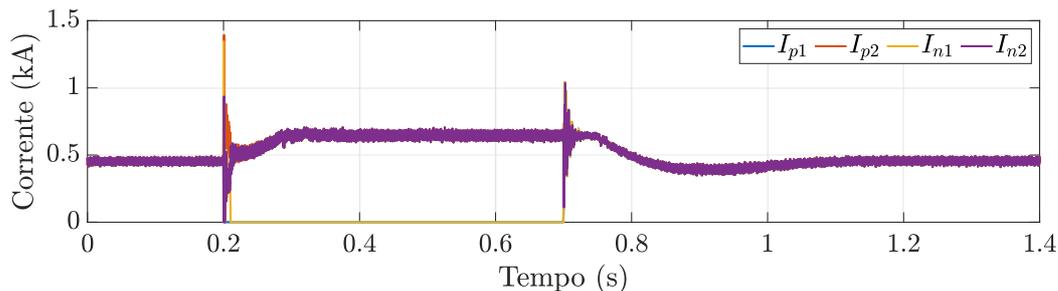


(b)

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 58 são mostradas as correntes nos polos positivos e negativos dos arranjos. Após a desconexão do Arranjo 1, em $t = 0,21$ s, as correntes I_{p1} e I_{n1} caem a zero, enquanto as correntes I_{p2} e I_{n2} aumentam, devido à queda da tensão no link cc, que força o acionamento do controlador de tensão no MMC. Após a reconexão do Arranjo 1, em $t = 0,7$ s, todas as correntes dos arranjos retornam ao valor prévio à falta.

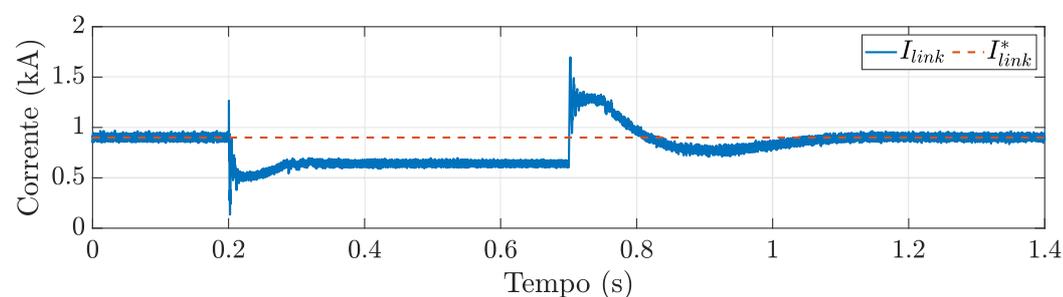
Figura 58 – Link CC: correntes nos polos positivos e negativos dos arranjos.



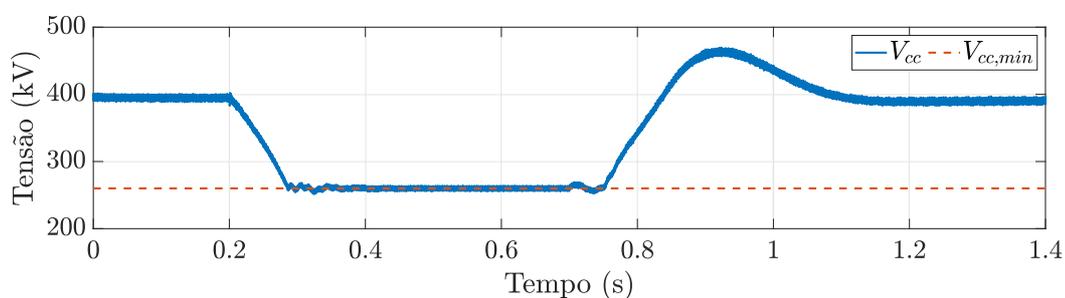
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 59a e 59b são mostradas a corrente no link cc e a tensão nos terminais cc do MMC. Quando ocorre a falta, em $t = 0,2$ s, a corrente sofre uma redução brusca, pois as unidades do Arranjo 1 deixam de fornecer corrente para o link CC, já que alimentam o curto-circuito. Quando o Arranjo 1 é desconectado, I_{link} volta a crescer, porém a tensão V_{cc} diminui devido à menor potência fornecida pelo parque eólico. Quando V_{cc} atinge seu valor mínimo e passa a ser regulada pelo MMC, I_{link} deixa de aumentar e assume um valor de regime permanente menor. Quando o Arranjo 1 é reconectado, em $t = 0,7$ s, a corrente no link aumenta, assim como a tensão cc do MMC, o que faz com que o controlador de tensão seja desativado. Dessa forma, o MMC volta para o modo de controle de corrente.

Figura 59 – Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.



(a)



(b)

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Neste último teste, foi possível observar que um curto-circuito no Arranjo 1 faz com todas as unidades deste arranjo sejam desconectadas. A perda de um arranjo inteiro implica no aumento da corrente no arranjo remanescente e consequentemente na queda de tensão das unidades WEC. Caso a tensão cc do MMC não fosse limitada no valor mínimo, a corrente no arranjo assumiria o mesmo valor da corrente no link, ou seja, o dobro de seu valor nominal. Porém, com o controlador de tensão do MMC sendo acionado, a corrente no Arranjo 2 aumenta até certo ponto, porém não atinge o dobro do valor anterior.

Um outro problema não evidente neste teste, mas no qual se pode pensar, é um caso de curto-circuito entre os cabos do link cc ou entre um cabo e a terra. Em tal situação, todo o parque eólico seria perdido, uma vez que não há caminho alternativo para a corrente após

a isolação da falta. Entretanto, esse não é um problema exclusivo da conexão série, pois mesmo com o sistema coletor em paralelo, uma falta nos cabos de transmissão implicaria na desconexão do parque. Uma possibilidade de aumentar a confiabilidade do sistema é utilizar uma configuração bipolar com dois MMCs na subestação *onshore*, porém essa topologia não será investigada neste trabalho, já que este não é o foco.

5.4 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram apresentados os resultados das simulações realizadas no sistema proposto, mostrado na Figura 41. Foram realizados quatro testes, através dos quais foi possível observar o funcionamento das diferentes partes do parque eólico *offshore*, assim como das estratégias de controle propostas.

No primeiro teste foi possível observar o funcionamento geral do parque eólico, sobretudo das unidades WEC. Uma mudança de referência na tensão V_{npc} , permitiu testar a performance do controlador projetado para o inversor NPC em ponte completa. Além disso, o Grupo 1.1 foi submetido a uma redução abrupta na velocidade do vento. Com isso, foi possível observar o comportamento do grupo onde ocorreu a perturbação e dos demais. Como o Grupo 1.1 fornece menos potência, sua tensão cc de saída é reduzida, afetando as demais unidades. O Grupo 1.2 aumentou a tensão de saída, a fim de tentar continuar fornecendo a mesma potência, porém esbarrou no limite superior, acionando o controlador da tensão V_o . Posteriormente, a velocidade do vento no Grupo 1.1 retornou ao valor inicial, fazendo com que o sistema voltasse às condições nominais e o controlador de tensão do Grupo 1.2 fosse desativado.

No Teste 2, o objetivo era observar o funcionamento das estratégias de normalização e controle propostas para o MMC no Capítulo 4. Com o MMC operando sem as estratégias propostas, o Grupo 1.1 sofreu uma redução na velocidade do vento, de forma que as tensões V_p e V_n ficassem diferentes. Dessa forma, foi possível observar o problema de assimetria nas tensões ca sintetizadas pelo MMC. Posteriormente, o conversor passou a operar com a normalização proposta e com o controlador ressonante com frequência fundamental, mitigando os problemas previstos.

No Teste 3, foi simulado um curto-circuito para terra entre duas unidades WEC. Para que o curto fosse isolado, as unidades do Arranjo 1 foram desconectadas do link cc. Após a falta e com metade da capacidade de geração do parque eólico perdida, a tensão cc o MMC atingiu seu valor mínimo, o que permitiu observar a atuação do controlador de tensão neste conversor. Além disso, foi possível observar a estabilidade do sistema, que foi mantida após a desconexão do arranjo faltoso. Por fim, com a falta extinta, o arranjo foi reconectado ao parque eólico, o que permitiu observar o desligamento do controlador de tensão do MMC.

Os dois principais problemas observados nas simulações apresentadas foram: (i)

redução da tensão cc em uma unidade causando aumento de tensão em outras; (ii) aumento da corrente em um arranjo devido à diminuição da corrente em outro. No próximo capítulo esses dois problemas serão discutidos mais detalhadamente, através de uma formulação matemática. Além disso, será proposta uma estratégia de controle com admitância virtual para as unidades WEC, a fim de mitigar os problemas observados neste capítulo.

6 PARQUE EÓLICO COM UNIDADES WEC CONECTADAS EM SÉRIE E DROOP BASEADO EM ADMITÂNCIA VIRTUAL

No capítulo anterior foram mostrados alguns resultados de simulações de um parque eólico com oitenta unidades WEC de 5 MW e tensão cc de saída de 10 kV, divididas em dois arranjos paralelos, com quarenta unidades cada. Na discussão dos resultados foram evidenciados alguns problemas relacionados à associação em paralelo dos arranjos com as unidades WEC conectadas em série. Com o inversor *onshore* mantendo constante a corrente no link cc, foram observados dois problemas básicos:

1. Quando um arranjo fornece menos potência, a corrente que passa por ele diminui, enquanto a corrente do outro arranjo, conseqüentemente, aumenta;
2. Quando a corrente em um arranjo diminui, as unidades que continuam fornecendo a mesma potência, aumentam a tensão de saída, podendo atingir o limite máximo.

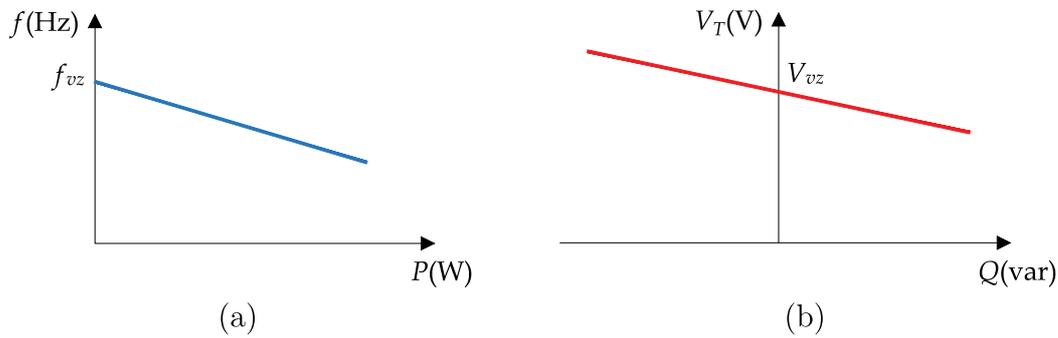
Assim sendo, será proposta neste capítulo uma estratégia para controlar as unidades WEC com um *droop* baseado em admitância virtual. Para isso, será realizada uma breve discussão sobre controle de microrredes sem comunicação entre os conversores, usando técnicas de *droop* e de admitância virtual. Os princípios básicos da operação do parque eólico com dois arranjos paralelos de unidades WEC em série será analisada através de um circuito equivalente, a fim de facilitar o entendimento da estratégia de controle proposta.

6.1 TÉCNICAS DE DROOP APLICADAS EM CONVERSORES DE MICRORREDES

Uma microrrede ca com várias unidades geradoras em paralelo pode operar com duas estratégias de controle: (i) mestre-escravo, na qual a potência fornecida por cada fonte é determinada por um mecanismo “mestre”, para que a carga seja atendida com uma determinada tensão; (ii) *droop*, na qual as potências ativa e reativa de cada fonte são funções lineares das frequência e amplitude da tensão do sistema, respectivamente (TAYAB *et al.*, 2017).

Nas Figuras 60a e 60b são mostradas características de *droop* de frequência e tensão, respectivamente. Uma das vantagens da utilização de *droop* é que não há necessidade de um canal comunicação entre as diferentes fontes da microrrede. Contudo, a frequência e a tensão poderão variar de acordo com os cenários de carga e geração, não sendo garantidos os valores nominais. Além disso, não é garantido um compartilhamento de carga ótimo entre as fontes. A fim de melhorar o compartilhamento de carga, mantendo tensão e frequência próximas do valor nominal, foram propostas técnicas como *droop* adaptativo (MOHAMED; EL-SAADANY, 2008), *droop* robusto (ZHONG, 2011) e *droop* baseado em impedância virtual (GUERRERO *et al.*, 2004).

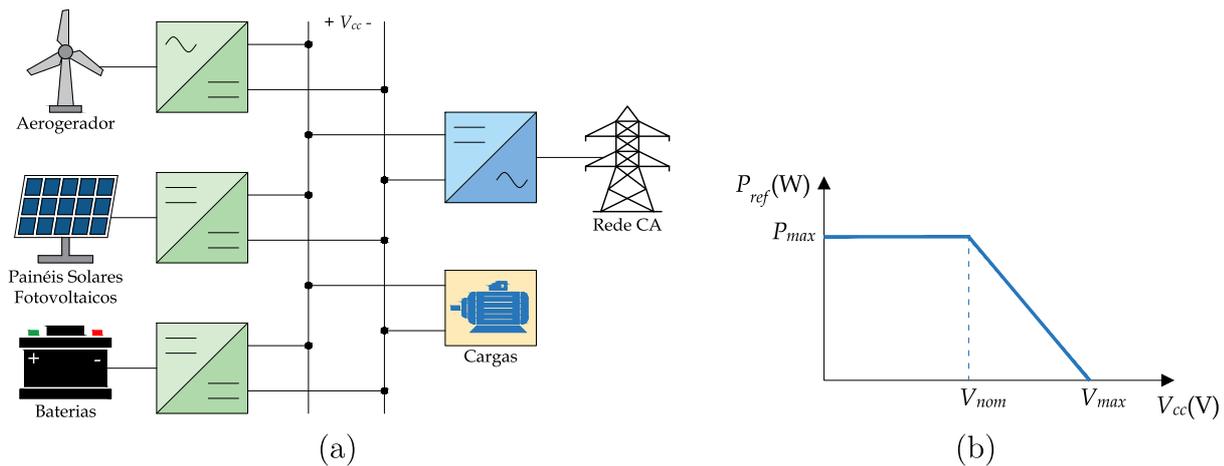
Figura 60 – Características de *droop* de geradores síncronos: (a) frequência e potência ativa e (b) tensão e potência reativa.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

De maneira semelhante uma microrrede cc com várias fontes de alimentação em paralelo pode também operar com controle mestre-escravo ou com um *droop* de tensão, onde a corrente ou potência fornecida por cada fonte é uma função linear da tensão no barramento cc (ROUZBEHI *et al.*, 2014). Nas Figuras 61a e 61b são ilustrados exemplos de uma microrrede cc com conversores em paralelo e de um *droop* de tensão de uma fonte renovável, respectivamente. Semelhante ao que ocorre nas microrredes ca, o controle com *droop* de tensão em microrredes cc não garante que a carga seja atendida com tensão nominal.

Figura 61 – Exemplo de microrrede CC: (a) diagrama esquemático e (b) droop de tensão de uma fonte unidirecional.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Tendo em mente o gráfico da Figura 61b, a referência de potência P_{ref} , para $V_{nom} \leq V_{cc} \leq V_{max}$, pode ser calculada como:

$$P_{ref} = \frac{P_{max} V_{max}}{V_{max} - V_{nom}} - \left(\frac{P_{max}}{V_{max} - V_{nom}} \right) V_{cc} \quad (6.1)$$

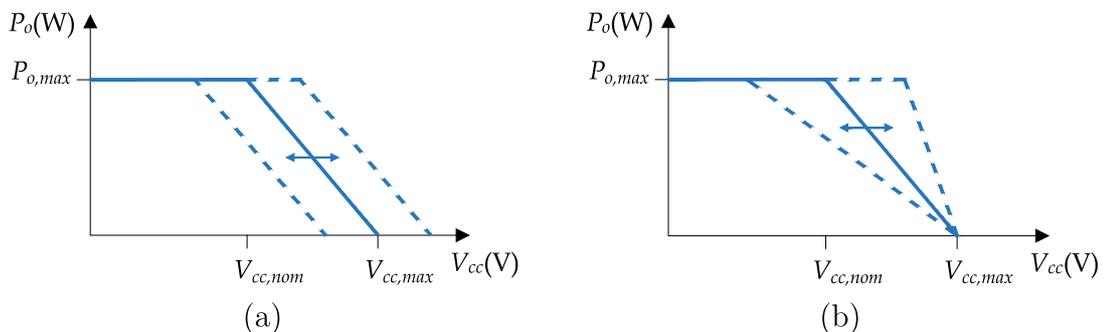
em que V_{max} é a tensão máxima, com a fonte a vaziao, V_{nom} é a tensão nominal, na qual a fonte fornece potência máxima P_{max} .

Dessa forma, a partir da medição de tensão no barramento cc, pode-se determinar através do *droop* a potência a ser fornecida pela fonte. Utilizando um controlador de corrente, por exemplo, o conversor é capaz de fornecer a potência desejada, conforme o tipo de fonte e a topologia do conversor.

Apesar de eliminar a necessidade de comunicação entre as partes da microrrede, o controle com *droop* não garante que a carga seja atendida com tensão nominal. Além disso, o compartilhamento de carga entre as fontes pode não ser ótimo em determinadas condições de operação. A fim de resolver esses problemas, foram propostas soluções na literatura, como *droop* de tensão adaptativo (FERREIRA *et al.*, 2013) e controle com impedância virtual (ZHANG *et al.*, 2014).

Nas Figuras 62a e 62b são mostradas curvas de *droops* de tensão adaptativos, com inclinação fixa e tensão máxima constantes, respectivamente. Essa técnica consiste em alterar as características da curva de *droop*, de forma que a referência potência de uma fonte se altere para uma determinada tensão.

Figura 62 – Características de *droop* adaptativo em uma microrrede CC: (a) inclinação da reta constante e (b) tensão máxima constante.



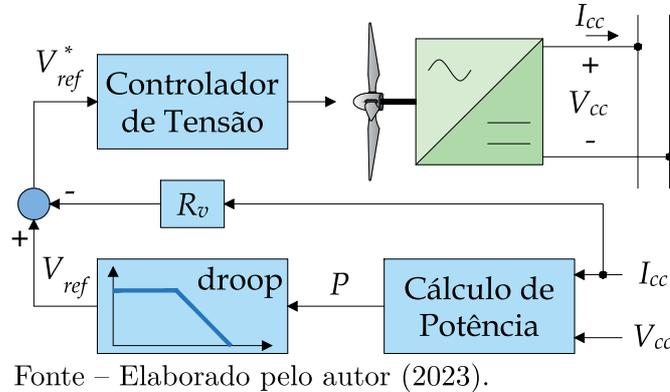
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 63 é mostrado o diagrama esquemático de um controle com uma impedância virtual R_v , puramente resistiva, adicionada ao *droop* de tensão. Diferentes das técnicas de *droop* convencional e adaptativo, usando impedância virtual, calcula-se uma tensão de referência ao invés de uma potência de referência. Porém, a tensão fornecida ao controlador sofre influência da impedância virtual, sendo calculada da seguinte forma:

$$V_{ref}^* = V_{ref} - R_v I_{cc} \quad (6.2)$$

em que R_v é a impedância virtual, neste caso puramente resistiva, e I_{cc} a corrente fornecida pelo conversor.

Figura 63 – Diagrama esquemático de controle com droop e impedância virtual para uma unidade de geração eólica conectada em paralelo com um barramento CC.



O controle com impedância virtual pode ser usado com *droop*, como no diagrama da Figura 63, ou a partir de uma referência de tensão. A impedância virtual permite que, mesmo com todas as fontes sintetizando uma tensão cc, não haja conflito nos controladores. Como há uma queda na impedância virtual, a tensão sintetizada pelo conversor (V_{ref}^*) pode ser diferente da referência original (V_{ref}). Caso seja fornecida uma tensão de referência constante, a tensão sintetizada sempre vai assumir um valor próximo desta referência.

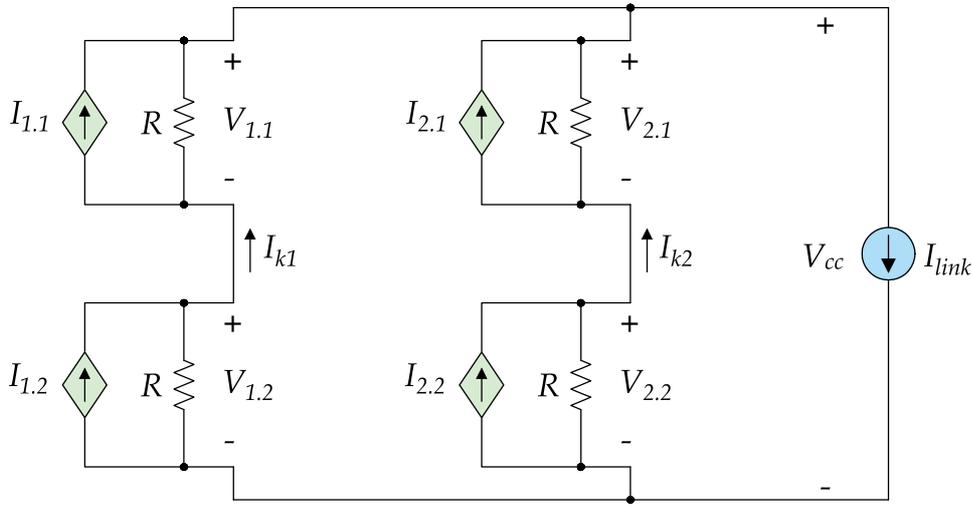
Na seção seguinte será analisada a operação de um parque eólico com dois arranjos série conectados em paralelo, através de um circuito equivalente. Essa análise tem como objetivo evidenciar os problemas já observados no Capítulo 5 e permitir observar uma possível solução baseada em um controle com admitância virtual, semelhante à técnica de impedância virtual discutida.

6.2 OPERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO COM DOIS ARRANJOS EM PARALELO

Na Figura 64 é mostrado um circuito equivalente de um parque eólico com dois arranjos em paralelo, contendo duas unidades série cada um. As unidades WEC são representadas por um circuito equivalente de Norton, com uma fonte de corrente e uma resistência em paralelo. Nesse circuito equivalente, quando a velocidade do vento for constante, a corrente da fonte também será fixa.

Com a velocidade do vento constante, as unidades WEC fornecerão potência constante independente da corrente que circula pelo arranjo. Porém, caso a corrente pelo arranjo varie, a queda de tensão na resistência equivalente também sofrerá variações, forçando a alteração da tensão de saída da unidade. É importante destacar que essa resistência de Norton não representa as perdas internas da unidade de geração, mas uma parcela virtual.

Figura 64 – Circuito equivalente do parque eólico com dois arranjos em paralelo de unidades em série.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Tendo em mente as polaridades das tensões e correntes no circuito da Figura 64, a tensão terminal da unidade 1.1 pode ser calculada por:

$$V_{1.1} = R(I_{1.1} - I_{k1}) \quad (6.3)$$

em que $I_{1.1}$ e R são a corrente da fonte e a resistência de Norton, respectivamente, e I_{k1} é a corrente no Arranjo 1. Note que o mesmo raciocínio pode ser estendido para as demais unidades. A tensão total do link cc é dada pela soma das tensões terminais das unidades de um determinado arranjo:

$$V_{cc} = R(I_{1.1} - I_{k1}) + R(I_{1.2} - I_{k1}), \quad (6.4)$$

$$V_{cc} = R(I_{2.1} - I_{k2}) + R(I_{2.2} - I_{k2}). \quad (6.5)$$

Somando (6.4) e (6.5) e sabendo que $I_{link} = (I_{k1} + I_{k2})$, pode-se determinar a tensão no link cc da seguinte forma:

$$V_{cc} = \frac{R}{2}(I_{1.1} + I_{1.2} + I_{2.1} + I_{2.2}) - RI_{link}. \quad (6.6)$$

Uma vez que as correntes das fontes estão relacionadas com a potência gerada, ou seja, só variam caso haja mudança de velocidade do vento, pode-se observar em (6.6) que a tensão V_{cc} pode ser determinada a partir de parâmetros conhecidos. Posteriormente, pode-se calcular as correntes nos arranjos usando (6.4) e (6.5) e por fim as tensões terminais a partir de (6.3).

A fim de analisar a operação deste sistema com valores semelhantes aos das simulações apresentadas no Capítulo 5, o circuito da Figura 64 será analisado com corrente

no link cc 0,9 kA e resistências de Norton de 222 Ω . Esses valores foram escolhidos para que as variações aplicadas nesta análise, tenham valores semelhantes aos das simulações do capítulo anterior. Na Tabela 6 são listados os resultados para três condições de operação: (i) todas as unidades com corrente na fonte igual a 0,9 kA; (ii) corrente na fonte da unidade 1.1 é reduzida para 0,7 kA; (iii) correntes nas unidades 2.1 e 2.2 são reduzidas para 0,8 kA.

Tabela 6 – Correntes nas fontes, tensão no link CC, correntes nos arranjos e tensões terminais das unidades, antes e depois da uma redução na potência fornecida pela unidade 1.1.

$I_{1.1}$	$I_{1.2}$	$I_{2.1}$	$I_{2.2}$	V_{cc}	I_{k1}	I_{k2}	$V_{1.1}$	$V_{1.2}$	$V_{2.1}$	$V_{2.2}$
(kA)				(kV)	(kA)		(kV)			
0,9	0,9	0,9	0,9	200	0,45	0,45	100	100	100	100
0,7	0,9	0,9	0,9	178	0,4	0,5	67	111	89	89
0,7	0,9	0,8	0,8	155,6	0,45	0,45	55,6	100	77,8	77,8

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Os valores da Tabela 6 permitem observar que, ao reduzir $I_{1.1}$, ou seja, reduzir a potência fornecida pela unidade 1.1, a corrente no Arranjo 1 diminui e conseqüentemente a tensão $V_{1.2}$ aumenta, pois a corrente $I_{1.2}$ não se altera, ao passo que a corrente no resistor se torna maior. Já a corrente do Arranjo 2 aumenta, a fim de manter constante a corrente no link cc. Com isso, as tensões terminais das unidades 2.1 e 2.2 diminuem. Por ser uma aproximação, o circuito equivalente não reflete exatamente o comportamento do parque eólico, por isso a potência fornecida pelas unidades 1.2, 2.1 e 2.2 sofre uma pequena redução.

Ainda com o circuito da Figura 64 em mente, para que as correntes nos arranjos retornem ao valor nominal de 0,45 kA, as unidades do Arranjo 2 devem reduzir a potência fornecida. Na Tabela 6 são listados os resultados para três condições de operação: (i) todas as unidades com corrente na fonte igual a 0,9 kA; (ii) corrente na fonte da unidade 1.1 é reduzida para 0,7 kA; (iii) correntes nas unidades 2.1 e 2.2 são reduzidas para 0,8 kA.

O comportamento analisado para o circuito equivalente evidencia os mesmos problemas observados nos resultados de simulação do Capítulo 5. A redução de corrente no Arranjo 1 provoca o aumento de corrente no Arranjo 2, além de provocar aumento da tensão na unidade 1.2, que se encontra no ramo onde houve redução de corrente. Uma possibilidade de mitigar esses problemas é reduzir a potência fornecida pelas unidades do arranjo adjacente, como foi possível observar nos resultados da Tabela 6. Na próxima seção será apresentada uma proposta de controle com admitância virtual, para que as unidades WEC sejam capazes de manter as correntes nos arranjos próximas do valor nominal.

6.3 CONTROLE COM DROOP BASEADO EM ADMITÂNCIA VIRTUAL

Em um parque eólico com dois ou mais arranjos paralelos de unidades WEC em série, o objetivo de se utilizar um controle com admitância virtual é mitigar os problemas de sobrecorrentes nos arranjos e de sobretensão nos terminais cc das unidades WEC. Se as correntes nos arranjos forem mantidas próximas do valor nominal, o problema de sobretensão é naturalmente mitigado, pois a diminuição da potência fornecida por uma unidade não irá impactar nas unidades do mesmo arranjo. Porém, no arranjo onde não houve perturbação, as unidades devem reduzir a potência fornecida para que a corrente do link cc permaneça distribuída igualmente entre os arranjos.

Anteriormente, foi discutida uma estratégia de controle com *droop* de tensão e impedância virtual para microrredes cc com conversores em paralelo, ilustrada na Figura 63. Essa ideia poderia ser adaptada para uma rede cc com conversores conectados em série. Uma vez que os conversores compartilham a mesma corrente, no lugar de um *droop* de tensão, poderia ser usado um *droop* de corrente. Já a impedância virtual poderia ser substituída por uma admitância virtual, de forma que a referência de corrente sofra influência da tensão terminal do conversor.

Neste trabalho, a operação do parque eólico teve como objetivo inicial rastrear o ponto de máxima potência das unidades WEC, através de uma técnica de MPPT. Além disso, toda a potência é injetada na rede, já que não há cargas no link cc. Caso fosse usado um *droop* de corrente, o sistema atingiria um ponto de operação comum às unidades, porém sem garantir a máxima potência.

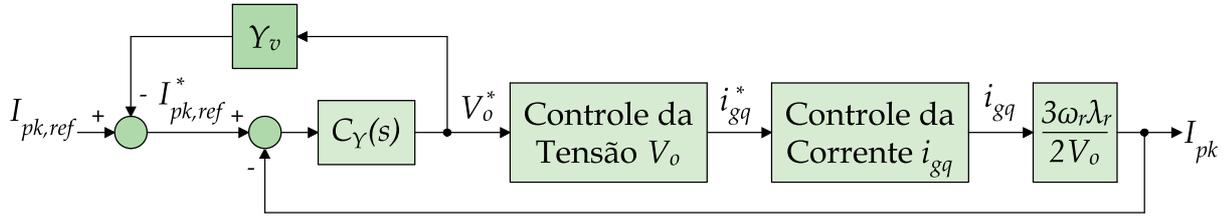
Na Figura 65 é mostrado um diagrama de blocos do controle com admitância virtual proposto. O diagrama é referente às correntes nos polos positivos dos arranjos, com corrente I_{pk} , em que $k \in (1,2)$, porém o mesmo raciocínio vale para os polos negativos. Nessa estratégia, não se utiliza um *droop* de corrente, mas a referência de corrente $I_{pk,ref}$ é constante, igual à corrente nominal do arranjo. A princípio, o controlador de corrente $C_Y(s)$ é suficiente para manter a corrente constante no arranjo. Porém, isso pode gerar um conflito nos controladores das unidades, já que todas tentam controlar a corrente no arranjo. Utilizando uma admitância virtual Y_v , a referência de corrente pode mudar, evitando assim o conflito entre os controladores de corrente.

Como é possível observar na Figura 65, o controle de tensão é feito de forma indireta, através do controle da corrente de eixo em quadratura do gerador i_{gq} . Desprezando as perdas na unidade WEC, pode-se considerar a potência nos terminais do gerador igual à potência de saída das unidades WEC, da seguinte forma:

$$\frac{3}{2}(v_{gq}i_{gq}) = V_o I_{pk}. \quad (6.7)$$

Sabendo que $v_{gq} = \omega_r \lambda_r$, pode-se relacionar a corrente de eixo em quadratura do gerador

Figura 65 – Diagrama de blocos da estratégia de controle com admitância virtual para as unidades WEC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

e a corrente do arranjo como:

$$\frac{i_{gq}}{I_{pk}} = \frac{3\omega_r\lambda_r}{2V_o}. \quad (6.8)$$

Evidentemente, a velocidade angular ω_r e a tensão de saída V_o são variáveis. Contudo, o modelo descrito por (6.8) pode ser considerado praticamente uma constante. Isso ocorre pois a variação da tensão está relacionada com a velocidade angular, assim como a variação de corrente está relacionada com o conjugado, como foi discutido no Capítulo 2. Esse comportamento ficará mais claro com os resultados de simulação, que serão apresentados posteriormente.

O diagrama mostrado na Figura 65 utiliza três malhas de controle: uma para a corrente i_{gq} do gerador, uma para a tensão cc de saída V_o e uma última para a corrente no arranjo I_{pk} . Essa estratégia necessita que os controladores das malhas externas sejam mais lentos que os controladores das malhas internas. Como o objetivo da estratégia de controle proposta é manter a corrente no arranjo próxima do valor nominal, regulando a potência fornecida por cada unidade, a malha de controle da tensão V_o pode ser eliminada, a fim de simplificar a estratégia de controle e reduzir o tempo de resposta dos controladores.

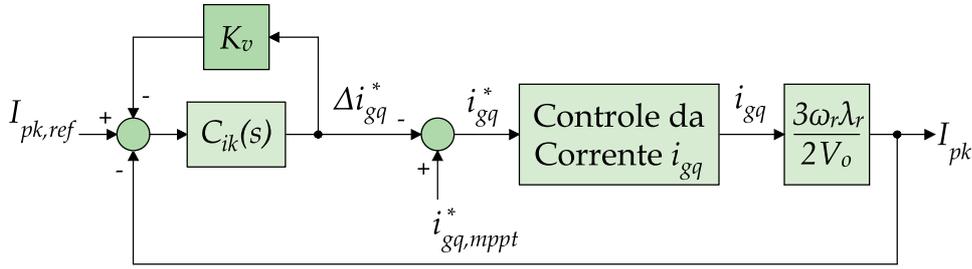
Na Figura 66 é mostrado o diagrama de blocos da estratégia de controle reduzida, sem a malha de controle da tensão cc de saída e com a admitância virtual substituída por um ganho de corrente virtual K_v . Além disso, a corrente de referência i_{gq}^* é dada por:

$$i_{gq}^* = i_{gq,mppt}^* + \Delta i_{gq}^* \quad (6.9)$$

em que $i_{gq,mppt}^*$ é o valor de corrente fornecido pelo MPPT e Δi_{gq}^* é o valor fornecido pelo controlador de corrente $C_{ik}(s)$. Dessa forma, quando a corrente no arranjo é nominal, as unidades fornecem a máxima potência. Caso contrário, i_{gq}^* pode ser corrigida, de maneira que uma unidade possa fornecer menos potência, a fim de manter as correntes dos arranjos equilibradas.

Utilizando um controlador PI para $C_{ik}(s)$ e considerando que o bloco de controle da corrente i_{gq} é suficientemente rápido para ser tratado como um ganho unitário, a função

Figura 66 – Diagrama de blocos da estratégia de controle reduzida, com ganho de corrente virtual, para as unidades WEC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

de transferência de malha fechada do sistema da Figura 66 é dada por:

$$\frac{I_{pk}(s)}{I_{pk}^*(s)} = \frac{\left(\frac{k_{p,ik}G}{1 + k_{p,ik}(G + K_v)} \right) s + \left(\frac{k_{i,ik}G}{1 + k_{p,ik}(G + K_v)} \right)}{s + \left(\frac{k_{i,ik}(G + K_v)}{1 + k_{p,ik}(G + K_v)} \right)}, \quad (6.10)$$

em que $G = (3\omega_r \lambda_r)/(2V_o)$ é o ganho da planta, $k_{p,ik}$ e $k_{i,ik}$ são os ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente, e K_v é o ganho de corrente virtual. Semelhante ao controlador da corrente no link cc, usado no MMC, pode-se comparar (6.10) com a forma canônica de primeira ordem $C_1(s) = (a_1s + a_0)/(s + \omega_0)$.

Os ganhos do controlador $C_{ik}(s)$ podem ser projetados de forma que o sistema da Figura 66 tenha uma constante de tempo $(1/\omega_0)$ pelo menos dez vezes maior que a do sistema de controle da corrente i_{gq} . Já o ganho de corrente virtual K_v , pode ser escolhido para estabelecer um erro máximo tolerado entre a corrente no arranjo e seu valor de referência. Quanto maior o ganho K_v , maior é o erro tolerado.

Considerando valores nominais para a função de transferência (6.10), na Tabela 7 são listados os valores projetados para o ganho de corrente virtual e para os ganhos do controlador PI. Com os ganhos projetados, o sistema apresenta uma constante de tempo um pouco menor que 0,1 s e um ganho de malha fechada em baixas frequências igual a 0,95, que leva a um erro de 5% admitido na corrente do arranjo. Os valores foram obtidos com auxílio das simulações, considerando principalmente o cenário crítico de falta, para que o sistema não se tornasse instável após a extinção do curto-circuito. Por isso, a constante de tempo cem vezes maior que a da malha de controle da corrente i_{gq} , que é de 1 ms.

A seguir serão apresentados e discutidos alguns resultados de simulação, a fim de verificar o desempenho da estratégia de controle proposta, baseada em uma admitância virtual.

Tabela 7 – Parâmetros do sistema de controle da corrente nos arranjos.

Variável	Descrição	Valor
K_v	Ganho de corrente virtual	0,02
$k_{p,ik}$	Ganho proporcional de $C_{ik}(s)$	0,5
$k_{i,ik}$	Ganho integral de $C_{ik}(s)$	33,3 s ⁻¹
a_1	1º coeficiente do numerador	0,154
a_0	2º coeficiente do numerador	66,67 s ⁻¹
ω_0	frequência de corte	10,82 rad/s

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

6.4 SIMULAÇÕES DIGITAIS DO PARQUE EÓLICO COM ESTRATÉGIA DE CONTROLE BASEADA EM ADMITÂNCIA VIRTUAL

O sistema da Figura 41, cujas simulações foram apresentadas e discutidas no Capítulo 5, foi simulado novamente no PSCAD/EMTDC, mas desta vez com a estratégia de controle proposta, utilizando o conceito de admitância virtual. A fim de testar o desempenho dos controladores acrescentados à estratégia de controle utilizada nas simulações já discutidas, dois testes foram realizados:

- **Teste A – variação de velocidade do vento em um grupo de unidades:**

- $t = 0,2$ s: velocidade do vento diminui de 11,7 para 10 m/s no Grupo 1.1.

- **Teste B – curto-circuito seguido de abertura de um arranjo:**

- $t = 0,2$ s: curto-circuito franco para terra entre os Grupos 1.1 e 1.2;

- $t = 0,21$ s: unidades do Arranjo 1 são desconectadas do sistema;

- $t = 1,2$ s: unidades do Arranjo 1 são reconectadas ao sistema.

A seguir serão apresentadas e discutidas as respostas no tempo das principais variáveis do sistema, as quais permitem observar a influência do controle baseado em admitância virtual no parque eólico com dois arranjos paralelos de unidades em série.

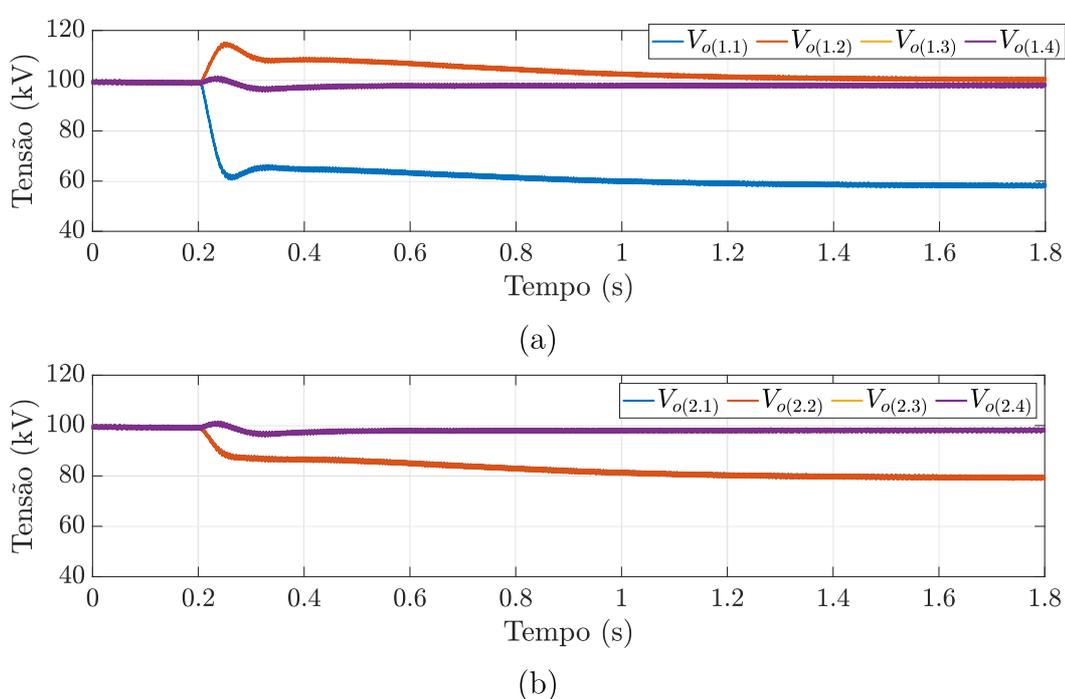
6.4.1 Teste A: variação de velocidade do vento em um grupo de unidades

Neste primeiro teste, todas as unidades WEC iniciam a operação com velocidade do vento de 11,7 m/s, até que em $t = 0,2$ s, a velocidade do vento no Grupo 1.1 sofre uma redução de 1,7 m/s. Essa mesma variação foi analisada no Capítulo 5, permitindo observar uma redução nas tensões cc dos Grupos 1.1, 2.1 e 2.2, enquanto o Grupo 1.2 atinge seu limite máximo de tensão 110 kV. Também foi possível observar que isso ocorre

devido à diminuição e aumento das correntes nos Arranjos 1 e 2, respectivamente. As unidades conectadas aos polos negativos dos arranjos, por outro lado, não foram afetadas pela perturbação no Grupo 1.1.

Nas Figuras 67a e 67b são mostradas as tensões cc de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Desta vez, com a estratégia de controle proposta neste capítulo, a tensão do Grupo 1.2 sofre um aumento no momento da perturbação, porém diminui lentamente, retornando para um valor próximo do nominal (100 kV). As tensões nos Grupos 1.1, 2.1 e 2.2, por sua vez, diminuíram ainda mais. Isso ocorre pois os Grupos 2.1 e 2.2, que se encontram no arranjo onde não ocorreu distúrbio, reduzem a potência fornecida, a fim de manter a corrente no arranjo próxima do valor nominal.

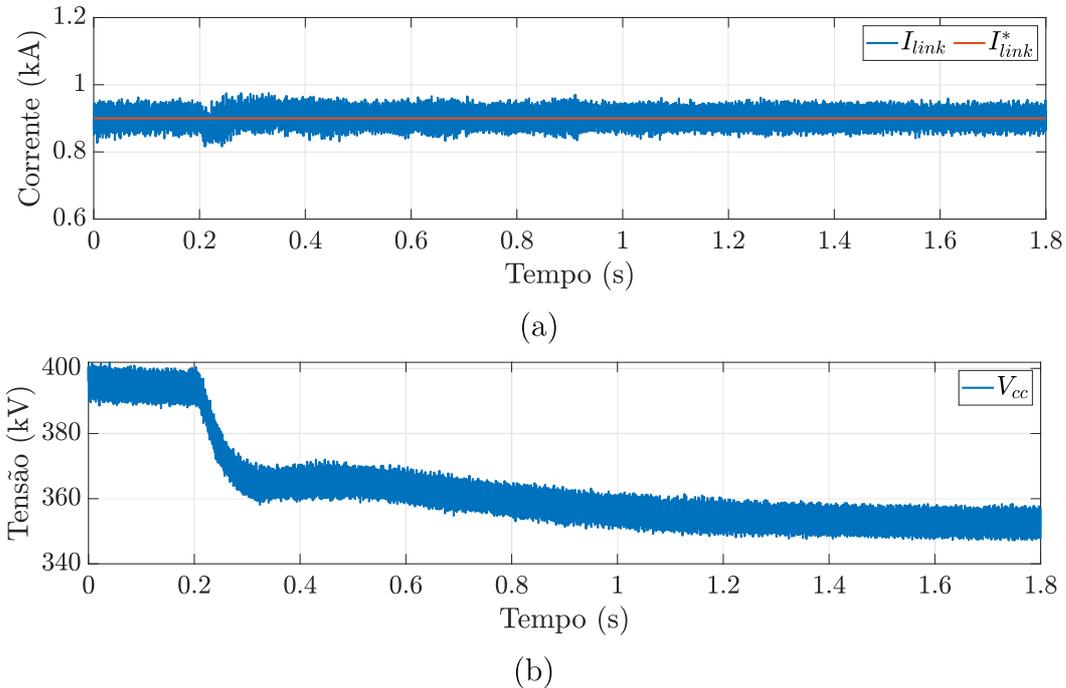
Figura 67 – Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 68a e 68b são mostradas a corrente no link cc, junto com seu valor de referência, e a tensão nos terminais cc do MMC, respectivamente. É possível observar que a corrente rastreia o valor de referência durante todo o período simulado. Já a tensão sofre uma diminuição, que é acentuada de maneira mais lenta, com comportamento semelhante às tensões de saída das unidades WEC. Uma vez que os Grupos 2.1 e 2.2 fornecem menos potência, a fim de manter a corrente no arranjo próxima do valor nominal, a potência total fornecida ao link cc é menor, o que pode ser visto como um ponto negativo desta estratégia de controle.

Figura 68 – Link CC: (a) corrente do link CC; (b) tensão CC do MMC onshore.

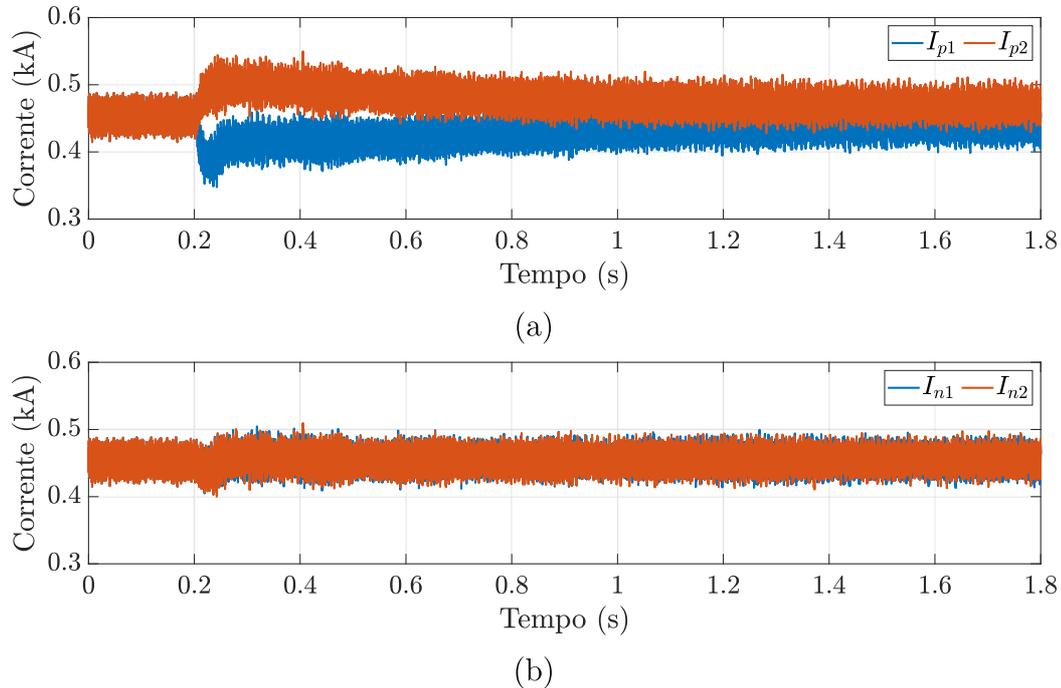


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 69a e 69b são mostradas as correntes nos polos positivo e negativo, respectivamente, dos Arranjos 1 e 2. Nas corrente dos polos positivos, I_{p1} e I_{p2} , pode-se observar uma pequena diferença em regime permanente, que está relacionada com o valor do ganho de corrente virtual K_v . Caso seja utilizado um ganho K_v menor, a diferença entre essas correntes seria menor ainda. As correntes dos polos negativos, I_{n1} e I_{n2} não são afetadas, mantendo-se praticamente iguais após a perturbação.

A estratégia de controle da Figura 66, baseada na ideia de admitância virtual, funciona através de uma malha externa, que gera uma referência para a corrente i_{gq} , juntamente com o MPPT. Como foi discutido no Capítulo 2, a corrente de eixo em quadratura é proporcional ao conjugado. Nesse sentido, é importante analisar a resposta de conjugado e velocidade angular no eixo do grupo turbina/gerador, com a técnica de controle proposta.

Figura 69 – Link CC: correntes nos polos (a) positivos e (b) negativos dos arranjos.



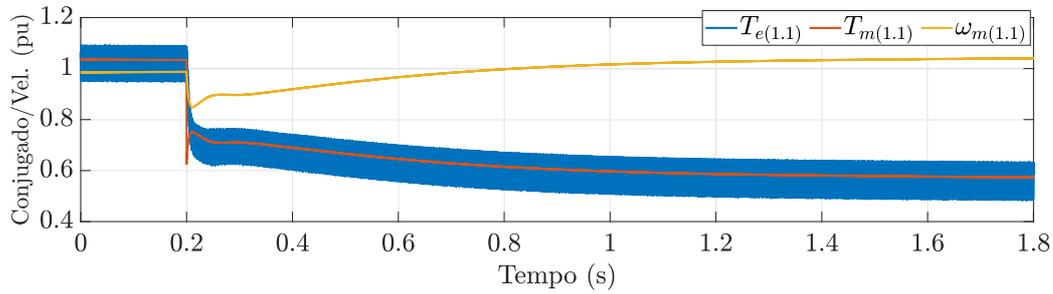
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 70a, 70b e 70c são mostradas as respostas de conjugado eletromagnético (T_e) e mecânico (T_m) e de velocidade angular (ω_m) dos Grupos 1.1, 1.2 e 2.1, respectivamente, todos em valores por unidade (pu). O Grupo 1.1, onde ocorre a perturbação, sofre uma redução do conjugado em razão de uma queda na potência convertida pela turbina eólica. Após a queda brusca na velocidade e no conjugado, a velocidade volta a aumentar e o conjugado permanece diminuindo. Isso ocorre pois a corrente no Arranjo 1 diminui inicialmente, forçando o controlador $C_{ik}(s)$ a fornecer uma parcela Δi_{gq}^* positiva, que reduz a referência final i_{gq}^* . Dessa forma, o conjugado no Grupo 1.1 diminui mais que o esperado, causando um aumento da velocidade, a fim de fornecer a máxima potência para as condições presentes.

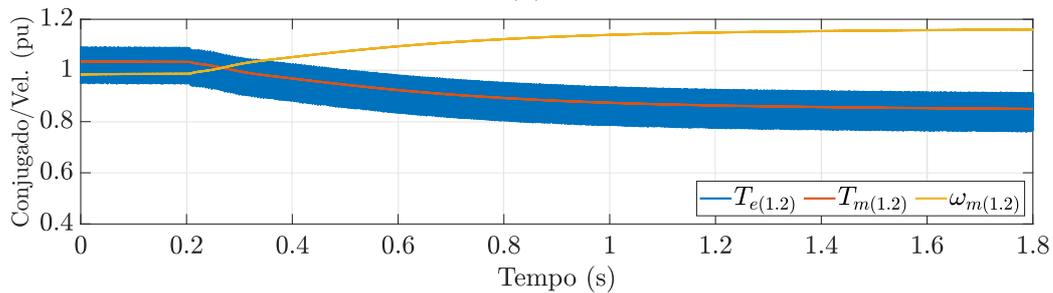
O Grupo 1.2, que também se encontra no Arranjo 1, sofre uma redução no conjugado, pois a parcela Δi_{gq}^* reduz sua corrente de referência i_{gq}^* . Já a velocidade do Grupo 1.2 aumenta, pois ele continua a fornecer a potência máxima. Observe que, em regime permanente, apesar do Grupo 1.2 fornecer a mesma potência para o link cc, com corrente no arranjo e tensão de saída próximas do valor nominal, a velocidade angular e conjugado neste grupo assumem valores bem diferentes dos anteriores à perturbação.

Os Grupos 2.1 e 2.2, que se encontram no Arranjo 2, apresentam o mesmo comportamento, que é contrário aos grupos do Arranjo 1. Como a corrente no Arranjo 2 aumenta, a parcela Δi_{gq}^* é negativa e faz com que a referência de corrente i_{gq}^* seja maior. O aumento de conjugado nos Grupos 2.1 e 2.2 causa uma queda na velocidade angular, o que provoca

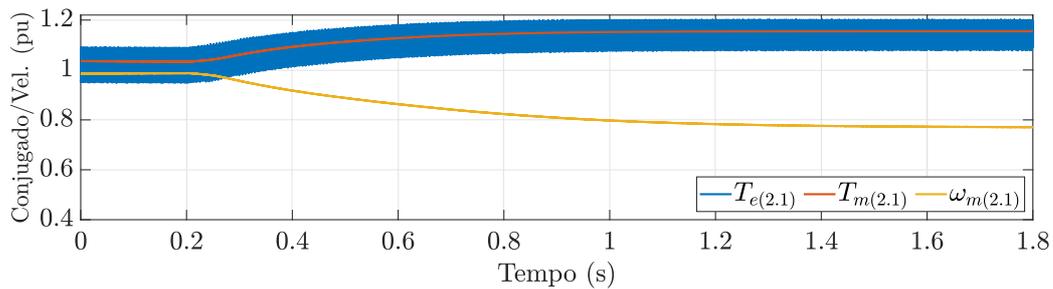
Figura 70 – Unidades WEC: características de conjugado e velocidade angular dos Grupos (a) 1.1, (b) 1.2 e (c) 2.1.



(a)



(b)



(c)

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

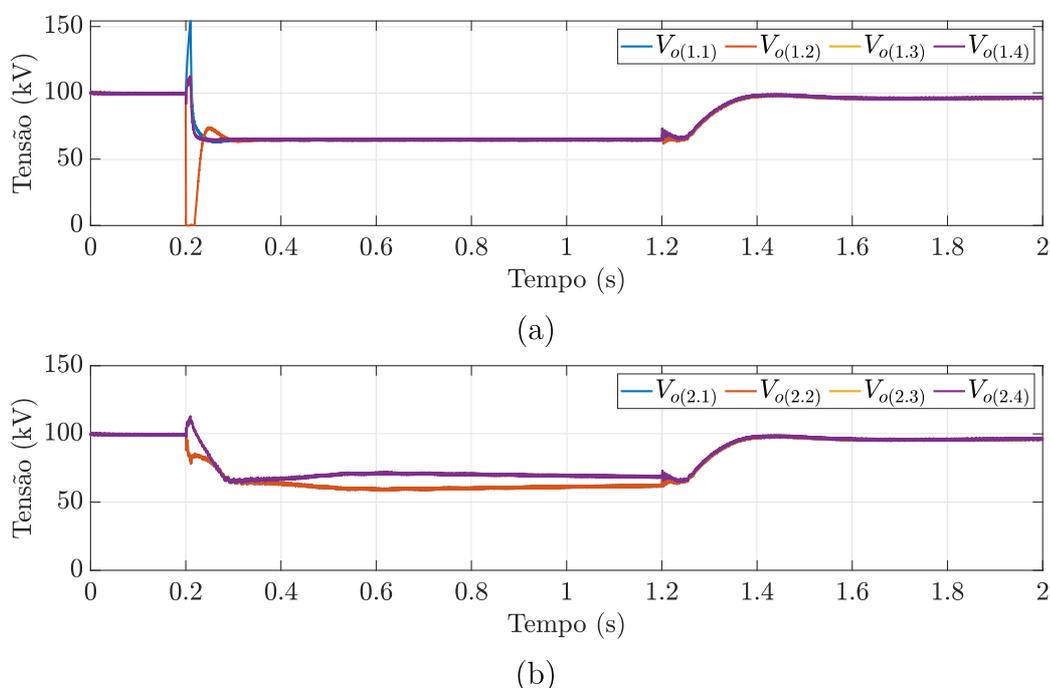
uma redução da potência fornecida pela turbina eólica.

Neste teste, foi possível observar a correção dos problemas de sobrecorrente nos arranjos e de sobretensão nas unidades WEC. Ao identificar um aumento da corrente no polo positivo do Arranjo 2, os Grupos 2.1 e 2.2 reduzem a potência fornecida, de forma que as correntes nos arranjos sejam mantidas próximas do valor nominal. Com isso, o Grupo 1.2 continuou fornecendo a mesma potência, praticamente com a mesma tensão anterior à perturbação. A seguir serão apresentados resultados de simulação do segundo teste, no qual um curto-circuito é aplicado no sistema, a fim de testar a estabilidade dos controladores.

6.4.2 Teste B: curto-circuito seguido de abertura de um arranjo

Nas Figuras 71a e 71b são mostradas as tensões cc de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos 1 e 2, respectivamente. Em $t = 0,2$ s ocorre um curto-circuito franco para terra, entre os Grupos 1.1 e 1.2. Após 10 ms, a falta é identificada e o Arranjo 1 é desconectado do sistema. A partir desse instante, as unidades do Arranjo 1 passam a alimentar um resistor de dispersão de 100Ω . Após a desconexão, as tensões dos grupos do Arranjo 2 assumem um valor menor, depois de uma lenta oscilação transitória. Em $t = 1,2$ s, com a falta já extinta, o Arranjo 1 é reconectado ao sistema. Com isso, as tensões de todos os grupos assumem um valor próximo do anterior à falta.

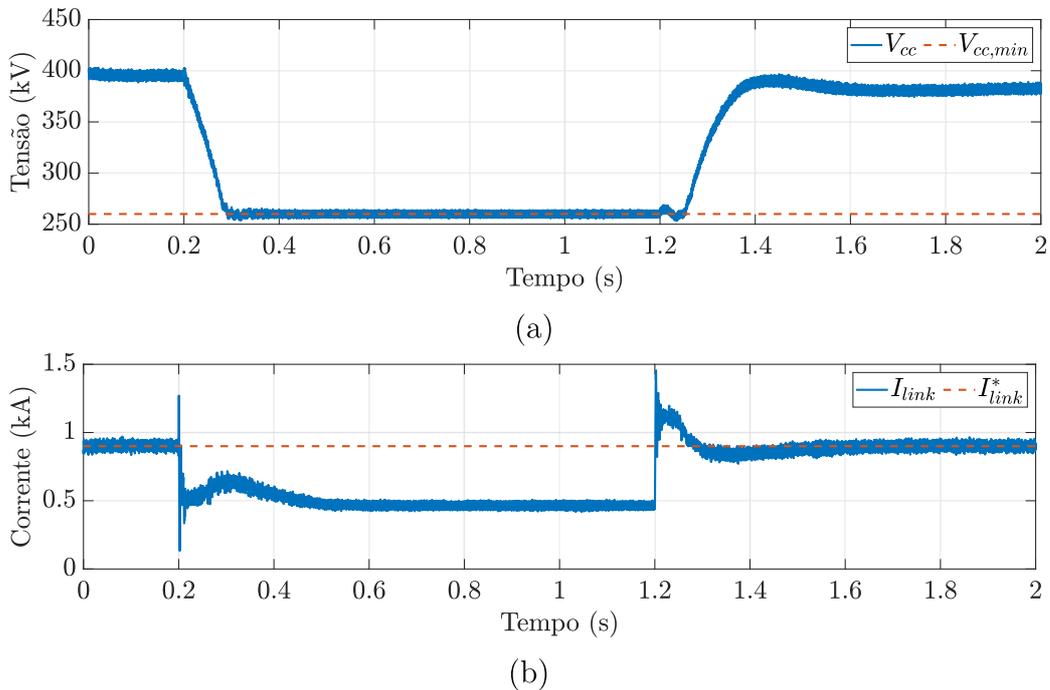
Figura 71 – Link CC: tensões CC de saída dos grupos de unidades WEC dos Arranjos (a) 1 e (b) 2.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Nas Figuras 72a e 72b são mostradas, respectivamente, a tensão cc do MMC, junto com seu limite mínimo, e a corrente no link cc, junto com sua referência. Após a ocorrência da falta, a tensão no link cc é reduzida até seu limite mínimo, sendo regulada em 260 kV pelo MMC. Após uma redução abrupta em $t = 0,2$ s, a corrente no link cc volta a aumentar, porém esse aumento é impedido pelas unidades WEC do Arranjo 2. As unidades remanescentes passam a fornecer menos potência, a fim de manter próxima do valor nominal a corrente no arranjo, que agora é a própria corrente do link cc. Em $t = 1,2$ s, quando o Arranjo 1 é reconectado, a corrente no link aumenta, devido à contribuição deste arranjo. Com isso, o MMC volta para o modo de controle de corrente e a referência de I_{link} volta a ser rastreada.

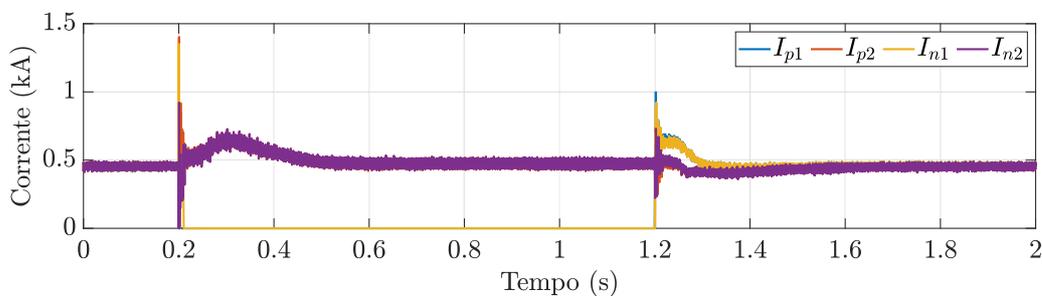
Figura 72 – Link CC: (a) tensão CC do MMC onshore; (b) corrente do link CC.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 73 são mostradas as correntes nos polos positivos e negativos dos arranjos. Após a falta, em $t = 0,2$ s, as correntes nos polos positivo e negativo do Arranjo 2 têm um pequeno aumento, que logo é impedido pelo sistema de controle, que reduz a potência fornecida pelas unidades WEC. Dessa forma, as correntes no Arranjo 2 permanecem próximas ao valor nominal. Já as correntes do Arranjo 1, naturalmente, caem a zero. Após a reconexão do Arranjo 1, em $t = 1,2$ s, mesmo com o aumento da corrente no link cc, as correntes nos arranjos permanecem próximas do valor nominal.

Figura 73 – Link CC: correntes nos polos positivo e negativo dos arranjos.

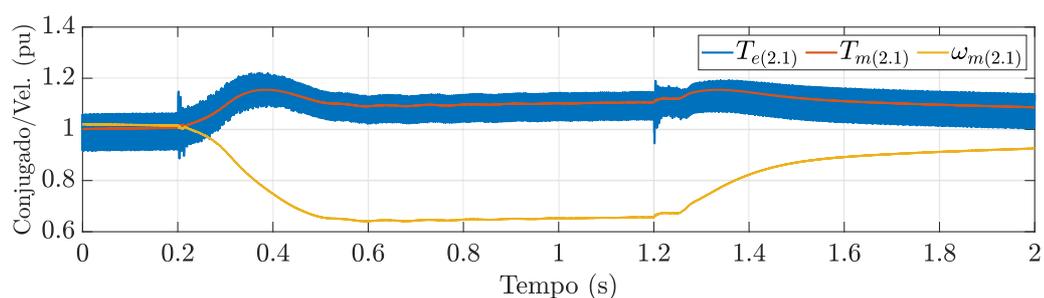


Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

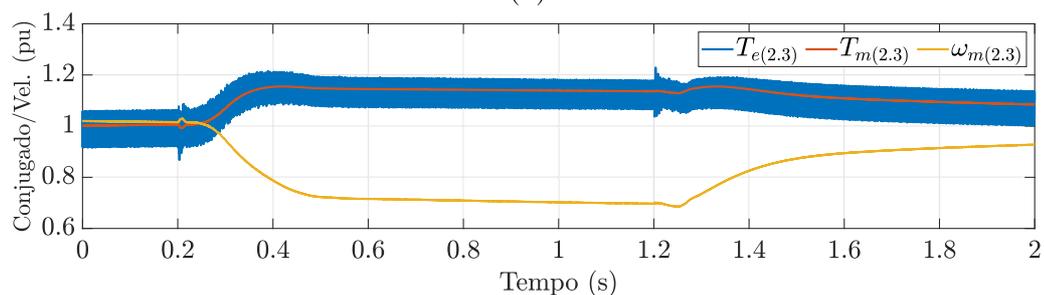
Nas Figuras 74a e 74b são mostradas as respostas de conjugado eletromagnético (T_e), mecânico (T_m) e de velocidade angular (ω_m) dos Grupos 2.1 e 2.3, respectivamente. Os comportamentos são praticamente os mesmos para todos os grupos do Arranjo 2, com

aumento de conjugado e redução de velocidade, devido ao aumento da corrente no arranjo após a falta. Mais uma vez, pode-se observar que a redução na potência fornecida pela unidade está relacionada com o aumento do conjugado e a redução da velocidade angular, sendo que esses assumem valores bem diferentes dos anteriores à falta. Após a reconexão do Arranjo 1, em $t = 1,2$ s, a tensão no link cc aumenta, fazendo com que as unidades do Arranjo 2 aumentem a velocidade angular, fornecendo mais potência.

Figura 74 – Unidades WEC: características de conjugado e velocidade angular dos Grupos (a) 2.1 e (b) 2.3.



(a)



(b)

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Este segundo teste permitiu observar a estabilidade do sistema de controle proposto, quando submetido a perturbações críticas como um curto-circuito, desconexão e reconexão de um arranjo. Neste teste, também foi possível observar as variações de conjugado e velocidade angular, que não são exatamente iguais nos grupos conectados aos polos positivos e negativos do Arranjo 2. Mesmo após a extinção da falta e a reconexão do Arranjo 1, o conjugado e a velocidade angular não retornam aos valores anteriores até o final da simulação. Uma vez que as condições no momento da reconexão não são as mesmas do início da simulação, a *droop* pode fazer com que o sistema atinja um ponto de operação diferente em regime permanente.

6.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram discutidas brevemente algumas técnicas de controle de microrredes, permitindo apresentar a proposta de uma estratégia de controle baseada na

ideia de admitância virtual. Além disso, foi realizada uma análise do parque eólico com dois arranjos paralelos de unidades WEC em série, utilizando um circuito equivalente. Essa análise permitiu observar o comportamento das correntes nos arranjos, assim como uma possível solução para mantê-las equilibradas, reduzindo a potência fornecida por determinadas unidades WEC.

Baseado nesta discussão, foi apresentada uma estratégia de controle utilizando a ideia de admitância virtual. Contudo, com o objetivo de simplificar o sistema de controle, o controlador de tensão cc não foi usado, fazendo com que a admitância virtual fosse substituída por um ganho de corrente virtual. Com isso, o controlador da corrente no arranjo é usado para fornecer uma parcela da corrente de referência de eixo em quadratura do gerador, junto com a referência do MPPT.

Por fim, o parque eólico com a estratégia de controle proposta foi simulado no PSCAD/EMTDC, sendo realizados dois testes. No primeiro, uma variação de velocidade do vento em um grupo de unidades WEC permitiu observar que, apesar da resposta lenta, o controlador com ganho de corrente virtual manteve equilibradas as correntes nos arranjos. Além disso, foi mitigado o problema de sobretensão, já que a corrente nos arranjos permaneceu próxima do valor nominal. No segundo teste, foi aplicado um curto-circuito no sistema, seguido da desconexão de um arranjo. Foi possível observar que o arranjo remanescente continua a operar de maneira estável, reduzindo a potência fornecida para que a corrente no arranjo não aumente. Além disso, foi possível observar a manutenção da estabilidade do sistema após a reconexão do arranjo, com a falta já extinta.

Através dos resultados de simulação, foram observadas duas questões: *(i)* a redução na potência fornecida pelo parque eólico, a fim de manter as correntes dos arranjos equilibradas, que já era prevista; *(ii)* a mudança no conjugado e na velocidade das unidades, mesmo que continuem fornecendo a mesma potência. As variações de conjugado e velocidade, se ocorrerem dentro dos limites operacionais, não são um problema grave. Porém, se não foram limitadas, pode danificar as partes mecânicas da unidade de geração.

7 CONCLUSÕES FINAIS

Na presente tese foi apresentado um estudo sobre a operação de parques eólicos *offshore* com as unidades de geração conectadas em série com um sistema de transmissão HVDC bipolar. A configuração de transmissão com unidades WEC conectadas em série pelo lado cc de seus conversores é uma tecnologia promissora, que possibilita atingir níveis de alta tensão sem a necessidade de uma subestação elevadora *offshore*. Contudo, ainda existem muitos desafios relacionados a esta configuração, entre eles as topologias de conversores, as estratégias de controle e a isolamento galvânica entre unidades WEC e link cc, que foram assuntos abordados neste trabalho.

Foram modelados os componentes das unidades WEC, com exceção do SST cc-cc. No sistema proposto neste trabalho, foi utilizada topologia NPC nas unidades WEC, tanto no retificador trifásico quanto no inversor em ponte completa. A estratégia de controle proposta para o retificador NPC trifásico teve como maior contribuição o controlador ressonante adaptativo, usado para suprimir a terceira harmônica presente nas tensões dos capacitores. Além disso, o método para calcular os ganhos do controlador *quasi*-PR foi uma outra contribuição.

Visando a instalação em uma torre eólica, foi realizado o projeto eletromagnético do transformador com núcleo de ar, presente na estrutura do SST. Um problema de otimização foi elaborado para projetar as indutâncias e resistências e, com auxílio do FEMM, foi projetado um transformador cilíndrico, com enrolamentos concêntricos, com as características desejadas. Além disso, foi proposta uma estratégia de controle para o inversor em ponte completa, com o objetivo de regular a tensão cc do barramento compartilhado pelos conversores NPC. Esta foi uma contribuição deste trabalho, uma vez que o problema da isolamento galvânica ainda não havia sido tratado com tanta ênfase na literatura.

A estratégia de controle do MMC, utilizado na subestação *onshore*, teve como objetivo regular a corrente no link cc, que é controlada de maneira indireta, através do controle das correntes trifásicas sintetizadas pelo MMC. Além do projeto do controlador da corrente no link acCC, outra contribuição relacionada ao sistema de controle do MMC, foi a estratégia de normalização das tensões nos braços em relação às tensões nos polos positivo e negativo do link cc. Foi provado matematicamente e mostrado nos resultados de simulação que, com a configuração bipolar, quando as tensões nos polos positivo e negativo do link cc são diferentes, pode ocorrer assimetria das tensões trifásicas do MMC.

Apesar de resolver essa questão, a normalização proposta gerou outro problema que foi a assimetria das correntes nos braços. Para isso foi proposto um controlador ressonante com frequência fundamental, que opera em paralelo com os demais controladores ressonantes usados para suprimir harmônicas de ordem par nas correntes circulantes. Essas

também foram contribuições deste trabalho, visto que são problemas relacionados à utilização da configuração bipolar neste tipo de sistema, que é pouco explorada na literatura.

O parque eólico *offshore* proposto, com dois arranjos de unidades WEC em série, foi simulado no PSCAD/EMTTDC. Foram realizados três testes, submetendo o sistema a diferentes perturbações, com o objetivo de observar o comportamento das tensões e correntes e testar a performance dos controladores projetados. As simulações mostraram que o sistema proposto opera de maneira estável, mesmo quando submetido a perturbações severas como um curto-circuito e a perda de um arranjo inteiro de unidades WEC.

As simulações permitiram observar dois problemas da configuração com dois arranjos paralelos de unidades WEC em série. Quando um grupo de unidades fornece menos potência, a corrente no arranjo é reduzida, forçando a corrente do outro arranjo a aumentar. Com isso, seria necessário um sobredimensionamento dos componentes do sistema para suportar tal aumento de corrente. Outro problema era a sobretensão causada em uma unidade WEC devido às perturbações em outra unidade do mesmo arranjo, devido à mudança na corrente.

Uma estratégia de controle com droop baseado em admitância virtual foi proposta, a fim de mitigar os problemas observados nas simulações do Capítulo 5. Essa estratégia consiste em monitorar a corrente no arranjo e alterar a potência fornecida pelas unidades WEC de maneira que a corrente no arranjo seja mantida próxima do valor nominal. Dessa forma, os aerogeradores podem operar fornecendo potência menor do que a máxima possível em uma determinada situação. Além disso, foram observadas questões relacionadas às variações de conjugado e velocidade nos geradores, cujos limites devem ser observados. Essa foi mais um contribuição desta tese, uma vez que tais problemas relacionados aos arranjos em paralelo não foram investigados na literatura.

Espera-se, portanto, que o estudo realizado nesta tese possa contribuir para a continuidade das pesquisas sobre parques eólicos *offshore* com unidades WEC conectadas em série com um sistema de transmissão HVDC.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Alguns temas são sugeridos para trabalhos futuros tendo como finalidade aperfeiçoar e dar continuidade a este trabalho:

- Testar a estratégia de normalização proposta para o MMC, usada para corrigir os problemas relacionados ao desequilíbrio das tensões no link cc, em um protótipo experimental;
- Validar o projeto do transformador com núcleo de ar em um protótipo de pequena escala;

- Investigar a viabilidade de substituir o retificador NPC utilizado nas unidades de geração por um MMC com número reduzido de submódulos;
- Investigar a utilização de um conversor MMC com um número reduzido de submódulos, operando com uma estratégia de controle pelo nível mais próximo (do inglês, *nearest-level control*) (NLC) para acionar o SST cc-cc;
- Desenvolver uma metodologia de cálculo da referência de corrente no link cc, a fim de encontrar um ponto ótimo de operação, sem a necessidade de comunicação entre as unidades WEC e a subestação *onshore* e mantendo o MMC sempre no modo de controle de corrente;
- Investigar estratégias de controle de velocidade angular do aerogerador, ao invés do conjugado, a fim de mitigar as variações observadas com o controle baseado em admitância virtual;
- Testar a estabilidade do sistema proposto em caso de ilhamento, ou seja, de uma eventual desconexão da rede elétrica, com o parque eólico alimentando uma carga local ou operando a vazio até que a rede seja reconectada.

REFERÊNCIAS

- ABB. **XLPE Submarine Cable System - User's Guide**. 2010. Disponível em: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>.
- ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005.
- ALMEIDA, A. de O. **Controle Desacoplado entre um Sistema de Transmissão VSC-HVDC e as Turbinas de um Parque Eólico Offshore em Conexão CC Série**. Dissertação de Mestrado (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2019.
- ALMEIDA, A. O.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Design of resonant controllers for compensation of third harmonic ripple in the dc capacitors voltages of npc converters. In: IEEE. **15th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP) and 5th Southern Power Electronics Conference (SPEC), Santos**. [S.l.], 2019.
- ALMEIDA, A. O.; GHETTI, F. T.; RIBEIRO, A. S.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Circulating currents suppression strategies for modular multilevel converter. In: IEEE. **Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), Juiz de Fora**. [S.l.], 2017.
- ALMEIDA, A. O.; RIBEIRO, A. S.; GHETTI, F. T.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. State feedback control of a back-to-back converter for microgrids applications. In: IEEE. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niterói**. [S.l.], 2018.
- ALMEIDA, A. O.; TOMIM, M. A.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. A control strategy for an offshore wind farm with the generating units connected in series with a vsc-hvdc transmission link. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 180, p. 106–121, 2020.
- ALMEIDA, P. M. **Modelagem e Controle de Conversores Fonte de Tensão Utilizados em Sistemas de Geração Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição**. Dissertação de Mestrado — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- ALMEIDA, P. M.; FERREIRA, A. A.; BRAGA, H. A.; BARBOSA, P. G. Projeto dos controladores de um conversor vsc usado para conectar um sistema de geração fotovoltaico à rede elétrica. In: SBA. **Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Campina Grande**. [S.l.], 2012.
- ANAYA-LARA, O.; CAMPOS-GAONA, D.; MORENO-GOYTIA, E.; ADAM, G. **Offshore wind energy generation: control, protection, and integration to electrical systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.
- ANDERSON, P.; BOSE, A. Stability simulation of wind turbine systems. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 12, p. 3791–3795, 1983.
- ANTONOPOULOS, A.; ANGQUIST, L.; NEE, H.-P. On dynamics and voltage control of the modular multilevel converter. In: IEEE. **13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09**. [S.l.], 2009. p. 1–10.

- AREDES, M.; PORTELA, C.; MACHADO, F. A 25 MW soft-switching HVDC tap for 500 kV transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 4, p. 1835–1842, 2004.
- ARRILLAGA, J. **High voltage direct current transmission**. [S.l.]: IET, 1998. v. 29.
- ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible power transmission: the HVDC options**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007.
- BAHIRAT, H. J.; MORIK, B. A. Operation of dc series–parallel connected offshore wind farm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 10, n. 2, p. 596–603, 2018.
- BARNES, M.; VILCHIS-RODRIGUEZ, D. S.; PEI, X.; SHUTTLEWORTH, R.; CWIKOWSKI, O.; SMITH, A. C. HvdC circuit breakers—a review. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 211829–211848, 2020.
- BEDDARD, A.; BARNES, M. HvdC cable modelling for vsc-hvdc applications. In: **IEEE. 2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition**. [S.l.], 2014. p. 1–5.
- BLAABJERG, F.; MA, K. Future on power electronics for wind turbine systems. **IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics**, IEEE, v. 1, n. 3, p. 139–152, 2013.
- BORRÉ, A. C.; JÚNIOR, E. A. de A.; AREDES, M. HVDC tap with bidirectional power flux. **Brazilian Power Electronics Journal**, v. 15, n. 1, p. 45–52, 2010.
- CARRILLO, C.; MONTAÑO, A. O.; CIDRÁS, J.; DÍAZ-DORADO, E. Review of power curve modelling for wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 21, p. 572–581, 2013.
- CHEN, C.-T. **Linear system theory and design**. [S.l.]: Oxford University Press, Inc., 1998.
- CHEN, W.; HUANG, A. Q.; LI, C.; WANG, G.; GU, W. Analysis and comparison of medium voltage high power dc/dc converters for offshore wind energy systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 28, n. 4, p. 2014–2023, 2013.
- CHUANGPISHIT, S.; TABESH, A.; MORADI-SHAHRBABA, Z.; SAEEDIFARD, M. Topology design for collector systems of offshore wind farms with pure dc power systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 61, n. 1, p. 320–328, 2013.
- DENG, F.; CHEN, Z. Control of improved full-bridge three-level dc/dc converter for wind turbines in a dc grid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 28, n. 1, p. 314–324, 2012.
- DU, S.; DEKKA, A.; WU, B.; ZARGARI, N. **Modular multilevel converters: analysis, control, and applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.
- DUARTE, S. N.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. A novel energizing strategy for a grid-connected modular multilevel converter operating as static synchronous compensator. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 109, p. 672–684, 2019.

DUARTE, S. N.; GHETTI, F. T.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Zero-sequence voltage compensation of a distribution network through a four-wire modular multilevel static synchronous compensator. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 109, p. 57–72, 2019.

EL-KHATIB, W. Z.; HOLBØLL, J.; RASMUSSEN, T. W.; VOGEL, S. Comparison of cable models for time domain simulations. In: **Proceedings of the Nordic Insulation Symposium**. [S.l.: s.n.], 2015.

FERNANDES, R. C.; AZAURI, A. Selected topics on the state-of-the-art of inductive power transfer. **Brazilian Power Electronics Journal**, v. 19, n. 1, p. 058–071, 2013.

Fernandes, R. C.; Oliveira Jr., A. A. de. Design of loosely coupled magnetic systems based on finite element method for inductive power transfer applications. **Brazilian Power Electronics Journal**, v. 19, p. 58–71, 2014.

FERREIRA, R. A.; BARBOSA, P. G.; BRAGA, H. A.; FERREIRA, A. A. Analysis of non-linear adaptive voltage droop control method applied to a grid connected dc microgrid. In: IEEE. **2013 Brazilian Power Electronics Conference**. [S.l.], 2013. p. 1067–1074.

GARCÉS, A.; MOLINAS, M. Coordinated control of series-connected offshore wind park based on matrix converters. **Wind Energy**, Wiley Online Library, v. 15, n. 6, p. 827–845, 2012.

GHETTI, F. T.; ALMEIDA, A. O.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Real time simulation of DC voltage equalization algorithms of a modular multilevel converter. **Brazilian Power Electronics Journal**, v. 22, n. 4, p. 362–371, December 2017.

GLINKA, M. Prototype of multiphase modular-multilevel-converter with 2 mw power rating and 17-level-output-voltage. In: IEEE. **IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC 04**. [S.l.], 2004. v. 4, p. 2572–2576.

GUAN, M. A series-connected offshore wind farm based on modular dual-active-bridge (dab) isolated dc-dc converter. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 34, n. 3, p. 1422–1431, 2019.

GUERRERO, J. M.; VICUNA, L. G. D.; MATAS, J.; CASTILLA, M.; MIRET, J. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 19, n. 5, p. 1205–1213, 2004.

JONKMAN, J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W.; SCOTT, G. **Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development**. [S.l.], 2009.

JOVCIC, D.; TANG, G.; PANG, H. Adopting circuit breakers for high-voltage dc networks: Appropriating the vast advantages of dc transmission grids. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 17, n. 3, p. 82–93, 2019.

KARIMI-GHARTEMANI, M. **Enhanced phase-locked loop structures for power and energy applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.

KRAUSE, P.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D.; PEKAREK, S. **Analysis of electric machinery and drive systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. v. 75.

- LARSSON, A. Flicker emission of wind turbines during continuous operation. **IEEE transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 17, n. 1, p. 114–118, 2002.
- LEE, H.; UTKIN, V. I. Chattering suppression methods in sliding mode control systems. **Annual reviews in control**, Elsevier, v. 31, n. 2, p. 179–188, 2007.
- LESNICAR, A.; MARQUARDT, R. An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range. In: IEEE. **Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna**. [S.l.], 2003. v. 3, p. 6–pp.
- LI, Z.; WANG, P.; CHU, Z.; ZHU, H.; LUO, Y.; LI, Y. An inner current suppressing method for modular multilevel converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 3 Park Avenue, 17 th Fl New York NY 10016-5997 United States, v. 28, n. 11, p. 4873–4879, 2013.
- LISERRE, M.; CARDENAS, R.; MOLINAS, M.; RODRIGUEZ, J. Overview of multi-mw wind turbines and wind parks. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 58, n. 4, p. 1081–1095, 2011.
- LUNDBERG, S. Evaluation of wind farm layouts. **EPE journal**, Taylor & Francis, v. 16, n. 1, p. 14–21, 2006.
- LUNDBERG, S. **Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies**: series dc versus ac layouts. Tese (Doutorado) — Chalmers University of Technology, Sweden, 2006.
- MCLYMAN, C. W. T. **Transformer and inductor design handbook**. [S.l.]: CRC press, 2016.
- MME; EPE. Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, **Plano Nacional de Energia 2030: geração de energia a partir de outras fontes**. 2007. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-pne>.
- MOGSTAD, A. B.; MOLINAS, M.; OLSEN, P. K.; NILSEN, R. A power conversion system for offshore wind parks. In: IEEE. **34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**. [S.l.], 2008. p. 2106–2112.
- MOHAMED, Y. A.-R. I.; EL-SAADANY, E. F. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 23, n. 6, p. 2806–2816, 2008.
- MURDOCH, A.; WINKELMAN, J.; JAVID, S.; BARTON, R. Control design and performance analysis of a 6 mw wind turbine-generator. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 5, p. 1340–1347, 1983.
- NAGAOKA, H. The inductance coefficients of solenoids. **Journal of the College of Science**, v. 27, n. 3, p. 31, 1909.
- OGATA, K.; YANG, Y. **Modern control engineering**. [S.l.]: Prentice hall India, 2002. v. 4.

POPAT, M.; WU, B.; LIU, F.; ZARGARI, N. Coordinated control of cascaded current-source converter based offshore wind farm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 557–565, 2012.

POPAT, M.; WU, B.; ZARGARI, N. R. A novel decoupled interconnecting method for current-source converter-based offshore wind farms. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 27, n. 10, p. 4224–4233, 2012.

POU, J.; ZARAGOZA, J.; RODRÍGUEZ, P.; CEBALLOS, S.; SALA, V. M.; BURGOS, R. P.; BOROYEVICH, D. Fast-processing modulation strategy for the neutral-point-clamped converter with total elimination of low-frequency voltage oscillations in the neutral point. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 54, n. 4, p. 2288–2294, 2007.

RIBEIRO, A. S.; ALMEIDA, A. d. O.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, P. M. de. Analysis and design of proportional-resonant controllers based on pole placement approach. In: IEEE. **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

RONG, F.; WU, G.; LI, X.; HUANG, S.; ZHOU, B. All-dc offshore wind farm with series-connected wind turbines to overcome unequal wind speeds. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 1370–1381, 2019.

ROUZBEHI, K.; MIRANIAN, A.; CANDELA, J. I.; LUNA, A.; RODRIGUEZ, P. A generalized voltage droop strategy for control of multiterminal dc grids. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 51, n. 1, p. 607–618, 2014.

SAEEDIFARD, M.; GRAOVAC, M.; DIAS, R.; IRAVANI, R. Dc power systems: Challenges and opportunities. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, IEEE**. [S.l.], 2010. p. 1–7.

SAEEDIFARD, M.; IRAVANI, R. Dynamic performance of a modular multilevel back-to-back hvdc system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 25, n. 4, p. 2903–2912, 2010.

SEDRA, A. S.; SMITH, K. C. **Microelectronic Circuits**. [S.l.]: Oxford University Press USA, 2014. v. 7.

SHARIFABADI, K.; HARNEFORS, L.; NEE, H.-P.; NORRGA, S.; TEODORESCU, R. **Design, control, and application of modular multilevel converters for HVDC transmission systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016.

SHI, G.; WANG, Z.; ZHU, M.; CAI, X.; YAO, L. Variable speed control of series-connected dc wind turbines based on generalized dynamic model. In: IET. **2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)**. [S.l.], 2013. p. 3–39.

SHI, G.; ZHANG, J.; CAI, X.; ZHU, M.; YAO, L. Improved variable speed control of series-connected dc wind turbines for offshore wind power collection to high-voltage direct current system. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 10, n. 6, p. 843–851, 2016.

STAFF, E. **Magnetic Circuits and Transformers: A First Course for Power and Communication Engineers**. [S.l.]: MIT Press, USA, 1946.

SUN, C.; SHI, G.; ZHANG, J.; CAI, X. Pwm plus phase-shift controlled dc-dc converter for use in series-connected dc wind farm. In: IET. **12th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016)**. [S.l.], 2016.

TAIT, J.; WANG, S.; AHMED, K.; ADAM, G. P. Comparative assessment of four low voltage fault ride through techniques (lvfirt) for wind energy conversion systems (weccs). **Alexandria Engineering Journal**, Elsevier, v. 61, n. 12, p. 10463–10476, 2022.

TAYAB, U. B.; ROSLAN, M. A. B.; HWAI, L. J.; KASHIF, M. A review of droop control techniques for microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 76, p. 717–727, 2017.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid converters for photovoltaic and wind power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 29.

TIMOFEJEVS, A.; GAMBOA, D. **Control of MMC in HVDC Applications**. Master Thesis — Aalborg University, Denmark, 2013.

VEILLEUX, E.; LEHN, P. W. Interconnection of direct-drive wind turbines using a distributed hvdc converter station. In: IEEE. **2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**. [S.l.], 2009. p. 584–589.

VEILLEUX, E.; LEHN, P. W. Interconnection of direct-drive wind turbines using a series-connected dc grid. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 139–147, 2014.

WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. **Power conversion and control of wind energy systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 76.

XIA, C.; ZHOU, F.; WANG, Z.; HE, X. Equivalent switch circuit model and proportional resonant control for triple line-voltage cascaded voltage-source converter. **IEEE Transactions on Power Electron**, v. 28, n. 5, p. 2389–2401, 2013.

YANG, J.; GAO, Y.; O'REILLY, J. Permanent magnet synchronous generator converter protection analysis during dc wind farm open-circuit fault condition. In: IEEE. **2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)**. [S.l.], 2009. p. 1–6.

YARAMASU, V.; WU, B.; SEN, P. C.; KOURO, S.; NARIMANI, M. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 103, n. 5, p. 740–788, 2015.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. A generalized state-space averaged model of the three-level npc converter for systematic dc-voltage-balancer and current-controller design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 1105–1114, 2005.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.

ZHANG, G.; JIN, Z.; LI, N.; HU, X.; TANG, X. A novel control strategy for parallel-connected converters in low voltage microgrid. In: IEEE. **2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**. [S.l.], 2014. p. 1–6.

ZHANG, H.; FLÓREZ, D.; SAUDEMONT, C.; GRUSON, F. Control strategies of a dc based offshore wind farm with series connected collection grid. In: IEEE. **2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)**. [S.l.], 2016. p. 1–6.

ZHANG, H.; FLÓREZ, D.; SAUDEMONT, C.; GRUSON, F. Improved overvoltage limitation control approach of a dc series offshore wind farm based on mmc. In: IEEE. **2016 18th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)**. [S.l.], 2016. p. 1–6.

ZHANG, H.; GRUSON, F.; RODRIGUEZ, D. M. F.; SAUDEMONT, C. Overvoltage limitation method of an offshore wind farm with dc series-parallel collection grid. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 10, n. 1, p. 204–213, 2019.

ZHANG, Y.; LI, J.; LI, X.; CAO, Y.; SUMNER, M.; XIA, C. A method for the suppression of fluctuations in the neutral-point potential of a three-level npc inverter with a capacitor-voltage loop. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 825–836, 2017.

ZHONG, Q.-C. Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel. **IEEE Transactions on industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1281–1290, 2011.

APÊNDICE A – Projeto dos controladores

Neste apêndice serão apresentados os projetos dos controladores a partir das discussões dos Capítulos 2, 3 e 4 e dos dados das Tabelas 4 e 5.

A.1 GANHO ÓTIMO DO MPPT OTC

Antes de projetar os ganhos e demais parâmetros dos controladores, deve-se projetar o ganho do MPPT, conforme o que foi apresentado na Seção 2.2. A partir de (2.6) e utilizando os parâmetros da turbina eólica da Tabela 4, o ganho ótimo do MPPT é calculado como:

$$k_{opt} = \left(\frac{(1,225 \text{ kg/m}^3)\pi(63 \text{ m})^2(0,434)}{(22,4)(5 \text{ MW})} \right) \left(\frac{(11,6)(31,4 \text{ rad/s})}{14} \right)^3 = 1,044 \text{ pu} \quad (\text{A.1})$$

A.2 CONTROLADORES DAS CORRENTES dq DO GERADOR

Com base no que foi discutido na Seção 2.5 e considerando uma constante de tempo $\tau_{npc} = 1 \text{ ms}$, os ganhos dos controladores $C_{rd}(s)$ e $C_{rq}(s)$ podem ser projetados a partir das equações (2.24) e (2.25), da seguinte forma:

$$k_{p,npc} = \frac{4,5 \text{ mH}}{1 \text{ ms}} = 4,5 \text{ V A}^{-1} \quad (\text{A.2})$$

e

$$k_{i,npc} = \frac{86 \text{ m}\Omega}{1 \text{ ms}} = 86 \text{ V A}^{-1} \text{ s}^{-1}. \quad (\text{A.3})$$

A.3 CONTROLADOR *quasi*-PR DO RETIFICADOR NPC

O controlador *quasi*-PR possui três parâmetros que devem ser projetados: os ganhos proporcional e ressonante e a largura de banda. Como este controlador é adaptativo, a frequência de ressonância é variável, porém será considerado o valor nominal para o projeto dos demais parâmetros. De acordo com (2.30), pode-se projetar os ganhos e a largura de banda escolhendo-se uma frequência natural não amortecida ω_n , ou qualquer um dos três parâmetros. Neste trabalho, foi escolhida a largura de banda $\omega_b = 2\pi 3,5 \text{ rad/s}$. Dessa forma, para frequência central $\omega_c = 2\pi 60 \text{ rad/s}$, a frequência natural não amortecida é $\omega_n = 527,56 \text{ rad/s}$, já os ganhos são calculados por:

$$k_{p,res} = \frac{\pi(5 \text{ mF})(527,56 \text{ rad/s})^3}{6(2\pi 60 \text{ rad/s})^2} = 2,7 \text{ A V}^{-1} \quad (\text{A.4})$$

e

$$k_{r,res} = \frac{\pi(5 \text{ mF})}{6(2\pi 3,5 \text{ rad/s})} \left(2(527,56 \text{ rad/s})^2 - 2\pi 60 \text{ rad/s} \right) - 2,7 = 46,6 \text{ A V}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.5})$$

A.4 CONTROLADOR DA TENSÃO CC DE SAÍDA DAS UNIDADES WEC

Os ganhos proporcional e integral do controlador da tensão cc de saída podem ser calculados a partir de (2.36) e (2.37). Para isso, precisam ser escolhidas a frequência natural não amortecida e o coeficiente de amortecimento do sistema. Neste trabalho foram escolhidos os valores $\omega_n = 2\pi 5$ rad/s e $\xi = 0,7$. Dessa forma, os ganhos são calculados por:

$$k_{p,v_o} = \frac{2(0,7)(2\pi 5 \text{ rad/s})(400 \text{ }\mu\text{F})}{3(6,5 \text{ Wb})(2\pi 60 \text{ rad/s})} = 2,4 \cdot 10^{-6} \text{ A V}^{-1} \quad (\text{A.6})$$

e

$$k_{i,v_o} = \frac{(2\pi 5 \text{ rad/s})^2(400 \text{ }\mu\text{F})}{3(6,5 \text{ Wb})(2\pi 60 \text{ rad/s})} = 5,4 \cdot 10^{-5} \text{ A V}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.7})$$

A.5 CONTROLADOR DA TENSÃO CC DO INVERSOR EM PONTE COMPLETA

Os ganhos do controlador PI usado no inversor em ponte completa podem ser calculados a partir de (3.24) e (3.25). Considerando os parâmetros do transformador projetado, listados na Tabela 2, o valor crítico do ciclo de trabalho para tensão de saída nominal $D_{cr} = 0,281$, o coeficiente de amortecimento $\xi = 0,9$ e a frequência natural não amortecida $\omega_n = 2\pi 15$ rad/s, os ganhos do controlador calculados são:

$$k_{p,v} = 0,1122 \text{ V}^{-1} \quad (\text{A.8})$$

e

$$k_{i,v} = 7,8867 \text{ V}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.9})$$

A.6 GANHOS DO PLL

Os ganhos do PLL podem ser calculados utilizando (4.1) e (4.2). Sabendo que o valor de pico da tensão no primário do transformador conectado à rede é $\hat{V}_s = 112,7$ kV, escolhendo o coeficiente de amortecimento $\xi = 0,7$ e a frequência natural não amortecida $\omega_n = 2\pi 30$ rad/s, os ganhos do PLL são calculados por:

$$k_{p,pll} = \frac{2(2\pi 30 \text{ rad/s})(0,7)}{112,7 \text{ kV}} = 2,34 \cdot 10^{-3} \text{ V}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.10})$$

e

$$k_{i,pll} = \frac{(2\pi 30 \text{ rad/s})^2}{112,7 \text{ kV}} = 0,315 \text{ V}^{-1} \text{ s}^{-2} \quad (\text{A.11})$$

A.7 CONTROLADORES DAS CORRENTES dq DO MMC

Os ganhos dos controladores PI das correntes dq do MMC podem ser calculados a partir de (4.7) e (4.8). Utilizando os dados da Tabela 5 e considerando uma constante de

tempo $\tau_{mmc} = 1$ ms, os ganhos são calculados como:

$$k_{p,mmc} = \frac{16 \text{ mH} + \left(\frac{4 \text{ mH}}{2}\right)}{1 \text{ ms}} = 18 \text{ V A}^{-1} \quad (\text{A.12})$$

e

$$k_{i,mmc} = \frac{0,1 \text{ } \Omega + \left(\frac{0,2 \text{ } \Omega}{2}\right)}{1 \text{ ms}} = 200 \text{ V A}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.13})$$

A.8 CONTROLADOR DA CORRENTE NO LINK CC

Os ganhos do controlador $C_{link}(s)$ podem ser projetados a partir da função de transferência de malha fechada (4.12). Existem três parâmetros a serem escolhidos, de acordo com a forma canônica de primeira ordem (4.13), porém de acordo com (4.12), ω_0 e a_0 devem ser iguais. Dessa forma, pode-se projetar o ganho proporcional $k_{p,link}$ escolhendo-se a_1 e o ganho integral $k_{i,link}$ escolhendo-se ω_0 . A frequência de corte não deve ser muito grande, pois a resposta desse controlador deve ser mais lenta que a do controlador da corrente i_{sq} . Portanto, para $\omega_0 = 4,5$ rad/s e $a_1 = 0,45$, ou seja, uma década abaixo, e considerando os valores nominais $V_{cc} = 400$ kV e $V_{sq0} = 112,7$ kV, os ganhos são calculados como:

$$k_{p,link} = \frac{a_1 \left(\frac{2V_{cc}}{3V_{sq0}}\right)}{1 - a_1} = \frac{(0,45)(23,7)}{1 - 0,45} = 19,36 \quad (\text{A.14})$$

e

$$k_{i,link} = \omega_0 \left(k_{p,link} + \frac{2V_{cc}}{3V_{sq0}}\right) = (4,5 \text{ rad/s})(19,4 + 23,7) = 193,6 \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.15})$$

A.9 CONTROLADOR DA TENSÃO CC DO MMC

Os ganhos do controlador da tensão cc do MMC podem ser projetados a partir de (4.17) e (4.18). Para isso devem ser escolhidas a frequência natural não amortecida e o coeficiente de amortecimento deste sistema de controle. Sabendo que a capacitância equivalente do MMC é $C_{eq} = 300$ μF , assumindo o valor da tensão $V_{sq0} = 112,7$ kV e utilizando os valores $\xi = 0,7$ $\omega_n = 2\pi 30$ rad/s, os ganhos do controlador são calculados da seguinte forma:

$$k_{p,vcc} = \frac{2(0,7)(2\pi 30 \text{ rad/s})(300 \text{ } \mu\text{F})}{3(112,7 \text{ kV})} = 2,34 \cdot 10^{-7} \text{ A V}^{-1} \quad (\text{A.16})$$

e

$$k_{i,vcc} = \frac{(2\pi 30 \text{ rad/s})^2(300 \text{ } \mu\text{F})}{3(112,7 \text{ kV})} = 3,15 \cdot 10^{-5} \text{ A V}^{-1} \text{ s}^{-1} \quad (\text{A.17})$$

A.10 CONTROLADORES RESSONANTES PARA SUPRESSÃO DAS CORRENTES CIRCULANTES DO MMC

Os controladores ressonantes usados na supressão das correntes circulantes podem ser projetados a partir da função de transferência de malha fechada (4.24). A resposta em frequência pode ser projetada para que o ganho de malha fechada seja um pouco maior que 0 dB nas frequências de ressonância dos controladores. Dessa forma, mesmo que a frequência da rede varie um pouco, o controlador será capaz de processar o erro de corrente. Na Tabela 8 são listados os parâmetros usados para projetar os controladores.

Tabela 8 – Parâmetros dos controladores ressonantes das correntes circulantes do MMC.

Variável	Descrição	Valor
ω_{c1}	Freq. de ressonância de $C_{r1}(s)$	120π rad/s
ω_{c2}	Freq. de ressonância de $C_{r1}(s)$	240π rad/s
ω_{c4}	Freq. de ressonância de $C_{r1}(s)$	480π rad/s
ω_{b1}	Banda de passagem de $C_{r1}(s)$	4π rad/s
ω_{b2}	Banda de passagem de $C_{r2}(s)$	8π rad/s
ω_{b4}	Banda de passagem de $C_{r4}(s)$	16π rad/s
$k_{r1,cir}$	Ganho ressonante de $C_{r1}(s)$	$2,0 \text{ V A}^{-1}$
$k_{r2,cir}$	Ganho ressonante de $C_{r2}(s)$	$3,5 \text{ V A}^{-1}$
$k_{r4,cir}$	Ganho ressonante de $C_{r4}(s)$	$6,0 \text{ V A}^{-1}$

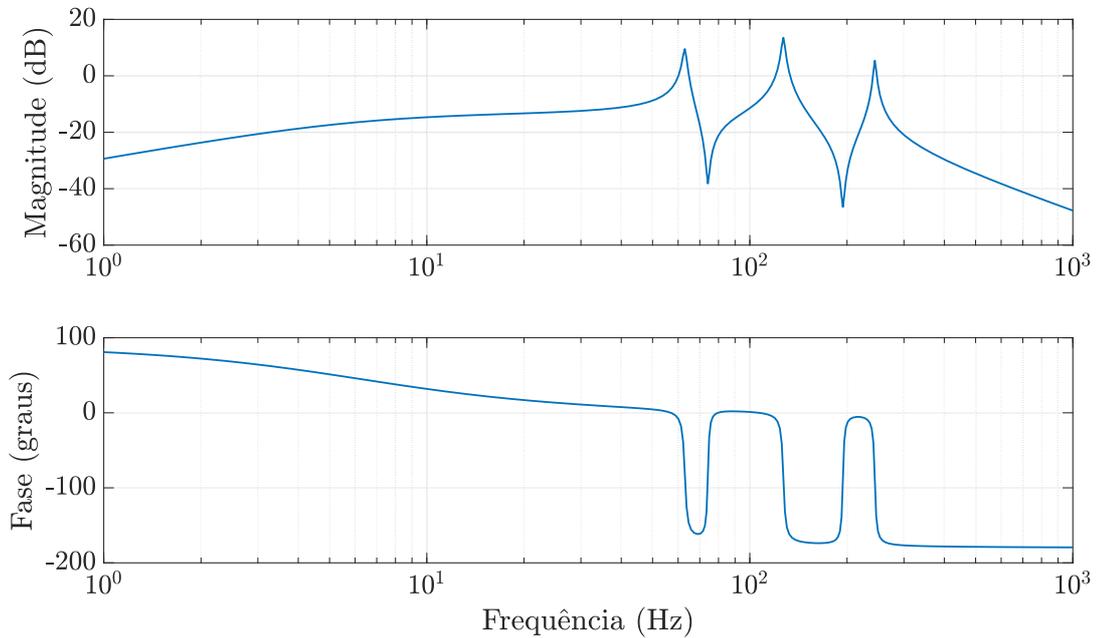
Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 75 é mostrado o diagrama de Bode do sistema em malha fechada da Figura 40, utilizando controladores ressonantes projetados com os dados da Tabela 8. Na resposta em frequência de magnitude é possível observar que os picos de ressonância ultrapassam um pouco 0 dB e não influenciam significativamente uns aos outros.

A.11 RESUMO DO PROJETO DOS CONTROLADORES

Na Tabela 9 são listados todos os parâmetros de controladores calculados nesse apêndice, exceto os que já se encontram na Tabela 8.

Figura 75 – Diagrama de Bode de malha fechada do sistema de controle das correntes circulantes.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 9 – Parâmetros dos controladores projetados.

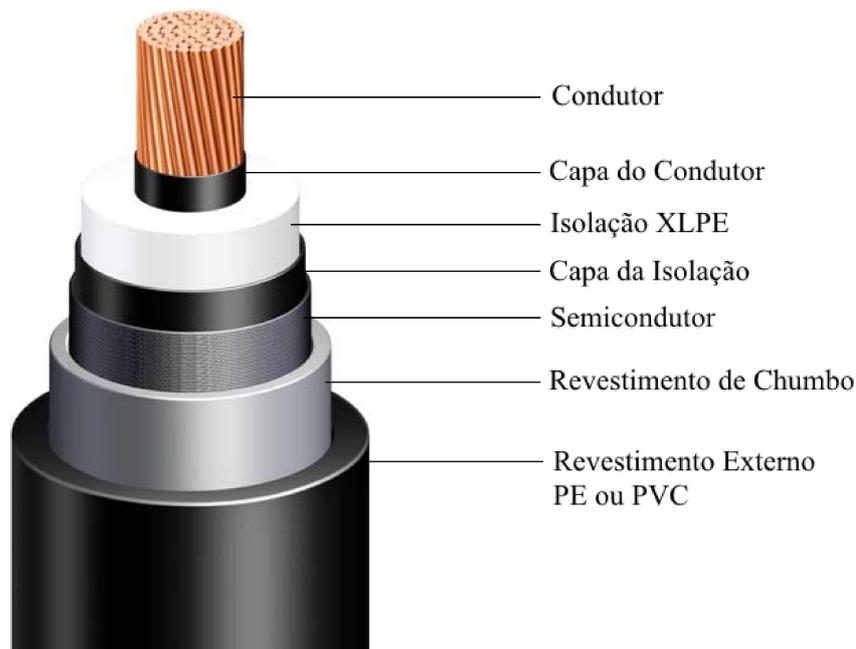
Controlador	Variável	Valor	Unidade
Ganho ótimo do MPPT	k_{opt}	1,044	pu
PI das correntes dq do gerador	$k_{p,npv}$	4,5	V/A
PI das correntes dq do gerador	$k_{i,npv}$	86	V/As
PR do retificador NPC trifásico	$k_{p,res}$	2,7	A/V
PR do retificador NPC trifásico	$k_{r,res}$	46,6	A/Vs
PR do retificador NPC trifásico	ω_b	22	rad/s
PI da tensão CC das unidades WEC	k_{p,v_o}	$2,4E - 6$	A/V
PI da tensão CC das unidades WEC	k_{i,v_o}	$5,4E - 5$	A/Vs
PI da tensão CC do inversor NPC	$k_{p,v}$	0,1122	V^{-1}
PI da tensão CC do inversor NPC	$k_{i,v}$	7,8867	$(Vs)^{-1}$
PI do circuito PLL	$k_{p,pll}$	$2,34E-3$	$(Vs)^{-1}$
PI do circuito PLL	$k_{i,pll}$	$2,34E-3$	$V^{-1}s^{-2}$
PI das correntes dq do MMC	$k_{p,mmc}$	18	V/A
PI das correntes dq do MMC	$k_{i,mmc}$	200	V/As
PI da corrente no link CC	$k_{p,link}$	19,36	A/A
PI da corrente no link CC	$k_{i,link}$	193,6	A/As
PI da tensão CC do MMC	$k_{p,vcc}$	$2,34E-7$	A/V
PI da tensão CC do MMC	$k_{i,vcc}$	$3,15E-5$	A/Vs

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

APÊNDICE B – Cabos de transmissão submarina

Os cabos usados em transmissão HVDC submarina possuem estrutura complexa, com várias camadas concêntricas conforme pode ser visto na Figura 76. Os condutores podem ser de cobre ou alumínio sendo que a camada de isolamento, como o nome sugere, isola o condutor das camadas mais externas de revestimento metálico. Em sistemas de transmissão VSC–HVDC, o material isolante mais comumente usado é o XLPE, devido ao menor custo e maior robustez em relação aos cabos de massa impregnada (BEDDARD; BARNES, 2014). As camadas de revestimento, que podem ser de chumbo ou alumínio por exemplo, dão proteção mecânica e contra corrosão. A camada de revestimento mais externa isola o revestimento metálico do meio externo e pode ser de polietileno (PE) ou policloreto de vinila (PVC).

Figura 76 – Representação das camadas de um cabo para transmissão submarina.



Fonte – http://www.lscns.com/_lib/download.asp?aDir=prod/AA001/en&file=20160210163320920.pdf&nfile=XLPE.pdf

Um cabo pode ser modelado como um circuito π , com parâmetros concentrados, ou por modelos mais complexos, com parâmetros distribuídos e/ou dependentes de frequência. No *software* PSCAD/EMTDC, que é usado nesse trabalho, estão disponíveis alguns modelos de cabos que são listados e brevemente descritos a seguir (EL-KHATIB *et al.*, 2015):

Modelo π : resistência e indutância são concentradas no centro, enquanto a capacitância é dividida igualmente nas duas extremidades. É possível utilizar mais de um circuito,

a fim de distribuir os parâmetros, porém isso resulta em sistemas de maior ordem, aumentando o tempo de processamento;

Modelo T: análogo ao modelo π , porém a capacitância é concentrada no centro, enquanto resistência e indutância são divididas nas extremidades. Também pode ser dividido em mais de um circuito, distribuindo os parâmetros;

Modelo de Bergeron: baseado na teoria das ondas viajantes, este modelo representa a distribuição de indutâncias e capacitâncias ao longo dos cabos. A resistência, por outro lado, é dividida em apenas três partes, sendo 50% no meio e 25% em cada extremidade. Assim como os modelos π e T, o modelo de Bergeron não é dependente de frequência. Isso implica que, para estudos envolvendo mais de uma componente de frequência, algumas informações podem ser perdidas ou distorcidas utilizando esses modelos;

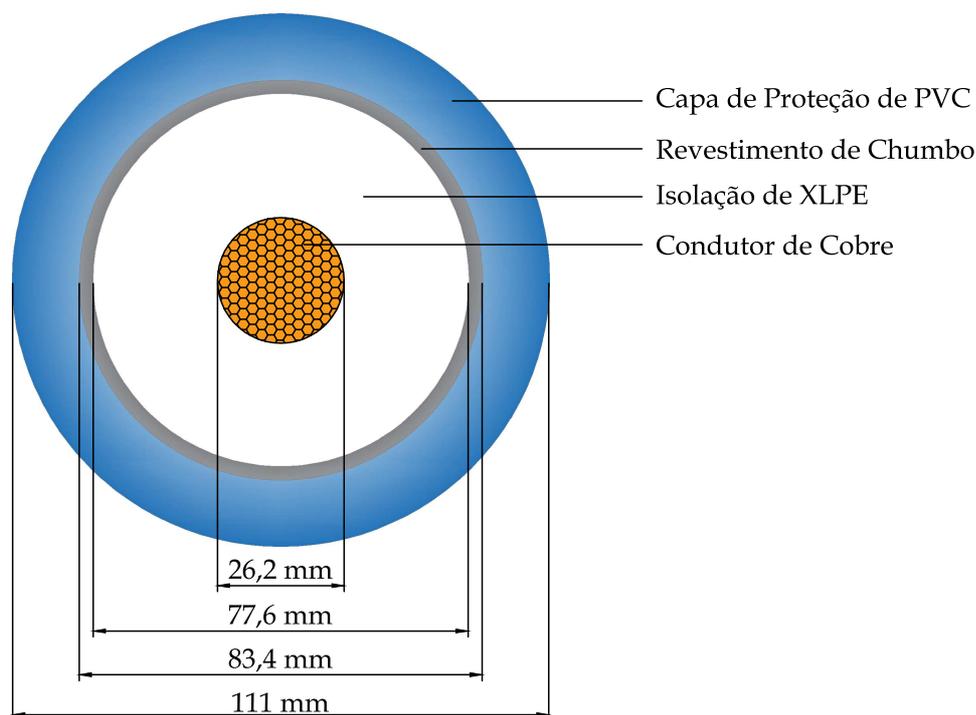
Modelos dependentes de frequência: estes modelos representam todos os parâmetros distribuídos, incluindo a dependência da frequência em cada um deles. Todos os cálculos são feitos no domínio da frequência e as soluções convertidas para o domínio do tempo. Existem dois modelos: um no domínio dos modos (do inglês, *mode dependent*) e outro no domínio das fases (do inglês, *phase dependent*). A diferença entre os dois é que o modelo no domínio dos modos não representa a dependência de frequência nas transformadas, enquanto o outro sim. O modelo no domínio das fases é o mais avançado e preciso para simulação disponível (BEDDARD; BARNES, 2014).

Neste trabalho, é utilizado o modelo dependente de frequência no domínio das fases, por ser o mais preciso para estudos onde os cabos são percorridos por correntes com diferentes componentes de frequência. Este modelo está disponível no PSCAD/EMTDC, sendo que os cabos de transmissão são modelados considerando informações sobre as camadas da seção transversal.

B.1 PARÂMETROS DOS CABOS SIMULADOS

Os cabos foram modelados a partir dos mesmos parâmetros do secundário do transformador com núcleo de ar, utilizando dados de um cabo fabricado pela (ABB, 2010), cuja tensão e corrente nominais são 245 kV e 950 A, respectivamente. Este cabo é constituído por quatro camadas: o condutor de cobre, a primeira isolação em XLPE, uma camada de revestimento de chumbo, que dá mais resistência mecânica ao cabo, e por fim a segunda camada isolante e protetora em PVC. Na Figura 77 é ilustrada a seção transversal do cabo modelado, com as espessuras das camadas indicadas em mm na própria figura. O comprimento dos cabos é de 50 km, considerando a distância do parque eólico até a costa.

Figura 77 – Seção transversal de um cabo para transmissão submarina.



Fonte – Elaborado pelo autor (2023).

Além das dimensões físicas do cabo, são necessárias características elétricas dos materiais que constituem essas camadas e do ambiente onde o cabo se encontra, nesse caso o mar. Na Tabela 10 são mostrados os parâmetros utilizados para os cabos submarinos.

Tabela 10 – Parâmetros dos materiais e do meio no qual se encontram os cabos.

Parâmetro	Valor
Resistividade da água salgada	2,00 Ω .m
Resistividade do cobre	1,72E-8 Ω .m
Resistividade do chumbo	2,20E-7 Ω .m
Permissividade relativa do XLPE	2,25
Permissividade relativa do PVC	3,00

Fonte – Elaborado pelo autor (2023).