

Modulação Phase-Shift para MMC Aplicado à Conexão de Plantas Eólicas Offshore

André M. Nicolini

Univ. Federal de Santa Maria (UFSM)

Email: andrenicolinee@gmail.com

Viviane Baroso e Antônio Ricciotti

Univ. Federal de Rondônia (UNIR)

Email: acdr Ricciotti@gmail.com

Roberto Carlotto

Eletrosul

Email: robertocarlotto@gmail.com

Resumo—As instalações de energia eólica comercial *offshore* (OWPP) tiveram início em 1991 e o seu número aumenta a cada ano, bem como suas distâncias da costa. Para projetos a mais de 70 km, a tendência é usar sistemas HVDC, pois, assim, evitam-se problemas com perdas de potência reativa nos cabos isolados. Nesses casos, na estação conversora *offshore*, um conversor PWM é utilizado para produzir tensões trifásicas formando uma rede local, e também, transmitir em corrente contínua (CC) a energia gerada pelo OWPP até a estação conversora *onshore*. Além disso, os aerogeradores são conectados à esta rede local trifásica. Este trabalho utiliza um conversor modular multinível com modulação phase-shift e controle da corrente e tensão de saída na estação conversora *offshore*. As tensões nos capacitores são balanceadas através de método ativo. Além do mais, conversores de geração são conectados a rede local formada. Resultados de simulação no domínio do tempo são obtidos para mostrar o correto funcionamento do sistema.

Palavras-chave – Controle, Conversor Modular Multinível, Phase-Shift, Planta Eólica.

I. INTRODUÇÃO

A taxa de crescimento das usinas eólicas *offshore* (WPP) vem aumentando nos últimos anos. No final de 2015, a taxa de crescimento anual do WPP era de cerca de 2,75 GW e a capacidade operacional acumulada era de cerca de 13 GW [1]. Entre os fatores que contribuem para esse aumento, destacam-se: (i) a melhoria da tecnologia de fundação que permite alcançar melhores locais, com fatores de alta capacidade, em águas profundas distantes da costa; (ii) o declínio do lucro em novas plantas *onshore* em alguns países; (iii) as políticas governamentais que visavam proteger e descarbonizar o sistema elétrico.

Para WPP *offshore* a mais de 70 km da costa, os sistemas de transmissão de alta tensão em corrente contínua (HVDC) devem ser considerados como um forte candidato. Isto ocorre principalmente devido à produção de grandes quantidades de potência reativa nos cabos isolados dos sistemas de corrente alternada de alta tensão (HVAC). Como resultado, é necessária uma compensação reativa pelo menos em uma das duas extremidades do link HVAC [2]. Para WPP *offshore* com link HVDC, os conversores de fonte de tensão (VSC) possuem uma série de vantagens em relação aos conversores com comutação de linha (LCC). Embora o LCC tenha uma tecnologia já consolidada, eles exigem sistemas de CA fortes para serem conectados, e também precisam de grandes filtros para harmônicos de baixa ordem e ocupam uma grande área.

Por outro lado, mesmo que os sistemas HVDC baseados no VSC têm um custo ligeiramente superior ao LCC, eles têm um grande número de vantagens como a capacidade de inicialização sem rede elétrica, melhor qualidade de energia e possibilidade de suportar redes CA fracas [3].

Entre as topologias de VSC que operam com médias e altas tensões, a que mais tem se destacado é o conversor modular multinível (MMC) devido as suas características de construção modular, tensão de saída com reduzido dv/dt e conteúdo harmônico, operação em baixas frequências de comutação e sua capacidade de operar em condições de falta [4, 5, 6]. Entretanto, conversores multiníveis trazem uma maior complexidade de modelagem, controle e simulação [4], e podem surgir desbalanceamento entre as tensões dos capacitores flutuantes, bem como, correntes circulantes entre os braços de cada fase [5]. Neste caso, a modulação e o controle devem ser projetados de forma a atender os requisitos de operação, bem como reduzir as correntes circulantes e controlar as tensões nos capacitores dos submódulos, e se possível ter uma reduzida complexidade.

Visando a aplicação em uma planta eólica *offshore* distante do continente, onde utilizam-se elevadas tensões, neste trabalho será utilizado um conversor MMC para formar uma rede local onde os aerogeradores serão conectados através de transformadores, e a transmissão da energia gerada para o continente será realizada em corrente contínua. Utiliza-se a modulação PS para obtenção dos pulsos nas chaves do conversor MMC. A modulação PS distribui igualmente os pulsos nas chaves e tem reduzida complexidade. Em adição a modulação PS, será implementada um controle para a corrente circulante e para o balanceamento das tensões dos capacitores flutuantes. Além do mais, para formar a rede local CA para conexão dos aerogeradores, as correntes e tensões de saída do conversor MMC são controladas. Por fim, conversores de geração controlados em corrente são conectados à rede local. Resultados de simulação no domínio do tempo são obtidos para demonstrar o funcionamento do conversor MMC e das malhas de controle projetadas para o sistema de geração eólica *offshore*.

Este trabalho é organizado da seguinte maneira: Seção 2 apresenta a topologia MMC utilizada para formação de rede na planta *offshore*. Seção 3 apresenta a modulação do conversor MMC. A Seção 4 mostra o projeto dos controladores da planta eólica *offshore* e a Seção 5 apresenta resultados de simulação.

Figura 1. Planta de Geração Eólica Offshore conectada à rede elétrica no continente através de uma link HVDC.

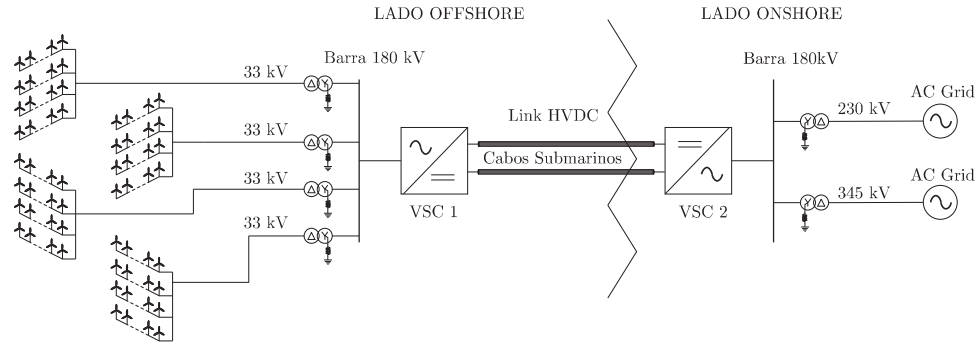


Figura 2. Conversor MMC trifásico N níveis.

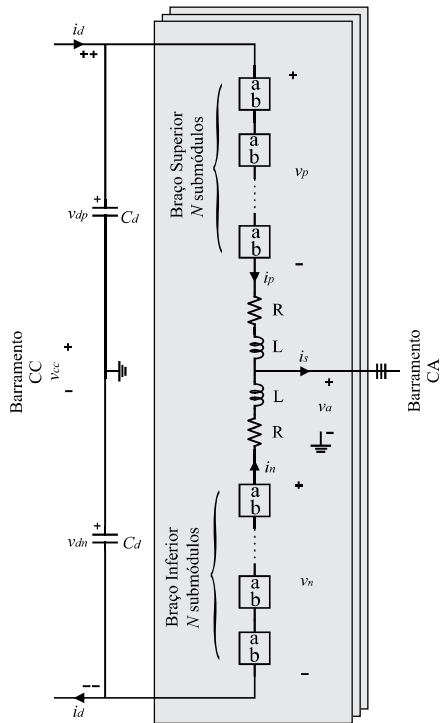
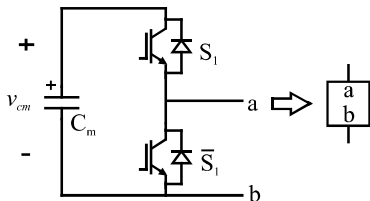


Figura 3. Submódulo conversor MMC.



Por fim, na Seção 6 é realizada a conclusão do trabalho.

II. TOPOLOGIA

Como o nome sugere, os conversores MMC utilizam múltiplos submódulos idênticos para gerar uma tensão multinível de saída, conforme mostra a Figura 2. Cada fase desse conversor é dividida em dois polos, o braço superior é chamado de polo

positivo e o inferior de polo negativo. A tensão de saída de fase é a diferença de tensão nesses dois polos.

Cada polo é composto de N submódulos, cujas topologias mais utilizadas são o Half Bridge (HB), Full Bridge (FB) e Flying Capacitor (FC). Dentre elas a topologia HB, que está mostrada na Figura 3, é a mais popular e é usada amplamente em produtos comerciais [5]. Neste caso, cada submódulo possui um capacitor, que dependendo do estado das chaves pode estar inserido, ou não, no circuito. A tensão sobre estes capacitores, em condições balanceadas, é de V_{cc}/N .

Existem diversas técnicas de modulação para sintetizar a tensão necessária na saída do conversor e reduzir sua distorção harmônica. Além disso, elas também são responsáveis por atingir objetivos de controle, como por exemplo equilibrar as tensões dos capacitores dos submódulos, reduzir perdas, reduzir corrente circulante, entre outros.

A seguir será apresentada a modulação PS que é baseada na defasagem das portadoras. Por possuir distribuição idêntica dos pulsos entre as chaves e facilidade de implementação é uma das modulações mais utilizadas [7, 8, 9].

III. MODULAÇÃO PHASE-SHIFT

A modulação phase-shift utiliza o defasamento horizontal das portadoras para cancelamento de harmônicas da tensão de saída. Para alcançar cancelamento das harmônicas até o N-ésimo grupo da banda lateral da portadora, estas são defasadas, em cada submódulo dentro de cada braço, em $2\pi/N$. Ainda, uma maior redução do conteúdo harmônico é possível se o grupo de portadoras do braço inferior for defasado em 0° para um número N ímpar, ou em π/N , para um número N par. Assim, a tensão de saída resultante terá $2N + 1$ níveis e cancelamento de harmônicas até $2N$ -ésimo grupo de banda lateral da portadora [10].

A. Balanceamento das tensões nos capacitores

A modulação PS não consegue garantir o balanço das tensões nos capacitores flutuantes dos submódulos. Neste caso é necessário utilizar algum método que mude o padrão de acionamento das chaves baseado no nível de tensão de fase, na corrente dos cada braços e/ou na tensão sobre os capacitores, para além de produzir a tensão necessária na saída, também, mantenha as tensões dos capacitores balanceadas.

O método utilizado é baseado em [11, 5], onde as tensões dos capacitores de cada submódulo e a corrente dos braços devem ser medidas. Em cada instante de amostragem, define-se um índice para cada submódulo baseado nas tensões dos capacitores, onde o de maior índice (V_{vh}) tem a menor tensão. Para direção positiva da corrente define-se $A_d=1$, e $A_d=0$ para direção negativa. Ordena-se os submódulos em ordem ascendente ou descendente (A_{ih}) com relação ao seu índice V_{vh} e obtém-se da modulação PS o número necessário de submódulos inseridos (D_{xy}). Baseado nos sinais obtidos para as chave pela modulação PS, os capacitores com menor tensão são inseridos para direção positiva da corrente, e vice-versa, de forma que mantenha as tensões nos capacitores balanceadas e não modifique a tensão de saída, obtendo-se os sinais de controle G_{xyh} , onde y representa a fase e h o número do submódulo. A Figura 4 representa o fluxograma desta técnica.

Para controle da tensão média nos capacitores, adicionou-se um controlador PI, conforme [12], onde a entrada é a diferença entre um valor de referência e a média das tensões nos capacitores, e a saída é adicionada à malha de controle de saída do conversor, que será explicada no próximo capítulo. A Figura 5 mostra a malha de controle da tensão média dos capacitores.

Na Figura 6 estão mostradas as correntes circulantes, as tensões nos capacitores e a tensão de saída na fase a . Percebe-se que as tensões dos capacitores estão desbalanceadas no início da modulação. Entretanto, ao acionar o método de balanceamento, as tensões dos capacitores em cada um dos braços ficam praticamente iguais, e em torno de V_{cc}/N . A tensão de saída não consideravelmente afetada.

Entretanto, existe uma corrente circulante significativa entre o polo positivo e negativo, o que apesar de não afetar a saída CA de tensão e corrente, aumenta o valor RMS e de pico da corrente em cada braço, o que conseqüentemente aumenta as perdas no conversor [5]. Assim, na próxima seção, um controle para a corrente circulante irá ser projetado.

B. Controle da corrente circulante

As correntes circulantes são originadas da diferença de tensão entre os braços do conversor ($i_s = i_p - i_n$), e se não controladas, aumentam as perdas no conversor.

Os valores médios das correntes dos braços devem somar à corrente do barramento CC para que a tensão do barramento CC permaneça constante, e, não ser que a corrente do barramento CC (i_d) seja zero, ter-se-á $i_c \neq 0$. Entretanto, para manter as perdas e a corrente RMS nos braços em valores mínimos, é desejável que a corrente circulante seja CC pura, ou seja, $i_c = id/M$, onde M é o número de fases [6].

A corrente circulante consiste principalmente de uma componente CC e de harmônicas pares, com as de segunda e quarta ordem sendo dominantes. Visando, utilizar-se um PI para eliminar a componente de segunda ordem, transforma-se ela para eixos síncronos dq com frequência $-2\omega_o$ [13, 14]. São utilizadas as medidas das correntes dos braços para obter a corrente circulante, que é realimentada em uma malha de controle, onde as referências são zero. A ação do controlador

Figura 4. Fluxograma do balanceamento das tensões nos capacitores flutuantes do conversor MMC.

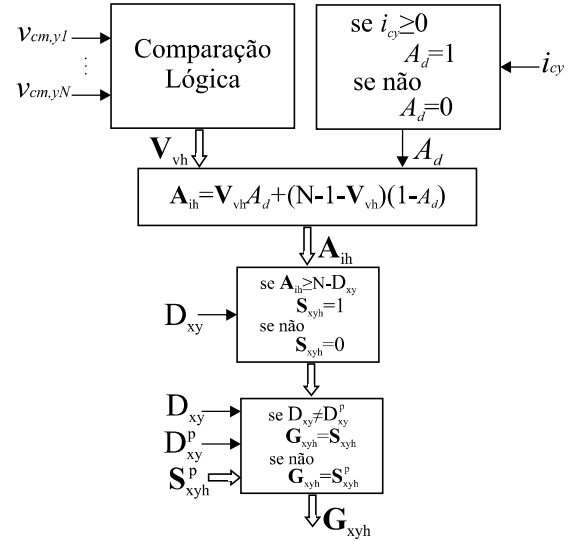
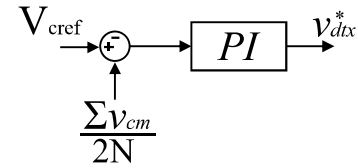


Figura 5. Malha de controle da tensão média dos capacitores dos submódulos de uma fase.



é somada à malha de controle de saída do conversor, que será explicada no próximo capítulo, e a ação do controle da tensão média dos capacitores. A Figura 7 mostra o diagrama de blocos do controle das correntes circulantes.

A Figura 8 mostra o conversor MMC operando em malha aberta, mas com controle do balanceamento das tensões dos capacitores flutuantes. Verifica-se, inicialmente, que ao comparar a frequência da tensão de saída com a corrente circulante, esta apresenta uma componente de segunda ordem. Ao ativar-se o controle de corrente circulante ela desaparece quase completamente, ficando apenas uma parcela CC, conforme esperado. A tensão de saída não é afetada consideravelmente ao acionar este método de controle.

IV. CONTROLE DE PLANTA EÓLICA OFFSHORE

A transmissão HVDC da energia eólica *offshore* é a solução mais economicamente viável quando existem grandes distâncias para o continente. Esta transmissão pode ser feita de forma convencional, na qual o link HVDC interconecta duas redes CA separadas, conforme mostra a Figura 1.

Neste trabalho, será considerado apenas o lado *offshore* da planta eólica, onde a rede CA *offshore* será chamada de rede local, e é nesta rede que os aerogeradores são conectados. Assim, é necessário um conversor CA-CC para conexão dos aerogeradores à este link HVDC e que também controle a tensão da rede CA local. Para esta tarefa, um conversor MMC,

Figura 6. Resposta no domínio do tempo do balanceamento das tensões nos capacitores flutuantes. De cima para baixo: corrente circulante entre os braços, tensões nos capacitores flutuantes e tensão de saída de fase.

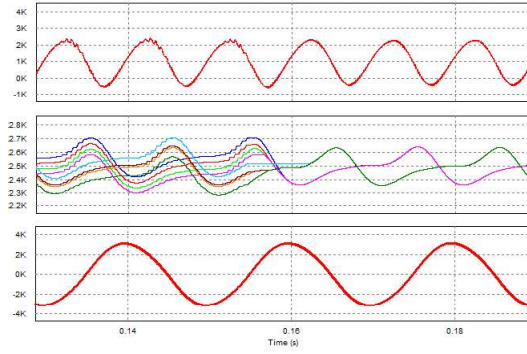
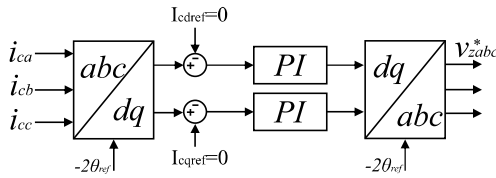


Figura 7. Malha de controle da corrente circulante entre os braços do conversor MMC.



com a modulação descrita na seção anterior, será utilizado, onde considera-se o link HVDC como um fonte CC ideal.

A seguir, será desenvolvido o controle da tensão e corrente de saída do conversor MMC com filtro LC de saída (conversor formador de rede) visando formar uma rede local para conexão dos aerogeradores. Também, será desenvolvido o controle de corrente de saída dos conversores de conexão dos aerogeradores à rede local (conversor de geração), visando demonstrar o correto funcionamento do conversor MMC.

A. Controle do conversor formador de rede

Visando realizar o controle das correntes e tensões do conversor formador de rede dois controladores PI foram obtidos para controle dessas grandezas em eixos síncronos dq . Um para malha interna de corrente, e outro para a malha externa de tensão. O primeiro deve ter uma maior banda passante que o segundo, pois a malha interna deve ser rápida o suficiente para rastrear a referência imposta pela malha externa.

Inicialmente, considerou-se que os aerogeradores são fontes de correntes ideais. O controladores de corrente e tensão foram projetados baseados na modelagem do MMC apresentada em [15].

Neste controle são necessárias as medidas de tensão e correntes na saída do conversor. Assim, duas tensões de linha são medidas sobre os capacitores, e para as correntes, são utilizadas aquelas já medidas em cada um dos braços do conversor.

Como este conversor tem tarefa de formar a rede local para os aerogeradores, o ângulo de referência (θ_{ref}) não é obtido através de um sistema de sincronismo, e sim imposto as transformações. Desta maneira a tensão de saída do conversor estará em fase com este ângulo.

Figura 8. Resposta no domínio do tempo para o controle da corrente circulante de uma fase do conversor MMC. De cima para baixo: corrente circulante entre os braços, tensões nos capacitores flutuantes e tensão de saída de fase.

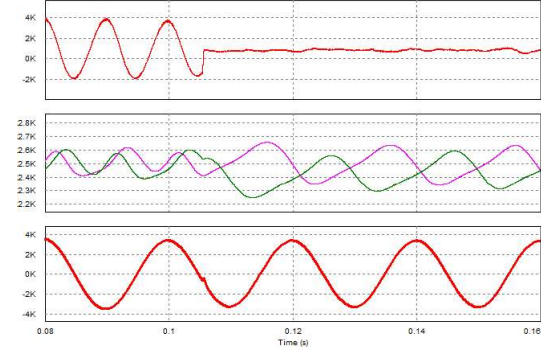
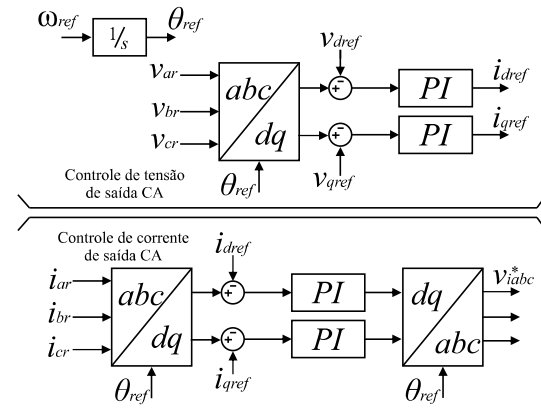


Figura 9. Diagrama de blocos do controle da tensão e corrente na saída do conversor MMC.



A Figura 9 mostra o diagrama de blocos que representa as malhas de controle implementadas em eixos síncronos dq para regulação das correntes e tensões de saída. A ação de controle v_{iabc}^* é somada às ações de controle das correntes circulantes e balanceamento das tensões nos capacitores flutuantes, conforme mostra a Figura 10.

B. Controle do conversor de geração

Os aerogeradores geralmente são conectados à rede elétrica através de um conversor CA/CA, que possui um retificador e um inversor conectados através de um barramento CC, na chamada configuração back-to-back. O primeiro visa desacoplar a velocidade da turbina eólica da frequência da rede, além de realizar o seu MPPT. O segundo, realiza a conexão do aerogerador à rede elétrica. Aqui será considerado apenas o inversor, com seu barramento CC conectado à uma fonte ideal. O inversor utilizado, geralmente, é o do tipo fonte de tensão dois níveis, pois são a opção mais economicamente viável para potências de até 1 MVA [6] e operam em baixa tensão [16]. Assim, é realizado o controle da corrente de saída do inversor trifásico, que será conectado ao conversor formador de rede através de um transformador elevador.

O controle da corrente de saída em eixos síncronos dq do conversor trifásico de geração é realizado através de um controlador PI. Os ganhos são obtidos de maneira similar ao

Figura 10. Diagrama de blocos do sistema de controle completo para o conversor MMC com modulação PS.

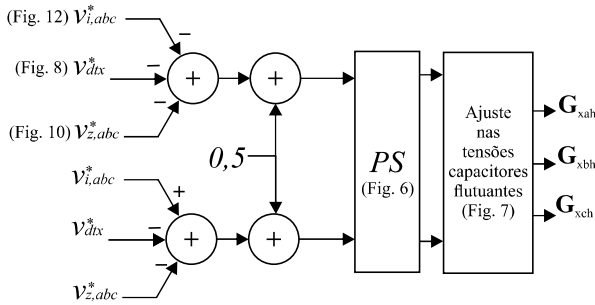
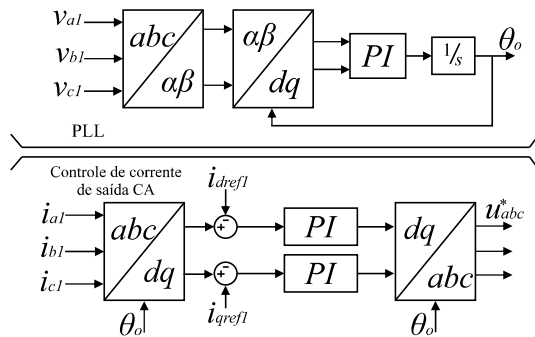


Figura 11. Diagrama de blocos do controle das correntes na saída do conversor de geração.



mostrado em [17]. O ângulo de sincronismo é obtido através de um PLL. O esquema de controle é representado em diagrama de blocos na Figura 11.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Resultados de simulação do sistema completo foram obtidos para comprovar o funcionamento da modulação phase-shift com controle das corrente circulantes e balanceamento das tensões nos capacitores do submódulos, bem como as malhas de controle de corrente da corrente e tensão de saída do conversor MMC para formação da rede local, e do controle das correntes dos conversores de geração.

Os parâmetros do conversor MMC e dos conversores de geração estão mostrados na Tabela I. Ao conversor formador de rede, de 10 MW, foram conectados 5 conversores de geração de 2 MW através transformadores Y/Δ de 4,13kV-660V.

A Figura 12 mostra a simulação do sistema de geração eólica *offshore* completo. Até os 0,3s da simulação o conversor MMC está operando sem carga e com o controle de corrente circulante desativado. Após os 0,3s, insere-se um aerogerador a cada 0,07s, quando em 0,57 o 5º e último aerogerador é conectado. Percebe-se que a corrente de geração aumenta a cada acionamento do aerogeradores, e a tensão da rede local é regulada pelo conversor MMC. Até aos 0,44s a corrente circulante possui como componentes principais um nível CC e uma harmônica de 2ª ordem. Neste instante, o controle da corrente circulante é acionado eliminando grande parte dessa componente de 2ª ordem que aumenta o estresse da chaves,

Tabela I

PARÂMETROS DO MMC FORMADOR DE REDE E CONVERSOR DE GERAÇÃO

Símbolo	Parâmetro	Valor
P	Potência do MMC	10 MW
V_{cc}	Tensão bar. CC MMC	10kV
V_r	Tensão de linha MMC	4.13 kV
N	Número de submódulos por braço	4
f_{c1}	Frequência de comutação MMC	1,5 kHz
L	Indutor de braço	1mH
R	Resistência de braço	0.05 Ω
C_m	Capacitor do submódulo	10 mF
L_c	Indutor de saída MMC	0.5 mH
C_f	Capacitor de saída MMC	60 μ F
k_{pv}	Ganho proporcional tensão	0.08
k_{iv}	Ganho integral tensão	10
k_{pi}	Ganho proporcional corrente	0.3
k_{ii}	Ganho integral corrente	30
k_{pcirc}	Ganho prop. corrente circulante	0.0005
k_{icirc}	Ganho integral corrente circulante	0.05
k_{pcirc}	Ganho prop.1 tensão capacitores MMC	0.001
k_{icirc}	Ganho integral tensão capacitores MMC	0.01
L_{g1}	Filtro L geração	0.1 mH
k_{ppll}	Ganho proporcional PLL	0.5
k_{ipll}	Ganho integral PLL	0.5
k_{pg}	Ganho proporcional corrente geração	0.00085
k_{ig}	Ganho integral corrente geração	0.017

ficando como componente principal a corrente CC que é do funcionamento normal do conversor.

VI. CONCLUSÕES

Visando simular a conexão de plantas eólicas *offshore* que operam em alta tensão, quando instaladas distantes do continente, este artigo realiza o estudo da modulação PS à conversores MMC. A modulação PS proporciona tensão com baixo conteúdo harmônico devido ao vários níveis de tensão disponíveis para sintetizar a tensão de saída e distribui igualmente os pulsos nas chaves. Em adição a modulação PS, foi implementado um controle para a corrente circulante e para o balanceamento das tensões dos capacitores flutuantes. Além do mais, para formar um rede local CA para conexão dos aerogeradores, foram controladas a corrente e tensão de saída do conversor MMC. Por fim, conversores de geração controlados em corrente foram conectados à rede local. Resultados de simulação no domínio do tempo demonstraram o bom funcionamento do conversor MMC e das malhas de controle projetadas para o sistema de geração eólica *offshore*.

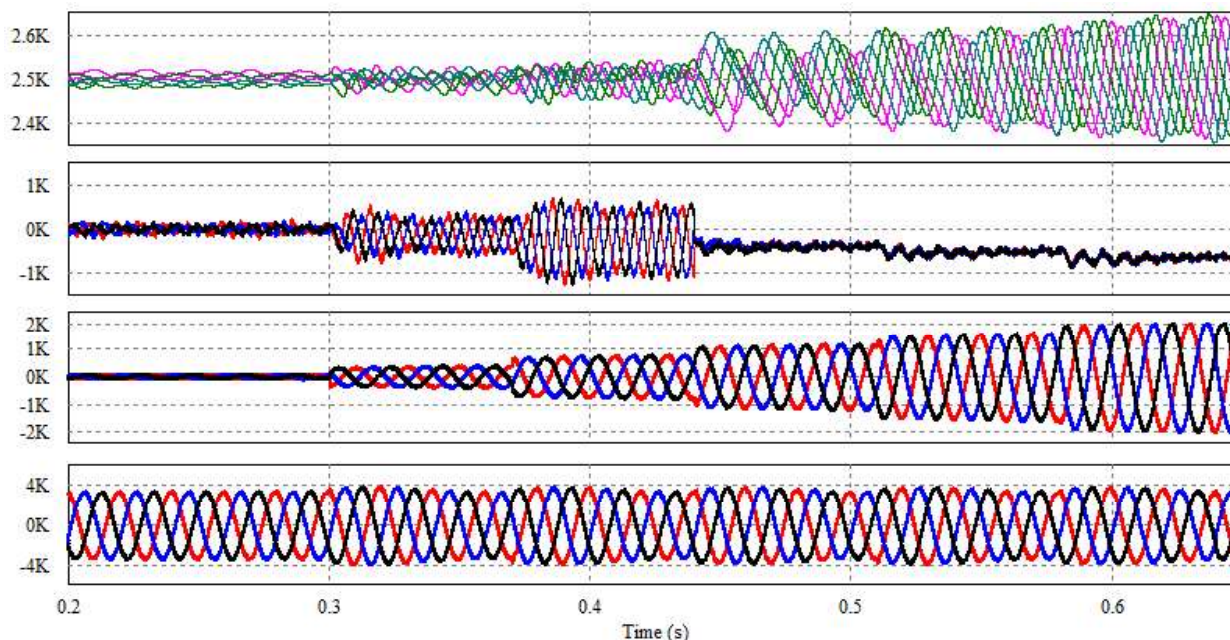
AGRADECIMENTO

Os autores agradecem a CAPES e ao CNPQ pelo apoio financeiro desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, *Innovation Outlook: Offshore Wind*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi., 2016.
- [2] e. T. A. N. Barberis Negra, J. Todorovic, "Loss evaluation of hvac and hvdc transmission solutions for large offshore wind farms," vol. 76, no. 11, pp. 916 – 927, 2006.

Figura 12. Resposta no domínio do tempo para a planta de geração eólica offshore de 10 MW. De cima para baixo: tensões dos capacitores flutuantes nas três fases do conversor MMC, correntes circulantes entre os braços, corrente de entrada provida dos conversores de geração e a tensão de saída trifásica do conversor MMC.



- [3] R. A. Mukhedkar, *Introduction to HVDC: LCC e VSC - Comparison*. ALSTOM, 2001.
- [4] M. Sleiman, A. A. H. Ali, H. F. Blanchette, K. Al-Haddad, B. Piepenbreier, and H. Kanaan, "A survey on modeling, control, and dc-fault protection of modular multilevel converters for hvdc systems," in *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 2149–2154, June 2014.
- [5] S. Du, A. Dekka, B. Wu, and N. Zargari, *Modular Multilevel Converters: Analysis, Control, and Applications*. IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley, 2017.
- [6] K. Sharifabadi, L. Harnefors, H. Nee, S. Norrga, and R. Teodorescu, *Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*. Wiley - IEEE, Wiley, 2016.
- [7] R. Gupta, A. Ghosh, and A. Joshi, "Switching characterization of cascaded multilevel-inverter-controlled systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 1047–1058, March 2008.
- [8] A. M. Noman, A. A. Al-Shamma'a, K. E. Addoweesh, A. A. Alabduljabbar, and A. I. Alolah, "A survey on two level and cascaded multilevel inverter topologies for grid connected pv system," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 2369–2376, Oct 2017.
- [9] F. Deng and Z. Chen, "Elimination of dc-link current ripple for modular multilevel converters with capacitor voltage-balancing pulse-shifted carrier pwm," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, pp. 284–296, Jan 2015.
- [10] B. P. McGrath, C. A. Teixeira, and D. G. Holmes, "Optimized phase disposition (pd) modulation of a modular multilevel converter," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, pp. 4624–4633, Sept 2017.
- [11] A. Dekka, B. Wu, N. R. Zargari, and R. L. Fuentes, "Dynamic voltage balancing algorithm for modular multilevel converter: A unique solution," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 952–963, Feb 2016.
- [12] M. Hagiwara and H. Akagi, "Control and experiment of pulsewidth-modulated modular multilevel converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 1737–1746, July 2009.
- [13] Q. Tu, Z. Xu, and L. Xu, "Reduced switching-frequency modulation and circulating current suppression for modular multilevel converters," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 2009–2017, July 2011.
- [14] B. Bahrani, S. Debnath, and M. Saeedifard, "Circulating current suppression of the modular multilevel converter in a double-frequency rotating reference frame," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 783–792, Jan 2016.
- [15] R. C. Batista, A. M. Nicolini, F. d. M. Carnielutti, and H. Pinheiro, "Analysis of modular multilevel converters for hvdc connection of offshore wind power plants," in *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, pp. 1–7, Nov 2017.
- [16] F. B. GRIGOLETTO, "Análise, projeto e implementação de um arranjo flexível de conversores estáticos para sistemas de conversão de energia eólica conectados à rede," *Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS*, 2013.