

Controle de Potências para Geração Eólica e Mitigação de Corrente Harmônica a partir do Gerador Síncrono de Imã Permanente

Leonardo P. S. Silva, Denisia de V. Mota, Flávia P. Ruiz, Levy R. Cavalcante, Lucas Taylan P. Medeiros, Vanessa S. C. Teixeira, Adson B. Moreira

Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Ceará, Campus Sobral

Sobral, Brasil

leonardo85pires@gmail.com, densia.vasconcelos07@gmail.com, flaviaperozar Ruiz@gmail.com, levyrodrigues8@gmail.com, lucastaylan@gmail.com, vanessasct@gmail.com, adsonbmoreira@gmail.com

Resumo— Este artigo descreve um sistema de energia eólica que trabalha com controle de potência ativa e reativa, bem como compensação de corrente harmônica. O controle das potências é feito através da orientação de fluxo do estator no conversor do lado do gerador (CLG). A filtragem ativa é feita pelo conversor do lado da rede (CLR) fazendo com que a forma de onda da corrente da rede elétrica não apresente distorções. O algoritmo aplicado para a mitigação harmônica mostrou-se eficaz resultando na melhoria da qualidade de energia. Resultados de simulação confirmam a efetividade da técnica proposta, pois através do controle de potência do gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) e compensação harmônica pelo CLR foi possível a entrega de energia à rede elétrica, de forma satisfatória.

Palavras-chave—CLG, CLR, compensação harmônica, controle de potências, GSIP.

I. INTRODUÇÃO

Cargas não lineares necessitam de correntes não senoidais para funcionarem. Elas são conectadas à rede elétrica e afetam a qualidade de energia elétrica, impondo correntes harmônicas que circulam na rede e demandam mais potência reativa, fazendo com que o fator de potência da rede seja reduzido. Portanto, as perdas por aquecimento aumentam, bem como os afundamentos e flutuações de tensão [1], subutilizando a capacidade instalada, o que causa danos à estabilidade do sistema elétrico. Mesmo quando usinas eólicas são conectadas à rede os problemas mencionados persistem, pois ocorrem em função do tipo de carga que é ligada.

Turbinas eólicas com geradores síncronos de ímãs permanentes (GSIP) estão sendo utilizadas em usinas eólicas quando o sistema de geração possui velocidade variável. Eles estão se tornando populares pela redução de perdas, pelo menor custo de manutenção, maior densidade de potência, ótima eficiência energética e confiabilidade [2]-[4].

A referência [5] apresenta uma estratégia que utiliza o conversor do lado do gerador (CLG) para controlar sua

velocidade, alcançando o ponto de máxima potência. A velocidade do gerador varia entre 85 e 100 rad/s e a distorção harmônica total (DHT) é reduzida de 28% para 2,3% no melhor caso, através do controle ativo de uma carga parcial. Os autores em [3] propõem uma estratégia de controle do GSIP baseada na teoria de controle vetorial para controlar o conversor do lado da rede e o conversor do gerador para extrair a máxima potência quando o sistema funciona com diferentes velocidades do vento, enquanto utiliza um controlador do ponto de máxima potência. Como mostrado em [6], uma redução de 14,03% de DHT pode ser obtida utilizando o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), com controlador proporcional multirressonante em coordenadas alfa beta e filtro ativo de potência. A redução é realizada através do conversor do lado da rede (CLR) no ponto de acoplamento comum (PAC) com a rede elétrica, quando há uma carga trifásica não linear conectada ao PAC, enquanto o sistema opera a 178 rad/s.

Para que a energia seja distribuída com melhor qualidade, um controle de potência ativa e reativa é desenvolvido de acordo com a técnica da orientação de fluxo do estator para o sistema de geração eólica utilizando GIDA com filtro ativo de potência [7]. Um filtro ativo de potência é empregado na filtragem de harmônicas utilizando variáveis em coordenadas dq a partir da teoria *synchronous reference frame* (SRF) para fornecer as harmônicas de corrente que as cargas não lineares conectadas no PAC solicitam da rede, para que as distorções não apareçam. Ambas operações ocorrem simultaneamente.

Nesta pesquisa, uma estratégia de controle do sistema de geração eólica com GSIP é proposta, Fig. 1. O GSIP é conectado à rede elétrica através de um conversor *back-to-back* com a função de filtragem das harmônicas de corrente da rede na presença de carga não linear. Dois estudos de caso analisam o comportamento do sistema. Os resultados para o controle de potência e mitigação de harmônicas são apresentados para o gerador com velocidade de 170 e 180 rad/s.

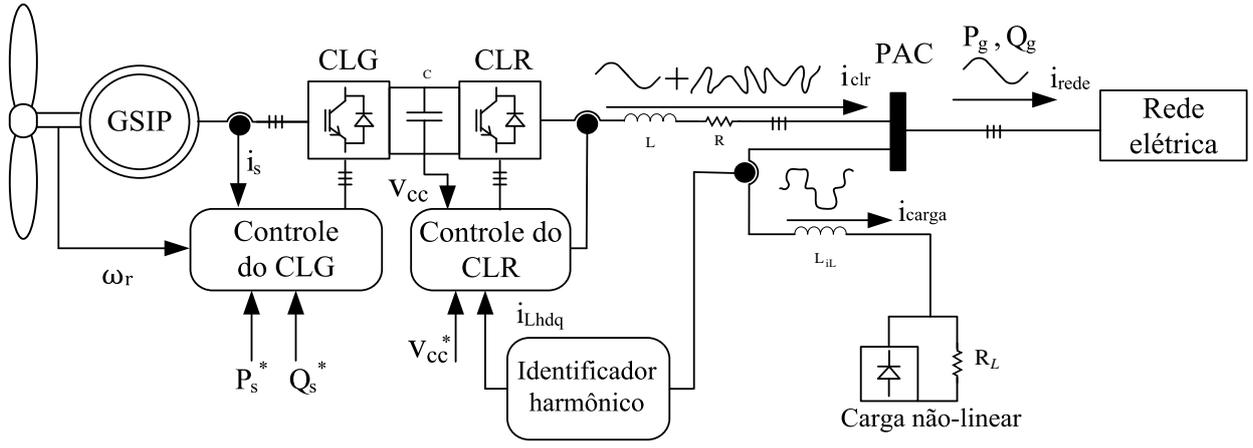


Fig. 1. Design da operação proposta para GSIP/FAP.

II. CONTROLE DAS POTÊNCIAS DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES

O controle de potências do GSIP é realizado por meio da orientação de fluxo do estator na referência síncrona de rotação ao longo do eixo d. Com essa estratégia, se tem as potência ativa e reativa do estator desacopladas [8].

O modelo dinâmico do GSIP em coordenadas dq pode ser representado pelas equações (1) - (3).

$$V_{sd} = R_M i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_r L_{sq} i_{sq} \quad (1)$$

$$V_{sq} = R_M i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_r L_{sd} i_{sd} + \omega_r \lambda_m \quad (2)$$

sendo V_{sd} e V_{sq} as componentes de tensão do estator, R_M é a resistência do estator, L_{sd} and L_{sq} são as componentes de indutância do estator, em uma máquina de polos lisos ($L_{sd} = L_{sq}$), i_{sd} e i_{sq} são as componentes de corrente do estator, ω_r é a velocidade do gerador e λ_m o fluxo magnético.

O torque eletromagnético no rotor pode ser escrito por:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p}{2}\right) [(L_{sd} - L_{sq})] i_{sq} i_{sd} + \lambda_m i_{sq} \quad (3)$$

em que T_e é o torque eletromagnético e p é o número de polos.

Para o controle do gerador, duas novas variáveis são introduzidas de (1) e (2):

$$u_d = V_{sd} + \omega_r L_{sq} i_{sq} \quad (4)$$

$$u_q = V_{sq} - \omega_r L_{sd} i_{sd} - \omega_r \lambda_m \quad (5)$$

Para a regulação das componentes da corrente do estator, (1) e (2) são reescritas para representar o desacoplamento com sistema de primeira ordem, do inglês *single-input-single-output* (SISO):

$$L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} + R_M i_{sd} = u_d \quad (6)$$

$$L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + R_M i_{sq} = u_q \quad (7)$$

As equações (6) e (7) regulam i_{sd} e i_{sq} para suas referências i_{sd}^* e i_{sq}^* através do esquema mostrado na Fig. 2.

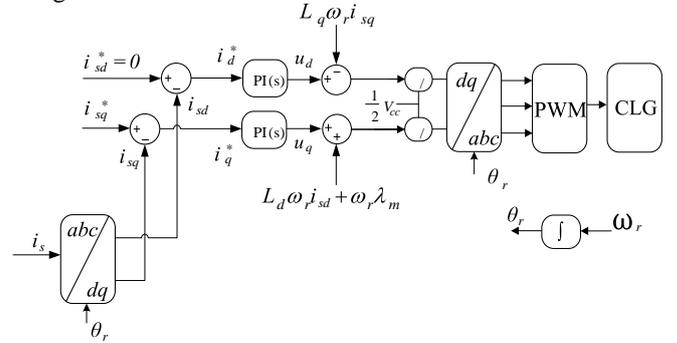


Fig. 2. Esquema de controle do conversor do lado da máquina (CLM).

As potências ativa e reativa do estator são definidas por (8) e (9), respectivamente [1].

$$P_s = \frac{3}{2} (V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq}) \quad (8)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (V_{sq} i_{sd} + V_{sd} i_{sq}) \quad (9)$$

O controle do gerador é feito pelo eixo em quadratura, considerando $i_{sd} = 0$, as potências ativa e reativa do estator podem ser reescritas:

$$P_s = \frac{3}{2} V_{sq} i_{sq} \quad (10)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} V_{sd} i_{sq} \quad (11)$$

O bloco *Phase Locked Loop* (PLL) gera o ângulo da rede através da medição das tensões do PAC de acordo com [7].

O esquema representado na Fig. 3 mostra o controle do conversor do lado da rede (CLR) em que as potências de referência são dadas por (12) e (13).

$$P_{sref} = \frac{3}{2} [V_d i_d^* + V_q i_q^*] \quad (12)$$

$$Q_{sref} = \frac{3}{2} [-V_d i_q^* + V_q i_d^*] \quad (13)$$

Considerando os valores nulos de V_{sq} e θ gerados pelo PLL, (12) e (13) podem ser reescritas por (14) e (15).

$$i_d^* = \frac{2}{3V_d} P_{sref} \quad (14)$$

$$i_q^* = \frac{2}{3V_d} Q_{sref} \quad (15)$$

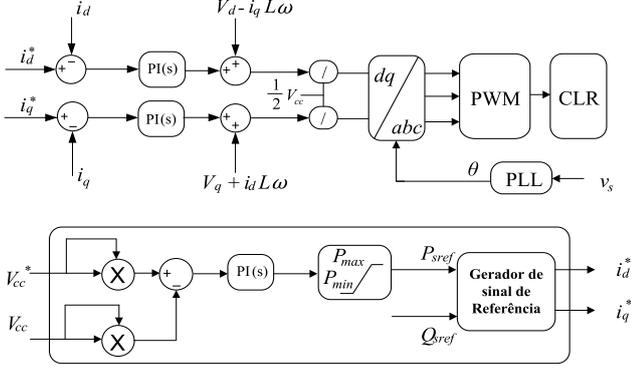


Fig. 3. Esquema de controle do conversor do lado da rede (CLR).

III. FILTRO ATIVO NO CONVERSOR DO LADO DA REDE

A ideia da compensação harmônica é implementar um filtro ativo de potência (FAP) e fazer o controle de sua corrente em uma malha fechada. O conversor do lado da rede atuará como um FAP injetando uma corrente igual em amplitude, entretanto defasado de 180° , dessa forma quando entregar corrente no ponto de acoplamento comum (PAC), as componentes harmônicas não serão mais fornecidas pela rede, logo a forma de onda da corrente será senoidal na rede.

Para realizar o controle do FAP, a estrutura do controle do conversor do lado da rede é modificada. As correntes harmônicas da carga não linear, i_{Lhd} e i_{Lhq} , são somadas com as correntes de referência, originadas do gerador de sinais de referência na estrutura do controlador de corrente i_d^* e i_q^* . Essa modificação permite a regulação da tensão no barramento CC, além de mitigar as componentes harmônicas da corrente da rede, como mostrado na Fig. 4.

As correntes de referência para compensação harmônica, i_d^r e i_q^r , são determinadas por (16) e (17):

$$i_d^r = i_{Lhd} + i_d^* \quad (16)$$

$$i_q^r = i_{Lhq} + i_q^* \quad (17)$$

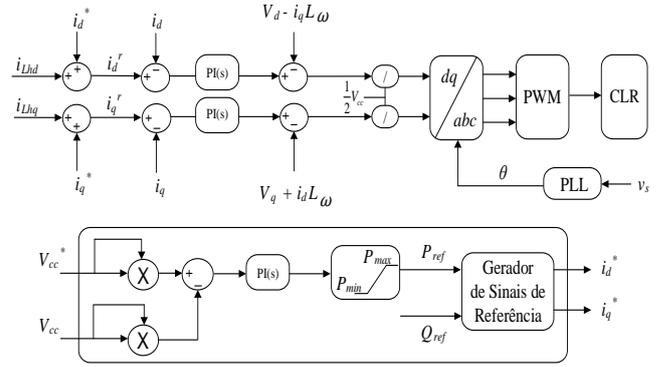


Fig. 4. Esquema de controle proposto da filtragem ativa.

Para que ocorra a filtragem no sistema, um identificador de harmônicos é implementado, este calcula quais harmônicos devem ser compensados. Isso é feito pela transformação das correntes da carga trifásica em coordenadas dq, como segue (18):

$$\begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Onde: i_{La} , i_{Lb} e i_{Lc} são as correntes trifásicas medidas no domínio do tempo (abc), i_{Ld} e i_{Lq} são as correntes da carga em coordenadas dq.

A transformação em (18) é realizada para que a componente fundamental se torne constante e possa ser separada por um filtro passa-baixa, que remove as componentes de alta frequência da corrente total (i_{Ld} e i_{Lq}).

Na mitigação de harmônicos, as componentes de alta frequência são canceladas quando adicionadas, para isso é necessário isolar somente as componentes de alta frequência. Isso é possível pela subtração da corrente total, i_{Ld} e i_{Lq} , da corrente de saída do filtro, i_{Lfd} e i_{Lfq} . As expressões para isso são (19) e (20).

$$i_{Lhd} = i_{Ld} - i_{Lfd} \quad (19)$$

$$i_{Lhq} = i_{Lq} - i_{Lfq} \quad (20)$$

O esquema para separação e identificação dos harmônicos é mostrado na figura 5.

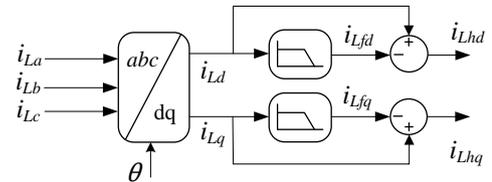


Fig. 5. Identificador de harmônicos.

As correntes i_{Lhd} e i_{Lhq} são somadas com as correntes de referências produzidas pelo gerador de sinais de referência.

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

A estratégia de controle proposta pelo GSIP/FAP sob variação de velocidade é simulada usando o Matlab/Simulink®. O circuito mostrado na Fig. 1 consiste de um sistema de energia eólica com o GSIP, um conversor back-to-back, a rede elétrica e um retificador trifásico alimentando uma carga não linear. A frequência de chaveamento dos conversores é 15 kHz. Os outros parâmetros usados na simulação são mostrados na Tabela I.

TABELA I. PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO.

	PARÂMETROS	VALORES
GSIP	$P_n, V_{LL},$ frequência, $R_M,$ L_M, λ_m, p	12kW, 380V, 60Hz, 2,895Ω, 8,5mH, 0,175Wb, 4 polos
CLR	L, R, C	10mH, 5Ω, 9000μF
Carga	$R_L, L_{IL},$	15Ω, 10mH
Rede	$V_{LL},$ frequência	380V, 60Hz

A. Caso 1

Neste caso, o funcionamento do gerador síncrono de ímã permanente foi analisado no modo gerador, fornecendo uma potência de 12 kW. Uma variação de velocidade é incluída nas análises para demonstrar um sistema mais próximo do real.

A potência produzida pelo GSIP entregue à rede elétrica (Fig. 6) é estabelecida de acordo com o controle do conversor do lado do gerador. O fator de potência é mantido unitário através do controle do CLR, que regula a potência reativa para zero por meio da tensão e da corrente de eixo em quadratura serem nulas.

A tensão do barramento CC (V_{cc}) é regulada para 800 V de acordo com sua referência (V_{cc}^*) estabelecida no controle do conversor do lado da rede, que é mostrado na Fig. 7. Quando a velocidade do gerador (ω_r) é aumentada para 180 rad/s, Fig. 8, a tensão do barramento CC, assim como a potência ativa e reativa permanecem estáveis sem apresentar sobre sinal, conforme observa-se nas Figuras 6 e 7.

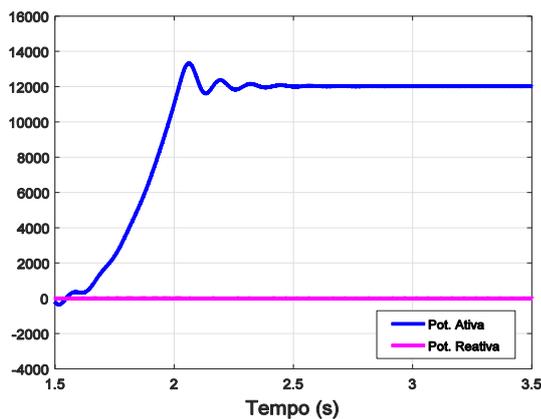


Fig. 6. Resposta das potências ativa e reativa entregues à rede.

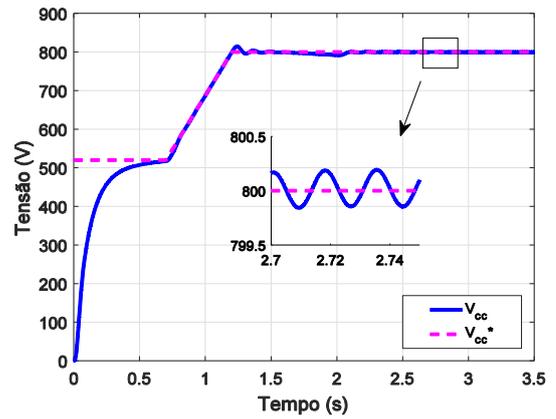


Fig. 7. Resposta do controle de tensão do barramento CC.

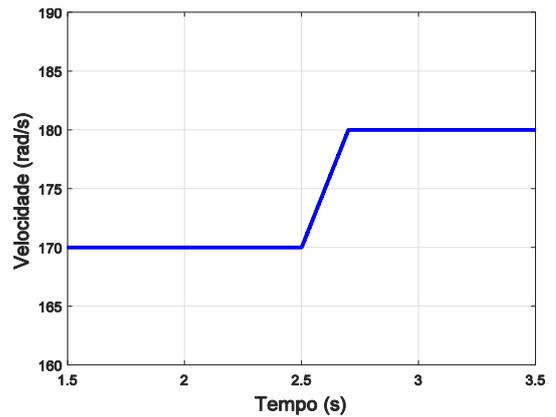


Fig. 8. Velocidade do gerador.

As formas de ondas das correntes no CLG são mostradas no eixo dq e na fase A. O controle do gerador estabelece que i_d segue sua referência (i_{sd}^*) e i_q rastreia sua referência (i_{sq}^*) fazendo com que a corrente da fase A (i_{am}) aumente na mesma proporção (Fig. 9).

As formas de ondas da corrente da carga, da rede elétrica e do CLR são obtidas quando o gerador alimenta uma carga não-linear para a velocidade do gerador de 170 rad/s sem a mitigação da corrente harmônica (Fig. 10).

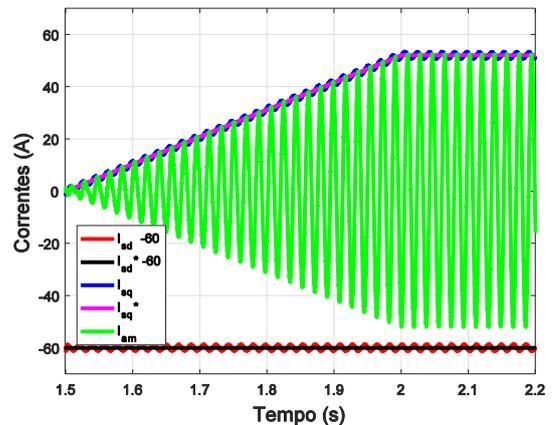


Fig. 9. Formas de ondas das correntes no CLG na fase A e no eixo dq.

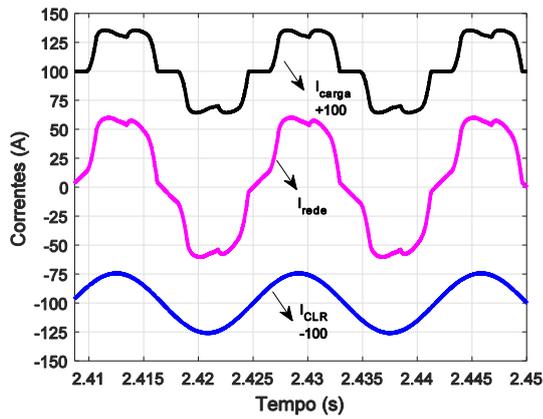


Fig. 10. Formas de ondas de correntes da carga, da rede elétrica e do CLR operando com velocidade do gerador de 170 rad/s e sem a compensação harmônica.

A corrente da carga é distorcida devido sua característica não-linear e seu espectro harmônico é mostrado na Fig. 11. Desse modo, a distorção harmônica total para a corrente de carga é aproximadamente 24,68 %.

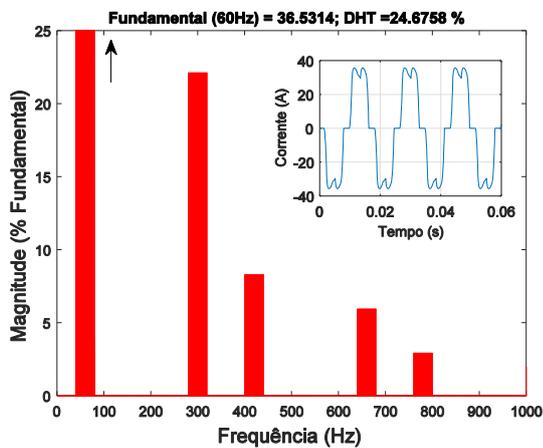


Fig. 11. Espectro harmônico da corrente da carga.

O espectro harmônico da corrente da rede para o gerador operando a 170 rad/s é mostrado na Fig. 12, apresentando DHT de 14,63 % e para 180 rad/s (Fig. 13) é 14,60 %. Estes valores não estão de acordo com os padrões internacionais para geradores conectados na rede de baixa tensão [9].

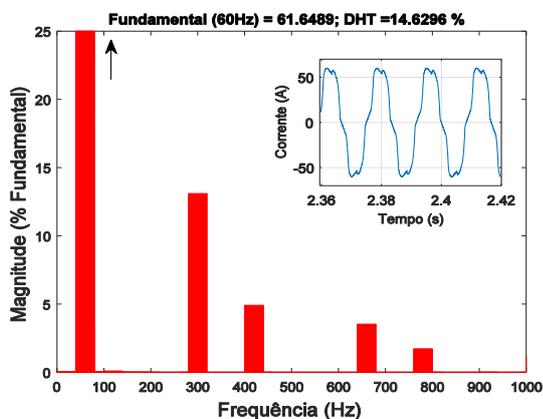


Fig. 12. Espectro harmônico da corrente da rede sem compensação harmônica na velocidade de 170 rad/s.

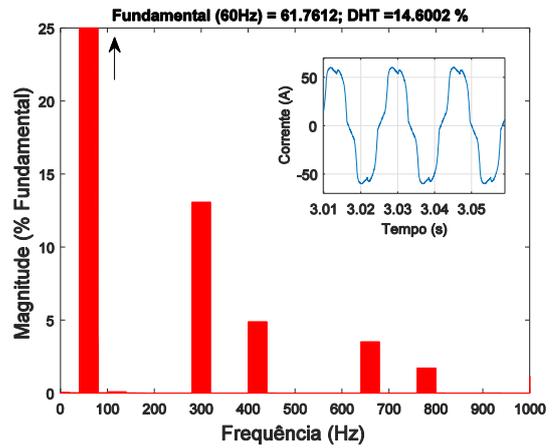


Fig. 13. Espectro harmônico da corrente da rede sem compensação harmônica na velocidade de 180 rad/s.

O conteúdo harmônico da corrente da rede elétrica observado nas Figuras 12 e 13 apresenta entre as principais componentes harmônicas que contribuem para essa distorção os harmônicos ímpares (5, 7 e 11). Para velocidades diferentes, os valores de DHTi não variam de modo significativo. Para os consumidores conectados ao PAC, essa distorção na corrente pode causar uma tensão distorcida.

B. Caso 2

Para este caso, a compensação harmônica e o controle das potências do GSIP são realizados. O gerador trabalha com velocidade variável fornecendo potência de 12 kW. Os resultados obtidos nas Figuras 6 a 9 são os mesmos para ambos os casos, uma vez que o controle do CLR é o mesmo.

As formas de ondas da corrente da carga, da rede elétrica e do CLR para o sistema eólico operando com mitigação harmônica na velocidade de 170 rad/s, alimentando uma carga não linear é mostrada na Fig. 14. Assim, a corrente da rede tem uma forma de onda senoidal quando o sistema está trabalhando no modo de filtragem ativa.

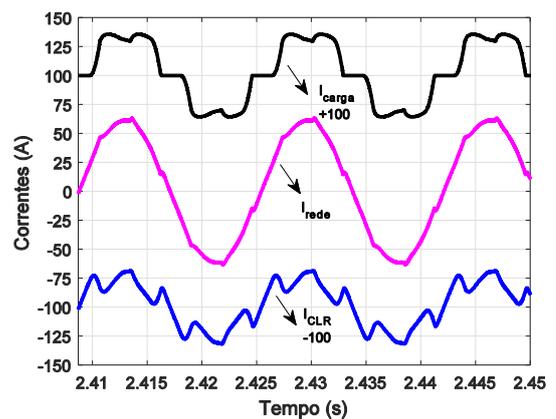


Fig. 14. Formas de ondas das correntes de carga, da rede elétrica e do CLR operando com velocidade de 170 rad/s e com a compensação harmônica.

O espectro harmônico da corrente da rede com a compensação harmônica na velocidade do gerador de 170 rad/s, na Fig. 15, apresenta um DHT de 3,51 %, e a Fig. 16 mostra o DHT da corrente da rede de 3,50 % para a velocidade do gerador em 180 rad/s.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a FUNCAP pelo apoio financeiro (processo BP3-0139-00022.01.00/18).

REFERÊNCIAS

- [1] A. B. Moreira., T. A. S. Barros, V. S. C. Teixeira, P.S.F. NASCIMENTO, E. Ruppert, "Metodologia e projeto de controle de potências para geração eólica e filtragem de corrente harmônica com gerador de indução duplamente alimentado". In: CBA2016 - XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória-ES. CBA2016 - XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016.
- [2] R. M. Pindoriya, A. Usman, B. S. Rajpurohit, K. N. Srivastava, "PMSG based wind energy generation system: Energy maximization and its control", 2017 7th International Conference on Power Systems.
- [3] Y. Errami, M. Ouassaid, M. Maaroufi, "Control of a PMSG based wind energy generation system for power maximization and grid fault conditions", *Energy Procedia* vol. 42, pp. 220 – 229, 2013.
- [4] D. M. Miao, Y. Mollet, J. Gyselinc, and J. X. Shen, "Direct voltage field-oriented control for permanent-magnet synchronous generator systems with an active rectifier," unpublished, will be presented at the IEEE Int. Energy Conf., Leuven, Belgium, 2016.
- [5] M. Singh, V. Khadkikar, and A. Chandra, "Grid synchronization with harmonics and reactive power compensation capability of a permanent magnet synchronous generator-based variable speed wind energy conversion system," *IET Power Electron.*, vol. 4, no. 1, pp. 122–130, Jan. 2011.
- [6] A. B. Moreira, T. A. D. S. Barros, V. S. D. C. Teixeira, R. R. D. Souza, M. V. D. Paula and E. R. Filho, "Control of Powers for Wind Power Generation and Grid Current Harmonics Filtering From Doubly Fed Induction Generator: Comparison of Two Strategies," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 32703-32713, 2019.
- [7] A. B. Moreira., T. A. S. Barros, V. S. C. Teixeira, P.S.F. NASCIMENTO, E. Ruppert, "Controle de potências para geração eólica e filtragem de corrente harmônica com gerador de indução duplamente alimentado". In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016, Natal-RN. V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016.
- [8] Amirnaser Yazdani, R.I., 2010. *Voltage-Source Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications*, WILEY IEEE.
- [9] IEEE, "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System Project IEEE-519.," 1991.
- [10] F. S. Dos Reis, S. Islam, K. Tan, J. V. Ale, F. D. Adegas, and R. Tonkoski Jr., "Harmonic mitigation in wind turbine energy conversion systems," in Proc. IEEE PESC 2006, Jeju, Korea, Jun. 18–22, pp. 2748–2754.
- [11] A. B. Moreira, T. A. S. Barros, V. S. C. Teixeira, E. Ruppert, "Compensação harmônica de corrente e controle de potência para geração eólica com gerador duplamente alimentado", In: INDUSCON 2014-11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications 2014, v. 14, Juiz de Fora, 2014.
- [12] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, Aug. 2009.
- [13] S. H. Qazi, et al., "Current Harmonics Mitigation from Grid Connected Variable Speed Wind Turbine due to Nonlinear Loads using Shunt Active Power Filter", *Jurnal Teknologi*, vol. 4, pp. 45–53, 2017.
- [14] J. Tsai and K. Tan. "H APF harmonic mitigation technique for PMSG wind energy conversion system" *IEEE Trans on. Power Engineering*, AUPEC 2007, pp. 1-6.
- [15] Jinbo, Maro & Cardoso, Ghendy & Farret, F.A. & Gustavo Trapp, Jordan & Ribeiro dos Santos, Edson & Pereira Machado, Jawilson. (2015). "Sistema eólico de velocidade variável com pmsg conectado à rede elétrica". 487-496. 10.5151/mathpro-cnmai-0084.
- [16] K. Tan, K. B. Ng, S. Sugiarto & H. H. Tumbelaka, "Shunt Active Power Filter Harmonic Mitigation Technique in a Grid-Connected Permanent Magnet Wind Generation System," presented Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Perth, Australia, 2006. *Trans. Roy. Soc. London*, vol. A247, pp. 529–551, April 1955. (references)

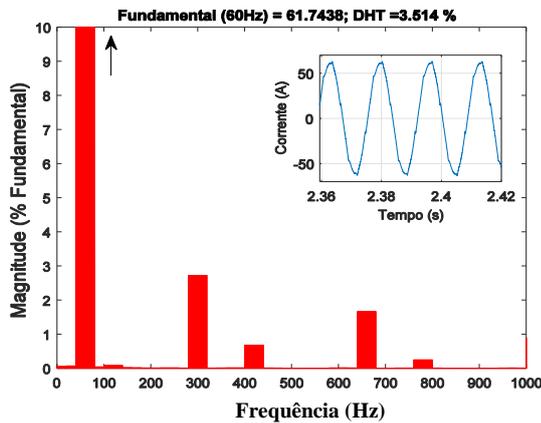


Fig. 15. Espectro harmônico da corrente da rede com compensação harmônica na velocidade de 170 rad/s.

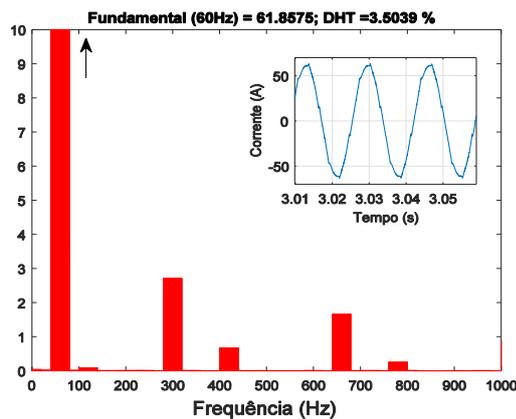


Fig. 16. Espectro harmônico da corrente da rede com compensação harmônica na velocidade de 180 rad/s.

Comparando o caso 1 com o caso 2 é possível notar que a redução da DHT da corrente da rede é devido as componentes harmônicas ímpares serem atenuadas, como é verificado nas Figs. 12 e 15, no qual o DHT_i foi reduzido de 14,63 % para 3,51 % , e na Figs. 13 e 16 foi reduzido de 14,60 % para 3,50 % , respectivamente.

V. CONCLUSÃO

A presente pesquisa investiga o comportamento um sistema de energia eólica com GSIP sob variação de velocidade operando no modo tradicional de geração de energia (caso 1), e um sistema de energia eólica trabalhando com mitigação de corrente harmônica da rede elétrica com o controle das potências do gerador (caso 2) . A energia fornecida à rede e à tensão do barramento CC são mantidas estáveis em ambos os casos. Assim, a técnica baseada na orientação do fluxo do estator mostrou-se adequada para a geração de energia.

Comparando o conteúdo harmônico da rede elétrica antes da compensação harmônica e após a implementação do algoritmo de filtragem ativa, para a velocidade do gerador em 170 rad/s, o DHT foi reduzido de 14,63 % para 3,51 % e para 180 rad/s de 14,60 % para 3,50%. Portanto, é possível confirmar que o DHT_i foi reduzido a níveis aceitáveis de acordo com os padrões internacionais. Assim, a estratégia de compensação harmônica incorporada a um gerador eólico com o GSIP melhora a qualidade da energia.