



ANÁLISE DE UMA CONFIGURAÇÃO DE PARQUE EÓLICO BASEADA EM
SISTEMA DE TRANSMISSÃO MULTITERMINAL CC COM CONVERSORES
MULTINÍVEL MODULAR

Karoline Claro Pereira Silveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Mauricio Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Rio de Janeiro

Junho de 2015

ANÁLISE DE UMA CONFIGURAÇÃO DE PARQUE EÓLICO BASEADA EM
SISTEMA DE TRANSMISSÃO MULTITERMINAL CC COM CONVERSORES
MULTINÍVEL MODULAR

Karoline Claro Pereira Silveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Mauricio Aredes, D.-Ing.

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

Prof.^a Maria Dias Bellar, Ph.D.

Prof. Sergio Gomes Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2015

Silveira, Karoline Claro Pereira

Análise de uma Configuração de Parque Eólico Baseada em Sistema de Transmissão Multiterminal CC com Conversores Multinível Modular / Karoline Claro Pereira Silveira - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XII, 78 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Mauricio Aredes

Robson Francisco da Silva Dias.

Dissertação (Mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 74 – 78.

1. Introdução. 2. Energia Eólica. 3. Conversor Multinível Modular (MMC) e Redes CC Multiterminais. I. Aredes, Mauricio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

À minha fonte de coragem, Dulce.

(in memoriam)

Agradecimentos

À Deus.

À minha amada avó Dulce Pereira Gomes, que alimentou e sempre alimentará minha alma com coragem e amor todos os segundos da minha vida.

Aos meus pais Ivonete Claro Pereira e Mario Cesar Pereira Silveira minha fonte amor e apoio incondicional.

À minha tia Vera Silveira e minha avó Maria Augusta por consolidarem os cinco pilares da minha formação familiar.

À Marlene Fraga por ser uma mãe pra mim durante meu mestrado.

Ao Artur Leal Fernandes, meu noivo amado, pelo amor e carinho em forma de cobranças no mestrado.

Aos meus orientadores Robson Dias e Mauricio Aredes pela dedicação e amizade.

À família LEMT pelo apoio, amizades e suporte acadêmico.

Aos meus amigos José Rafael, Nicolas Espinoza e Guilherme Rubio pelas dúvidas sanadas durante este trabalho.

Ao Programa da Petrobrás de Fomento à Formação de Recursos Humanos em Engenharia Elétrica por meio da criação do PRH-PB 19 e ao CNPq pelo suporte financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc)

ANÁLISE DE UMA CONFIGURAÇÃO DE PARQUE EÓLICO BASEADA EM
SISTEMA DE TRANSMISSÃO MULTITERMINAL CC COM CONVERSORES
MULTINÍVEL MODULAR

Karoline Claro Pereira Silveira

Junho/2015

Orientadores: Mauricio Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Programa: Engenharia Elétrica

A conexão de usinas eólicas à rede elétrica é estabelecida através da utilização de conversores VSC (*Voltage Source Converter*) BTB (*back to back*), com filtros passivos e transformadores. O conversor convencional opera em dois ou três níveis de tensão e apresenta uma alta frequência de comutação, aumentando assim a interferência eletromagnética e as perdas de chaveamento. Além disso, os fabricantes estão elevando cada vez mais a potência dos aerogeradores e, por conseguinte, a tensão de geração. Diante disso, o Modular Multilevel Converter (MMC) é uma alternativa aos conversores usuais, pois, permite a conexão direta em níveis de tensões mais elevados com baixa distorção harmônica, eliminando assim a necessidade de transformadores e filtros passivos. Este trabalho apresenta uma análise de uma configuração de parque eólico baseada em um sistema de transmissão em corrente contínua multiterminal utilizando conversores multinível modular. Esta proposta tem como motivação eliminar os transformadores e filtros que são necessários em outras configurações de parques eólicos. Para avaliar o comportamento elétrico da solução avaliada, estudos baseados em simulações de um caso exemplo foram realizados utilizando o PSCAD/EMTDC. Os chaveamentos e controles dos conversores foram modelados em detalhes, e os estudos demonstram que a configuração é tecnicamente viável e apresenta desempenho satisfatório frente a variações de vento. Além disso, é apresentada a possibilidade de se controlar a tensão no ponto de conexão do parque com o Sistema Elétrico de Potência (SEP) através da injeção de potência reativa no conversor principal. Conclui-se que a configuração apresentada pode servir para atender tanto aos parques eólicos individualmente ou, então, servir como solução de integração de grandes usinas eólicas ao SEP.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc)

ANALYSIS OF A WIND FARM CONFIGURATION BASED ON
MULTITERMINAL DC TRANSMISSION SYSTEM WITH MULTILEVEL
MODULAR CONVERTERS

Karoline Claro Pereira Silveira

June/2015

Advisors: Mauricio Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Department: Electrical Engineering

The connection of wind farms to the power grid is established through the use of BTB (back to back) VSC converters (Voltage Source Converter) with passive filters and transformers. The conventional converter operates in two or three voltage levels and has a high switching frequency, thus increasing the EMI (electromagnetic interference) and switching losses. Furthermore, manufacturers are constantly raising the power of wind turbines and so the generation voltage. In this way, the Modular Multilevel Converter (MMC) is an alternative to conventional converters, because it allows direct connection to higher levels of voltages with low harmonic distortion, thereby eliminating the need for transformers and passive filters. This work presents an analysis of a wind farm configuration based on a multiterminal direct current transmission system using modular multilevel converters. The goal of this proposal is to eliminate transformers and filters that are required in other configurations of wind farms. To evaluate the electrical behavior of the analyzed solution, studies based on simulations of an example case were performed using PSCAD/EMTDC. The converter switching and controls were modeled in detail, and studies show that the configuration is technically feasible and has satisfactory performance even with the wind variations. Besides that, the possibility of controlling the tension in the park connection point with the Electric Power System (EPS) through the injection of reactive power in the main converter is shown. It is concluded that the solution can be used to meet the requirements of wind farms alone or serve as an integration solution for large wind farms to the EPS.

Sumário

1 - Introdução.....	1
1.1 – Motivação	3
1.2 – Objetivo	5
1.3 – Estrutura do Trabalho	6
1.4 – Trabalho Publicado.....	6
2 – Energia Eólica.....	7
2.1 – Tipos de Aerogeradores e formas de Conexão à Rede Elétrica	8
2.2 – Conversor	15
2.2.1 – Conversores VSC	16
3 – Parques Eólicos	18
3.1 – Redes Multiterminais CC para Parques Eólicos.....	23
3.2 – Conversor Multinível Modular (MMC)	27
3.2.1 - MMC em Configuração BTB.....	32
3.2.2 – Corrente Circulante.....	37
3.3 – Controle	39
3.3.1 – Controle de Tensão CC	40
3.3.2 – Controle de Potência.....	41
3.3.3 – Determinação do Número de Níveis	42
3.3.4 – Balanço de Tensão.....	44
3.4 – Sistema Exemplo MTDC-MMC	45
4 – Resultados.....	49
4.1 – Energização e Operação em Regime Permanente	51
4.3 – Influência da Potência Reativa na Tensão no PCC	64
4.2 – Desempenho Frente à Variação do Perfil do Vento	68
5 - Conclusão	72
5.1 – Sugestão de Trabalhos Futuros.....	72
Referências Bibliográficas.....	74

Sumário das Figuras

Figura 1 – Equivalente unifilar da ligação do parque eólico ao SIN.....	4
Figura 2 – Equivalente unifilar da ligação de parques eólicos ao SIN através de MMCs.	5
Figura 3 - Modelo de conexão utilizando um gerador DFIG.	9
Figura 4 - Exemplo de conexão de um aerogerador à rede elétrica <i>Full Converter</i>	10
Figura 5 - Exemplo de conexão do aerogerador à rede através do MMC.	11
Figura 6 - Diagrama unifilar do gerador síncrono.	12
Figura 7 - Diagrama fasorial do gerador síncrono.	12
Figura 8 - Diagrama Esquemático de um conversor CSC (Conversor Fonte de Corrente.).....	15
Figura 9 - Diagrama Esquemático de um conversor VSC (Conversor Fonte de Tensão).	15
Figura 10 - Conversor VSC retificador: (a) representação em bloco e (b) detalhe da topologia.	16
Figura 11 - Conversor VSC inversor: (a) representação em bloco e (b) detalhe da topologia.	17
Figura 12 - Parque eólico Burberry London[34].	18
Figura 13 - Esquema representativo de uma fazenda eólica.	19
Figura 14 - Conexão do parque eólico em série.	20
Figura 15 - Conexão radial de um parque eólico.....	20
Figura 16 - Transmissão de potência em corrente contínua sem o uso de transformador.	21
Figura 17 - Transmissão da potência de parques eólicos em corrente alternada.....	22
Figura 18 - Transmissão da potência de parques eólicos em corrente contínua.....	22
Figura 19 - Conexão de turbinas eólicas através de conversores em série sem o uso de transformadores.	23
Figura 20 - Rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pelo condutor metálico.	24
Figura 21 - Rede MTDC monopolar simétrica.....	24
Figura 22 - Rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pela terra.....	25
Figura 23 - Rede MTDC bipolar com neutro metálico.	25
Figura 24 - Rede MTDC bipolar com eletrodos aterrados.	26
Figura 25 – Topologia do SM do MMC.....	27

Figura 26 - Representação dos caminhos que a corrente percorre no SM.	28
Figura 27 - Esquema básico de um MMC trifásico de 4 SM em cada braço.	29
Figura 28 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível 4 de tensão.	30
Figura 29 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível 2 de tensão.	31
Figura 30 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível zero de tensão.	32
Figura 31 - Esquema básico do MMC na configuração BTB.	33
Figura 32 - Circuito do MMC1.	35
Figura 33 - Os caminhos da corrente circulante entre as pernas do MMC 1.	38
Figura 34 - Controles implementados.	39
Figura 35 - Esquema de controle da tensão do elo CC.	40
Figura 36 - Esquema de controle do potência ativa e reativa.	41
Figura 37 - Sinais triangulares utilizados para comparar com os sinais senoidais de referência PD-PWM.	43
Figura 38 - Tensão de fase a de saída do MMC.	44
Figura 39 - Tensão V_{ab} de saída do MMC.	44
Figura 40 - Diagrama unifilar do sistema MTDC-MMC implementado.	46
Figura 41 - Equivalente unifilar do circuito da usina.	48
Figura 42 - Perfil do cabo utilizado para conectar as linhas de transmissão do elo CC.	49
Figura 43 - Diagrama unifilar do sistema implementado do software PSCAD.	50
Figura 44 - Circuito implementado no PSCAD do MMC.	50
Figura 45 - Sequência de eventos da simulação do teste 1.	51
Figura 46 - Potência Ativa do MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.	52
Figura 47 - Potência reativa do MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.	52
Figura 48 - Tensão trifásica da saída do conversor do MMC 1.	53
Figura 49 - Corrente trifásica da saída do conversor MMC 1.	53
Figura 50 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 2.	54
Figura 51 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 2.	54
Figura 52 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 3.	55
Figura 53 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 3.	55
Figura 54 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 4.	56
Figura 55 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 4.	56
Figura 56 - Tensão e Corrente RMS da fase a na saída do conversor MMC 1.	57

Figura 57 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 2.	57
Figura 58 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 3.	58
Figura 59 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 4.	58
Figura 60 - Tensão CC do conversor MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.....	59
Figura 61 - Correntes do Elo CC.....	59
Figura 62 - Tensão nos capacitores do MMC 1.	60
Figura 63 - Tensão nos capacitores do SM do MMC 1.....	60
Figura 64 - Tensão nos capacitores do MMC 2.	61
Figura 65- Detalhe da tensão dos capacitores do MMC2.....	61
Figura 66 - Tensão dos capacitores do MMC 3.	62
Figura 67 - Detalhe da tensão dos capacitores do MMC 3.....	62
Figura 68 - Tensão dos capacitores do MMC 4.	63
Figura 69 - Detalhe de tensão dos capacitores do MMC 3.Mmc4	63
Figura 70 - Sequência de eventos do segundo teste.	64
Figura 71 - Potência ativa do conversor MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.	65
Figura 72 - Potência reativa do conversor MMC 1.	65
Figura 73 - Tensão e Corrente RMS da fase a do conversor MMC 1.	66
Figura 74 - Tensão do conversor MMC 1.	66
Figura 75 - Corrente do conversor MMC 1.....	67
Figura 76 - Tensão do elo de corrente contínua.	67
Figura 77 - Sinal de potência ativa de referência usado como perfil de vento.....	68
Figura 78 - Potência ativa dos conversores durante o teste 2.....	69
Figura 79 - Potência reativa dos conversores.	69
Figura 80 - Tensão e corrente RMS da fase a do conversor MMC 1.....	70
Figura 81 - Tensão do MMC 1.....	70
Figura 82 - Corrente do MMC 1.....	71
Figura 83 - Tensão e corrente CC do MMC 1.....	71

Sumário das Tabelas

Tabela 1 – Bases do Sistema.	46
Tabela 2 - Dados da Rede Elétrica-MMC 1.	47
Tabela 3 - Dados do Aerogerador-MMC 2, 3 e 4.....	48

1 - Introdução

Energia é um item essencial à sobrevivência e à evolução humana, logo se faz importante sempre buscar novas fontes, visto que a principal fonte da matriz energética mundial é finita, isto é, as baseadas em combustíveis fósseis. A demanda por novas tecnologias que possibilitem a diversificação e melhorias, nas já empregadas, de fonte de energia elétrica não poluidora está crescente motivada pela necessidade de fontes com menores custos e níveis de poluição.

A matriz de geração de energia elétrica brasileira em grande parte é composta por hidrelétricas. Assim, pode-se pensar que o Brasil está isento de preocupações diante de temas como busca por novas fontes renováveis, porém, não retrata a realidade nacional. Atualmente, é enfrentado o problema da falta de chuvas e, por isso, os reservatórios estão abaixo do limite mínimo para atender à demanda por energia elétrica. No passado, a capacidade de regulação dos reservatórios era de cinco anos, hoje em dia é anual [1]. Quando as hidrelétricas não podem suprir à demanda, as usinas térmicas entram em ação, ofertando energia por um valor acima do custo usual. Devido a esse fato é necessário um reforço de fontes alternativas nas fontes elétricas complementares à geração hidrelétrica.

Algumas alternativas que vêm sendo empregadas para suprir o aumento da demanda energética não atendida pelas hidrelétricas são: a implantação de parques eólicos, de usinas movidas a biomassa, de parques fotovoltaicos (ainda restrito devido ao custo elevado) e a construção de usinas hidrelétricas a fio d'água.

A energia eólica tão difundida na Europa ainda não é tão expressiva no Brasil, mesmo sendo o potencial eólico brasileiro maior que o europeu. A participação da produção de energia eólica fornecida ao SIN (Sistema Interligado Nacional), somado à biomassa, ainda é de aproximadamente 4% [2]. Mas esse cenário vem passando por mudanças, visto a realização constante de novos leilões de energia, visando à redução dos custos de instalação de novos parques eólicos. Soma-se também à inserção dessas tecnologias no mercado, efeito da aprendizagem tecnológica e ganhos de capacidade de geração por unidade.

Ao redor do mundo, o número de fazendas eólicas vem aumentando rapidamente. Com um crescimento de mercado anual de quase 10% e a da capacidade acumulada em cerca de 19%, segundo a estatística do Conselho Global de Energia Eólica 2012 [3], intensifica-se a necessidade do reforço na transmissão e no melhoramento da conexão às redes elétricas já existentes.

O Brasil apresenta diversas vantagens na exploração de uma matriz energética limpa, a complementariedade é uma delas. Mesmo os ventos sendo sazonais, existe o aumento dos ventos durante as estações menos chuvosas ao longo do ano na região nordeste e sudeste do país, o mesmo não ocorre na região sul. Pois, o período de maior incidência de ventos não é complementar ao período menos chuvoso no sul do país, eles acontecem concomitantemente na mesma estação do ano [4]. Ocorre ainda outra complementariedade, entre a região Sudeste e Nordeste, durante o aumento de chuvas de uma região coincide com o crescimento de ventos de outra região e vice e versa.

A primeira turbina eólica conectada à rede elétrica pública foi instalada em 1976 [5], na Dinamarca. Desde então elas evoluíram muito. Atualmente, a maior turbina eólica *offshore* do mundo está na costa da Bélgica [6], a Haliade™ 150 da Alston, de 6MW e os fabricantes já anunciaram a construção de turbinas de 7, 8 e 10 MW. As turbinas eólicas convertem a energia cinética contida nos ventos em energia elétrica, mas para que essa energia seja entregue à rede elétrica, antes é necessário garantir o controle de sua injeção dentro dos padrões estabelecidos pelas normas regulamentadoras [7].

Na maioria dos casos, os aerogeradores são conectados à rede elétrica utilizando transformadores e conversores de eletrônica de potência. Os conversores são compostos por chaves estáticas que, no caso de conversores fonte de tensão convencionais de 2 ou 3 níveis VSC (*Voltage Source Converter*), são operados em altas frequências (da ordem de alguns milhares de quilohertz). É importante ressaltar que, quanto maior a corrente sintetizada pelos conversores e a frequência de chaveamento, maiores são as perdas de chaveamento [8]. Além disso, filtros passivos são utilizados para minimizar a distorção harmônica na tensão de saída. Tanto os transformadores quanto os filtros passivos ocupam uma área relativamente elevada e representam uma parcela considerável na composição dos custos do sistema de aerogeração. Com o intuito de reduzir o volume dos filtros ou até mesmo de eliminar sua necessidade, novas topologias de conversores

têm sido investigadas. Dentre estas, a que tem apresentado destaque é a do conversor MMC (*Modular Multilevel Converter*) [9].

O MMC é composto por submódulos (SM) que permitem obter uma tensão multinível de saída, reduzindo a necessidade de filtros passivos. Soma-se a isso o fato de que a tensão de saída pode ser tão elevada que dispense a utilização de transformadores. Por esses motivos, este trabalho tem como objetivo avaliar a aplicabilidade do MMC como conversor na conexão entre parques eólicos à rede elétrica através de uma rede multiterminal de corrente contínua. Os resultados encontrados em estudos recentes apontaram diversas vantagens do MMC em relação às topologias normalmente utilizadas atualmente, como por exemplo, as baixas perdas de chaveamento e tensão de saída elevada com baixa distorção harmônica [10], [11] e [12]. O aumento da eficiência do sistema, com a redução de perdas de chaveamento e a eliminação do uso do transformador e dos filtros passivos, com a utilização do MMC em sistemas de geração eólica, pode tornar esse tipo de geração mais competitiva com as fontes de energia elétrica atuais.

1.1 – Motivação

Com a conscientização da necessidade de mudança de matriz energética atual, para fontes renováveis de energia, a eólica tem destaque nesse cenário. O aumento da demanda das fontes alternativas de energia e da necessidade da melhoria de sua eficiência trouxeram novos desafios para a comunidade científica. O uso da energia eólica se intensificou no Brasil e o interesse das empresas que exploram a geração eólica em aumentar sua capacidade de geração reflete este desenvolvimento. Devido a esse fato, pesquisas de aprimoramento no aproveitamento dessa fonte energética são bem vindos, principalmente quando essas melhorias afetam diretamente a qualidade e o custo no aproveitamento energético. Um exemplo de melhoramento foi o estudo realizado pela empresa Turbinas Sway [13].

A empresa Turbinas Sway apresentou em 2012, o estudo de desenvolvimento de um aerogerador capaz de produzir 10 MW, a ST10, a maior até o presente momento [13]. Junto com a tendência de se aumentar cada vez mais a potência das turbinas, a tensão nominal dos aerogeradores também vem aumentando, ultrapassando alguns

quilovolts. Atualmente, as tensões nominais dos aerogeradores, normalmente, não ultrapassam 1 kV, sendo comum tensões de 440 V e 690 V. Apesar da tendência de aumento das tensões de geração, as baixas tensões atuais fazem com que os aerogeradores sejam conectados aos alimentadores da rede elétrica dos parques através de transformadores, que elevam a tensão para um valor intermediário. Esses alimentadores são agrupados na subestação principal do parque, onde, outro transformador é utilizado para elevar a tensão para conexão com a rede. Esse ponto é definido como o ponto de conexão comum (PCC) com o sistema elétrico de potência, que no caso do Brasil é o SIN (*Sistema Interligado Nacional*), como pode ser observado na Figura 1.

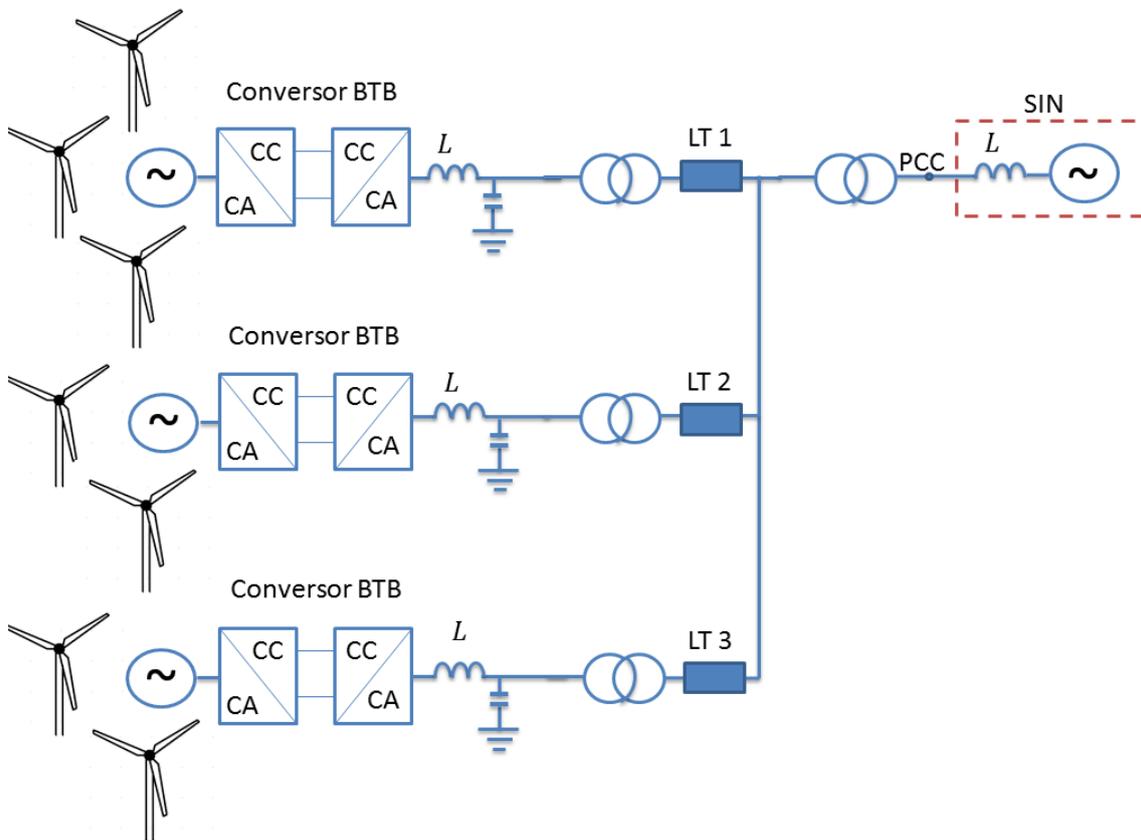


Figura 1 – Equivalente unifilar da ligação do parque eólico ao SIN.

Porém, com a elevação da tensão dos aerogeradores, uma proposta para se eliminar a necessidade do uso dos transformadores que conectam os aerogeradores aos alimentadores é realizar a transmissão através de redes CC utilizando MMCs. Tal solução teria a vantagem de se eliminar o número de transformadores, os condutores dos alimentadores passariam a ter duas vias em vez de três (trifásico), e ainda reduziria a possibilidade de ocorrer ressonância [14]. Na Figura 2 pode ser visto a configuração de

vários parques eólicos através de uma rede multiterminais com os MMCs no lugar dos conversores usualmente utilizados.

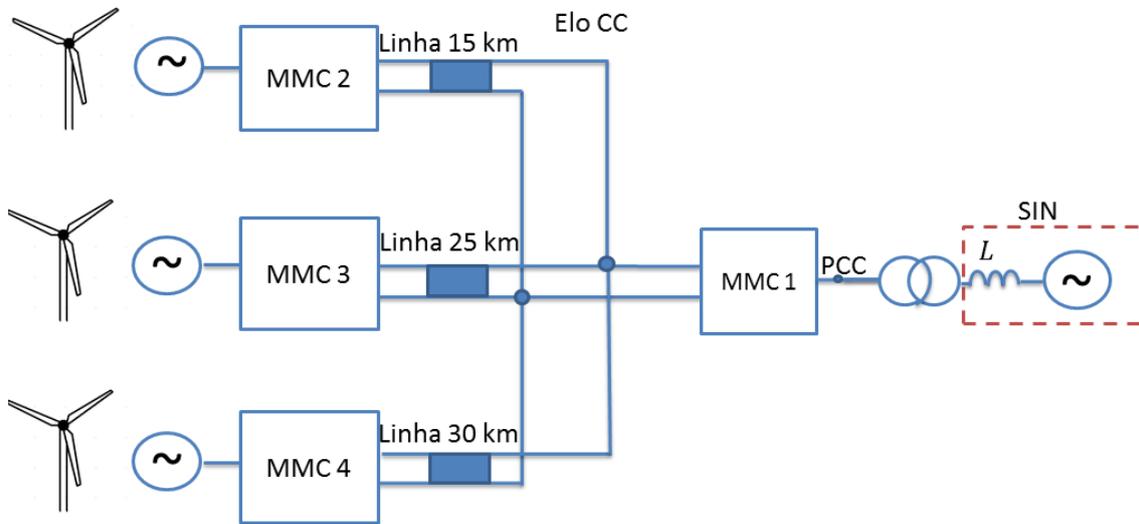


Figura 2 – Equivalente unifilar da ligação de parques eólicos ao SIN através de MMCs.

Em contrapartida, há o aumento do custo e da complexidade dos conversores de cada aerogerador, devendo ser feita uma investigação da viabilidade econômica da solução proposta, que não é o foco deste trabalho, que trata apenas da investigação da viabilidade técnica de sua implementação.

1.2 – Objetivo

Este estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica da implementação de uma rede em corrente contínua multiterminal para interligação do potencial energético de parques eólicos. Para essa avaliação, um sistema exemplo de sistema de transmissão de corrente contínua é utilizado, o qual é composto por quatro terminais baseados em conversores MMC conectados por linhas de transmissão em corrente contínua. Três desses terminais são conectados aos aerogeradores de 3 MW com tensão de 3,5 kV [15], e o quarto terminal conecta a rede MTDC (*MultiTerminal Direct Current*) ao Sistema Elétrico de Potência (SEP). Essa configuração radial de MTDC pode também representar a conexão de grandes usinas eólicas *offshore* ao SEP no continente. Neste caso, os três terminais representam as usinas *offshore* e o quarto

terminal representa a conexão *onshore* com o SEP, situação que ocorre no Mar do Norte [16].

O diferencial deste trabalho está no conversor utilizado entre os terminais e o elo de corrente contínua. O MMC é implementado conectando todos os terminais ao elo de corrente contínua, substituindo, assim, a necessidade de conversores VSC, transformadores e filtros passivos, comumente utilizados nas conexões eólicas. São realizados testes avaliando o comportamento do sistema diante à variações de potência ativa, controle da tensão no lado da rede elétrica pela injeção de reativo e diante de variações bruscas das rajadas de vento.

1.3 – Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 2 são apresentados os tipos de aerogeradores e conexões eólicas utilizados na conexão da turbina eólica à rede elétrica.

No capítulo 3 são abordados os conceitos de parques eólicos, redes multiterminais em corrente contínua e conversor MMC.

No capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos dos casos estudados.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões e algumas sugestões de trabalhos futuros.

1.4 – Trabalho Publicado

Do desenvolvimento do presente estudo foi submetido e aprovado o seguinte artigo acadêmico:

- “*Estudo da Conexão de Turbinas Eólicas de Grande Porte à Rede Elétrica Através de Conversores Multi-Nível Modular*” no 7º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Aracaju, Sergipe. Outubro, 2013.

2 – Energia Eólica

Décadas atrás o uso da geração de energia eólica era muito restrito, suas turbinas eram menores fisicamente e com menor capacidade de geração de energia elétrica comparada às atuais. Logo, eram utilizadas para atender a pequenas demandas como comunidades rurais ou remotas [17]. A instalação de parques eólicos apresenta mais facilidades comparada com usinas hidrelétricas, tanto *offshore* ou *onshore* são soluções para uma matriz energética mais limpa. A opção *offshore* apresenta vantagem pela superioridade do potencial eólico. Em alto mar comparado ao potencial eólico em terra e à facilidade de transporte marítimo dos componentes de uma fazenda eólica quando comparado com o transporte terrestre. Isso reduz ainda mais os impactos ambientais em relação aos de usinas *onshore* [18].

Devido às preocupações ambientais (protocolo de Kyoto), a nível nacional, o programa de incentivos para geração eólica denominado PROINFA marcou o início do crescimento desta fonte renovável. Além disso, a energia eólica vem sendo vista como a forma de geração menos agressiva ao meio ambiente. Diversos estudos foram e continuam sendo realizados visando melhorias e expansão da exploração dessa fonte energética renovável no Brasil e no mundo. A capacidade mundial *offshore* instalada em 2012 chegou a 5.415 MW. [19]. Sua eficiência é elevada, mesmo se comparada a outras fontes de alto rendimento como as usinas a gás. A geração a gás fica na faixa de 25% à 37% e a eólica entre 20% à 40%, sendo que no caso da eólica não é necessário disponibilizar combustível para seu funcionamento.[20].

Atualmente, a energia cinética contida nos ventos atende demandas de energia de alguns países, por exemplo, o Egito onde a capacidade de geração eólica instalada foi de 550 MW em 2011. A Ásia possui uma utilização expressiva dessa energia. A previsão de mercado acumulado em 2017 é de 209,7 GW e mundial é chegar a 536 GW [21]. No Brasil a previsão de crescimento em termos de nova capacidade instalada para 2017 deverá ser de 281,8 MW. A EPE, em seu Plano Decenal de Expansão de Energia-PDE 2021, estimou que a capacidade instalada chegue a 16 GW em 2021 [22]. Para que essas previsões sejam atendidas muito estudo esteve e continua sendo desenvolvido.

Abaixo serão descritos os tipos de conexões do gerador eólico à rede elétrica utilizadas nesse sistema eficiente e ecologicamente correto.

2.1 – Tipos de Aerogeradores e formas de Conexão à Rede Elétrica

As ligações existentes entre as pás de uma turbina e a rede elétrica mudam de acordo com o gerador escolhido para as conexões eólicas. As conexões atuais contam com o conjunto de pás, caixa de engrenagem, gerador, conversor, transformador e filtros passivos. A primeira etapa a ser definida é a escolha da turbina, de velocidade fixa ou variável.

O gerador utilizado na ligação da turbina de velocidade fixa é o de indução em gaiola de esquilo, *Squirrel Cage Induction Generator (SCIG)*, nesta conexão não é necessária a utilização de conversor, o gerador é conectado diretamente ao transformador que liga à rede elétrica. Esse tipo de conexão apresenta baixa eficiência devido à variabilidade dos ventos e a necessidade de manter o rotor eólico girando a uma velocidade praticamente constante. A vantagem desse sistema é ser relativamente barato para comercialização e ser robusto, apesar de apresentar geradores de grande porte.

Já nas conexões da turbina de velocidade variável, escolhidas para esse estudo, existem as opções:

1. Gerador de indução duplamente alimentado (*Double-Fed Induction Generator, DFIG*).
2. Gerador síncrono com conversor pleno (*Full Converter*), com controle de campo ou ímãs permanentes [20].

Na conexão que utiliza o modelo DFIG o estator da máquina é ligado à rede elétrica, enquanto o rotor é conectado através de conversores de potência em conexão BTB, como pode ser observado na Figura 3.

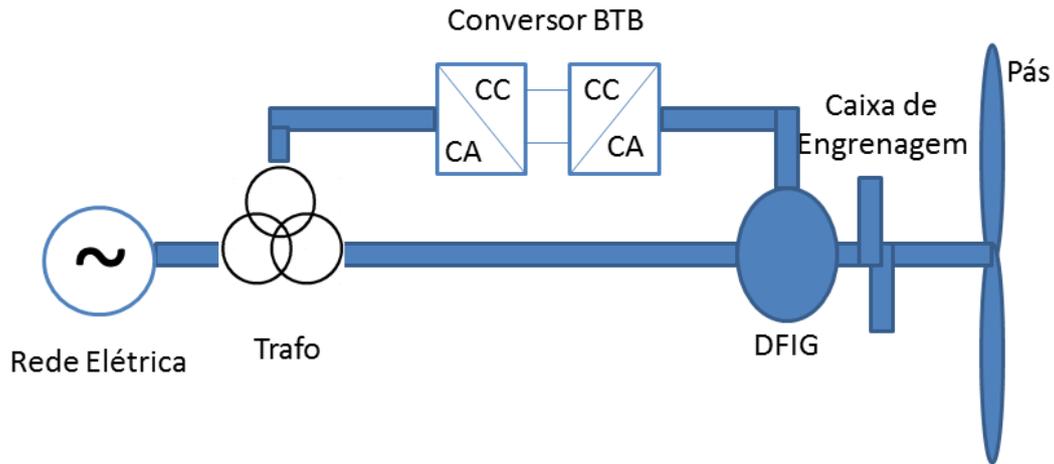


Figura 3 - Modelo de conexão utilizando um gerador DFIG.

O conversor é responsável pelo controle da velocidade de rotação do rotor através do controle da frequência das tensões no rotor [23]. Uma vantagem quando comparado a outros motores de indução é a possibilidade de compensação de reativos e uma conexão suave com a rede elétrica. Como desvantagem pode-se destacar uma maior frequência de manutenção no conjunto de engrenagens devido à necessidade de girar o rotor do gerador elétrico em velocidade angular da ordem de 90 vezes maior que a velocidade angular do rotor eólico. Por outro lado, os aerogeradores constituídos por geradores DFIG possuem uma capacidade reduzida para suportar distúrbios provenientes da rede elétrica, quando comparados ao seu concorrente do tipo *full converter*.

Já para o segundo tipo, *Full Converter*, existem dois tipos de máquina que podem ser aplicadas nesse esquema: a máquina síncrona de rotor bobinado, *Wound Rotor Synchronous Generator* (WRSG), ou de imã permanente, *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG). Esses geradores são excitados eletricamente e devido ao seu elevado número de polos e grande diâmetro podem ser conectados diretamente ao rotor eólico. A eliminação da caixa multiplicadores de velocidade confere, uma maior confiabilidade ao conjunto rotor-gerador, além de não possuir anéis deslizantes (PMSG) e apresentar menores perdas térmicas devido à ausência de perdas de campo.

O modelo de gerador *Full Converter* é utilizado nas simulações desse trabalho. Na Figura 4 pode ser observado um exemplo de conexão eólica convencional à rede elétrica com o gerador implementado.

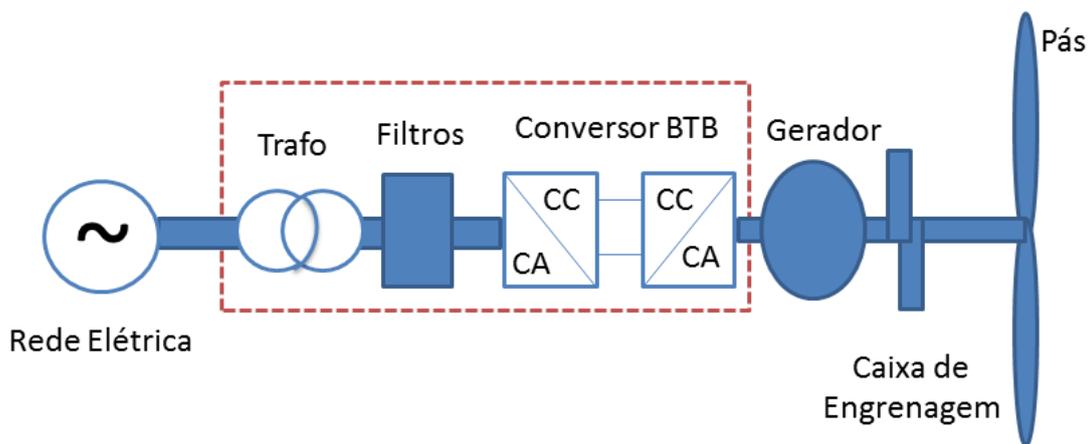


Figura 4 - Exemplo de conexão de um aerogerador à rede elétrica *Full Converter*.

Nesses tipos de conexões são necessários um conversor BTB, em alguns casos filtros passivos e um transformador [24]. A utilização do gerador PMSG e configuração *Full Converter* apresenta as seguintes vantagens: não possui escovas (o que elimina o problema de centelhamento e manutenção), redução dos estresses mecânicos causados pelas variações de velocidade do vento, maior precisão no posicionamento do rotor, maior capacidade de aceleração, aumento da potência extraída do vento dado pelo ajuste contínuo da velocidade rotacional da turbina, velocidade constante durante as variações de carga, elevada densidade de potência, grande robustez eletromecânica, a redução de ruídos acústicos e são capazes de gerar/absorver potência reativa, além de dispor de grandes recursos de controle, o que garante um desempenho adequado nas condições de defeitos da rede [25].

Esse tipo de gerador, do ponto de vista da rede, é um ‘gerador estático’ constituído por conversores de eletrônica de potência, pois é fisicamente um conversor do tipo VSC que realiza sua conexão com a rede elétrica. A máquina síncrona está ‘isolada’ da rede por meio do elo de corrente contínua. O que reduz sensivelmente o impacto dos distúrbios provenientes da rede sobre o desempenho do aerogerador [26].

A Figura 5 mostra uma alternativa de configuração *full converter* através do emprego de dois conversores do tipo MMC conectados em *back-to-back* e visando a eliminação do transformador de acoplamento, assim como o filtro passivo de entrada.

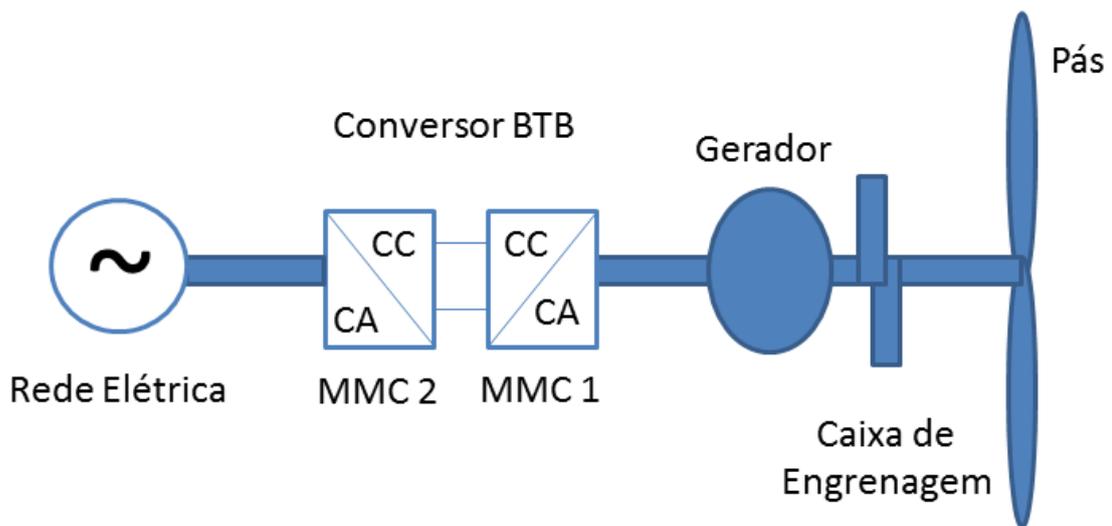


Figura 5 - Exemplo de conexão do aerogerador à rede através do MMC.

Dentre as máquinas utilizadas pra gerar energia elétrica, as síncronas apresentam uma diversidade de tamanhos, configurações e geometria [27]. Basicamente consistem em máquinas elétricas cuja rotação do enrolamento de campo que se encontra no rotor é proporcional à frequência elétrica da rede à qual ela está ligada. Essa rotação do enrolamento de campo cria um campo magnético que induz, no enrolamento de armadura (estator), um fluxo concatenado variante no tempo.

Assim, a tensão gerada é síncrona em relação à velocidade mecânica, por isso, recebe o nome de máquina síncrona. As turbinas eólicas operam em velocidades relativamente baixas e por isso possuem polos salientes com número elevado de polos. A Figura 6 apresenta o diagrama unifilar do gerador síncrono, onde é desprezada a saliência dos polos, ou seja, as reatâncias de eixo direto (X_d) e eixo em quadratura (X_q) são iguais e valem (X_s), que é a reatância síncrona [28].

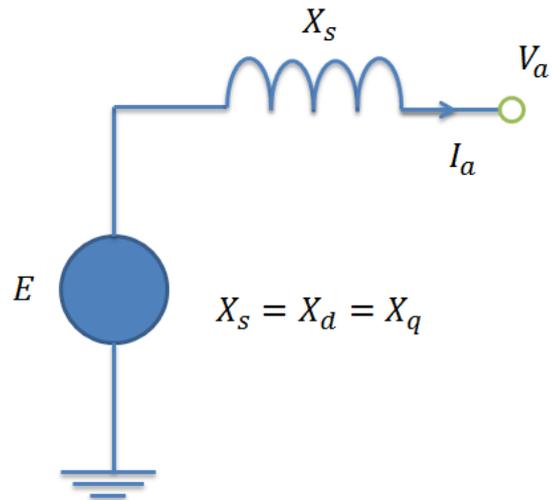


Figura 6 - Diagrama unifilar do gerador síncrono.

O diagrama fasorial do gerador síncrono segue na Figura 7.

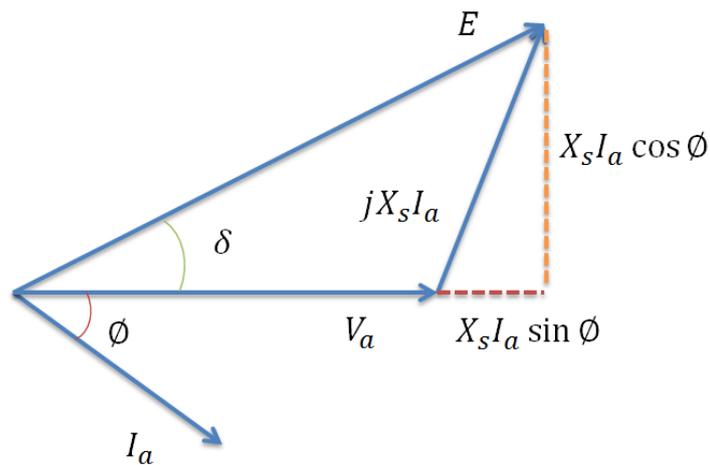


Figura 7 - Diagrama fasorial do gerador síncrono.

Onde:

- V_a , - tensão do terminal da armadura.
- E - tensão interna da armadura.
- X_s - reatância síncrona.

Pode-se obter a seguinte relação de equações do diagrama fasorial:

$$E \sin \delta = X_s I_a \cos \phi \quad (1)$$

$$E \cos \delta = V_a + X_s I_a \sin \phi. \quad (2)$$

Isolando os termos $I_a \cos \phi$ e $I_a \sin \phi$ em (1) e (2) obtemos (3) e (4):

$$I_a \cos \phi = \frac{E \sin \delta}{X_s}. \quad (3)$$

$$I_a \sin \phi = \frac{E \cos \delta - V_a}{X_s}. \quad (4)$$

Substituindo nas equações de potência ativa e reativa obtemos (5) e (6):

$$P = V_a I_a \cos \phi = \frac{V_a E \sin \delta}{X_s}. \quad (5)$$

$$Q = V_a I_a \sin \phi = \frac{V_a E \cos \delta - V_a^2}{X_s}. \quad (6)$$

Esse equacionamento torna-se mais simples quando se emprega a transformação de Park, que transforma as grandezas trifásicas abc para as variáveis nos eixos girantes dq . Essa simplificação só é possível devido à transformada de Park, assim, reduzindo o equacionamento de três variáveis para duas. Nesse trabalho foi seguido o seguinte roteiro de transformadas:

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ 0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix}. \quad (7)$$

onde X_d e X_q são as grandezas obtidas em relação ao eixo dq , X_a , X_b e X_c são variáveis fornecidas em relação ao eixo abc .

A transformada utilizada é invariante na potência, assim a potência elétrica do gerador nas coordenadas do eixo dq é:

$$P_e = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c = V_d I_d + V_q I_q. \quad (8)$$

Teoricamente, o máximo da energia dos ventos que pode ser transformada em energia mecânica é de 59%, considerando que essa potência depende das pás da turbina para capturar a energia necessária dos ventos [25]. Esse é o máximo (teórico) de energia que se pode tirar do vento, mesmo se o rendimento da turbina fosse 100%. Essa potência mecânica dos ventos pode ser expressa por:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 C_t(\lambda, \beta). \quad (9)$$

onde ρ é a densidade do ar, r é o raio da turbina, v é a velocidade do vento, C_t é o coeficiente da potência da turbina, λ é o coeficiente de velocidade de pico e β o ângulo da pá. O λ pode ser definido por:

$$\lambda = \frac{\omega r}{v}. \quad (10)$$

onde ω é a velocidade de rotação da turbina causada pelo vento. De acordo com [25], o coeficiente da potência da turbina é dado por:

$$C_t = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}}. \quad (11)$$

com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda - 0,02\beta)} - \frac{0,003}{(\beta^3 - 1)}. \quad (12)$$

onde $C_{t/máx} = 0,44$ quando $\lambda = 6,9$ e ângulo das lâminas é $\beta = 0^0$ [25]. Esses valores são para turbinas na faixa dos MW com velocidade variável, foco do estudo.

Neste trabalho foi utilizado um modelo equivalente de máquina apresentado na Figura 6, uma vez que a dinâmica dos conversores é muito mais rápida do que as constantes eletromecânicas das máquinas. Assim, assume-se que a potência drenada pelo conversor correspondente ao ponto de máxima potência para uma determinada velocidade de vento. Essa simplificação é justificada pelo fato do objetivo do trabalho ser a avaliação da rede MTDC e não o controle de velocidade dos aerogeradores.

2.2 – Conversor

Os conversores mais empregados em redes de corrente contínua são baseados em comutação natural (*Line-Commutated Converters*), ou seja, as válvulas comutam na frequência natural da rede (50 ou 60 Hz) e, normalmente utilizam semicondutores do tipo tiristor como chaves. Até 1990 era utilizada exclusivamente a configuração CSC (*Current Source Converter*) [29]. A partir do surgimento de novas chaves auto-comutadas, como os GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), IGCT (*Integrated Bipolar Commutated Thyristor*) e os IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), passou-se a contar com a alternativa dos VSC (*Voltage Source Converters*). Na Figura 8 e 9 podem ser observados os diagramas esquemáticos dos conversores CSC e VSC.

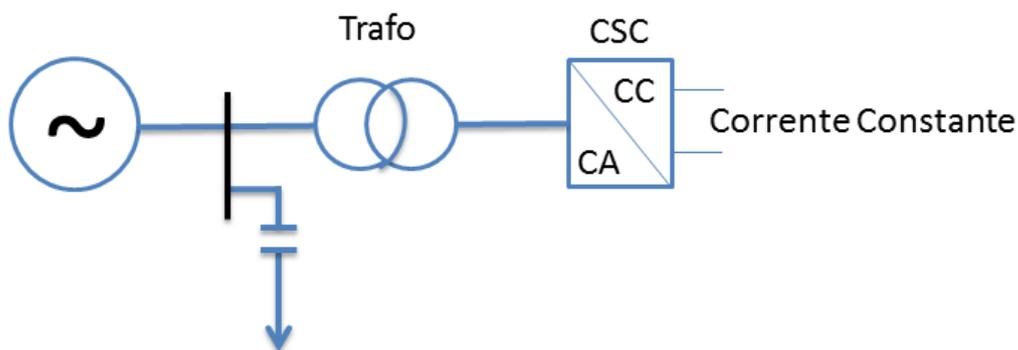


Figura 8 - Diagrama Esquemático de um conversor CSC (Conversor Fonte de Corrente).

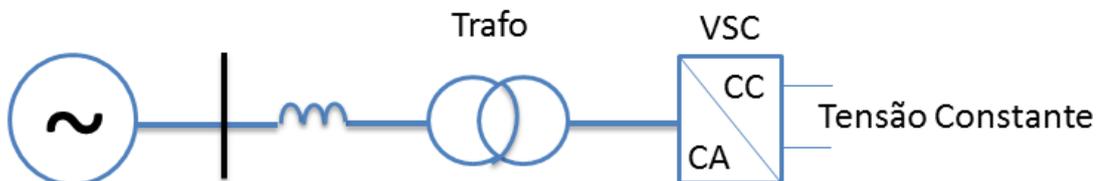


Figura 9 - Diagrama Esquemático de um conversor VSC (Conversor Fonte de Tensão).

2.2.1 – Conversores VSC

A tensão CA nesse tipo de conversor é controlada pela modulação PWM, chaveamento caracterizado por um lado CC predominantemente capacitivo e por um sistema CA indutivo [30]. Esse tipo de conversor permite a bidirecionalidade do fluxo de potência, o controle da potência reativa de forma independente ao controle de potência ativa transmitida, não há limite mínimo de corrente para o controle e pode atuar em redes fracas, redes de fontes alternativas ou redes sem fontes [31]. Diferente dos conversores CSC, não existe a necessidade de utilização de transformadores conversores nem defasadores para a operação do conversor, podendo ser utilizado transformadores convencionais [32]. Transformadores com controle de tap e chaveamento de filtros CA também são desnecessários para o controle de tensão nesses conversores, o que aumenta sua versatilidade. Cada conversor VSC é composto por 6 chaves IGBTs e 6 diodos, como pode ser visto na Figura 10 como retificador, convertendo assim tensão trifásica em tensão contínua.

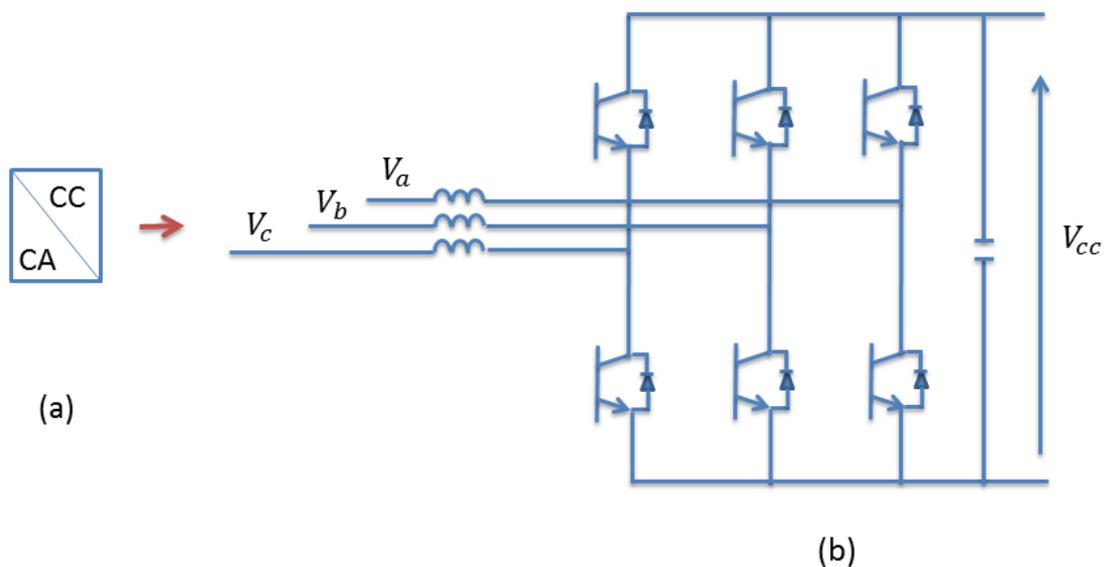


Figura 10 - Conversor VSC retificador: (a) representação em bloco e (b) detalhe da topologia.

Na Figura 11 o conversor VSC está na configuração de inversor, convertendo tensão contínua para tensão trifásica.

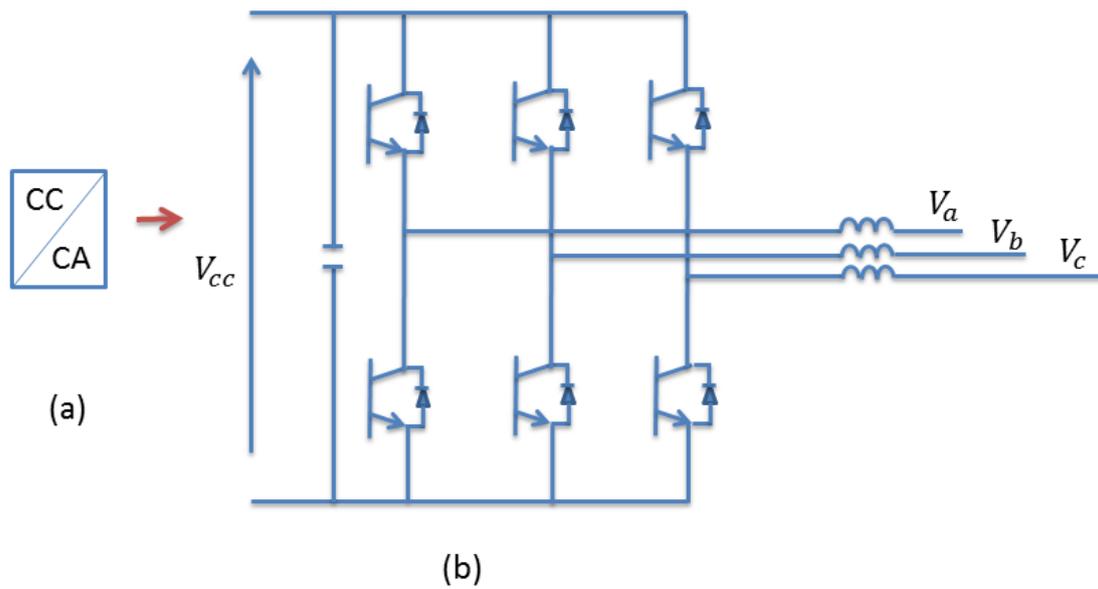


Figura 11 - Conversor VSC inversor: (a) representação em bloco e (b) detalhe da topologia.

3 – Parques Eólicos

Parques eólicos são constituídos por um conjunto de turbinas eólica interligadas fornecendo energia elétrica a uma subestação que faz a conexão com o sistema principal. Esses parques podem ser *onshore* ou *offshore*. As principais diferenças entre parques eólicos *onshore* e *offshore* se encontram na construção e instalação.

Quanto à construção dos componentes, grande parte da estrutura de uma torre eólica é construída em terra firme e transportada até o local de instalação. Portanto, quando são instalações *offshore* a maior parte dos componentes, senão todos, já devem ser transportados até o ponto de instalação montados, diferente dos parques *onshore* que podem ser transportados por partes e montados no local. Outra diferença entre esses dois tipos de parques são os tipos de componentes utilizados, *offshore* necessitam de um cuidado a mais com a proteção contra corrosão, sistemas de apoio à desumidificação, bem como reforços no revestimento do metal utiliza na carcaça da máquina. Na instalação, as maiores diferenças são essencialmente fundações. *Onshore* precisam de grandes estruturas de fundação, enquanto *offshore* está diretamente dependente da profundidade, das características do fundo mar e correntes marítimas [33].

Na Figura 12 pode ser observada a imagem do maior parque eólico *offshore* instalado, fica próximo à costa de Essex e Kent, inaugurado em 2013 e ocupa 100 km² de área. Possui 175 turbinas de 147 m de altura cada, conectadas por cabos enterrados no fundo mar [34].



Figura 12 - Parque eólico Blyth Sea London[34].

Em 2019 será iniciada a ligação de diversos parques eólicos *offshore* do Mar do Norte, Europa, à rede elétrica. Com capacidade de transmissão de 900 MW, essa ligação de 160 km com corrente alternada de 155 kV, fornecida pelas usinas eólicas, será transformada em corrente contínua de 320 kV na plataforma marítima BorWin3 [35]. Essa transmissão será realizada por cabos, ao longo de 130 km no mar, e em seguida, por mais 30 km em terra até o PCC (ponto comum de conexão) da rede elétrica.

Na Figura 13 pode ser observada uma representação de um parque eólico ou a conexão de varias usinas eólicas a um mesmo PCC.

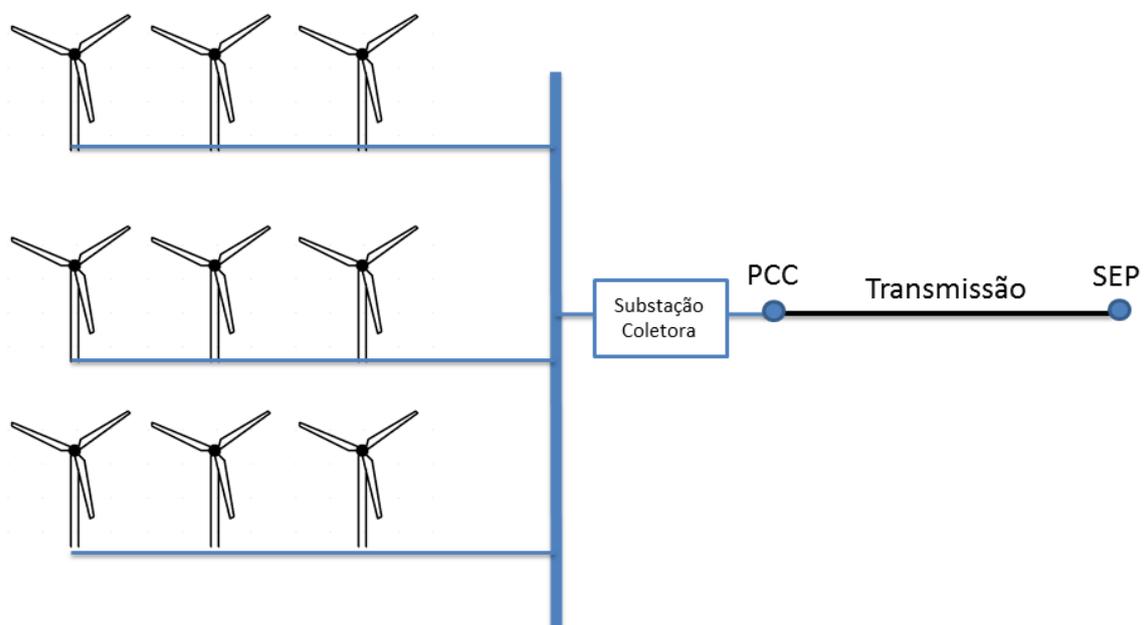


Figura 13 - Esquema representativo de uma fazenda eólica.

Quanto à conexão do parque ao PCC deve ser dada uma atenção ao nível de tensão, frequência e potência reativa (para conexão em corrente alternada) para que sejam as mesmas em ambos os pontos da conexão. É comum dividir fazendas muito grandes em ilhas conectadas a estações e, então é estabelecida uma conexão das estações até a rede elétrica [36].

A potência ativa gerada pelas turbinas pode ser radial ou em série, como pode ser observado nas Figuras 14 e 15, respectivamente.

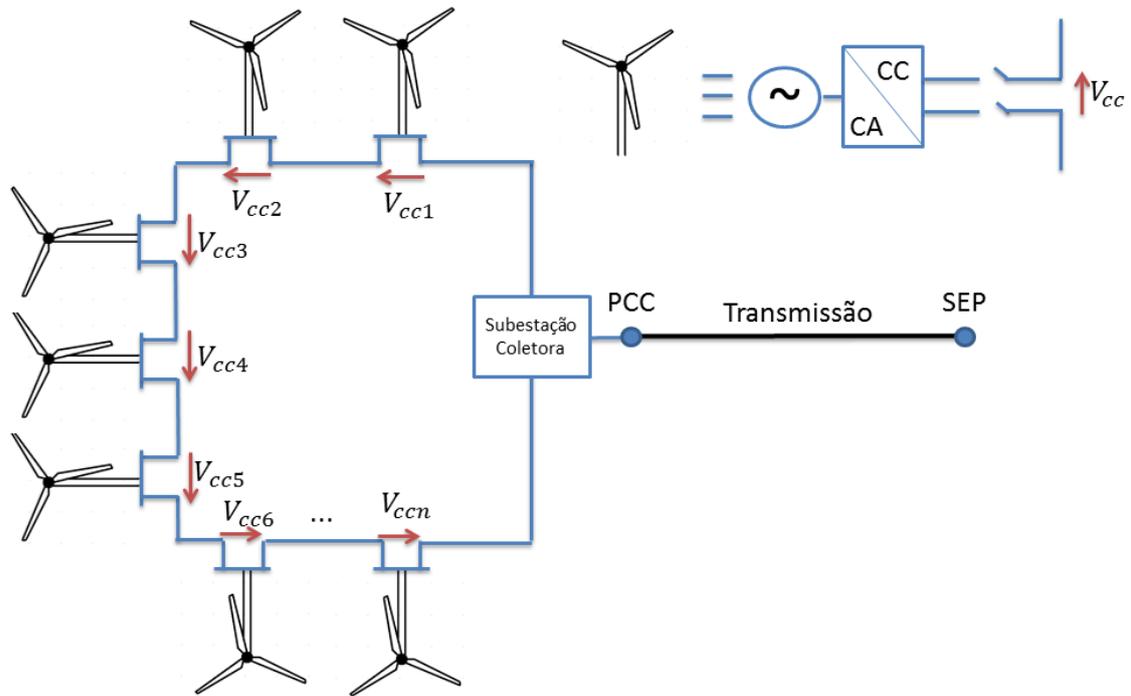


Figura 14 - Conexão do parque eólico em série.

Na conexão em série as conexões com as turbinas são estabelecidas pela conexão em corrente contínua no conversor VSC conectado ao aerogerador de cada torre eólica. Esse tipo de construção permite uma modularização das conexões dos aerogerados ao parque eólico.

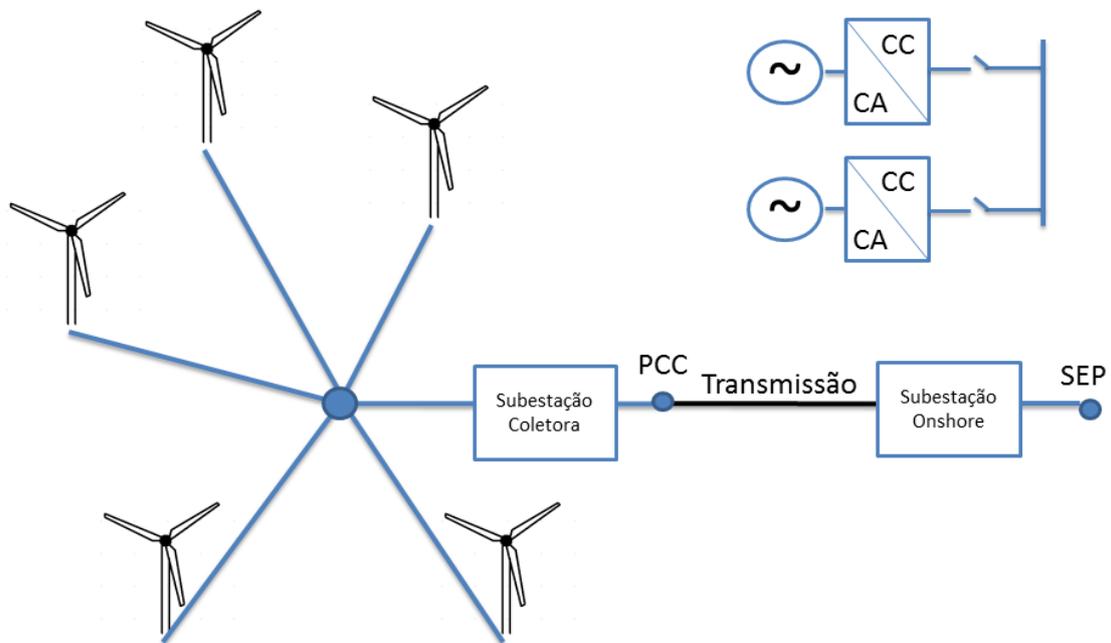


Figura 15 - Conexão radial de um parque eólico.

O conversor conectado a cada aerogerador pode ser adaptado a diferentes níveis de tensão e exigências sobre a qualidade da tensão [37]. Na Figura 16 pode ser observado um diagrama unifilar de uma transmissão em corrente contínua sem o uso de transformadores, considerando que os níveis de tensão dos aerogeradores estão crescendo e a tendência é chegar a valores próximos a 13,8 kV, possibilitando níveis de corrente contínua mais elevados, por exemplo 25 kV.

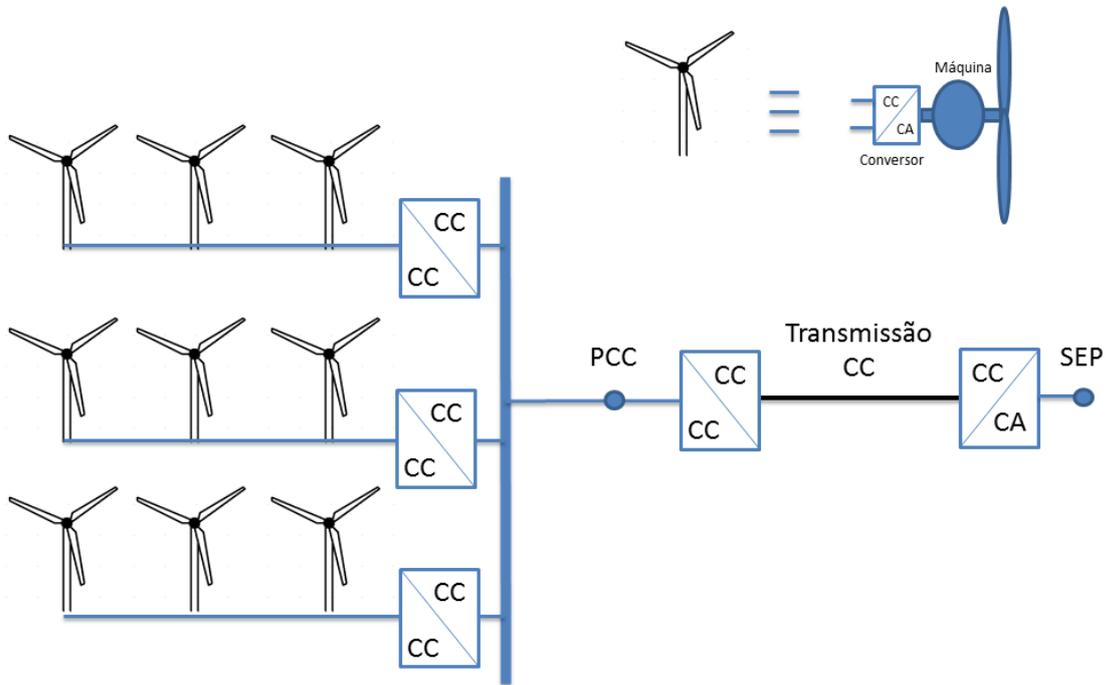


Figura 16 - Transmissão de potência em corrente contínua sem o uso de transformador.

A conexão dos parques eólicos ao ponto comum de conexão (PCC) podem ser de dois tipos: Transmissão em corrente alternada ou Transmissão em corrente contínua. Na Figura 17 pode ser vista a configuração da transmissão em corrente alternada.

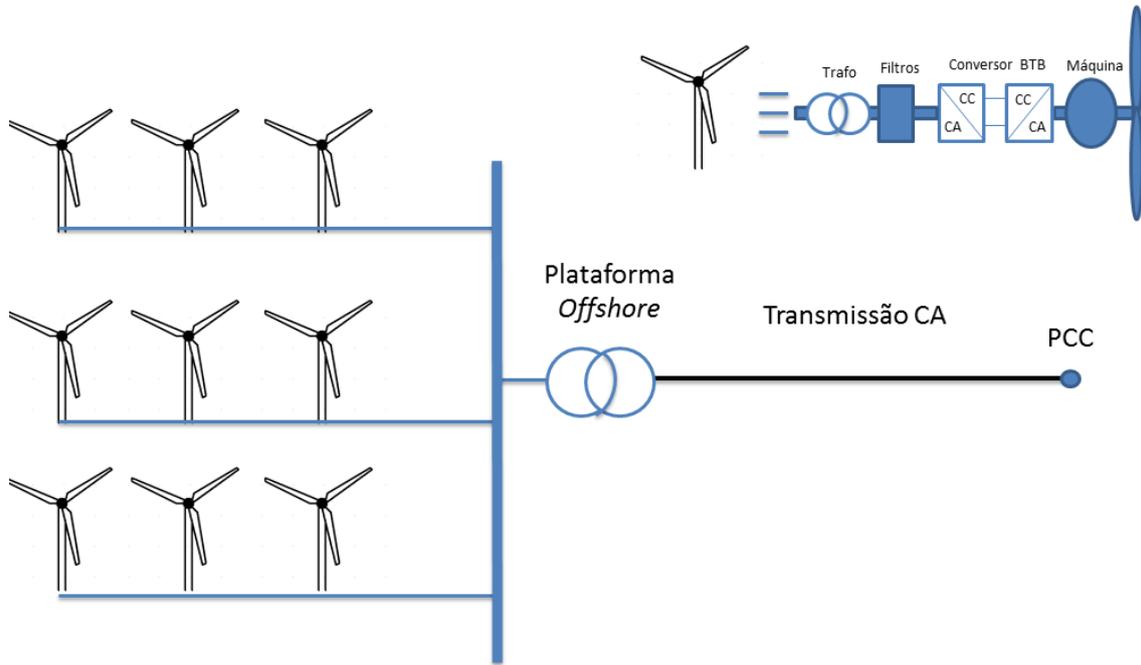


Figura 17 - Transmissão da potência de parques eólicos em corrente alternada.

Na Figura 18 pode ser vista a configuração para transmissão da potência de um parque eólico em corrente contínua.

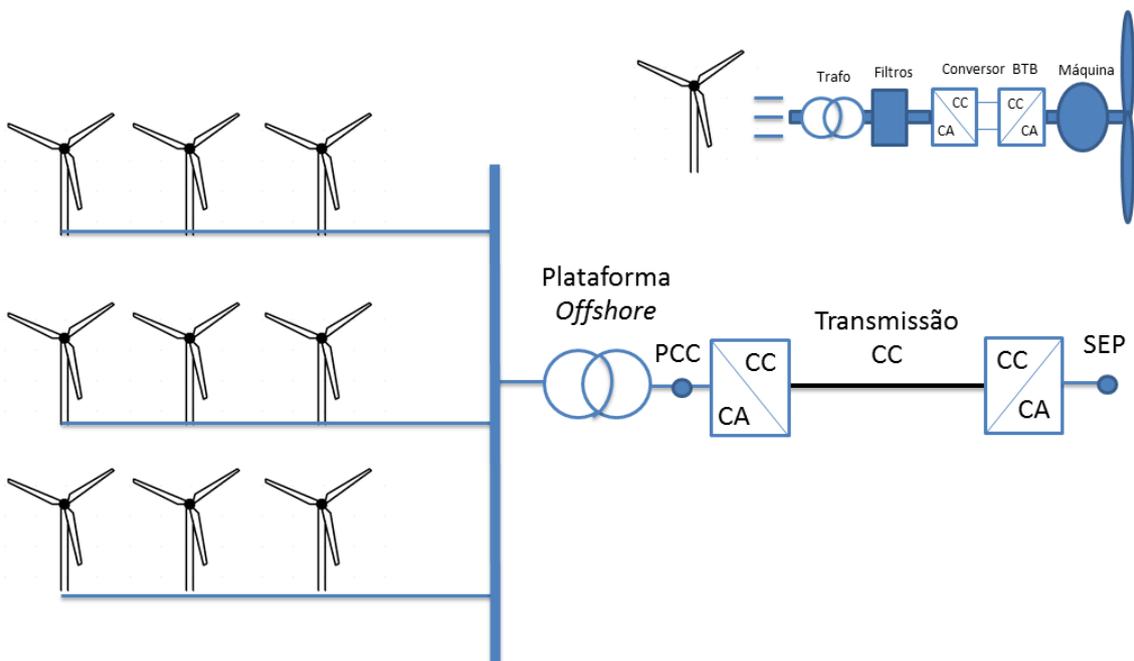


Figura 18 - Transmissão da potência de parques eólicos em corrente contínua.

Existe a topologia proposta por [38], propõe conectar os conversores VSC em série, visando o aumento da potência das turbinas eólicas e a eliminação de

transformador elevador em cada turbina. Na Figura 19 pode ser observada a configuração desta topologia.

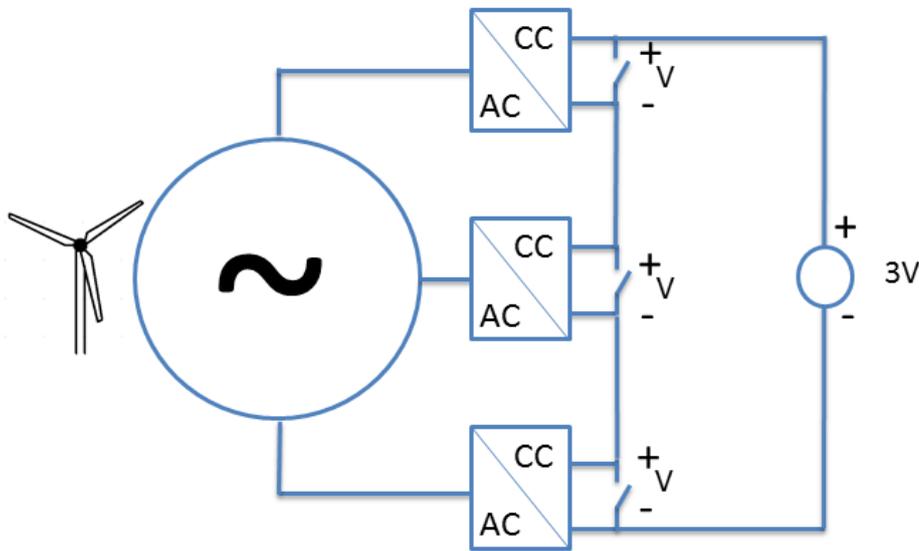


Figura 19 - Conexão de turbinas eólicas através de conversores em série sem o uso de transformadores.

Nesta configuração os conversores estão sendo utilizados para elevar a tensão do elo CC, isso pode ser aplicado para transmissão em HVDC (*High Voltage Direct Current*). O autor desse estudo [38] apresenta as seguintes vantagens do uso dessa configuração:

- Esse tipo de construção modular permite padronizar em módulos, assim, pode ser adaptado com diferentes níveis de tensão e exigências sobre a qualidade de tensão.
- Facilidade de manutenção, no caso de uma falha, apenas os módulos defeituosos têm de ser substituídos.
- A turbina pode continuar operando mesmo se um módulo conversor deixar de funcionar.

Esta configuração apresenta uma limitação, os conversores devem ser capazes de suportar uma tensão CC 11% maior que a nominal, visto que a tensão de saída é definida pela rede à qual eles estão conectados.

3.1 – Redes Multiterminais CC para Parques Eólicos

Os sistemas MTDC são flexíveis quanto à possibilidade de controle da potência ativa e reativa e a tensão do elo CC e ainda fornecer serviços auxiliares à rede AC,

como o controle da frequência e tensão. Dessa forma uma rede MTDC permite repartir as variações de potência produzida nos parques eólicos e controlar a quantidade de potência que é injetada em cada ponto do terminal conectado ao SIN [39]. A rede MTDC é composta por vários terminais conectados a um conversor unidos pelo elo CC. Existem algumas topologias, monopolar e bipolar, de redes MTDC como pode ser visto em [40]. Na Figura 20 pode ser observada a configuração de rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pelo condutor neutro. Essa configuração permite a expansão para um sistema bipolar e não existem correntes CC de terra. Porém, apresenta redundância limitada em comparação com uma configuração bipolar e os transformadores devem ser projetados para tensões CC. As configurações apresentadas a seguir são com conversores VSC (*Voltage Source Converters*).



Figura 20 - Rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pelo condutor metálico.

Na Figura 21 pode ser vista a configuração da rede MTDC monopolar simétrica. Essa configuração não apresenta alimentação de correntes de falta da rede CA (corrente alternada) do polo CC, os transformadores não são expostos as tensões CC e nenhuma corrente CC no terra. Porém, apresenta redundância limitada em comparação com uma configuração bipolar e requer dois condutores CC totalmente isolados.

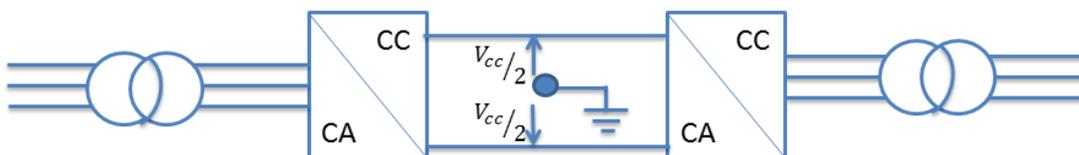


Figura 21 - Rede MTDC monopolar simétrica.

Na Figura 22 pode ser vista a configuração da rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pela terra. Esta configuração apresenta custos e perdas

minimizados devido à um único condutor CC e permite a expansão para um sistema bipolar. Porém, os transformadores devem ser projetados para tensões CC, há uma redundância limitada em comparação com uma configuração bipolar, apresenta um aumento da corrente de falta na rede CA pelo terra CC.

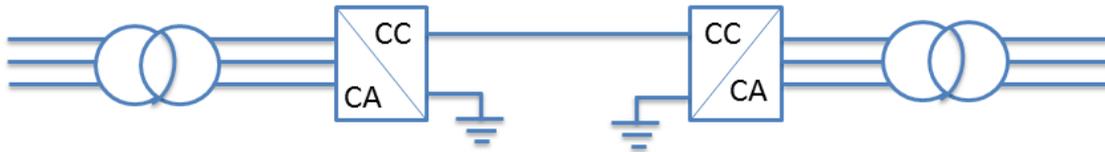


Figura 22 - Rede MTDC monopolar assimétrica com retorno pela terra.

Na Figura 23 pode ser vista a configuração da rede MTDC bipolar assimétrica com neutro metálico. Esta configuração apresenta 50% de redundância. Porém, é o sistema mais caro comparado com sistemas monopolar, requer baixa tensão nos condutores isolados CC e os transformadores devem ser projetados para tensões CC.

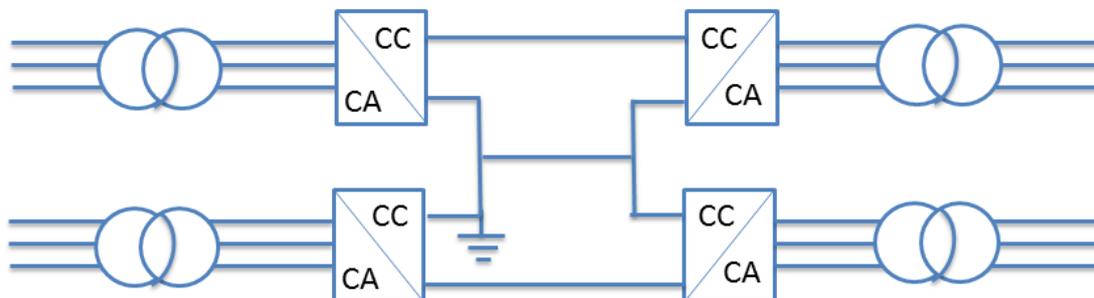


Figura 23 - Rede MTDC bipolar com neutro metálico.

Na Figura 24 pode ser vista a configuração da rede MTDC bipolar com eletrodos aterrados. Essa configuração apresenta 50% de redundância. Porém, é o sistema mais caro comparado com sistemas monopolar, pois requer permissão de operação temporária com corrente CC no terra, e necessita de permissão ambiental para utilização dos eletrodos. Além disso, os transformadores devem ser projetados para tensões CC.

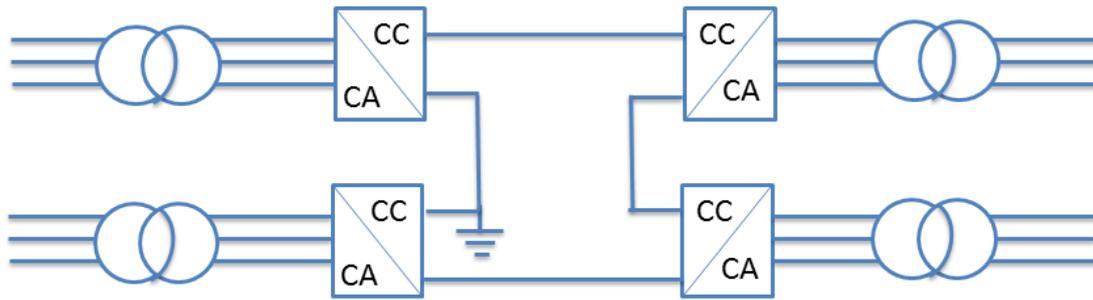


Figura 24 - Rede MTDC bipolar com eletrodos aterrados.

Neste estudo foi implementada a configuração dos terminais conectados em paralelo a um mesmo elo CC com os aerogeradores conectados radialmente, como na Figura 15. Uma das vantagens de um sistema implementado é a possibilidade de vários aerogeradores ou parques eólicos ligados a um mesmo PCC conectando ao SIN. Para manter a estabilidade do sistema, quanto à tensão do elo CC e despacho de potência ativa e reativa, é necessário definir o tipo de controle utilizado.

Os controles mais implementados para controlar o fluxo de potência e a tensão no elo CC em redes de corrente contínua são *Voltage Droop Control (VDC)* e *master-slave control* ou mestre-escravo [41].

O controle VDC vem ganhando uma atenção significativa das redes MTDC onde dois ou mais conversores contribuem para o controle do mesmo elo CC. Esses pontos distintos de terminais compartilham o controle do elo CC, assim na falta de terminal por algum dano qualquer o outro é capaz de continuar controlando. Por conseguinte, compartilham também o controle do balanço do fluxo de potência do elo CC.

O controle mestre-escravo é aplicado em um dos terminais conectados ao elo CC para controlar a tensão do elo CC enquanto os demais terminais controlam localmente o fluxo de potência injetado no elo. Neste tipo de controle, na falta do terminal responsável pelo controle da tensão do elo CC, no caso o mestre, a rede apresentará sobretensões ou queda na tensão devido à falta de regulação levando a perda da estabilidade do sistema.

3.2 – Conversor Multinível Modular (MMC)

O conversor multinível modular proposto pela primeira vez em 2001 por Marquardt e Lesnicar [42] permite atender a uma faixa maior de níveis de tensão na saída do conversor comparado com os conversores de dois e de três níveis. Devido à sua configuração é possível sintetizar uma forma de onda de tensão de saída mais próxima da senoidal, o que reduz a distorção harmônica, e apresenta mais facilidade de manutenção, devido à configuração em submódulos, comparado aos conversores utilizados atualmente [43]. Os principais fabricantes do MMC atualmente são a ABB e a Siemens. A Siemens usa MMC em seu VSC-HVDC comercialmente chamado de “HVDC-PLUS”, com um grande número de submódulos [44].

O MMC adotado é composto pela associação em série de SM (submódulo) em meia ponte ou *choppercell* [45], apresentado na Figura 25.

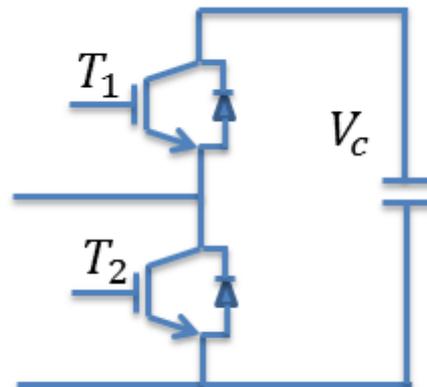


Figura 25 – Topologia do SM do MMC.

A estrutura de cada SM é composta por duas de chaves IGBTs com um diodo em antiparalelo em cada chave e um capacitor. A corrente pode percorrer quatro caminhos dentro desse SM, como pode ser observado na Figura 26:

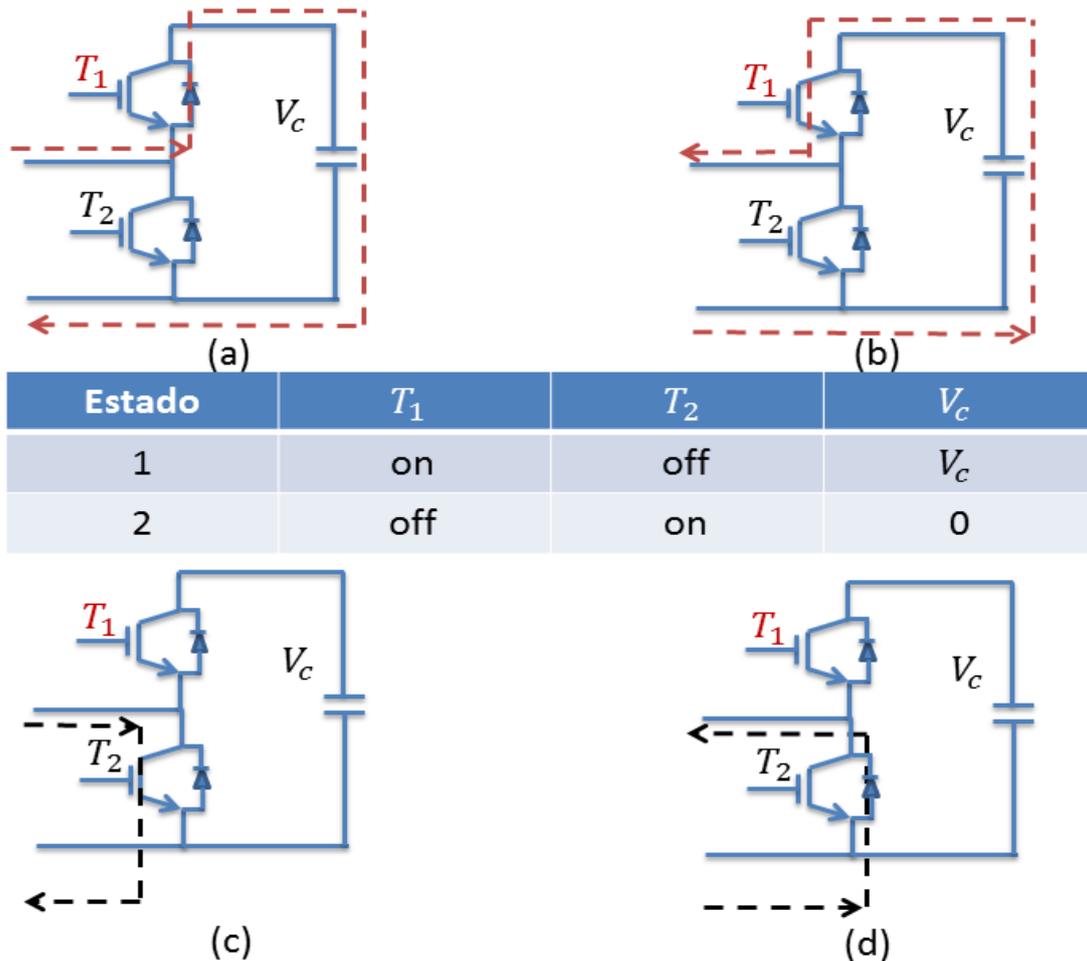


Figura 26 - Representação dos caminhos que a corrente percorre no SM.

São destacados dois estados para cada SM, estado 1 quando a chave IGBT T_1 está polarizada e a chave IGBT T_2 está desligada. No estado 1 o SM tem tensão V_c (tensão do capacitor) nos terminais de saída do SM e a corrente pode percorrer dois caminhos (a) ou (b). No caminho (a) a corrente está carregando o capacitor e no caminho (b) está descarregando.

No estado 2 têm-se a chave IGBT T_1 desligada e a chave IGBT T_2 está polarizada, neste estado a tensão nos terminais do SM é zero. A corrente pode percorrer o caminho (c), onde a corrente está em *by-pass* pela chave IGBT T_1 , ou pode percorrer o caminho (d), onde a corrente está em *by-pass* pelo diodo. O conjunto dos SMs conectados na topologia do MMC pode ser observado na Figura 27.

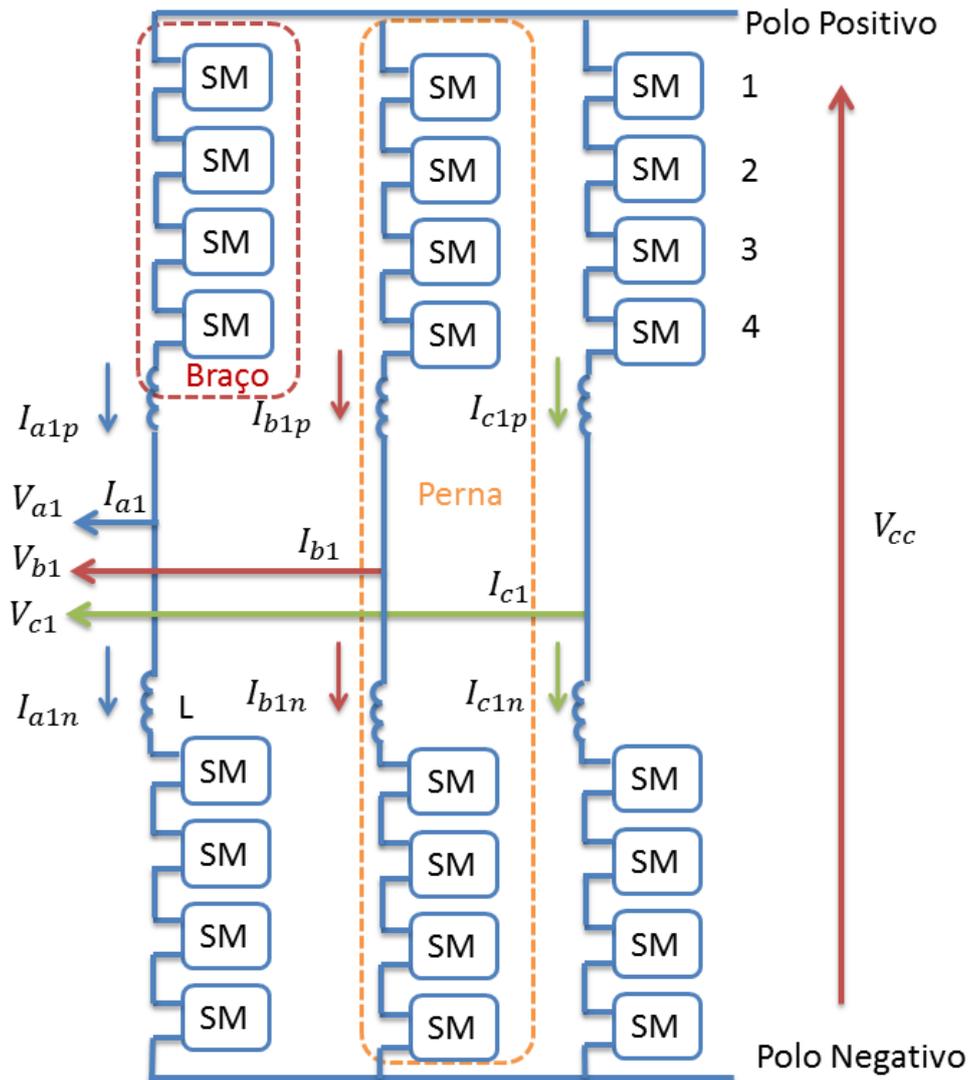


Figura 27 - Esquema básico de um MMC trifásico de 4 SM em cada braço.

Podemos observar o braço, conjunto de SMs conectados em série com um indutor, do MMC tracejado de vermelho e a soma dos braços, superiores e inferiores, formando uma perna (tracejado de laranja), cada perna é responsável por uma fase do sistema trifásico. Neste caso foi apresentado um MMC com 4 SMs por braço, mas esse número pode ser n SMs, ficando assim o número de SM por perna igual à $2n$ e o MMC trifásico com $6n$ no total.

O número de SMs que define o número de níveis que a forma de onda da tensão do MMC terá, se um MMC possui n SM ele terá $(n + 1)$ níveis na forma de onda da tensão de fase na saída do conversor, quanto maior for o número de SM do MMC menor é a *Total Harmonic Distortion*-THD da tensão de saída, pois mais próxima de

uma senóide é a forma de onda da tensão. É apresentado um MMC com 4 SMs para explicar a formação dos níveis de uma onda de tensão. Esta disposição dos SMs permite um controle de forma independente de cada SM inserido no sistema. Na Figura 28 pode-se observar que para que seja obtido o maior nível de tensão, todos os SMs do braço inferior devem fornecer cada um uma tensão V_c (tensão do capacitor do SM) e os SMs do braço superior devem estar em *by-pass*. A tensão nos terminais do SM é igual à tensão no capacitor do SM.

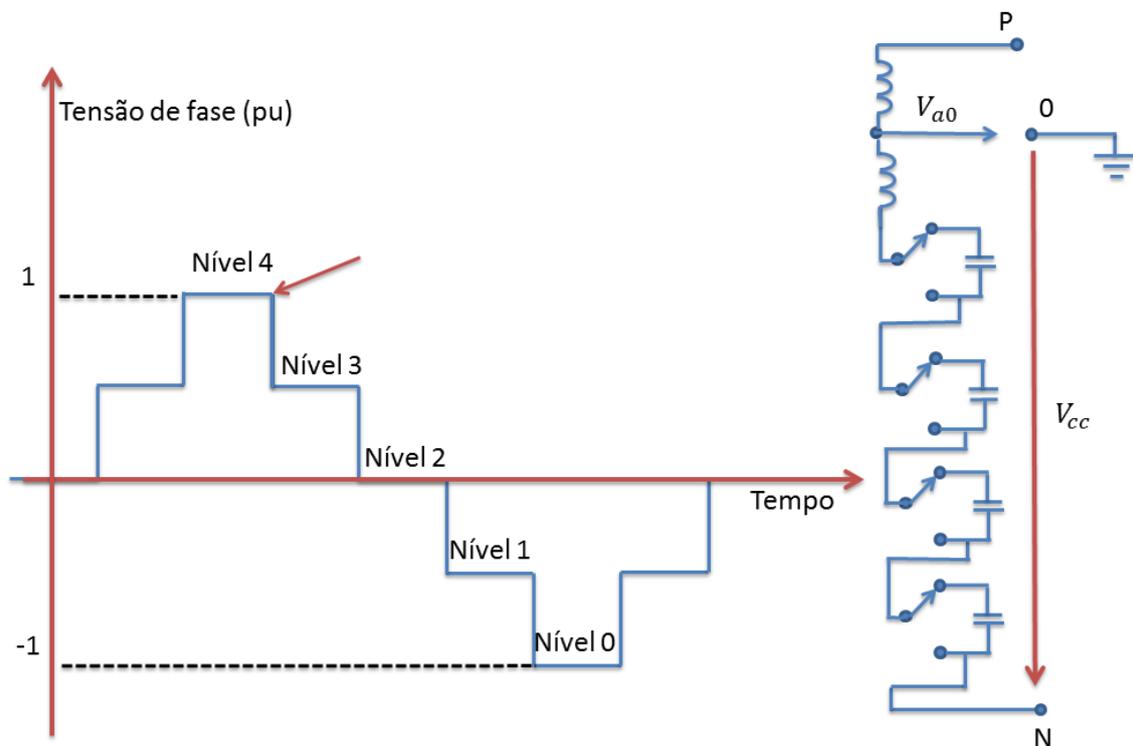


Figura 28 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível 4 de tensão.

Na Figura 29 é apresentada a configuração de SM para que seja obtido o nível 2 na forma de onda da tensão, nessa composição são inseridos 2 SMs do braço inferior e 2 SMs do braço superior, pode-se observar que a tensão de saída V_{an} é zero, pois, o número de SMs conectados em cada braço é igual.

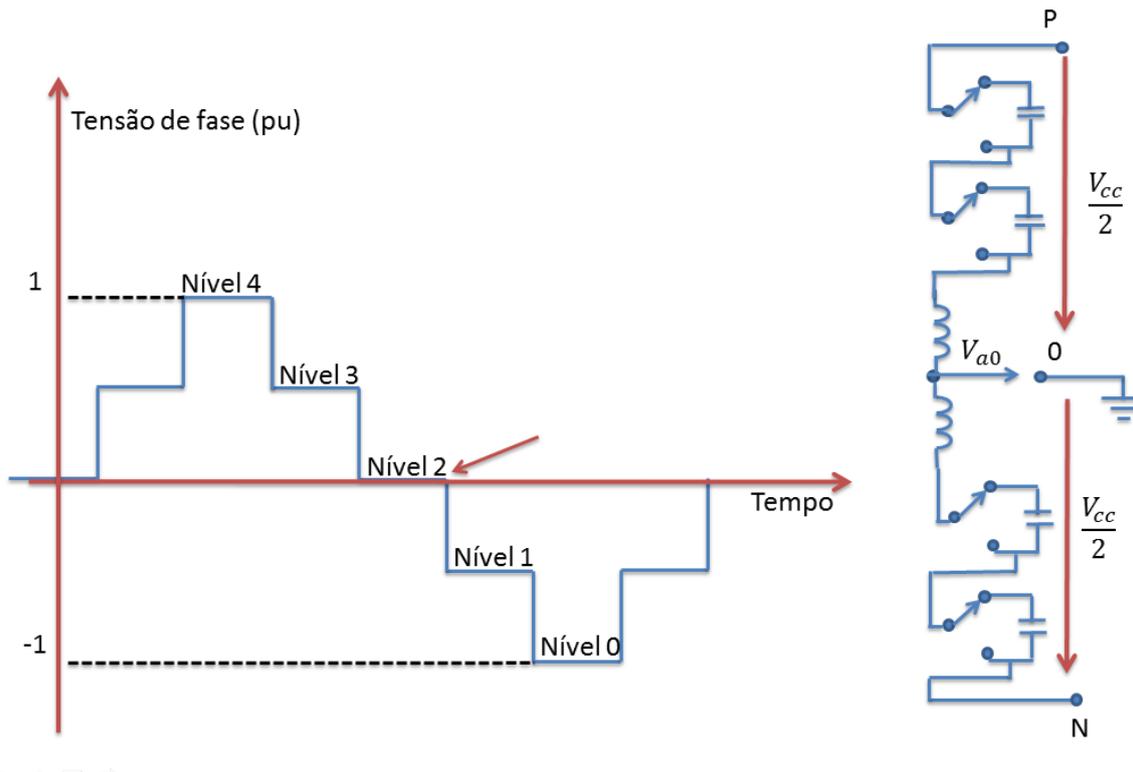


Figura 29 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível 2 de tensão.

Por fim, a configuração de nível zero na forma de onda da tensão de saída pode ser observada na Figura 30, onde são inseridos 4 SMs do braço superior e nenhum SM do braço inferior. Note que se o MMC possui n SMs por braço a soma do número de SMs inseridos da perna devem ser sempre iguais à n , como foi observado nas três figuras acima. Na prática, os níveis de tensão não obtidos exatamente do modo apresentado, pois existe a corrente circulante (apresentada no item 3.2.2), essa é uma forma didática de mostrar a formação dos níveis de tensão de fase sintetizada pelo conversor MMC.

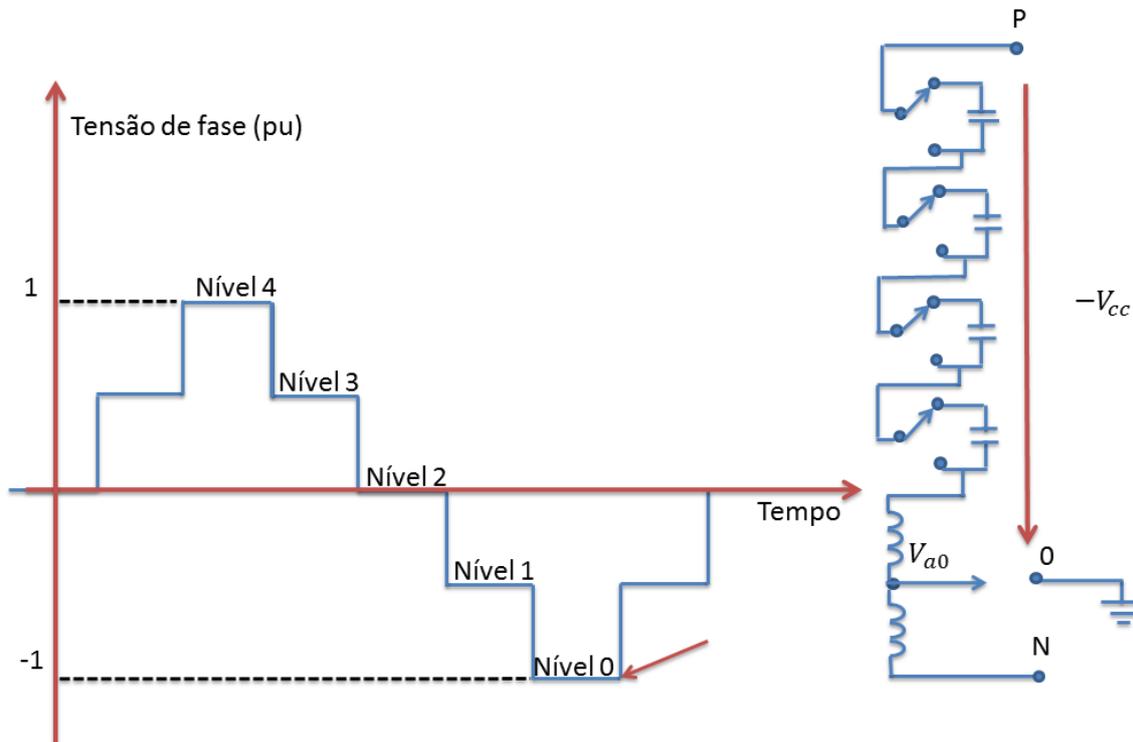


Figura 30 - Configuração dos SMs inseridos para obter o nível zero de tensão.

A tensão V_{cc} sintetizada será igual à soma das tensões dos SMs inseridos, um MMC com n SMs por braço a tensão será:

$$V_{cc} = n \times V_c, \quad (13)$$

onde ($n \in \mathbb{N}$).

3.2.1 - MMC em Configuração BTB

Na Figura 31, pode-se observar o esquema básico do MMC utilizado na configuração BTB, nela podem ser observados os sentidos das correntes adotadas nesse estudo. Em um sistema de corrente contínua o elo de corrente contínua possui linhas de transmissão entre os conversores, ligando assim o ponto de geração *offshore* até o ponto de conexão com a costa.

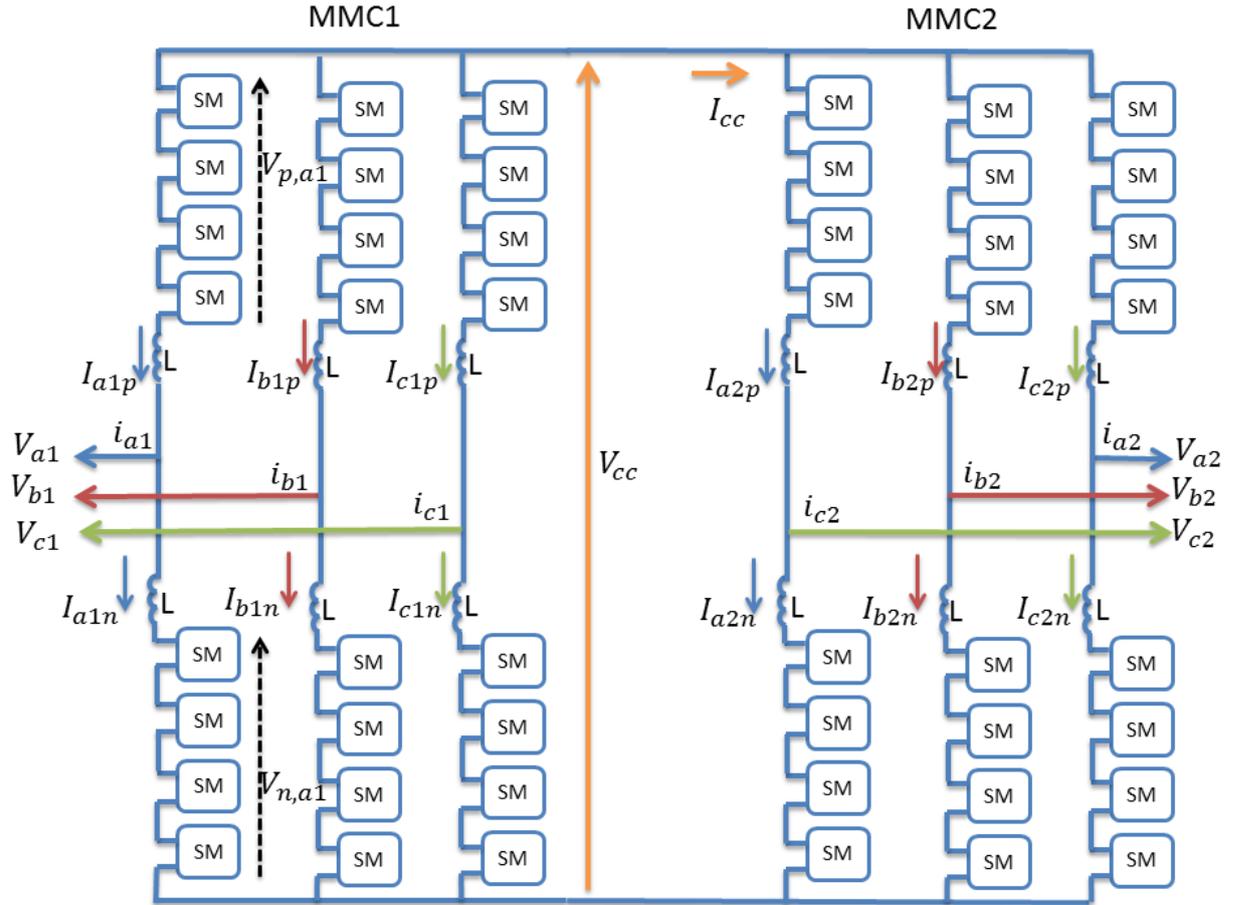


Figura 31 - Esquema básico do MMC na configuração BTB.

A tensão de um braço do conversor é dada pela soma das tensões dos SMs do mesmo.

$$V_{p,a2} = \sum_{k=1}^4 V_{ca2,k} \quad (14)$$

onde :

$V_{p,a2}$ é a tensão da fase a do braço superior do MMC2, onde o índice p se refere ao braço superior e

$V_{ca2,k}$ é a tensão do SM da fase a do braço superior, com $k = 1,2,3$ e 4 .

A tensão do elo CC é a soma da tensão do braço superior com a tensão do braço inferior mais as das impedâncias dos indutores da perna, visto em (14). Isso explica a necessidade do indutor ligado em cada braço, limitar os possíveis picos de corrente.

Para um sistema equilibrado de MMC as tensões de fase das pernas são idênticas em magnitude. Assim, pode-se escrever:

$$V_{cc} = n \times V_c = V_{p,a2} + V_{n,a2} + L \frac{dI_{a2p}}{dt} + L \frac{dI_{a2n}}{dt}. \quad (15)$$

onde o índice p se refere ao braço superior e n se refere ao braço inferior de cada fase. Assim, a corrente do elo CC fica:

$$I_{cc} = I_{a2p} + I_{b2p} + I_{c2p} = I_{a2n} + I_{b2n} + I_{c2n}. \quad (16)$$

onde,

I_{a2p} é a corrente da fase a do braço superior do MMC2.

I_{b2p} é a corrente da fase b do braço superior do MMC2.

I_{c2p} é a corrente da fase c do braço superior do MMC2.

I_{a2n} é a corrente da fase a do braço inferior do MMC2.

I_{b2n} é a corrente da fase b do braço inferior do MMC2.

I_{c2n} é a corrente da fase c do braço inferior do MMC2.

Considerando um MMC balanceado as correntes CC nos braços são iguais, em modulo, a um terço da corrente I_{cc} total e a parte CA (corrente alternada) destas correntes vindas do lado CA do MMC são nulas e as parcelas oscilantes entre as pernas do MMC se anulam nos polos positivos ou negativos do elo CC [43], assim:

$$I_{a2p} = I_{b2p} = I_{c2p} = I_{a2n} = I_{b2n} = I_{c2n}. \quad (17)$$

Logo,

$$I_{cc} = -3I_{hlp} = 3I_{hln}, h = a, b, c \text{ e } l = 1, 2. \quad (18)$$

A corrente CA de cada fase é a diferença entre as correntes nos braços superiores e inferiores dentro de uma mesma perna. Como pode ser observada em (19), essa relação vale para um sistema balanceado.

$$I_{hl} = I_{hlp} - I_{hln}, h = a, b, c \text{ e } l = 1, 2. \quad (19)$$

Pela lei das malhas de *Kirchhoff* pode-se calcular a tensão CA entre fases, de acordo com a Figura 32 pode-se observar a malha que é percorrida para obter as tensões entre fases. A tensão no indutor L presente em cada braço é considerada desprezível.

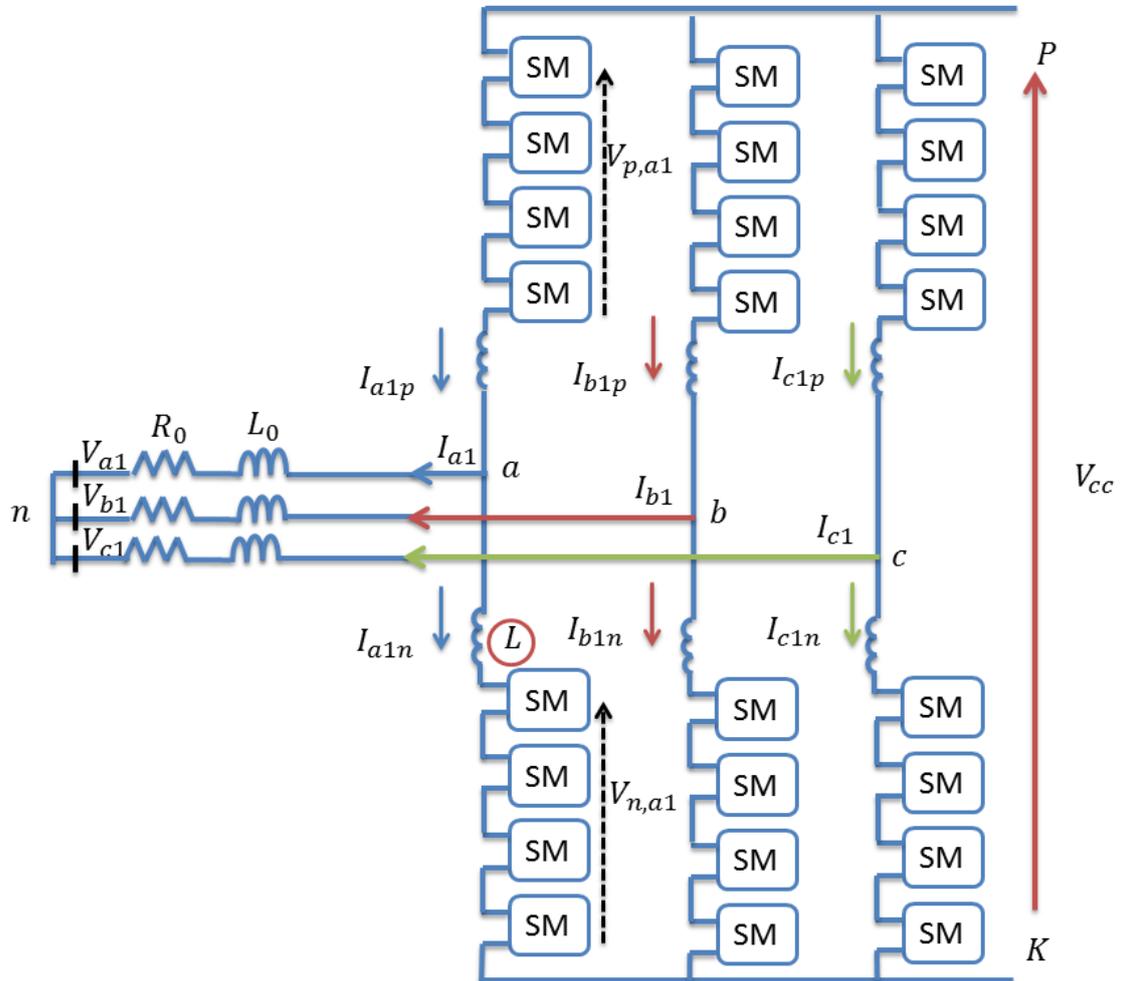


Figura 32 - Circuito do MMC1.

Pode-se observar que a tensão do elo CC é:

$$V_{cc} = V_{p,a1} + V_{a,b1} + V_{n,b1}. \quad (20)$$

A partir de (20) a tensão de linha é dada por:

$$V_{ab} = \frac{V_{n,a1} - V_{p,a1}}{2} + \frac{V_{p,b1} - V_{n,b1}}{2}. \quad (21)$$

Similarmente obtém-se:

$$V_{bc} = \frac{V_{n,b1} - V_{p,b1}}{2} + \frac{V_{p,c1} - V_{n,c1}}{2}. \quad (22)$$

Assim pode-se definir a tensão nos terminais CA do MMC dada por:

$$V_h = \frac{V_{n,hl} - V_{p,hl}}{2}, h = a, b, c \text{ e } l = 1, 2. \quad (23)$$

Percorrendo uma malha fechada no circuito obtemos (24) e (25), equacionamento das tensões do MMC.

$$V_{j1}(t) - R_0 \times i_{j1} - L_0 \times \frac{di_{j1}(t)}{d(t)} - L \times \frac{di_{j1p}(t)}{d(t)} + V_p(t) = V_{Pn}(t), \quad (24)$$

$$V_{j1}(t) - R_0 \times i_{j1} - L_0 \times \frac{di_{j1}(t)}{d(t)} + L \times \frac{di_{j1n}(t)}{d(t)} + V_K(t) = V_{Kn}(t). \quad (25)$$

Somando as três fases ($\forall j \in \{a, b, c\}$) e (24) e (25) podem ser obtidas (26) e (27), tensões comuns para todas as fases entre o ponto neutro da fonte e a barra positiva e negativa do MMC:

$$V_{Pn}(t) = \frac{1}{3} \sum_j V_{Pj}(t) - \frac{L}{3} \sum_j \frac{di_{Pj}(t)}{dt}, \quad (26)$$

$$V_{Kn}(t) = -\frac{1}{3} \sum_j V_{Kj}(t) + \frac{L}{3} \sum_j \frac{di_{Kj}(t)}{dt}. \quad (27)$$

Somando (26) e (27) pode ser obtida (28) de entrada:

$$V_{Pn}(t) + V_{Kn}(t) = \frac{1}{3} \sum_j V_{Pj}(t) - V_{Kj}(t) - \frac{L}{3} \sum_j \frac{di_{Pj}(t) - di_{Kj}(t)}{dt}. \quad (28)$$

Considerando:

$$i_j = i_{j1p} - i_{j1n}. \quad (29)$$

Em (30) fica definida como a tensão de modo comum:

$$V_{Pn}(t) + V_{Kn}(t) = \frac{1}{3} \sum_j V_{Pj}(t) - V_{Kj}(t) = V_{cm}(t). \quad (30)$$

Somando (24) e (25) obtem-se a (31) que é a equação de entrada:

$$2V_{j_1}(t) + V_{P_j}(t) - V_{K_j}(t) - V_{cm}(t) = 2R_0 \times i_{j_1}(t) + (L + 2L_0) \times \frac{di_{j_1}(t)}{d(t)}. \quad (31)$$

Definindo $V_r(t) = V_{K_j}(t) - V_{P_j}(t)$ e aplicando transformada de Clarke ao sistema trifásico, a equação vetorial em coordenadas $\alpha\beta$ é:

$$2V_{j_1}(t) - V_r(t) = 2R_0 \times \mathbf{i}_{j_1}(t) + (L + 2L_0) \times \frac{d\mathbf{i}_{j_1}(t)}{d(t)}. \quad (32)$$

Multiplicando pelo operador de rotação $e^{j\omega t}$ é obtido (33):

$$2V_{j_1}(t)e^{j\omega t} - V_r(t)e^{j\omega t} = 2R_0 \times \mathbf{i}_{j_1}(t)e^{j\omega t} + (L + 2L_0) \times \frac{d\mathbf{i}_{j_1}(t)}{d(t)} e^{j\omega t}, \quad (33)$$

$$2V_{j_1dq}(t) - V_{rdq}(t) = 2R_0 \times \mathbf{i}_{j_1dq}(t) + (L + 2L_0) \times \frac{d\mathbf{i}_{j_1dq}(t)}{d(t)}. \quad (34)$$

Por fim, separando os componentes ortogonais para cada vetor é obtido (35):

$$2V_{j_1d}(t) - V_{rd}(t) = 2R_0 \times \mathbf{i}_{j_1d}(t) + (L + 2L_0) \times \frac{d\mathbf{i}_{j_1d}(t)}{d(t)}. \quad (35)$$

3.2.2 – Corrente Circulante

O MMC possui uma corrente circulante entre as pernas do mesmo. A Figura 33 apresenta o caminho percorrido por essas correntes no MMC1 destacados em laranja.

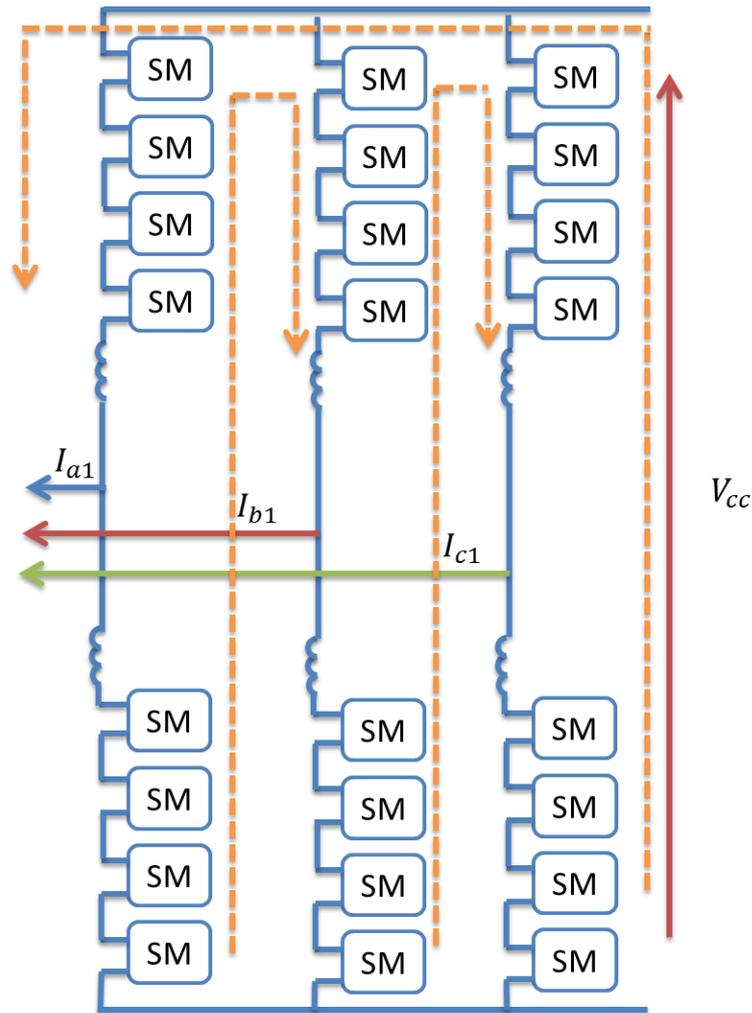


Figura 33 - Os caminhos da corrente circulante entre as pernas do MMC 1.

Essa corrente circulante não influencia nas correntes de entrada e saída do MMC, porém, aumentam as perdas por chaveamento e por isso deve ser minimizada. Além disso, aumenta o *ripple* de tensão sobre os capacitores, o que exige capacitores maiores para minimizar esse efeito. Quando se considera a corrente circulante as correntes nos braços mudam:

$$I_{hlp} = \frac{I_{cc}}{3} + \frac{I_{hl}}{2} + I_{cirh}, h = a, b, c. \quad (36)$$

$$I_{hln} = \frac{I_{cc}}{3} - \frac{I_{hl}}{2} + I_{cirh}, h = a, b, c. \quad (37)$$

Essa corrente pode ser minimizada através do controle do conversor [46]. No entanto, para os estudos preliminares do MMC, por não afetar a corrente do lado CA, não foi implementado nenhum algoritmo de controle para minimizar essa corrente.

3.3 – Controle

A estratégia de controle está dividida em três partes: o controle mestre escravo (empregado para controlar o despacho de potência e a tensão do elo CC), determinação do número de níveis de tensão e o balanço de tensão. Esses controles foram implementados na linguagem C no *software* PSCAD. A Figura 34 apresenta um diagrama dos controles implementados.

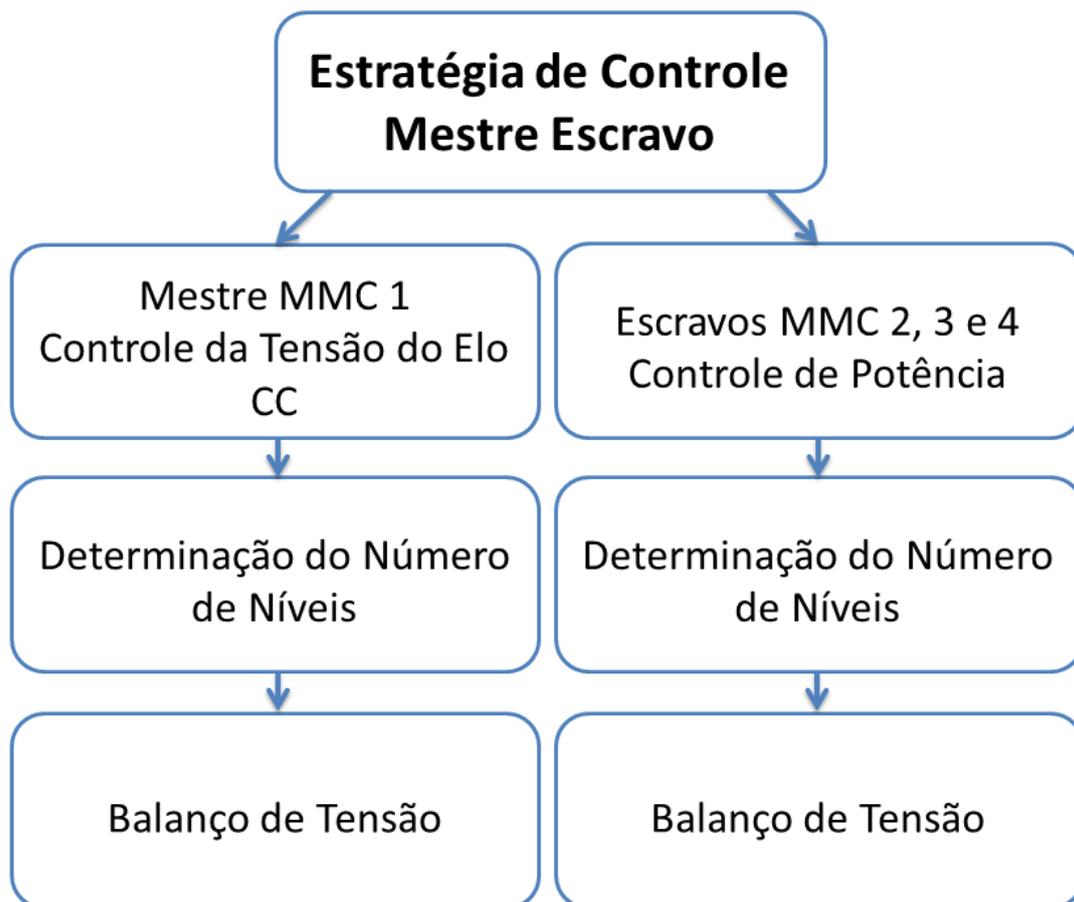


Figura 34 - Controles implementados.

O controle mestre-escravo foi escolhido por este estudo partir do pressuposto que as usinas são controladas para operarem no ponto de máxima potência. E por isso, o controle mestre-escravo é o mais adequado.

Nos estudos desenvolvidos, o controle mestre foi implementado no controle da tensão do elo CC e o controle escravo no controle de potência ativa e reativa. Na primeira, em que o conversor sintetiza a corrente de saída de forma a controlar a tensão

do elo CC (Controle de tensão CC). E na segunda, em que o conversor sintetiza a corrente de acordo com as referências de potência ativa e reativa dada por uma malha externa que busca maximizar a potência gerada, como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que se deseja despachar (Controle de Potência).

A combinação das duas estratégias de controle, permite a implementação de redes multiterminais de corrente contínua VSC, em que os conversores com controle de potência injetam ou drenam potência no elo CC e, o balanço de energia no elo CC é realizado por apenas um conversor com controle de tensão CC.

3.3.1 – Controle de Tensão CC

A tensão do elo CC está diretamente ligada à estabilidade de uma rede de corrente contínua VSC, os controladores de potência e de tensão CA funcionam somente se o nível de tensão CC for mantido no nível adequado em relação à tensão CA no PCC (Ponto de Conexão Comum). O esquema do controle pode ser observado na Figura 35.

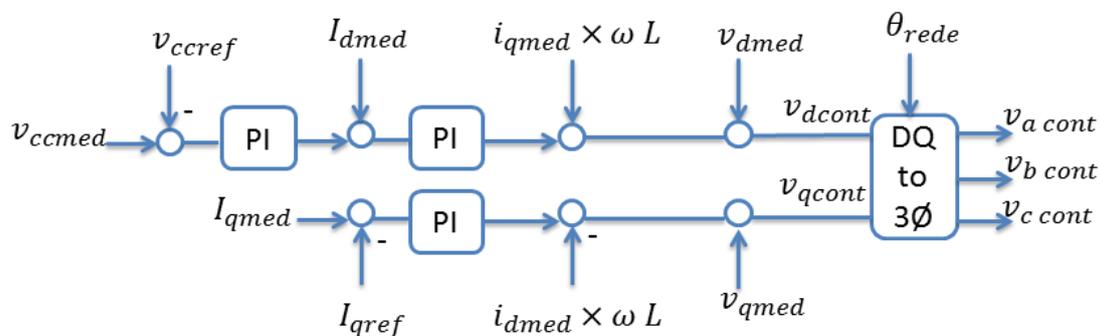


Figura 35 - Esquema de controle da tensão do elo CC.

Nesse controle é usada a diferença entre v_{ccref} (tensão CC de referência) e v_{ccmed} (tensão CC medida) para obter i_{dref} (corrente de eixo direto de referência) após passar pelo PI. A esse valor é somadas a corrente i_{dmed} e novamente esse sinal passa por um controlador PI. A saída do sinal do PI é somada com o produto ($\omega \times L \times i_{qmed}$), esse produto atua como um artifício que melhora o transitório do sistema e com a tensão

de eixo direto v_{dmed} medido, assim é obtido o sinal de v_{dref} de controle. No caso de v_{qref} (tensão em quadratura de referência) é obtida através da diferença entre i_{qmed} (corrente em quadratura medida) e i_{qref} (corrente em quadratura de referência), após passar pelo controlador PI. Onde o i_{qref} é obtido segundo (38).

$$i_{qref} = \frac{Q_{ref} \times \sqrt{\frac{2}{3}}}{V} \quad (38)$$

A esse valor são somadas as tensões v_{qmed} e o produto $(\omega \times L \times i_{dmed})$. Depois de obtidos esses os sinais de referência, tanto de eixo direto quanto em quadratura, aplica-se a transformada de Park-Clarke inversa, sincronizada com o PLL (*Phase Locked Loop*) da rede, e são obtidos os valores trifásicos de referência utilizados na modulação do conversor.

3.3.2 – Controle de Potência

O controle de potência ativa e reativa atua nos conversores através do controle de ângulo de fase e magnitude da corrente em relação à tensão CA. Uma das vantagens de conversores com esse tipo de controle é que eles podem ser conectados em paralelo, sem significativas interações entre eles [46]. O diagrama do controle pode ser observado na Figura 36.

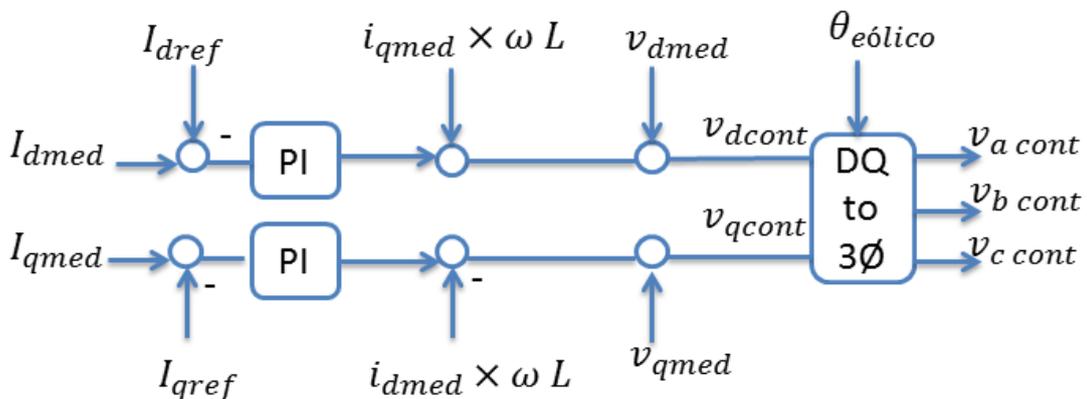


Figura 36 - Esquema de controle do potência ativa e reativa.

A partir de P_{ref} (potência ativa de referência) é obtido i_{dref} e a partir do Q_{ref} (potência reativa de referência) é obtido i_{qref} . Como pode ser observado em (39) e (38).

$$i_{dref} = \frac{P_{ref} \times \sqrt{2}}{V} \quad (39)$$

É feito então a diferença entre i_{dmed} (corrente de eixo direto medida) e i_{dref} (corrente de eixo direto de referência) e a diferença entre i_{qmed} (corrente em quadratura medida) e i_{qref} (corrente em quadratura de referência) são obtidos os valores de i_{dref} e i_{qref} . Aos dois sinais gerados de referência obtidos, no eixo direto e em quadratura, são somados tensão medida de eixo direto e em quadratura, v_{dmed} e v_{qmed} , respectivamente, e ao produto $(\omega \times L \times i_{qmed})$ e $(\omega \times L \times i_{dmed})$, respectivamente também.

O valor de $\theta_{eólico}$ é ângulo de tensão de entrada, servindo de referência angular para todo o controle. Esse sinal é obtido por um circuito de sincronismo do tipo p-PLL-cosseno (*power-based - Phase Locked Loop*) [47].

Os valores de P_{ref} e Q_{ref} são fornecidos por uma malha externa, assim podendo ser determinado quanto deve ser despachado de potência ativa e potência reativa, que não é o foco da análise desse trabalho.

Após todos esses procedimentos descritos, os sinais de tensão em eixo direto e em quadratura passam pela transformada inversa de Park-Clarke e são obtidos os valores de tensão trifásicos utilizados como referência para modulação, descrita no item a seguir.

3.3.3 – Determinação do Número de Níveis

Os sinais de controle descritos nos itens 3.3.1 e 3.3.2 são utilizados para determinar o número de níveis da tensão de saída do conversor. Como se trata de MMC's com quatro SMs por braço foram definidos quatro sinais triangulares para cada braço. Dispostos em PD-PWM (*Phase Disposition- Pulse Width Modulation*) como pode ser observado na Figura 37. Esse tipo de modulação auxilia na diminuição de

perda harmônica [48]. As triangulares estão em uma frequência de 2 kHz e a frequência da rede é de 60 Hz, dispostas de -1 a 1 e cada triangular com amplitude de 0,5. O valor da frequência de chaveamento (2 kHz) pode ser reduzido com o aumento do número de SM em cada braço do MMC.

Cada nível de tensão é definido da seguinte forma:

- Nível 4 – O nível 4 de tensão é definido quando o valor do sinal de controle está maior que o valor da triangular 4.
- Nível 3 – O nível 3 de tensão é definido quando o valor do sinal de controle é menor que o valor da triangular 4 e maior que o valor da triangular 3.
- Nível 2 – O nível 2 de tensão é definido quando o valor do sinal de controle é menor que o valor da triangular 3 e maior que o valor da triangular 2.
- Nível 1 – O nível 1 de tensão é definido quando o valor do sinal de controle é menor que o valor da triangular 2 e maior que o valor da triangular 1.
- Nível 0 – O nível 0 de tensão é definido quando o valor do sinal de controle é menor que o valor da triangular 1.

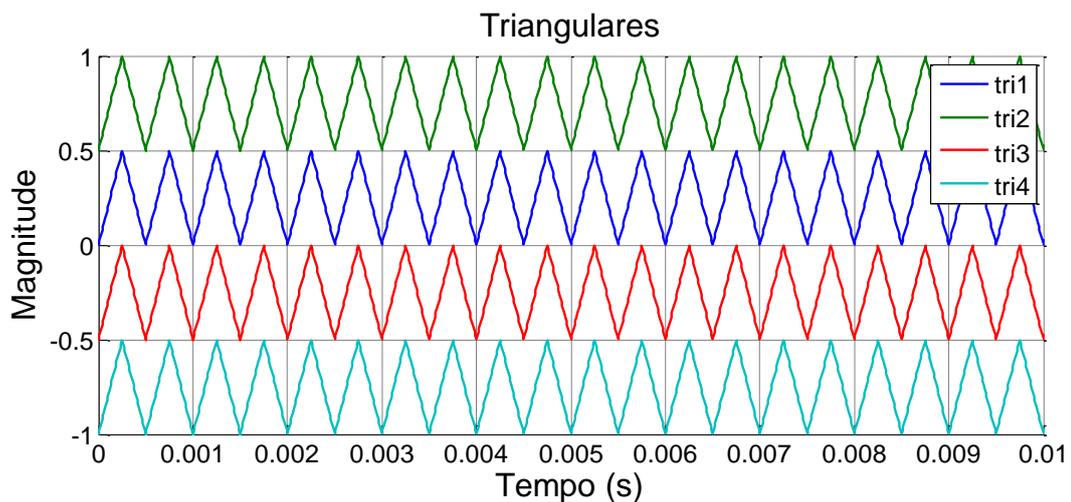


Figura 37 - Sinais triangulares utilizados para comparar com os sinais senoidais de referência PD-PWM.

A frequência de amostragem do código que realiza a mudança de estados das chaves IGBTs é de 10 kHz. O sinal de controle foi ajustado pra não ultrapassar o limite

de -1 a 1 de amplitude, para que não ocorresse a sobremodulação. Após definidos os níveis a tensão de fase a pode ser observada na Figura 38.

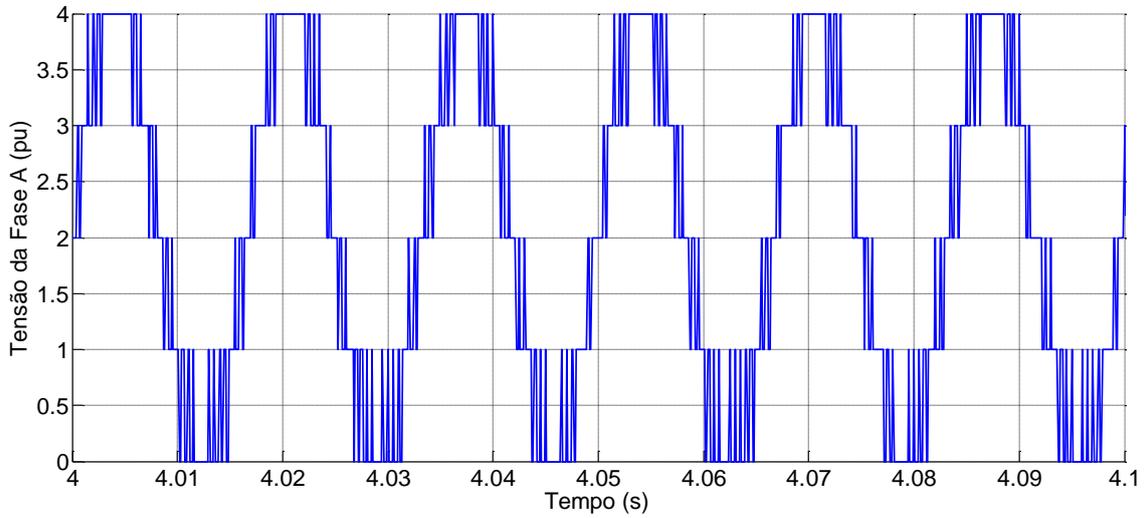


Figura 38 - Tensão de fase a de saída do MMC.

E na Figura 39 pode ser observada a tensão V_{ab} e de saída do MMC.

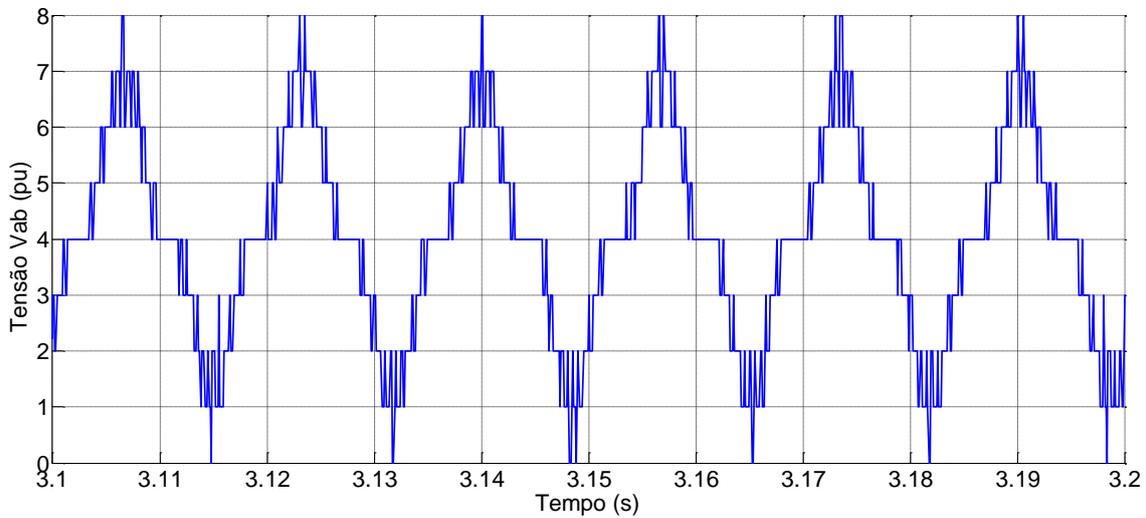


Figura 39 - Tensão V_{ab} de saída do MMC.

3.3.4 – Balanço de Tensão

Após definidos os sinais de controle e os níveis de tensão é preciso balancear a tensão dos capacitores. Para tal, foi criado um código que inicialmente ordena os

valores de tensão criando um vetor com valores de tensão dos capacitores, de um braço, em ordem crescente.

O código armazena os valores atuais e anteriores de cada iteração e compara esses valores. Caso os valores do vetor de tensão dos capacitores atuais sejam os mesmos dos valores anteriores o código não realiza nenhuma mudança, mantendo os mesmos sinais de comando das chaves IGBTs.

Caso esse valores sejam diferentes o código então observa os valores de corrente no braço da fase do MMC, se o valor da corrente é positivo são então acionados os SMs de menores valores de tensão para que possam ser carregados. Caso o valor da corrente seja negativo são então acionados os SMs de maiores valores de tensão para que possam ser descarregados. Esse código é aplicado em cada braço de cada fase do MMC.

A simulação é iniciada com todas as chaves IGBTs abertas para que ocorra o carregamento dos capacitores e o código se inicia quando é habilitado pela sequência de eventos descrita no item 4.1, 4.2 e 4.3 de cada caso implementado.

3.4 – Sistema Exemplo MTDC-MMC

O sistema estudado consiste em quatro terminais: três representando aerogeradores e um representando a rede elétrica, conectados através do elo CC caracterizando um sistema multiterminal de corrente contínua. O aerogeradores estão inseridos conforme a Figura 11, radialmente. A diferença deste sistema para os demais convencionais instalados usualmente é a implementação dos conversores MMC, chaveados com chaves IGBTs, de alta capacidade de potência, no lugar dos conversores VSC. É adotado o nome MTDC-MMC para o sistema proposto. Na Figura 40, pode ser observado o sistema unifilar estudado.

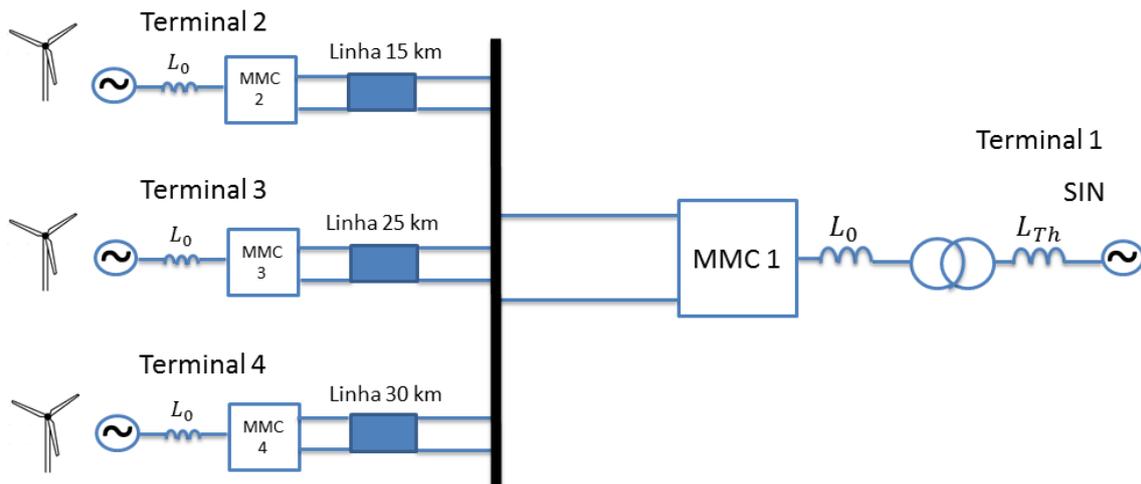


Figura 40 - Diagrama unifilar do sistema MTDC-MMC implementado.

Para esse sistema foram usadas as seguintes bases:

Tabela 1 – Bases do Sistema.

Base do Sistema do MMC 1.	
Potência	10 MVA
Tensão de linha RMS	4,16 kV
Corrente	1,9627 kA
Frequência	60 Hz
Impedância	1,73056 Ω
Indutância	0,00459 H

O valor da capacitância de cada SM foi calculada da seguinte forma :

$$E_c = \frac{1}{2} C_{arm} V_{cc}^2 = H \times S \quad (40)$$

onde E_c é a energia do braço de capacitores em serie, C_{arm} a capacitância equivalente do braço do MMC, H é a razão de potência e energia de cada conversor e S a potência nominal do conversor [49]. A partir do valor de C_{arm} obtemos então a capacitância de cada SM dada por (41):

$$C_{SM} = \frac{2 C_{arm}}{3} \quad (41)$$

onde C_{SM} é a capacitância de cada SM no MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4 é de $6250 \mu F$.

Cada conversor MMC possui um reator L_0 entre o conversor e a rede CA e um reator L em cada braço de cada fase do MMC. Esse reator L_0 tem como função amortecer as oscilações presentes nas correntes CA de entrada e saída dos conversores e o reator L nas correntes dos braços. Essas indutâncias foram calculadas da seguinte maneira:

$$L = \frac{1}{C_{arm}\omega^2} \left(\frac{2(h^2 + 1) + m_a h^2}{8h^2(h^2 + 1)} \right) \quad (42)$$

onde ($h = 2$) é a ordem de harmônico, ($m_a = 1$) é a constante de modulação e ($\omega = 2\pi f$) é a frequência angular.

$$L_0 = \frac{0,01 \times V^2}{\omega \times S} \quad (43)$$

onde V é a tensão de linha RMS de entrada CA do conversor.

Os valores de L_0 e L são $0,00153$ H e $0,003$ H, respectivamente. A especificação de cada terminal está descrita abaixo:

- **Terminal 1** – Conectado à rede elétrica através do MMC1. Dados da rede elétrica conectada no terminal 1 seguem na Tabela 1.

Tabela 2 - Dados da Rede Elétrica-MMC 1.

Terminal 1 MMC 1-Rede Elétrica	
Potência Nominal	10 MW
Tensão Nominal	138 kV
Frequência da rede	60 Hz
Trafo	4,16/138 kV
Tensão do Elo CC	8 kV

- **Terminal 2, 3 e 4** – Conectado a um circuito equivalente de uma máquina síncrona representando um aerogerador ou fazenda eólica através do MMC 2, MMC 3 e MMC 4. Dados dos terminais máquina conectada no terminal 2, 3 e 4 seguem na Tabela 4.

Tabela 3 - Dados do Aerogerador-MMC 2, 3 e 4.

Terminal 2, 3 e 4. MMC - Eólica	
Potência Nominal	3 MW
Tensão Nominal	4,16 kV
Densidade do ar	1,2 Kg/m ³
Raio da lâmina	67 m
Vel. min. do vento	4 m/s
Vel. max. do vento	28 m/s
Vel. nom. do vento	10 m/s
Coef. potência max.	0,44
Linha de transmissão 2	15 km
Linha de transmissão 3	25 km
Linha de transmissão 4	30 km

O circuito equivalente do conjunto (turbina eólica-aerogerador) é representado por uma fonte atrás de uma impedância. Os dados das impedâncias foram retirados do modelo de máquina síncrona do *software* PSCAD, $R_a = 0,002 pu$ e $x'_d = 0,3 pu$, onde R_a é a resistência de armadura e x'_d é a reatância transiente de eixo direto. Na Figura 41 pode ser observado o circuito equivalente do modelo implementado de gerador eólico. Onde E_{af} é a tensão de campo, I_a é a corrente de armadura e V_a é a tensão de armadura.

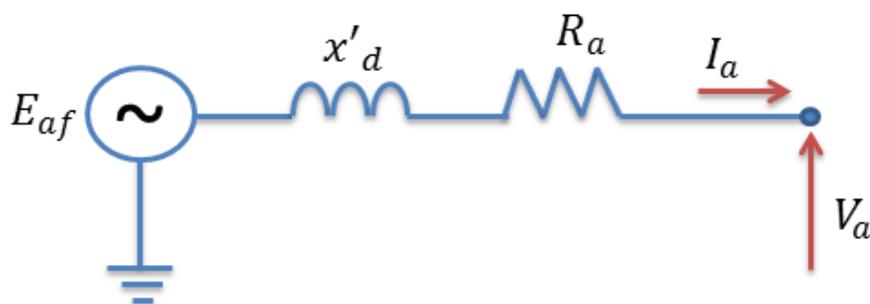


Figura 41 - Equivalente unifilar do circuito da usina.

Elo CC interliga os quatro terminais através de cabos do tipo *Extruded*, cujo peso médio de 20 a 35 kg/m com um diâmetro entre 90-120 mm. Foram escolhidos por possuir grande resistência à deformação mesmo sob temperaturas elevadas e permitir a inversão do fluxo de potência sem ser necessária a inversão da polaridade do cabo [50]. Na Figura 42 pode ser observado o perfil do cabo utilizado encontrado na biblioteca do software PSCAD.

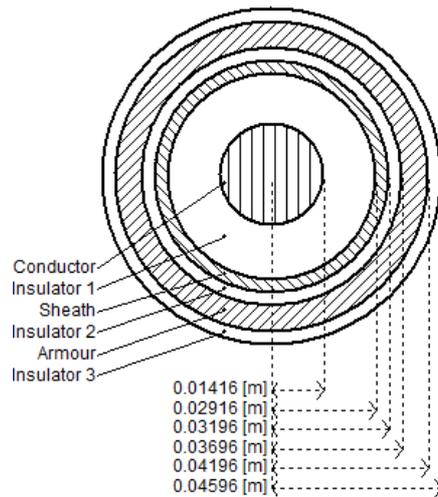


Figura 42 - Perfil do cabo utilizado para conectar as linhas de transmissão do elo CC.

Os cabos são compostos por fios cilíndricos de cobre entrelaçados isolados, blindados com involucro de chumbo, revestidos de polietileno, malha de aço galvanizado e uma cobertura final de polipropileno. Os cabos conectam os terminais dos conversores dos geradores a barra onde o conversor da rede se encontra.

4 – Resultados

Foram feitos três testes com o MTDC-MMC, em todos foram analisados o comportamento do fluxo de potência e qualidade das tensões e correntes geradas pelos conversores. No primeiro teste é variado o valor da potência ativa, mantendo constante a potência reativa para analisar o comportamento durante o regime permanente. No segundo teste é feita a variação do perfil do vento. No terceiro teste é feita a variação da potência reativa enquanto a potência ativa é mantida constante para mostrar que é

possível controlar a tensão do lado CA. Estes testes demonstram a independência do controle de potência ativa, reativa e tensão CC, permitindo assim avaliar a controlabilidade dos conversores. O *software* PSCAD/EMTDC é utilizado para simular os três testes. Na Figura 43 pode ser observado o circuito implementado no PSCAD.

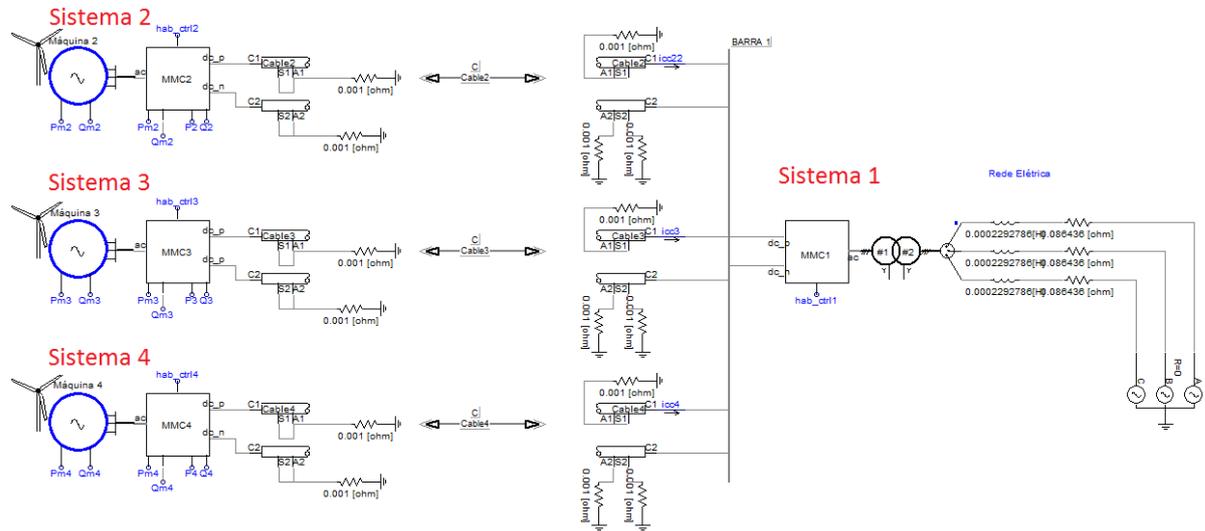


Figura 43 - Diagrama unifilar do sistema implementado no software PSCAD.

Na Figura 44 pode ser observado o circuito do MMC implementado no PSCAD, onde podem ser vistos as pernas de cada fase do MMC compostas por quatro SM por braço.

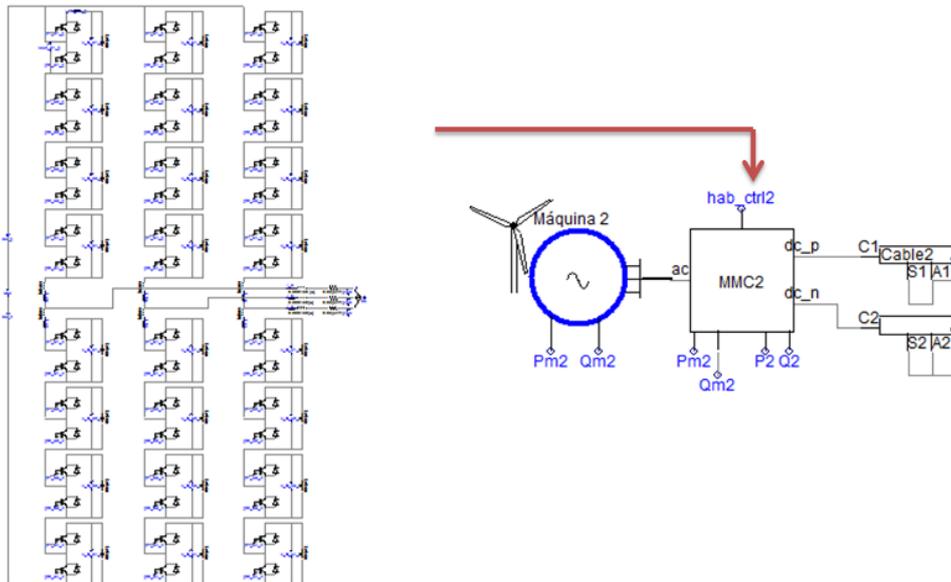


Figura 44 - Circuito implementado no PSCAD do MMC.

4.1 – Energização e Operação em Regime Permanente

O primeiro teste está dividido em etapas e, para isso, foi criada uma sequência de eventos para apresentar os resultados obtidos. Na Figura 45, segue a ordem dos acontecimentos e os valores de potência ativa despachados pelos aerogeradores conectados aos MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

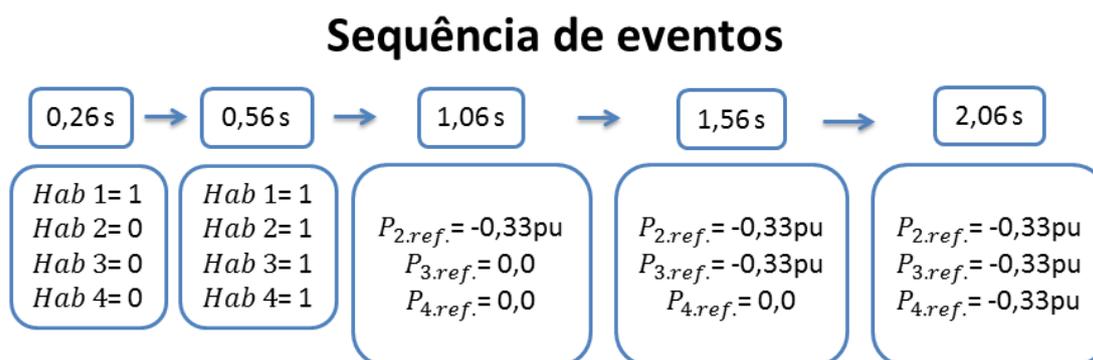


Figura 45 - Sequência de eventos da simulação do teste 1.

De acordo com a sequência de eventos, em 0,26 s após o início da simulação o controle do MMC 1, responsável pelo controle da tensão do elo CC, é habilitado. Em 0,56 s são habilitados os controles do MMC 2, MMC 3 e MMC 4, responsáveis pelo controle de potência. Em 1,06 s o aerogerador 2 injeta -0,33 pu de potência ativa através do MMC 2, em 1,56 s o aerogerador 3 injeta -0,33 pu de potência ativa através do MMC 3 e em 2,06 s o aerogerador 4 injeta -0,33 pu de potência ativa através do MMC 4. Os valores de injeção de potência estão negativos devido ao sentido do medidor, cuja referência está saindo do conversor pelo lado CA. É analisado o comportamento do fluxo de potência ativa dos quatro terminais. Na Figura 46 podem ser observados os valores de potência ativa despachados pelos conversores MMC 2, MMC 3 e MMC 4 e absorvido pelo MMC 1. É observado o comportamento da curva de potência ativa no MMC 1 durante a injeção de potência ativa gradativa realizada pelos conversores MMC 2, MMC 3 e MMC 4, em respectivamente 1,06 s, 1,56 s e 2,06 s.

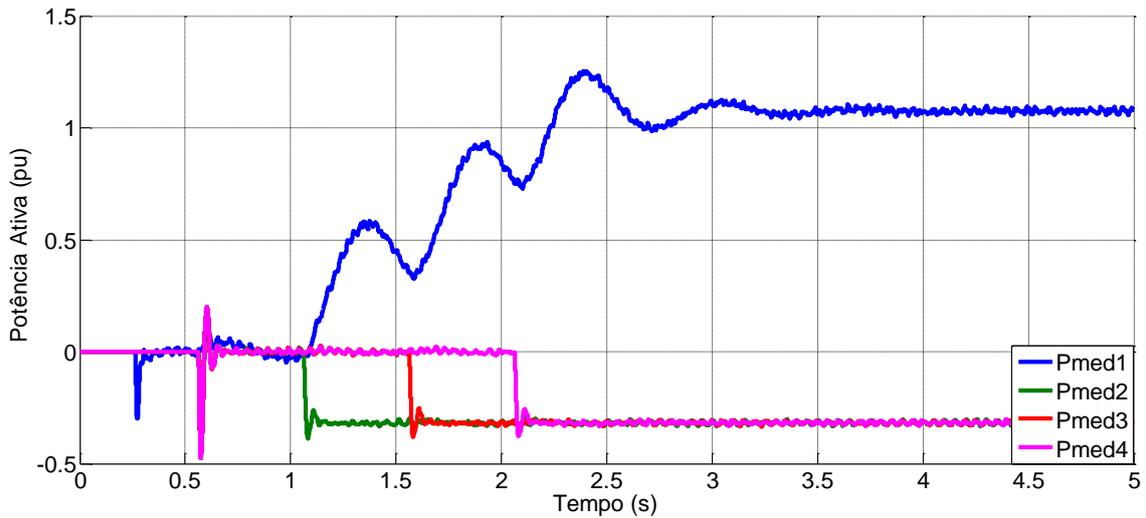


Figura 46 - Potência Ativa do MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

Na Figura 47 podem ser observados os valores de potência reativa dos conversores MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4. Nota-se que o valor de potência reativa permanece em zero durante o regime permanente, não injeção de reativo feita pelos conversores.

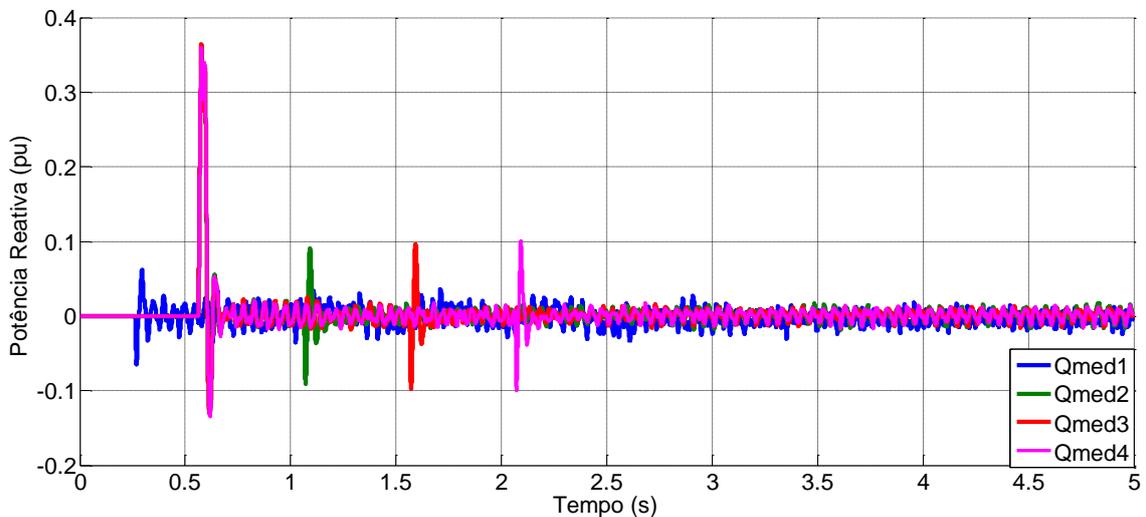


Figura 47 - Potência reativa do MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

Na Figura 48 podem ser observadas as formas de onda da tensão trifásica na saída do conversor MMC 1. As formas de onda da tensão são senoidais na saída do conversor MMC 1, tensão essa fornecida à rede elétrica. Essa tensão apresenta um THD

(*Total Harmonic Distortion*) de 4,9%, esse valor se dá pelo pequeno número de SMs. Com o aumento do número de SMs o valor do THD tende a diminuir.

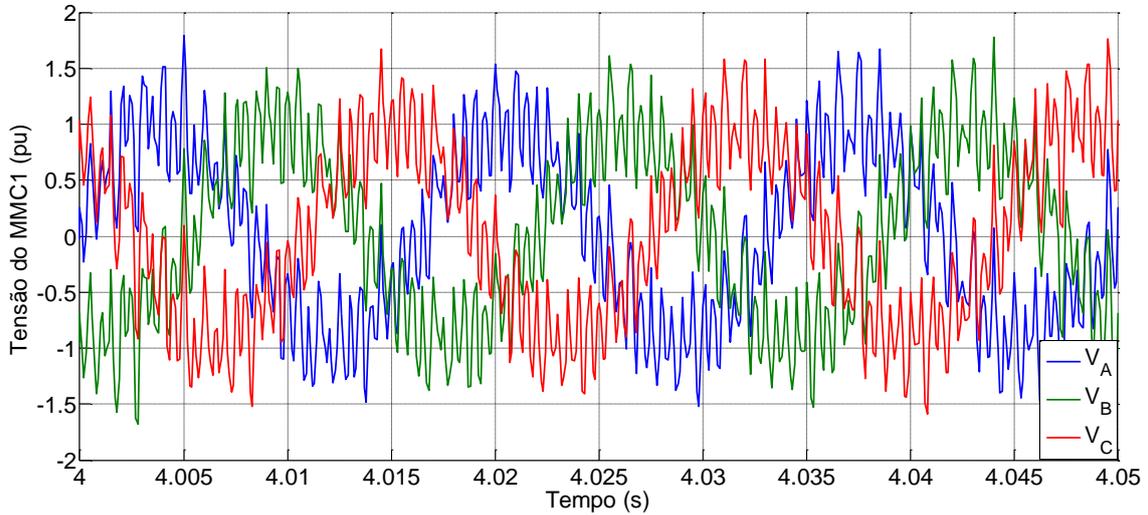


Figura 48 - Tensão trifásica da saída do conversor do MMC 1.

Na Figura 49 podem ser observadas as formas de onda da corrente trifásica na saída do conversor MMC1. As correntes entregues pelo conversor MMC 1 à rede elétrica são perfeitamente senoidais. A forma de onda da corrente apresenta um THD de 3,5%.

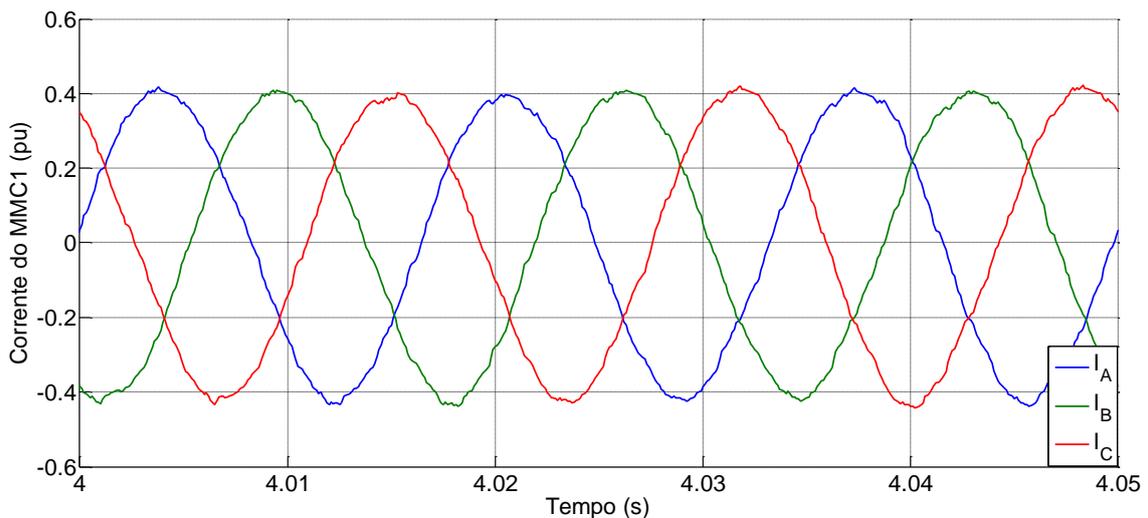


Figura 49 - Corrente trifásica da saída do conversor MMC 1.

Na Figura 50 podem ser observadas as formas de onda da tensão trifásica na entrada do conversor MMC 2.

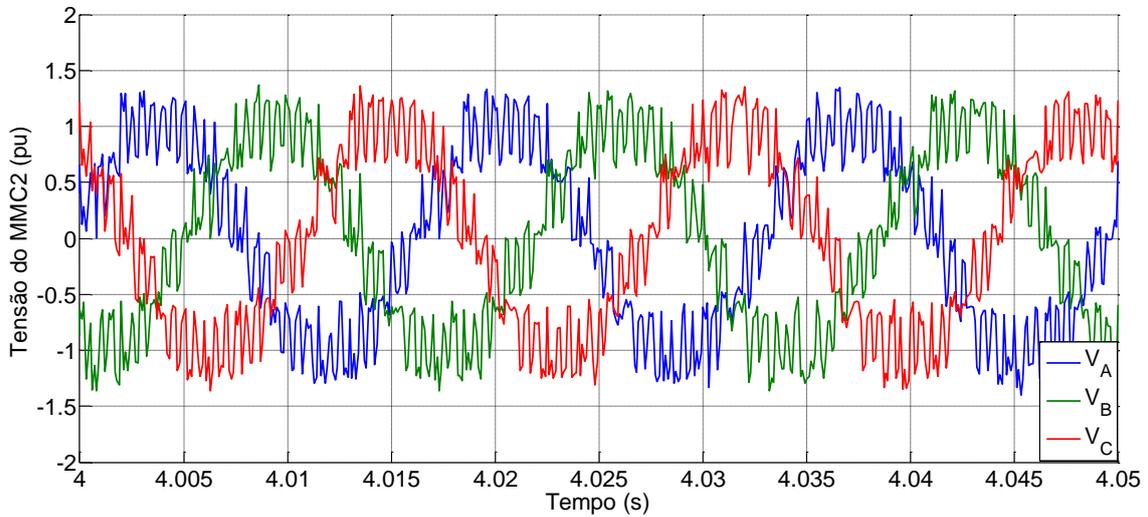


Figura 50 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 2.

Na Figura 51 podem ser observadas as formas de onda da corrente trifásica na entrada do conversor MMC 2.

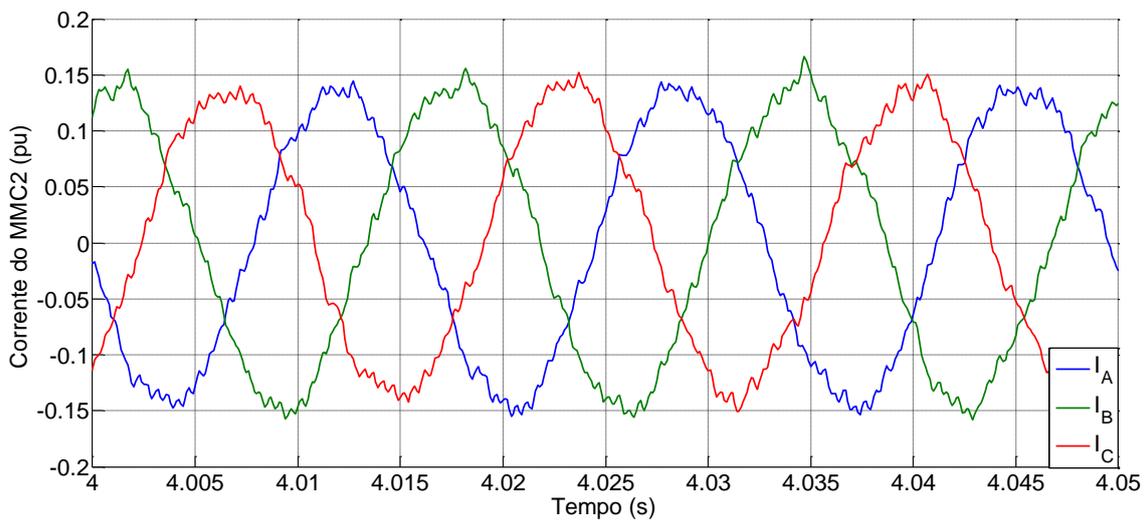


Figura 51 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 2.

Na Figura 52 podem ser observadas as formas de onda da tensão trifásica na entrada do conversor MMC 3.

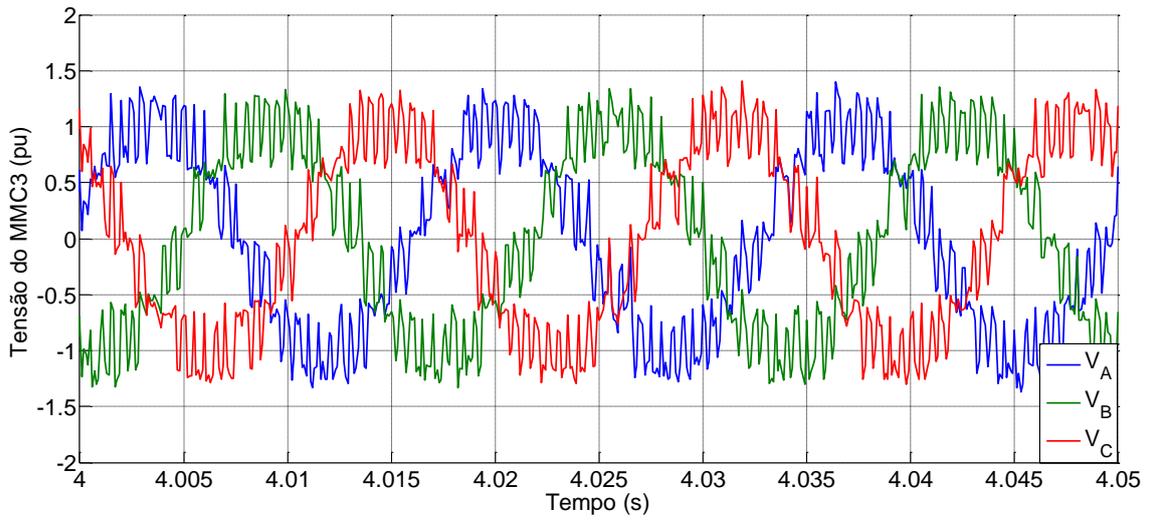


Figura 52 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 3.

Na Figura 53 podem ser observadas as formas de onda da corrente trifásica na entrada do conversor MMC 3.

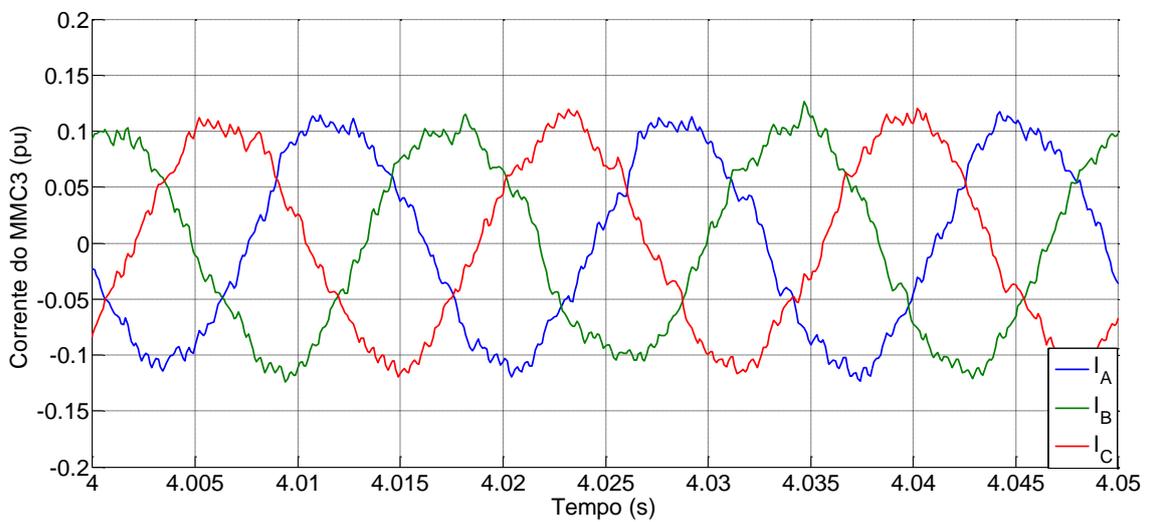


Figura 53 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 3.

Na Figura 54 podem ser observadas as formas de onda da tensão trifásica na entrada do conversor MMC 4.

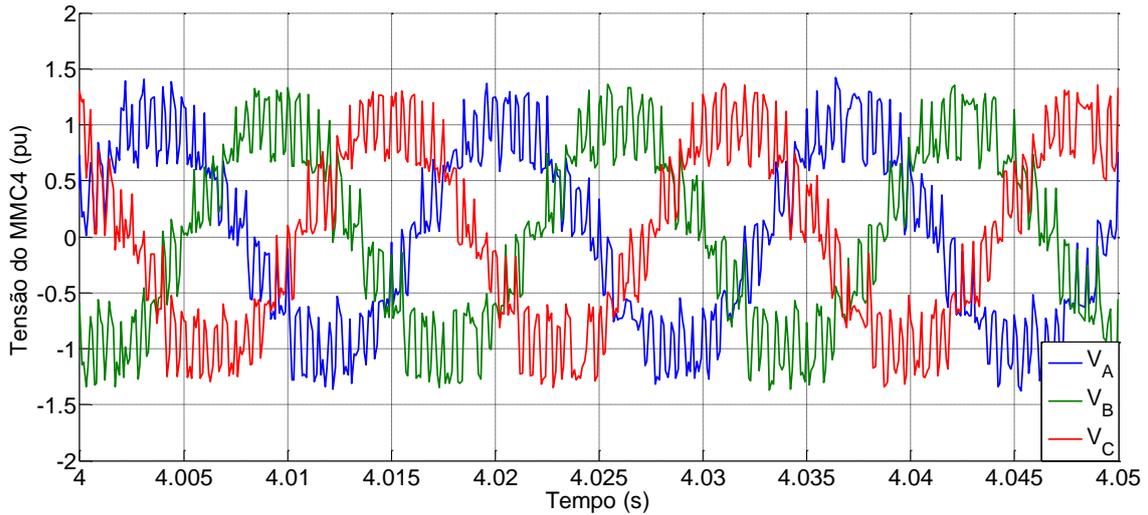


Figura 54 - Tensão trifásica da entrada do conversor MMC 4.

Na Figura 55 podem ser observadas as formas de onda da corrente trifásica na entrada do conversor MMC 4.

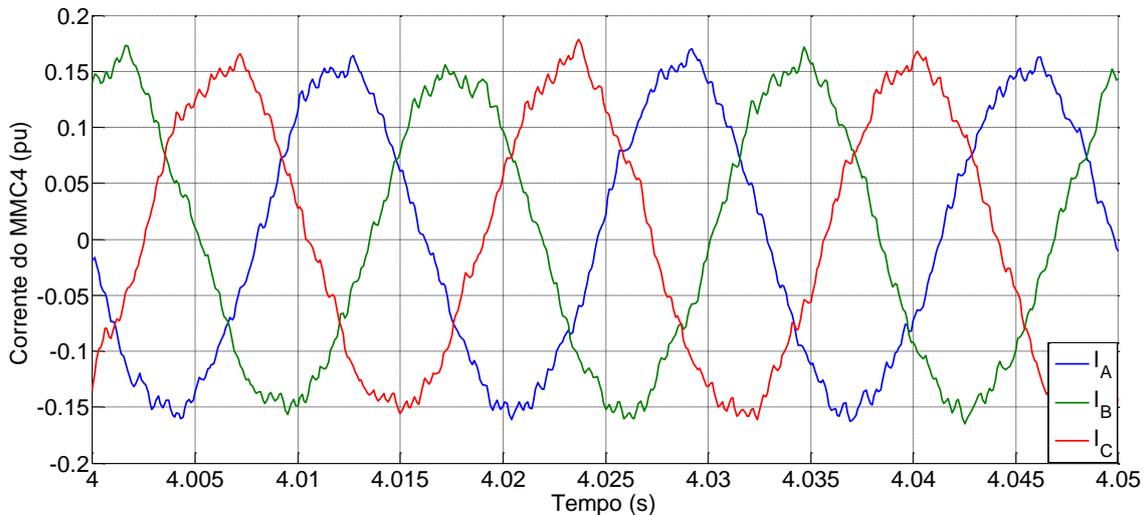


Figura 55 - Corrente trifásica da entrada do conversor MMC 4.

Na Figura 56 podem ser observada tensão e corrente RMS da fase a na saída do conversor MMC 1. Neste gráfico é visto a influência da injeção de potência ativa na corrente I_{a1RMS} , corrente essa presente na saída do conversor MMC 1.

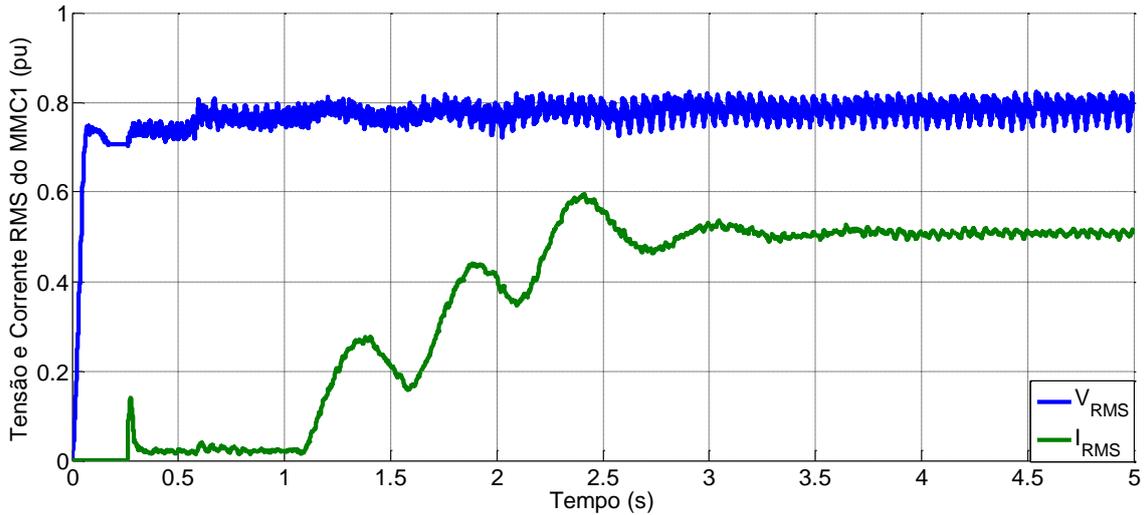


Figura 56 - Tensão e Corrente RMS da fase a na saída do conversor MMC 1.

Na Figura 57 podem ser observada tensão e corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 2. Neste gráfico é vista a influência da injeção de potência na tensão e corrente RMS da fase a de entrada do conversor MMC 2, V_{a2RMS} e I_{a2RMS} .

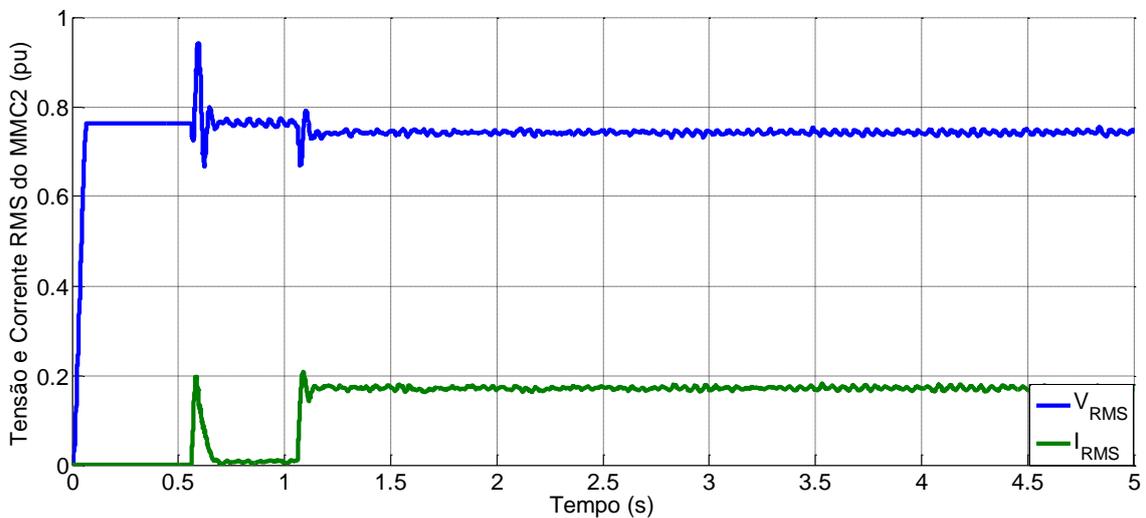


Figura 57 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 2.

Na Figura 58 podem ser observada tensão e corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 3. Neste gráfico é vista a influência da injeção de potência na tensão e corrente RMS da fase a de entrada do conversor MMC 3, V_{a3RMS} e I_{a3RMS} .

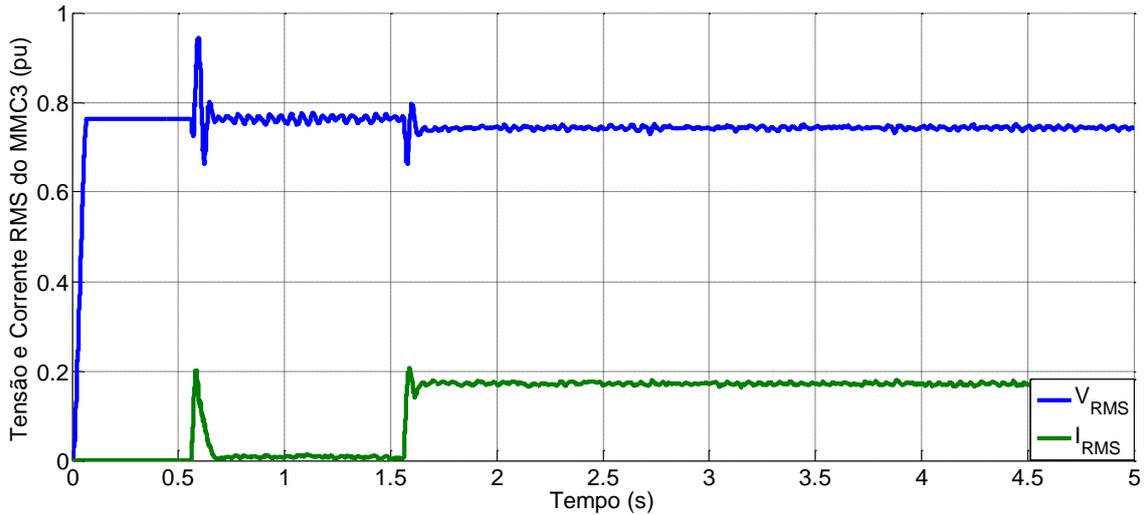


Figura 58 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 3.

Na Figura 59 podem ser observada tensão e corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 4. Neste gráfico é vista a influência da injeção de potência na tensão e corrente RMS da fase a de entrada do conversor MMC 4, V_{a4RMS} e I_{a4RMS} .

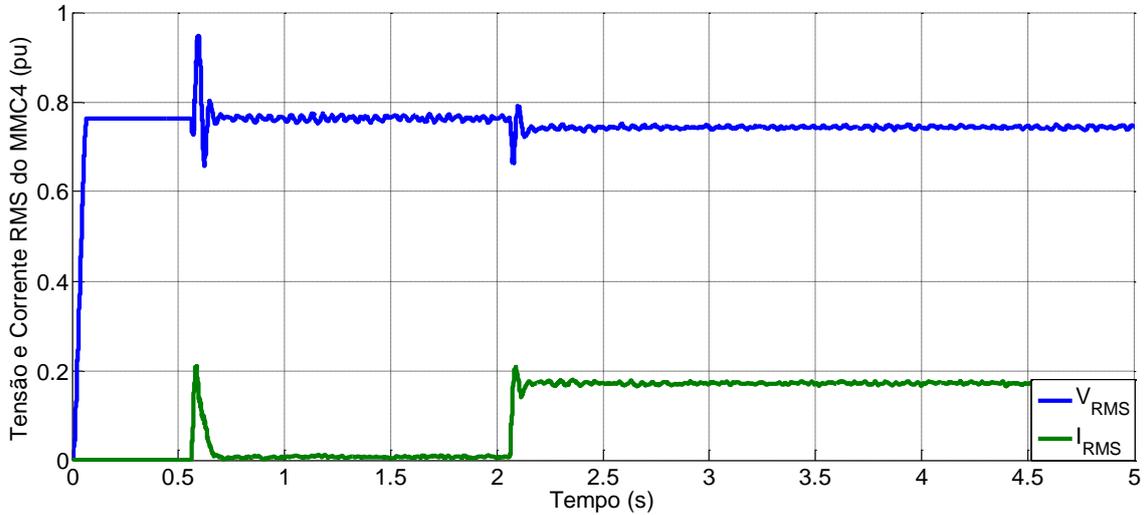


Figura 59 - Tensão e Corrente RMS da fase a na entrada do conversor MMC 4.

Na Figura 60 pode ser observada tensão CC do conversor MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC4. Pode ser visto que a tensão do elo de corrente contínua aferido na saída de cada conversor e no caso do conversor MMC 1 na entrada, se manteve controlada em 1 pu durante a sequência de eventos do teste 1. Pode ser observado que

um desnível entre as tensões, isso se dá pela diferença dos comprimentos dos cabos de transmissão dos terminais do MMC2, MMC3 e MMC4 ligados ao terminal do MMC1.

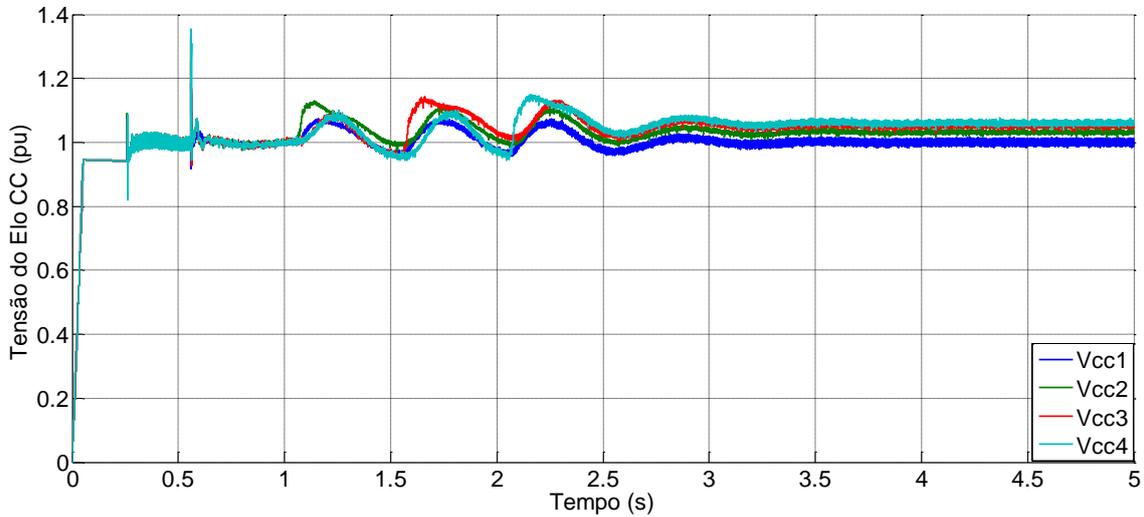


Figura 60 - Tensão CC do conversor MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

Na Figura 61 podem ser vistas as correntes do elo CC dos conversores MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

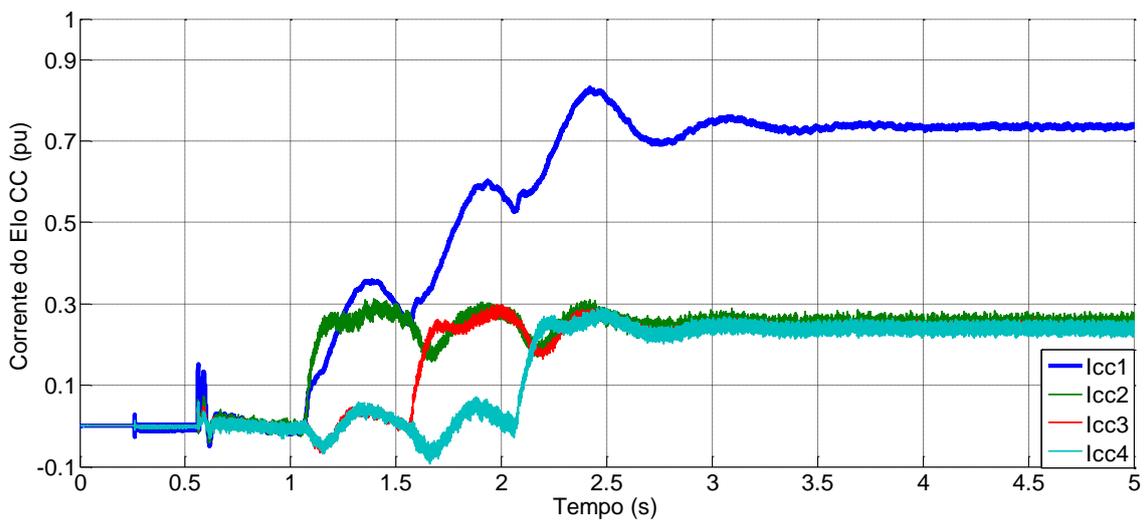


Figura 61 - Correntes do Elo CC.

Na Figura 62 pode ser observada as tensões dos capacitores do conversor MMC 1 no intervalo de 0 à 7s. É possível observar que os capacitores carregam todos juntos e se mantem a tensão equilibrada em torno de 1 pu de tensão.

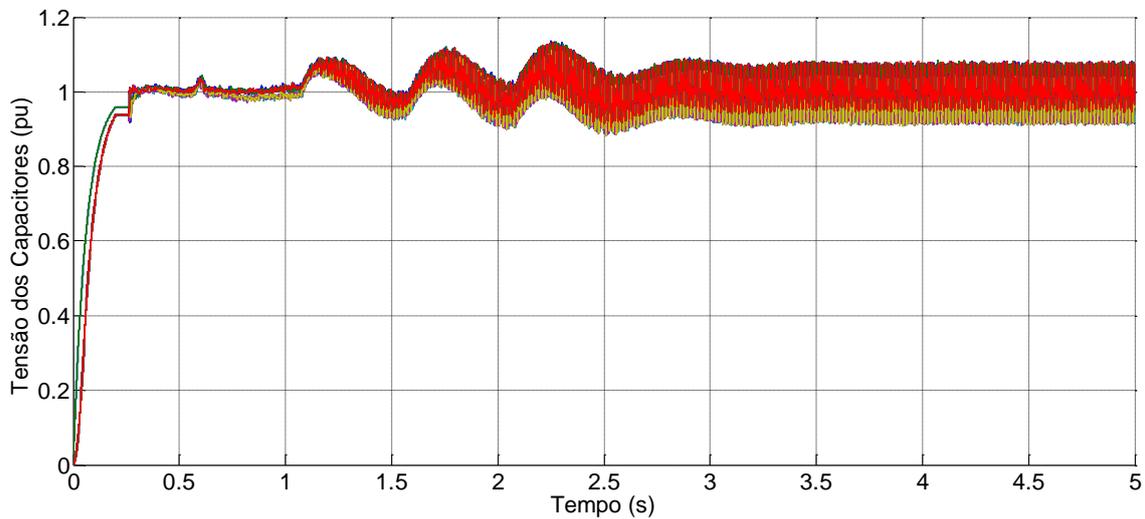


Figura 62 - Tensão nos capacitores do MMC 1.

Na Figura 63 pode ser visto o detalhe da forma de onda da tensão dos capacitores do SM. Não foram inseridas todas as tensões para facilitar a identificação das curvas de tensões dos capacitores. Lembrando que existem quatro curvas para cada braço do MMC, totalizando 24 curvas de tensão ao todo.

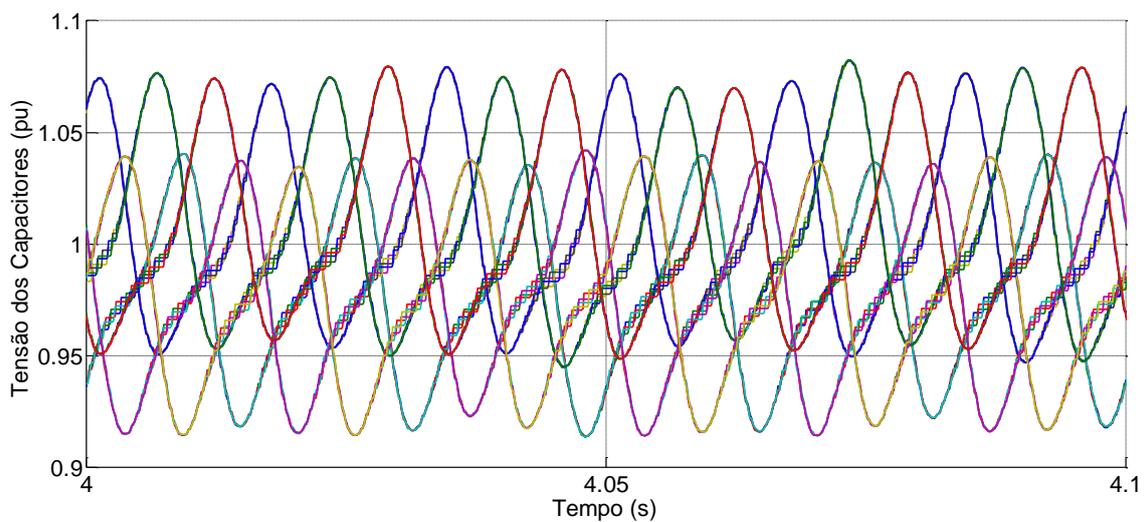


Figura 63 - Tensão nos capacitores do SM do MMC 1.

Na Figura 64 pode ser observada as tensões dos capacitores do conversor MMC 2 no intervalo de 0 à 7s. É possível observar que os capacitores carregam todos juntos e se mantem a tensão equilibrada em torno de 1 pu de tensão.

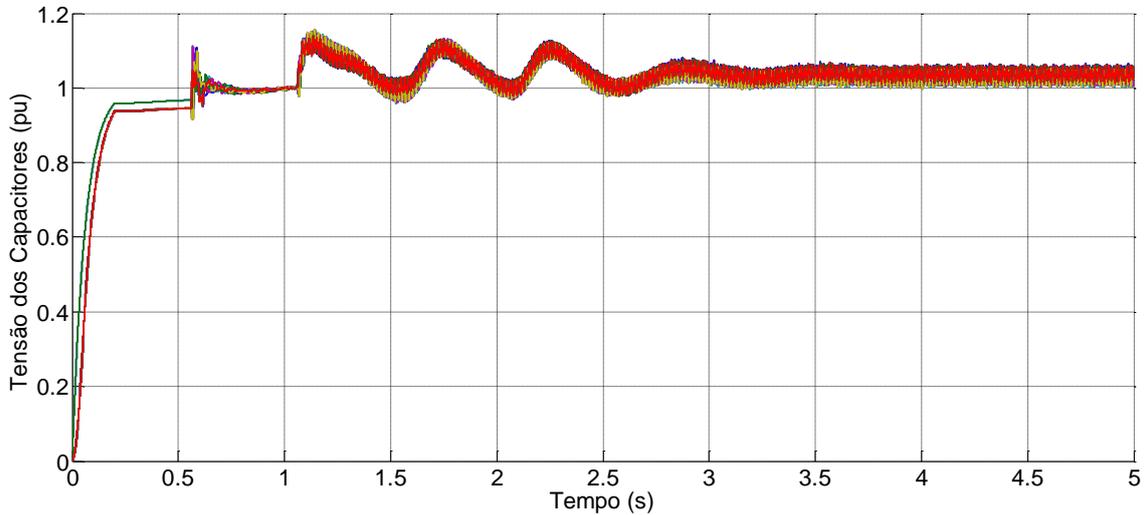


Figura 64 - Tensão nos capacitores do MMC 2.

Na Figura 65 pode ser visto o detalhe da forma de onda da tensão dos capacitores do SM. Não foram inseridas todas as tensões para facilitar a identificação das curvas de tensões dos capacitores. Lembrando que existem quatro curvas para cada braço do MMC, totalizando 24 curvas de tensão ao todo.

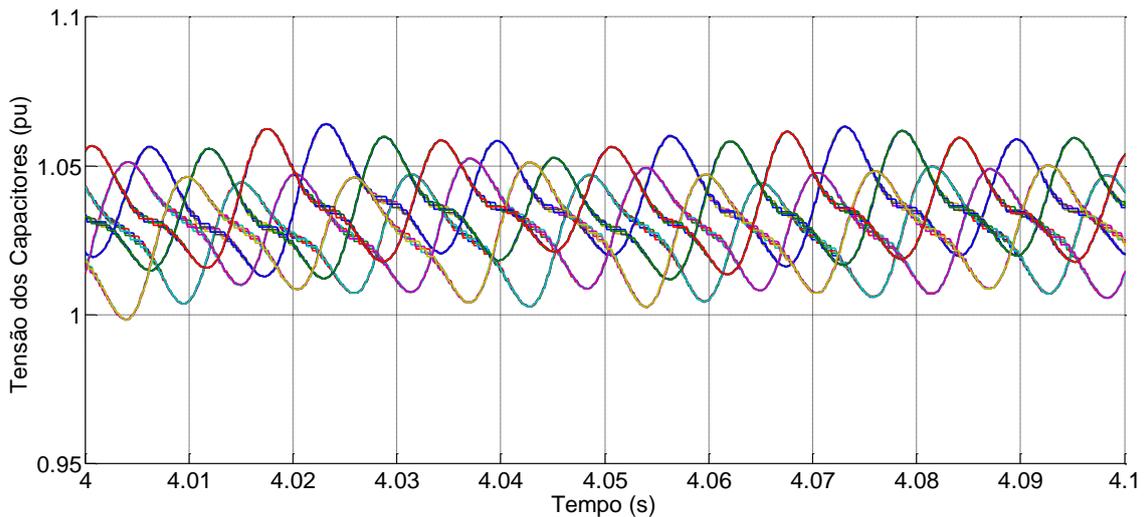


Figura 65- Detalhe da tensão dos capacitores do MMC2.

Na Figura 66 pode ser observada as tensões dos capacitores do conversor MMC 3 no intervalo de 0 à 7s. É possível observar que os capacitores carregam todos juntos e se mantem a tensão equilibrada em torno de 1 pu de tensão.

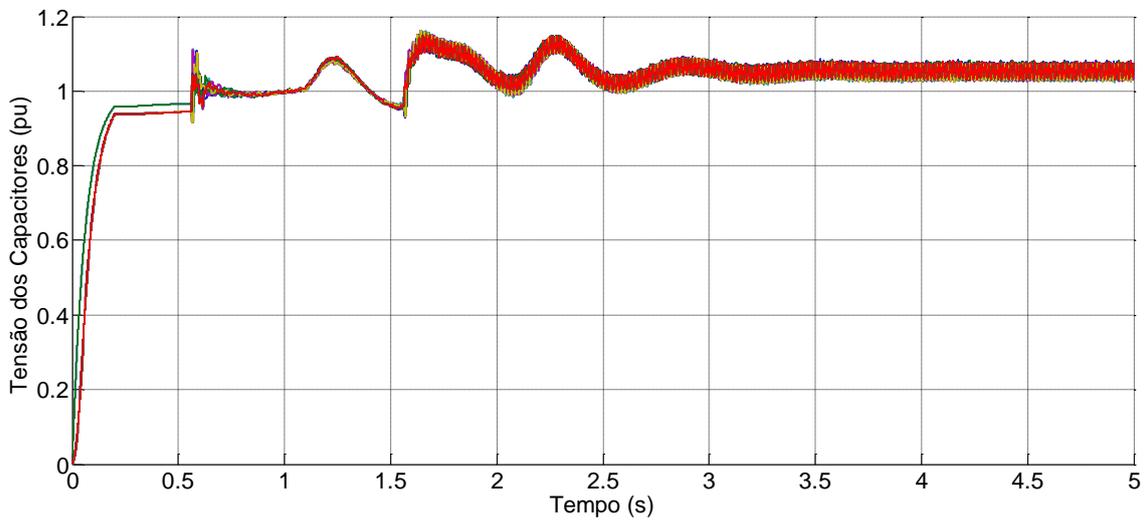


Figura 66 - Tensão dos capacitores do MMC 3.

Na Figura 67 pode ser visto o detalhe da forma de onda da tensão dos capacitores do SM. Não foram inseridas todas as tensões para facilitar a identificação das curvas de tensões dos capacitores. Lembrando que existem quatro curvas para cada braço do MMC, totalizando 24 curvas de tensão ao todo.

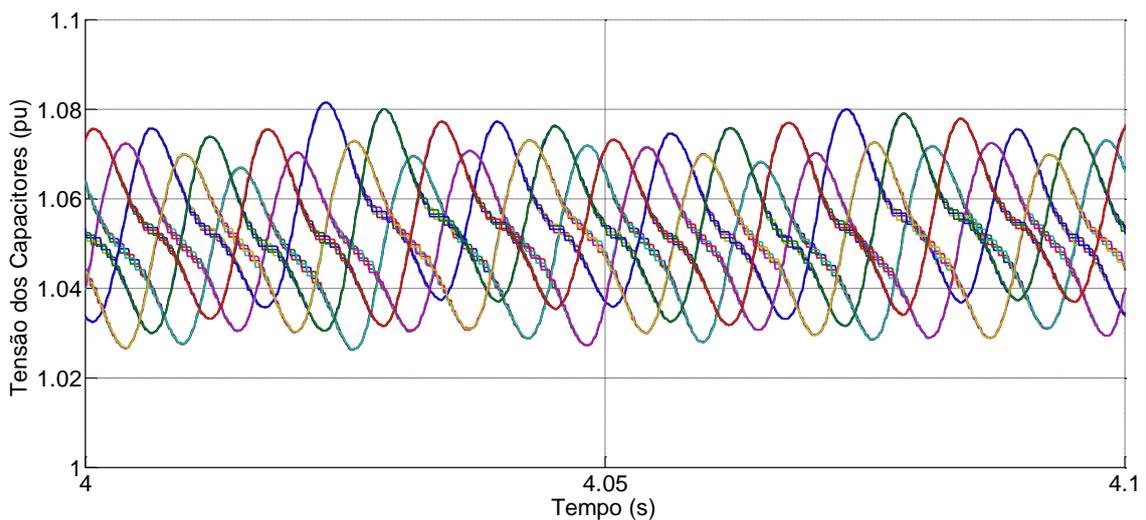


Figura 67 - Detalhe da tensão dos capacitores do MMC 3.

Na Figura 68 pode ser observada as tensões dos capacitores do conversor MMC 4 no intervalo de 0 à 7s. É possível observar que os capacitores carregam todos juntos e se mantem a tensão equilibrada em torno de 1 pu de tensão.

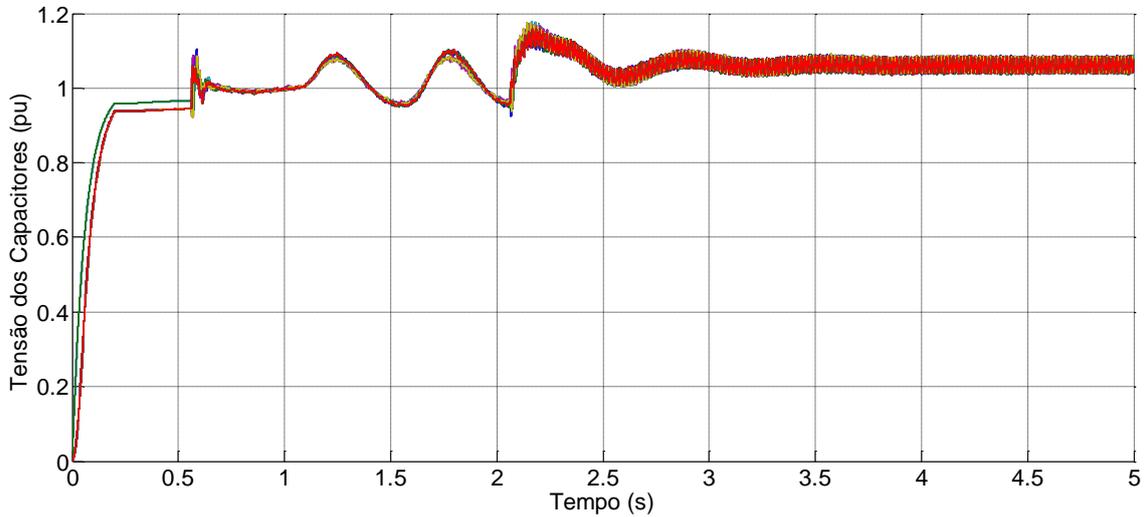


Figura 68 - Tensão dos capacitores do MMC 4.

Na Figura 68 pode ser visto o detalhe da forma de onda da tensão dos capacitores do SM. Não foram inseridas todas as tensões para facilitar a identificação das curvas de tensões dos capacitores. Lembrando que existem quatro curvas para cada braço do MMC, totalizando 24 curvas de tensão ao todo.

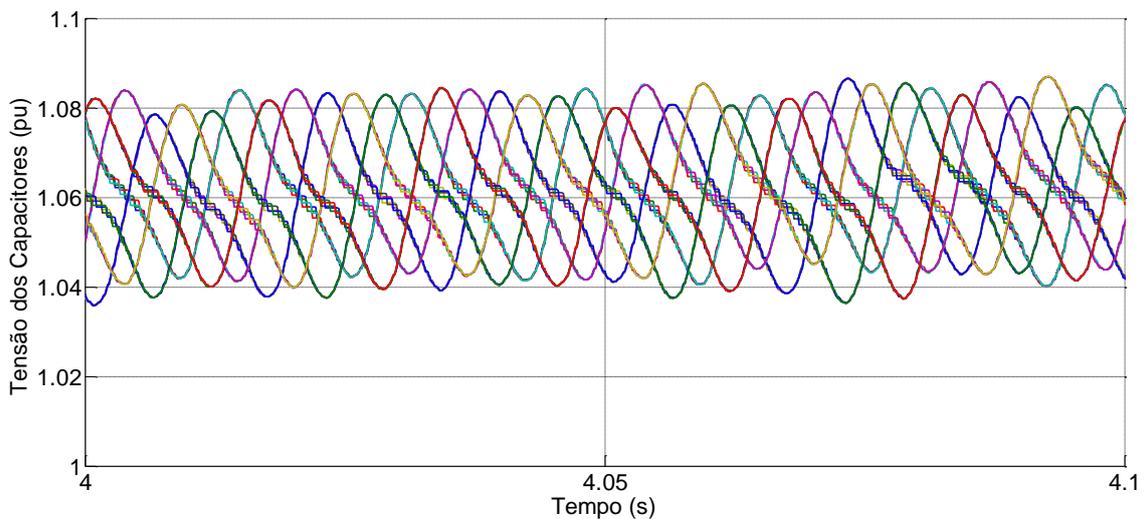


Figura 69 - Detalhe de tensão dos capacitores do MMC 3.Mmc4

O primeiro teste mostrou a inicialização do sistema de forma satisfatória. Os capacitores carregaram e se mantiveram equilibrados durante a simulação, comprovando assim a eficiência do controle dos capacitores. O fluxo da potência se deu dentro dos limites esperados e o controle da tensão do elo de corrente contínua se manteve durante o processo de inicialização, comprovando assim a robustez do controle de potência e tensão do elo de corrente contínua.

4.3 – Influência da Potência Reativa na Tensão no PCC

No segundo teste são mantidos os valores de potência ativa do primeiro teste até 3,0 s e em 3,0s são variados o valor da potência reativa no conversor MMC 1 e da potência ativa dos conversores MMC2, MMC3 e MMC 4. Para facilitar o entendimento, na Figura 70, pode ser vista a sequência de eventos do segundo teste.

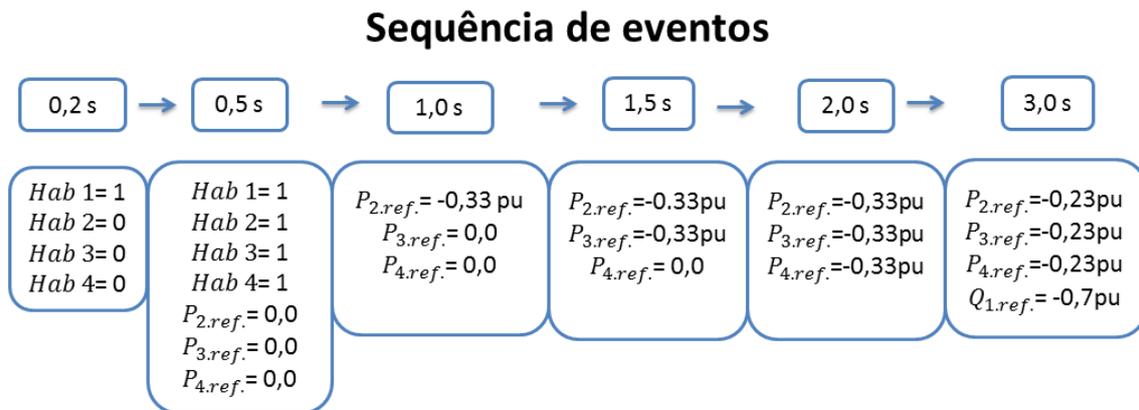


Figura 70 - Sequência de eventos do segundo teste.

No segundo teste é realizada a mesma sequência de acontecimentos para o controle e valores de potência dos quatro conversores até 3,0 s de simulação, em 3,0 s é alterado o valor de potência reativa do MMC 1 para -0.7 pu, e os valores de potência ativa dos conversores MMC 2, MMC 3 e MMC4 para 0,23 pu com objetivo de alterar o valor de tensão CA no conversor MMC 1. Na Figura 71 podem ser observados os valores de potência ativa dos conversores MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4. Em azul

a potência ativa do conversor 1, representando a potência fornecida a rede elétrica, oscilando durante a variação da potência ativa e reativa e entrando em regime permanente após as alterações.

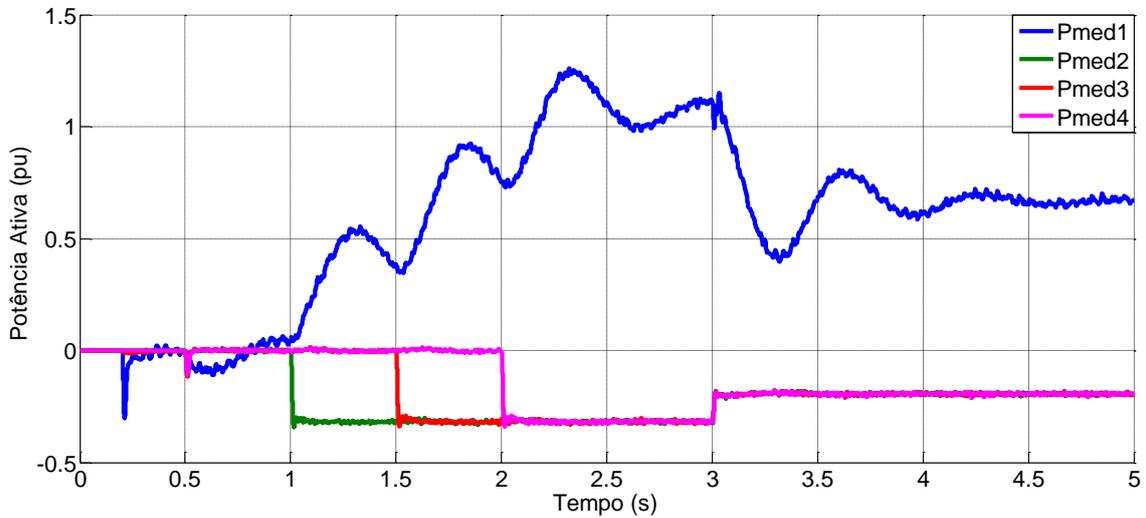


Figura 71 - Potência ativa do conversor MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4.

Na Figura 72 pode ser observado o valor de potência reativa do conversor MMC 1 variando de acordo com a sequência de eventos apresentada acima.

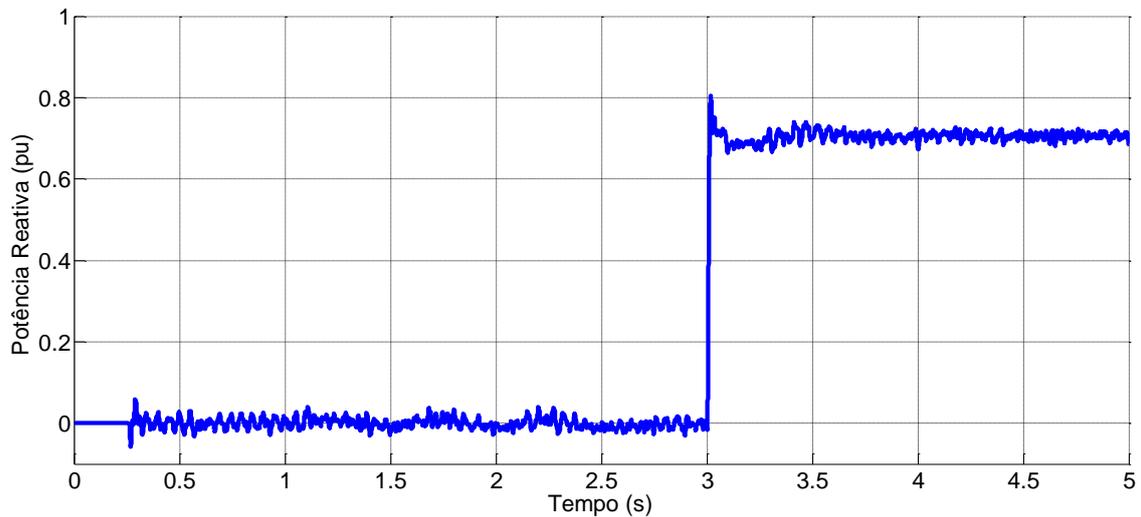


Figura 72 - Potência reativa do conversor MMC 1.

Na Figura 73 pode ser observado a tensão RMS da fase a do conversor MMC 1. Pode ser visto uma alteração no valor de tensão RMS da fase a.

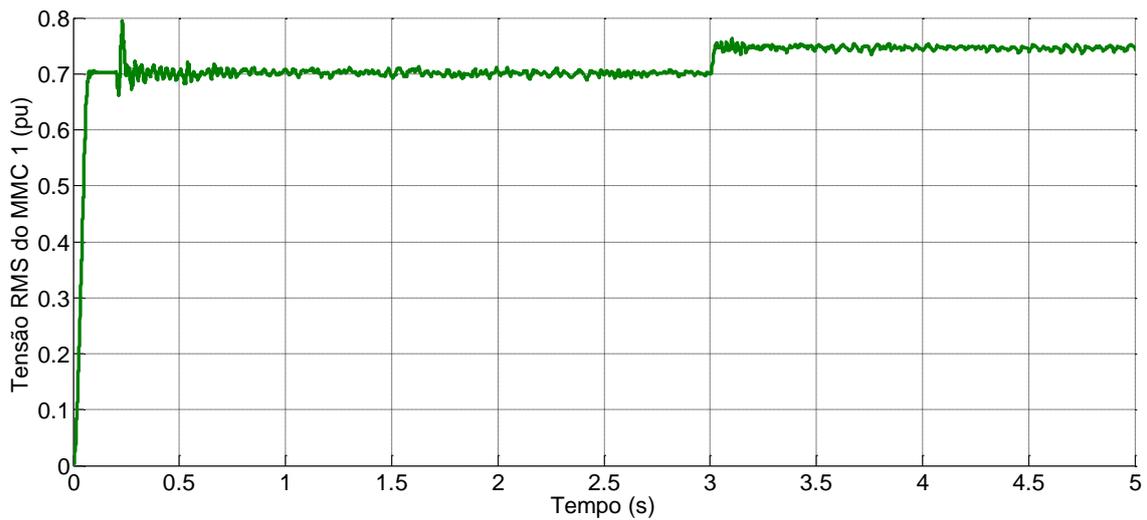


Figura 73 - Tensão e Corrente RMS da fase a do conversor MMC 1.

Na Figura 74 pode ser observado a forma de onda tensão trifásica do conversor MMC 1. Pode ser vista a variação na tensão a partir de 3,0s após da injeção de potência reativa. Com isso, é possível controlar o valor a tensão no lado da corrente alternada através da injeção de reativo.

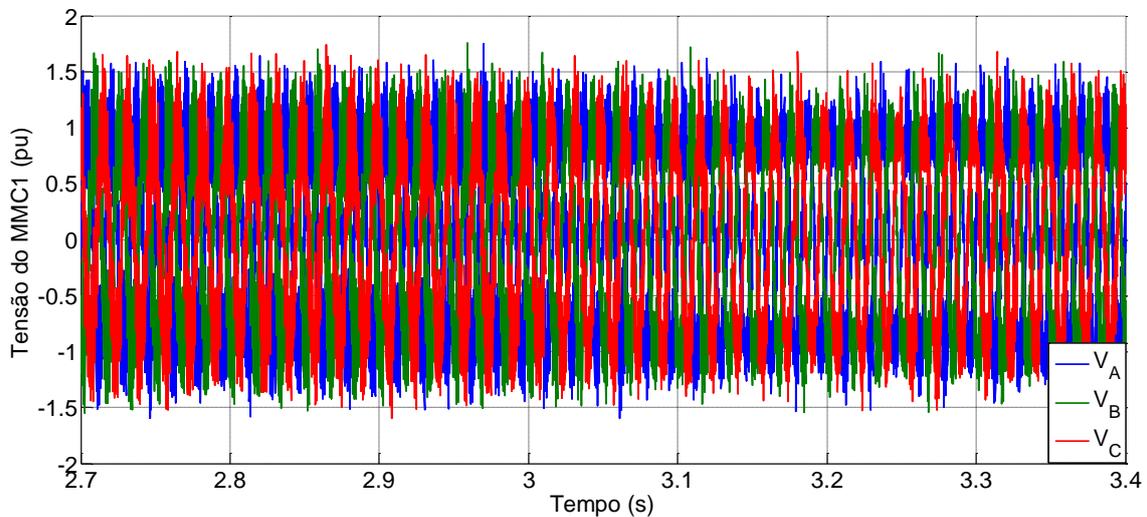


Figura 74 - Tensão do conversor MMC 1.

Na Figura 75 pode ser observada a forma de onda das correntes do MMC 1 durante a mudança da potência reativa.

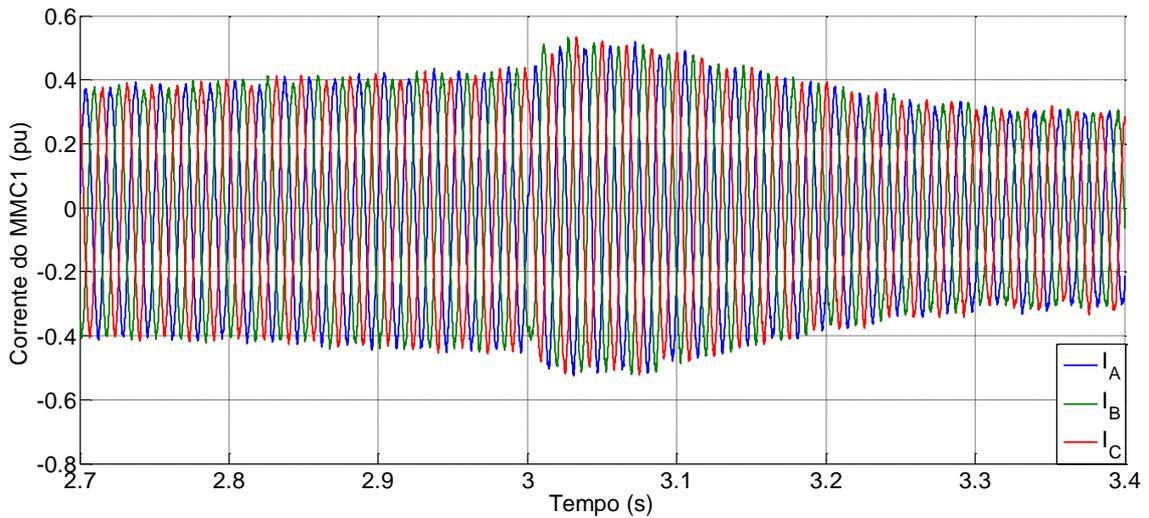


Figura 75 - Corrente do conversor MMC 1.

Ocorre a variação do valor tanto na tensão quanto na corrente, podemos concluir que é possível controlar a tensão no lado de corrente alternada do conversor através da injeção de potência reativa. Na Figura 76 pode ser visto a tensão do elo CC medida na entrada do MMC 1. Pode ser observado que a tensão do elo CC permaneceu em 1 pu em regime permanente.

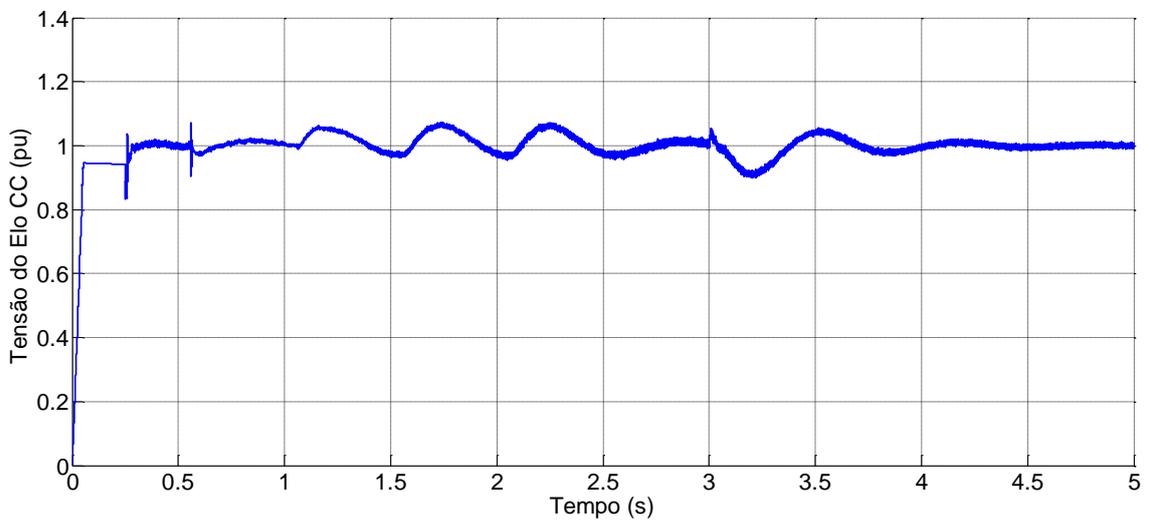


Figura 76 - Tensão do elo de corrente contínua.

O segundo teste avaliou ser possível controlar a tensão CA do conversor MMC através da injeção de reativo caso seja necessário. O controle se mostrou robusto diante a alteração dos valores de potência tanto ativa quando reativa.

4.2 – Desempenho Frente à Variação do Perfil do Vento

No terceiro teste é feita a variação da potência ativa, para observar o comportamento do controle do sistema diante a variação do perfil do vento. É alterado o valor da referência de potência do MMC 1, simulando variações sofridas nas turbinas eólicas. Na Figura 77 podem ser observados os sinais da potência ativa de referência fornecidos ao controle do conversor MMC 2, MMC 3 e MMC 4. Pode-se observar que em 1,0 s foi dado um degrau de -1 pu com referência para o controle do MMC 2 e em 1,5 s esse sinal foi alterado para uma senoíde com 0,25 de magnitude. E em 3,0 s o sinal de potência ativa fornecido ao MMC 3 foi alterado para -1,0 pu. Pode-se observar que em 2,0 s foi dado um degrau de -1 pu com referência para o controle do MMC 3 e em 2,5 s esse sinal foi alterado para uma senoíde com 0,25 de magnitude. Em 4,5 s o sinal foi alterado para -1,0 pu de potência ativa injetada pelo sistema 3. Pode-se observar que em 3,0 s foi dado um degrau de -0,5 pu com referência para o controle do MMC 4 e em 3,5 s esse sinal foi alterado para uma senoíde com 0,25 de magnitude. Em 5,5 s o sinal foi alterado para -1,0 pu de potência ativa injetada pelo sistema 4. Foram aplicados diferentes perfis de vento para cada aerogerador no intuito de simular diferentes rajadas de vento dentro de um mesmo parque eólico.

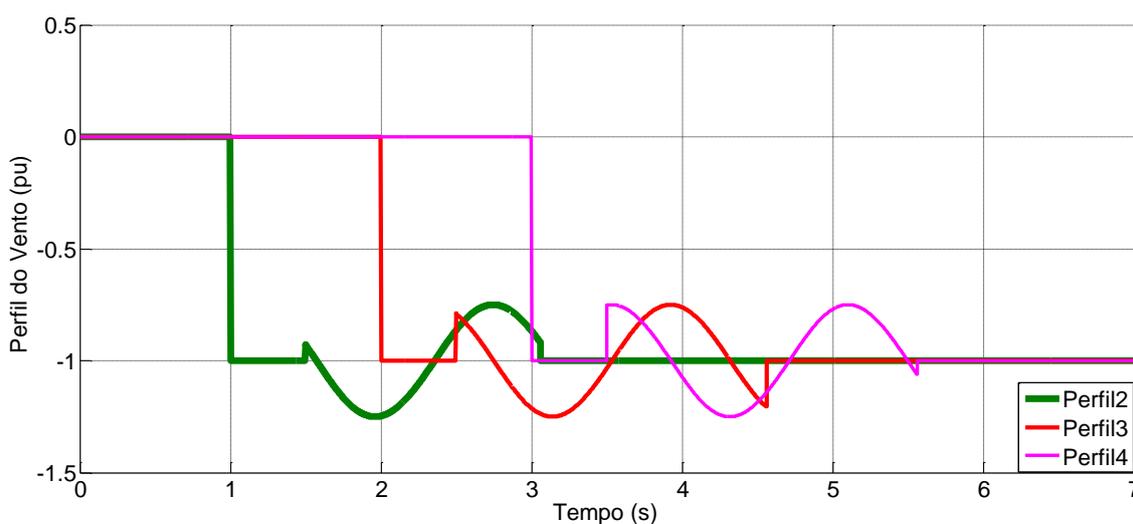


Figura 77 - Sinal de potência ativa de referência usado como perfil de vento.

Na Figura 78 podem ser vistos os valores de potência ativa dos conversores MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4 durante a simulação deste teste. Pode ser observado a recuperação do sistema diante à variações da potência, com isso atestando a robustez do controle de potência.

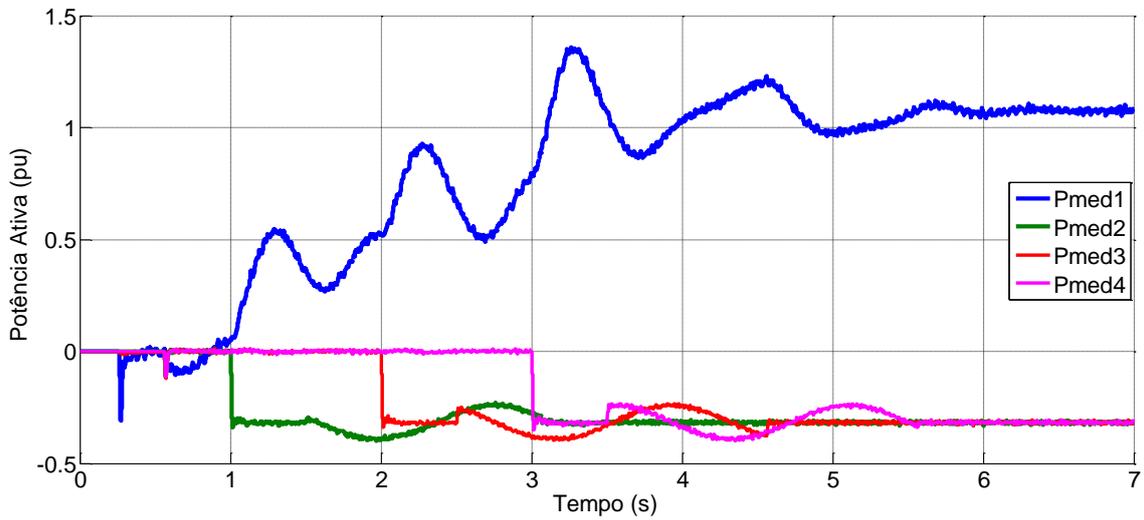


Figura 78 - Potência ativa dos conversores durante o teste 2.

Na Figura 79 podem ser vistas os valores de potência reativa dos MMC 1, MMC 2, MMC 3 e MMC 4 durante a simulação deste teste. Permaneceram em zero, seguindo a referência do controle estabelecido.

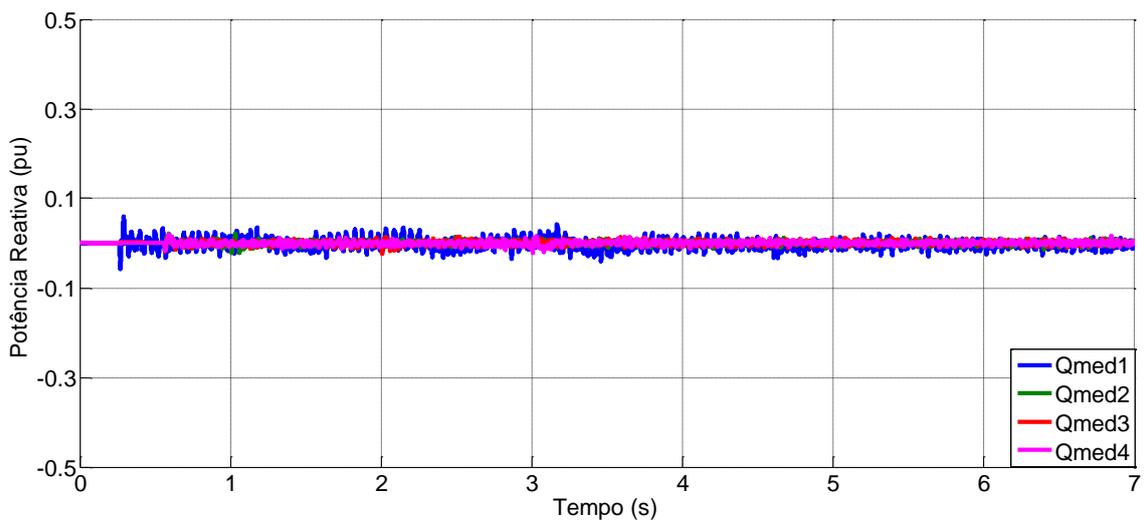


Figura 79 - Potência reativa dos conversores.

Na Figura 80 pode ser observada a tensão e corrente RMS da fase a do MMC 1.

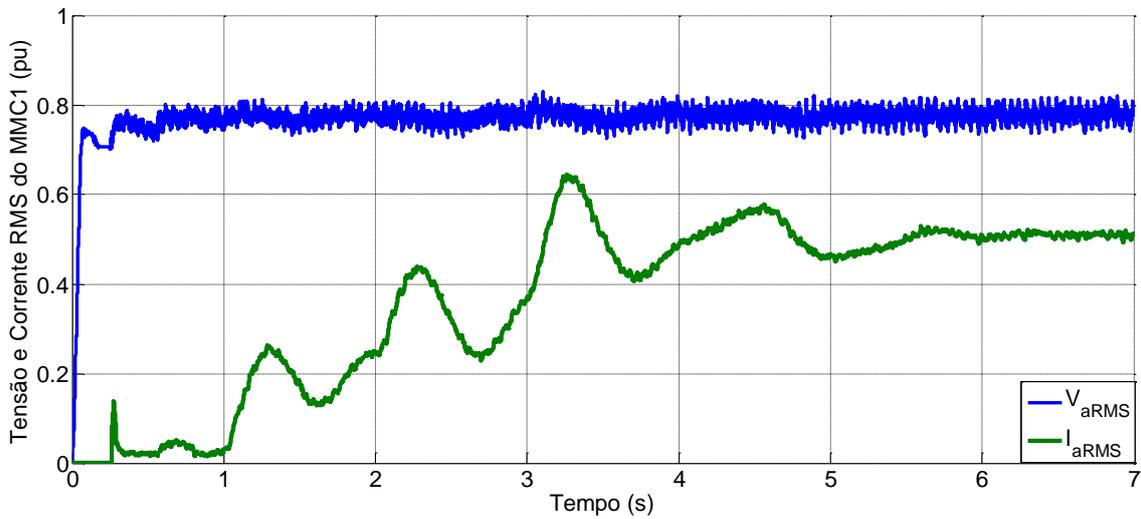


Figura 80 - Tensão e corrente RMS da fase a do conversor MMC 1.

Na Figura 81 pode ser observado a tensão do conversor MMC 1 durante a transição da variação da potência ativa em decorrência do teste proposto.

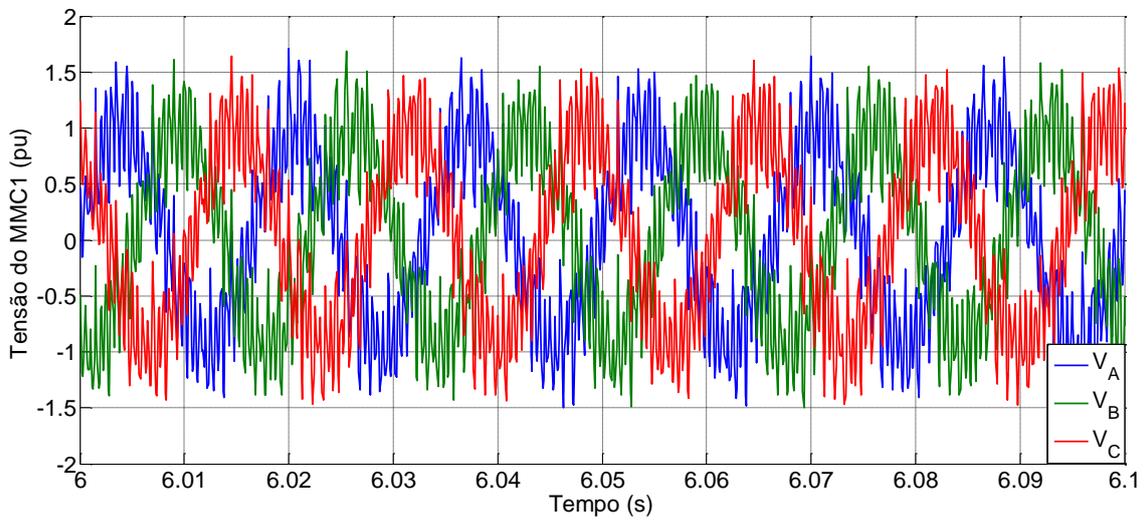


Figura 81 - Tensão do MMC 1.

Na Figura 82 pode ser observada a corrente do conversor MMC 1 durante a transição da variação da potência ativa em decorrência do teste proposto.

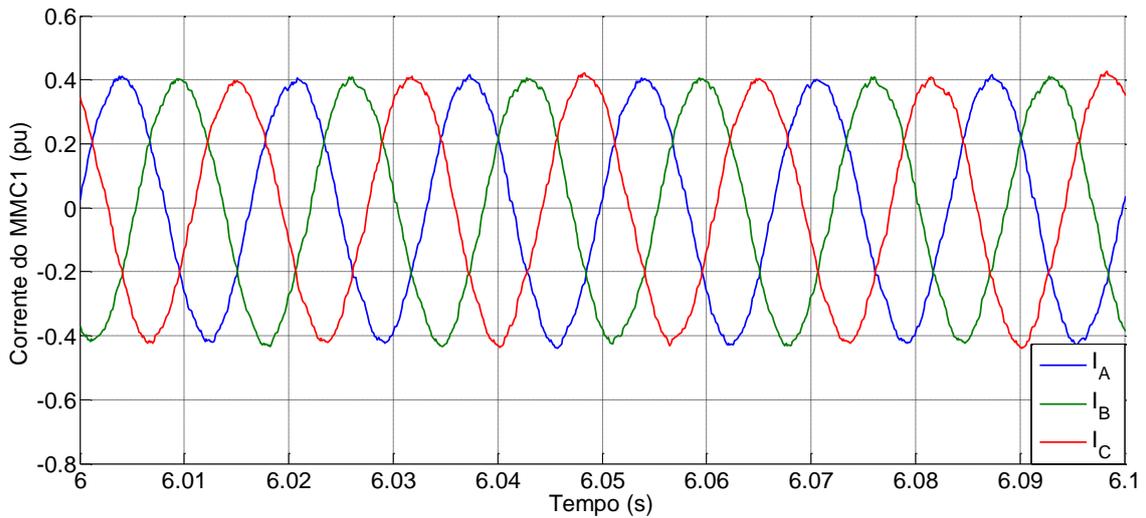


Figura 82 - Corrente do MMC 1.

Na Figura 83 pode ser observado a tensão e corrente do elo CC durante o teste 2. A tensão e a corrente do elo de corrente contínua entraram em regime permanente após as variações dos perfis dos ventos.

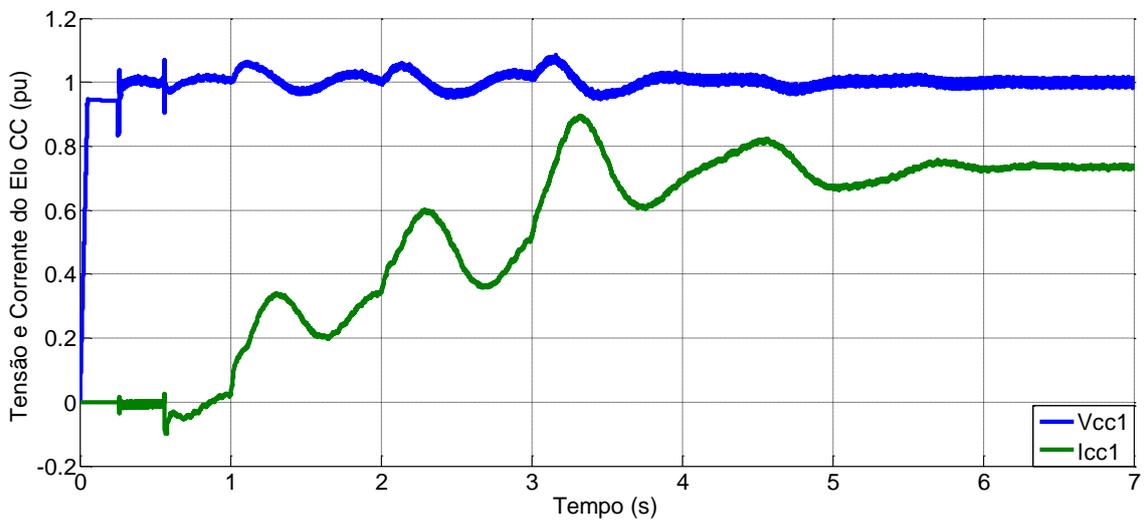


Figura 83 - Tensão e corrente CC do MMC 1.

Neste teste foi possível observar a resposta do sistema à mudança do perfil do vento. O sistema entrou em regime permanente após a variação do vento dentro do parque eólico, mostrando a robustez do controle do sistema.

5 - Conclusão

Este trabalho apresentou conceitos básicos a respeito da energia eólica, rede de corrente contínua e foram abordados temas inerentes ao entendimento da topologia do MMC.

O foco principal do trabalho esteve na avaliação da viabilidade técnica da topologia do MMC utilizado em redes MTDC para conexão de parques eólicos tanto *offshore* quanto *onshore*.

Os resultados obtidos nas simulações mostram que a topologia do MMC em MTDC apresentou viabilidade técnica. O controle da potência ativa, controle da tensão do elo de corrente contínua e o controle da tensão de corrente alternada através da injeção de potência reativa apresentou resultados satisfatórios. O carregamento e estabilidade da tensão dos capacitores de cada SM também se mostrou eficiente, sendo esse a parte deste trabalho que mais demandou tempo devido a complexidade de implementação.

Considerando o crescente aumento das potências transmitidas pelos parques eólicos e o aumento da tensão dos aerogeradores o MMC apresenta vantagens diante aos conversores usualmente utilizados nesse tipo de conexão.

5.1 – Sugestão de Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, alguns pontos devem ser destacados:

- Aumentar o número de SMs do MMC. Para diminuir o THD e obter uma dinâmica mais próxima da aplicação do conversor.
- Trocar os aerogeradores por equivalentes de fazendas eólicas ou turbinas mais potentes. Para observar o comportamento do conversor aplicado em circuitos de maior capacidade.

- Aumentar o número de terminais no MTDC-MMC. Com intuito de adaptar à um cenário real, por exemplo, o SIN.
- Implementar um controle de corrente circulante. Para diminuir as perdas ôhmicas.

Referências Bibliográficas

- [1] Taranto, G.: “Seminário de Energia Renováveis - PPE - UFRJ”, Abril/2014.
- [2] Ministério do Meio Ambiente: “Energia Eólica”, Maio/2015.
- [3] The European Wind Energy Association – EWEA: “Estática”, Maio/2015.
- [4] Borges, C. L. T.: “Seminário de Energia Renováveis – PPE - UFRJ”, Abril/2014.
- [5] Daher, M.: “Seminário de Energia Renováveis – PPE - UFRJ”, Abril/2014.
- [6] Alstom: “Alstom está instalando a maior turbina eólica offshore do mundo na costa da Bélgica”, Março/2013.
- [7] ANEEL: “Atlas de Energia Eólica”, Maio/2014.
- [8] Ackermann, T.: "Transmission Systems for Offshore Wind Farms," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 22, pp. 23-27, 2002.
- [9] Lesnicar, A., Marquardt, R.: “An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range,” in Proc. IEEE Power Tech Conf., Bologna, Italy, Junho/2003.
- [10] Hagiwara, M., Akagi, H.: “PWM Control and Experiment of Modular Multilevel Converters”, Department of Electrical and Electronic Engineering Tokyo Institute of Technology, Tokyo, 2008.
- [11] Saeedifard, M., Iravani, R.: “Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-back HVDC System”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 25, NO.4, 2010.
- [12] Tu, Q., Xu, Z., Chang, Y., Guan, L.: “Suppressing DC Voltage Ripples of MMC-HVDC Under Unbalanced Grid Conditions”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 27, NO.3, 2012.
- [13] Borgen, E.: “Introduction of the Sway Turbine ST10”, IQPC 3rd International Conference – Drivetrain Concepts for Wind Turbines, Swissôtel Bremen, Germany, 2012.

- [14] Ahmed, N., Angquist, L., Mahmood, S., Antonopoulos, A., et al.: “Efficient Modeling of an MMC-Based Multiterminal DC System Employing Hybrid HVDC Breakers”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2015.
- [15] Borgen, E.: “Drivetrain Concepts for Wind Turbines”, IQPC 3rd International Conference, Germany, Outubro/2012.
- [16] Elia: “High-voltage Grid in the North Sea a Vision for the Future”, Friends of the Supergrid, Outubro/2013.
- [17] ANEEL: “Atlas de Energia Elétrica- 2^o Edição- capítulo 6 – Energia Eólica”, Julho/2013.
- [18] Nunes, H. M. B.: “Nova Topologia de Conversor Multinível Para Parques Eólicos Marinhos”, Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.
- [19] Global Wind Energy Council: “Global Wind Report Annual Market Update”, 2012.
- [20] Vaz, J. R. P.; Silva, D. O., Pinho, J.T.; Branco, T. M. M. e Mesquita, A. A.: “Estudo da Eficiência de Perfis Aerodinâmicos Aplicados a Aerogeradores de Pequeno Porte”, Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, 2009.
- [21] Portal do Setor Elétrico: “Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão”. Edição 75, Abril/2012.
- [22] Empresa de Pesquisa Energética: “Plano Decenal de Expansão de Energia” – EDE2021, EPE, Rio de Janeiro, Informe à Imprensa, 2012.
- [23] Bezerra, P. A. M.: “Análise Teórica e Simulações de um Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável Utilizando Controle Vetorial”, Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Ceará, 2010.
- [24] Hansen, A. D. et al.: “Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and Their Market Penetration”, Wind Engineering, Vol. 28, NO. 3, 2004.

- [25] Deng, F., Chen, Z.: “Power Control of Permanent Magnet Generator Based Variable Speed Wind Turbines”, Department of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2009.
- [26] Nasar, S. A., Boldea, I., Unnewehr, L. E.: “Permanent Magnet, Reluctance, and Self-Synchronous Motors”, CRC Press, 1993.
- [27] Boldea, I.: “Synchronous Generators”, Electric Power Engineering Series, CRC, 2005.
- [28] Silveira, K. C. P.: “Regiões de Segurança Estática Considerando as Curvas de Capacidade de Geradores Síncronos”, Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- [29] Sood, V., K.: “HVDC and FACTS Controllers Applications of Static Converters in Power Systems. Kluwer Academic Publishers, Boston, United States, Abril 2004.
- [30] Arrillaga, J., Watson, N. R.: “Power System Harmonics”, Segunda Edição, John Wiley & Sons, 2003.
- [31] CIGRE, W. G.: “VSC Transmission”, CIGRE, Paris, 2005.
- [32] Bahrman, M., Edris, A. A., Haley, R.: “Asynchronous Back-to-back HVDC Link with Voltage Source Converters”. Minnesota Power Systems Conference, USA, Novembro/1999.
- [33]. Tavares, B. J. L.: “Parques Eólicos *Offshore*: Estudo de Soluções de Interligação do Tipo HVAC e HVDC”, Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto-Portugal, 2010.
- [34] Respostas Sustentáveis : “ Energia Eólica : Futuro Inesgotável”, Junho/2015.
- [35] Siemens : “Siemens Fornece Tecnologia Para Ligar Parque Eólico à Rede no Mar do Norte na Europa”, Junho/2015.
- [36].Kenzelmann, S.: “Modular DC/DC Converter for DC Distribution and Collection Networks”, Tese (Doutorado em Energia), École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suíça., 2012.

- [37] Chen, W., Huang, A. Q., Li, C.: “Analysis and Comparison of Medium Voltage High Power DC/DC Converters for Offshore Wind Energy Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, VOL 28, NO 4, Abril/2013.
- [38] Gjerde, S.S., Undeland, T. M.: “A modular Series Connected Converter for a 10 MW, 36 kV, Transformer-Less Offshore Wind Power Generator Drive”, Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2012.
- [39] Gomis-Bellmunt, O., Liang, J., Ekanayake, J., King, R., and Jenkins, N.: “Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms”, *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 271-281, 2011.
- [40] Heyman, O.: “HVDC Light It’s time to connect.” ABB, Power Systems-HVDC, Dezembro/2012.
- [41] Haileselassie, T. M., Uhlen, K.: “Precise Control of Power Flow in Multiterminal VSC-HVDCs Using DC Voltage Droop Control”, Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Norway, IEEE, 2012.
- [42] Lesnicar, A., Marquart, R.: “Stromrichterschaltungen mit verteilten Energiespeichern”, German Patent, DE10103031A1, Janeiro/2001.
- [43] Watanabe, E. H., Pedroso, A. S., Ferreira, A. C., Lima, A. C. S., Dias, R. F. S., Chuco, B., Barcelos, S. L. S. L.: “Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica Meia Onda e Transmissão CA Segmentada”, Projeto Transmitir, 3^o Edição, Brasília, 2013.
- [44] Energy Sector/ Transmission Solutions: “SVC PLUS- Siemens Modular Multilevel Converter Solutions for HV-STATCOMs”, Siemens, 2012.
- [45] Hagiwara, M., Akagi, H.: “PWM Control and Experiment of Modular Multilevel Converters”. Tokyo Institute of Technology, Tokyo, Japan, IEEE, 2008.
- [46] Paucar, B. C.: “Sistemas HVDC com Conversores Multinível Modular (CMM)”, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- [47] Barbosa Rolim, L. G. B., Rodrigues da Costa Jr., D. R., Aredes, M.: “Analysis and Software Implementation of a Robust Synchronizing PLL Circuit Based on the pq

Theory”, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 6, pp. 1919-1926, Dezembro/2006.

[48] Nagarajan, R., Saravanan, M.: “Staircase Multicarrier SPWM Technique for Nine Level Cascaded Inverter”, *Internacional Conference on Power, Energy and Control*, IEEE, 2013.

[49] Zygmanski, M., Grzesik, B., Nalepa, R.: “Capacitance and Indutance Selection of the Modular Multilevel Converter”, *Silesian University of Technology*, Gliwice, Poland.

[50] Zaconne, E.: “HVDC Transmission Cable Systems State of the Art and Future Trends,” presented at the Spring 2009 ICC Meeting Subcommitte C-Cable Systems, Orlando, EUA, Maio/2009.