

Controle de Potências para Geração Eólica com GIGE e Compensação de Correntes Harmônicas da Rede Elétrica

Ângelo Marcílio M. dos Santos * Adson Bezerra Moreira *
Ricardo Parcelle Cardoso Pacifico * Nathanael Soares Costa *

* Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de
Computação (PPGEEC), Campus Sobral, Universidade Federal do
Ceará, CE, (e-mail: angelomarcilio@alu.ufc.br).

Abstract: This paper presents a wind power generation system driven by a Squirrel Cage Induction Generator (SCIG), connected to the grid and which mitigates harmonics of the grid currents by means of an Active Power Filter (APF) that uses the instantaneous power (p-q) strategy. The system consists of wind turbine, gearbox, GIGE, electronic back-to-back power converter and non-linear loads. The control of the GIGE and the power delivered to the grid is carried out, in addition to performing MPPT through the method of optimal peak speed. The studied system was mathematically modeled and simulated using Matlab / Simulink software. Simulation results confirm the effectiveness of the proposed research.

Resumo: Este trabalho apresenta um sistema de geração de energia eólica acionado por Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (GIGE), conectado à rede elétrica e que faz a mitigação de harmônicos das correntes da rede elétrica por meio de um Filtro Ativo de Potência (FAP) que utiliza a estratégia das potências instantâneas (p-q). O sistema é composto por turbina eólica, caixa de velocidade, GIGE, conversor eletrônico de potência back-to-back e cargas não lineares. É realizado o controle do GIGE e da potência entregue à rede elétrica, além da realização de MPPT por meio do método da velocidade ótima de ponta. O sistema estudado foi matematicamente modelado e simulado usando o software Matlab / Simulink. Resultados de simulação confirmam a eficácia da pesquisa proposta.

Keywords: Wind power generation; SCIG; Back-to-back; Power quality; APF.

Palavras-chaves: Geração de energia eólica; GIGE; Back-to-back; Qualidade de energia; FAP.

1. INTRODUÇÃO

As fontes de energia renovável e não poluentes, como a eólica, solar e das marés, têm um papel a desempenhar na redução das emissões nocivas e do impacto das alterações climáticas, além de nos tornar menos dependentes de combustíveis fósseis cada vez mais escassos. Dentre esses recursos renováveis, a energia eólica se destaca por ser eficaz e ter um enorme potencial de integração com o restante do sistema elétrico (Cardoso et al., 2016).

Para o sistema de conversão de energia eólica apresentado neste trabalho, optou-se pelo Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (GIGE), que é adequado para aplicações de fontes alternativas de energia por ser econômico, ter construção simples, boa relação potência/peso, baixo nível de manutenção, além de ser robusto e facilmente substituível (Navas et al., 2015). Neste sistema o estator do GIGE é conectado diretamente ao conversor eletrônico de potência back-to-back, e este entrega potência à rede elétrica.

O back-to-back é composto por dois conversores fonte de tensão, “Conversor do Lado da Rede (CLR)” e “Conversor do Lado do Gerador (CLG)”, que são conectados por meio de um capacitor de barramento CC. O CLR tem a função

de fornecer a energia à rede elétrica e controlar a tensão do barramento CC, enquanto o CLG tem a função de controlar o GIGE utilizando do ponto de máxima potência (HEYDARI et al., 2012).

A qualidade de energia elétrica é um importante fator do sistema de energia conectado à rede elétrica e as usinas eólicas modernas participam ativamente da melhoria da qualidade da energia, já que além de gerar eletricidade, as usinas eólicas podem mitigar as harmônicas de corrente elétrica oriundas de cargas não lineares existentes na mesma rede elétrica (Moreira et al., 2019).

O filtro ativo de potência (FAP) é amplamente utilizado para mitigar as correntes harmônicas na rede elétrica, pois detecta as correntes harmônicas causadas por cargas não lineares e as compensa injetando uma determinada corrente. A estratégia de controle para a utilização do FAP pode ser realizada através de modificações no controle do CLR (Souza et al., 2018).

Este trabalho propõe uma estratégia de controle de potências para um sistema de geração de energia eólica com GIGE e compensação de correntes harmônicas da rede elétrica. A estratégia de compensação utiliza o CLR para a filtragem ativa no ponto de acoplamento comum (PAC).

A Figura 1 apresenta a proposta de controle do GIGE / FAP, que melhora a qualidade de energia elétrica entregue à rede elétrica.

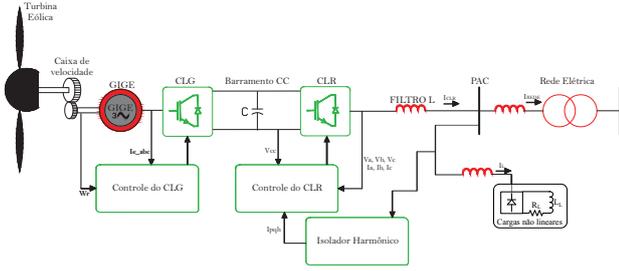


Figura 1. Diagrama de operação do GIGE/FAP.

2. MODELAGEM DA TURBINA EÓLICA

A potência mecânica de saída da turbina (P_{mec}) é uma função que depende da velocidade do vento (V), densidade do ar (ρ), raio das pás da turbina (R) e coeficiente de potência (C_p). C_p depende da relação do ângulo de inclinação (β) e da velocidade de ponta (λ) (tip speed ratio). Dessa forma, a potência mecânica e a velocidade de ponta, respectivamente, são definidas em (1) e (2), em que ω_t é a velocidade de rotação da turbina eólica.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot V^3 \quad (1)$$

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{V} \quad (2)$$

A eficiência da turbina é influenciada por C_p , que pode assumir valores entre 0 e 0,59, de modo que o limite superior é conhecido como limite de Betz. C_p é dado por (3), em que λ_i é definido em (4).

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 \right) \cdot e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda_i \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4)$$

Os parâmetros C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 e C_6 dependem das características aerodinâmicas da turbina, sendo obtidos empiricamente, e dados por $C_1 = 0,5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$, $C_6 = 0,0068$ em (Granza et al., 2014).

Para a realização do Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum power point tracking - MPPT), a potência máxima de saída da turbina eólica é obtida em diferentes velocidades da turbina devido a velocidade do vento incidente, de modo que a essa potência máxima é obtida em C_{p-max} , conforme (5). O valor de C_{p-max} é obtido fixando β em 0° , conforme mostra a Figura 2. A velocidade de ponta na qual o coeficiente de potência é máximo é a velocidade ótima de ponta (λ_{opt}) (Howlader et al., 2014).

$$P_{mec-max} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_{p-max} \cdot V^3 \quad (5)$$

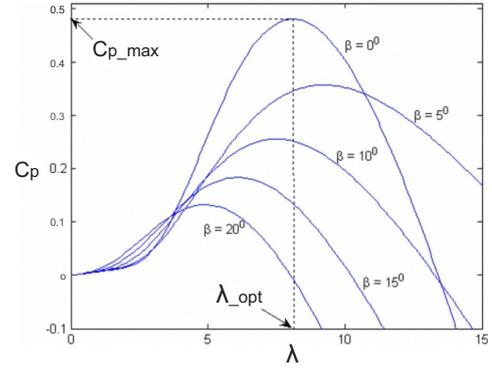


Figura 2. Coeficiente de potência versus velocidade de ponta com o ângulo de inclinação como parâmetro.

Com a utilização do MPPT e obtenção de λ_{opt} , obtém-se a velocidade ótima de rotação da turbina eólica (ω_{t-ref}), que é determinada por (6). O torque mecânico da turbina eólica T_{mec} é dado em (7). Utilizando $P_{mec-max}$ e ω_{t-ref} obtém-se o torque de referência ($T_{mec-ref}$), dado em (8).

$$\omega_{t-ref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R} \quad (6)$$

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_{t-ref}} \quad (7)$$

$$T_{mec-ref} = \frac{P_{mec-max}}{\omega_{t-ref}} \quad (8)$$

3. SISTEMA DE CONTROLE E MODELAGEM DO GIGE

O modelo matemático dinâmico do GIGE é representado pelas equações de (9) a (12), em que V_{edq} são as tensões do estator, V_{rdq} são as tensões no rotor, i_{edq} são as correntes do estator, i_{rdq} são as correntes no rotor, λ_{edq} são os fluxos concatenados do estator, λ_{rdq} são os fluxos concatenados no rotor, todos em coordenadas dq, R_e e R_r são as resistências do estator e do rotor, L_{le} é a indutância de dispersão do estator, L_{lr} é a indutância de dispersão do rotor, L_m é a indutância de magnetização, θ_r é o ângulo de rotação do rotor, e os fatores de dispersão do estator (σ_e) e do rotor (σ_r) são descritos em (13) de acordo com (Yazdani and Iravani, 2010).

$$\frac{d\lambda_{edq}}{dt} = V_{edq} - R_e i_{edq} \quad (9)$$

$$\frac{d\lambda_{rdq}}{dt} = V_{rdq} - R_r i_{rdq} \quad (10)$$

$$\lambda_{edq} = L_m [(1 + \sigma_e) i_{edq} + e^{j\theta_r} i_{rdq}] \quad (11)$$

$$\lambda_{rdq} = L_m [(1 + \sigma_r) i_{rdq} + e^{-j\theta_r} i_{edq}] \quad (12)$$

$$\begin{cases} \sigma_e = \frac{L_{le}}{L_m} - 1 \\ \sigma_r = \frac{L_{lr}}{L_m} - 1 \end{cases} \quad (13)$$

No GIGE, $V_{rdq} = 0$ e i_{rdq} não é mensurável, já que os terminais do rotor estão em curto. Assim, as correntes do rotor nas coordenadas dq são dadas por (14) e (15), sendo \hat{i}_{mr} a magnitude da corrente de magnetização e ρ é o ângulo do eixo de rotação das tensões e correntes do estator. O torque eletromagnético desenvolvido pelo GIGE e a constante de tempo do rotor (τ_r) são definidos em (16) e (17).

$$i_{rd} = \frac{\hat{i}_{mr} - i_{ed}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (14)$$

$$i_{rq} = \frac{-i_{eq}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (15)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{L_m}{1 + \sigma_r} \hat{i}_{mr} i_{eq} \quad (16)$$

$$\tau_r = \frac{L_m (1 + \sigma_r)}{R_r} \quad (17)$$

Nesse gerador, o observador de fluxo é necessário, pois a partir deste são obtidas a corrente de magnetização, o ângulo do campo magnético girante e sua velocidade. O observador de fluxo é calculado a partir de (18) e (19), em que \hat{i}_{mr} é definido como um valor constante, $\hat{i}_{mr} = i_{ed}$, necessário para o controle de torque linear por i_{eq} .

$$\tau_r \frac{d}{dt} [\hat{i}_{mr}] = -\hat{i}_{mr} + i_{ed} \quad (18)$$

$$\omega_m = \frac{i_{eq}}{\tau_r \hat{i}_{mr}} + \omega_r \quad (19)$$

A corrente de magnetização de referência e o torque elétrico são obtidos por (20) e (21), em que V_{en} é a tensão nominal RMS de linha do estator e ω_{m0} é a velocidade angular nominal do gerador ($\omega_{m0} = 2\pi f_{m0}$).

$$\hat{i}_{mr-ref} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_{en}}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_{m0}} \quad (20)$$

$$T_e = \frac{3P}{4} \cdot \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{eq} \quad (21)$$

A Figura 3 apresenta o esquema de controle do CLG.

3.1 Projeto dos controladores PI do CLG

O projeto dos controladores PI se baseia na resposta em frequência, devendo apresentar margem de ganho (MG) maior que 6 dB e margem de fase (MF) entre 30° e 60° (Moreira, 2017).

A função de transferência do controlador PI é dada em (22).

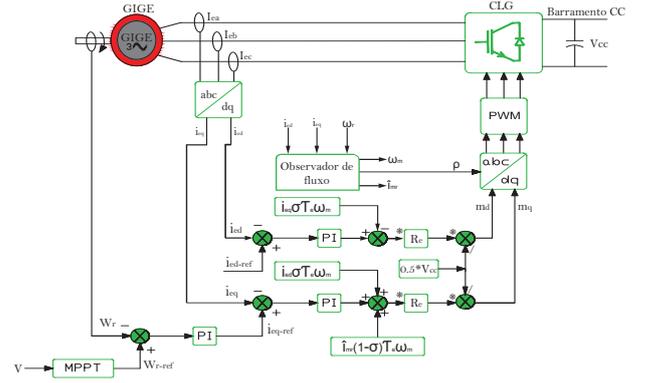


Figura 3. Esquema de controle do CLG.

$$PI(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (22)$$

Para $s = j\omega$, tem-se (23) e (24).

$$PI(j\omega) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i j\omega} \right) \quad (23)$$

$$\angle PI(j\omega) = -\arctan \frac{1}{T_i \omega} \quad (24)$$

Para o projeto do controlador PI da malha de velocidade, com G_{mv} sendo função de transferência da malha de velocidade, tem-se a margem de fase desejada, MF_d , calculada a partir de (25), em que ω_c é a frequência de cruzamento de ganho.

$$PM_d = \pi + \angle G_{mv}(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (25)$$

Ao aplicar (24) em (25) e ao isolar T_i , determina-se (26), a primeira condição do projeto do controlador.

$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{mv}(j\omega_c) - PM_d)} \quad (26)$$

De acordo com (Moreira, 2017), a magnitude da função de transferência de malha aberta de um sistema controlado é a unidade na frequência de cruzamento, obtendo-se (27). Substituindo (23) em (27) e isolando k_p , obtém-se (28), como a segunda condição do projeto do controlador.

$$|PI(j\omega_c)| \cdot |G_{mv}(j\omega_c)| = 1 \quad (27)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_{mv}(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (28)$$

A partir de (26) e (28), para $\omega_c = 250$ rad/s e $MF = 60^\circ$, obteve-se $k_p = 7,0604$ e $T_i = 0,0069$ para o controlador de velocidade do CLG.

Para os controladores PI da malha de corrente do CLG, com $\omega_c = 500$ rad/s e $MF = 60^\circ$, obteve-se $k_p = 6,3986$ e $T_i = 0,0028$ para o controlador de corrente do CLG.

4. SISTEMA DE CONTROLE DA REDE ELÉTRICA

O conversor do lado da rede elétrica (CLR) é um conversor eletrônico CC-CA e tem como objetivo manter constante a tensão do barramento CC e controlar a potência reativa e ativa injetada na rede elétrica. O controle do CLR é realizado por meio das coordenadas $\alpha\beta$, conforme mostrado na Figura 4 (Yazdani and Iravani, 2010).

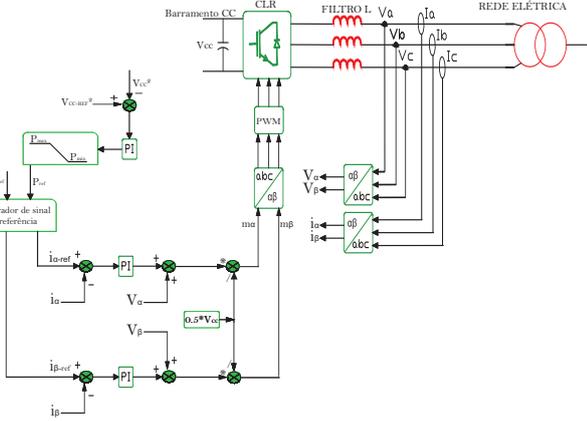


Figura 4. Esquema de controle do CLR.

As potências ativa e reativa de referência da rede elétrica são calculadas de acordo com (29), em que P_{ref} e Q_{ref} são as referências de potências ativa e reativa, V_α e V_β são as tensões $\alpha\beta$ da rede elétrica, $i_{\alpha-ref}$ e $i_{\beta-ref}$ são as correntes $\alpha\beta$ de referência da rede elétrica.

$$\begin{cases} P_{ref} = \frac{3}{2}[V_\alpha i_{\alpha-ref} + V_\beta i_{\beta-ref}] \\ Q_{ref} = \frac{3}{2}[-V_\alpha i_{\beta-ref} + V_\beta i_{\alpha-ref}] \end{cases} \quad (29)$$

As potências ativa (P_{ref}) e reativa (Q_{ref}) de referência requeridas são usadas para determinar as correntes de referência $I_{\alpha-ref}$ e $I_{\beta-ref}$, então o gerador de sinal de referência envia $I_{\alpha-ref}$ e $I_{\beta-ref}$ de acordo com (30).

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha-ref} \\ i_{\beta-ref} \end{bmatrix} = \frac{2}{3(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (30)$$

4.1 Projeto dos controladores PI do CLR

Para o CLR são projetados os controladores PI da malha de corrente e da malha de tensão do barramento CC.

Os controladores PI da malha de corrente do CLR são obtidos aplicando a metodologia realizada na subseção 3.1. Com $\omega_c = 10975 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, tem-se $k_p = 65,8549$ e $T_i = 0,5151$ para os controladores de corrente do CLR.

Já para o controlador da malha de tensão do barramento CC, com $\omega_c = 202 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, tem-se $k_p = 0,3275$ e $T_i = 0,0117$ para o controlador de tensão do barramento CC.

5. FILTRAGEM HARMÔNICA BASEADA NA TEORIA PQ

A distorção da corrente da rede elétrica pode ser ocasionada pela presença de carga não linear no ponto de acoplamento comum. Nesse sentido, o FAP é utilizado para mitigar as correntes harmônicas na rede elétrica, já que detecta as correntes harmônicas causadas por cargas não lineares e as compensa injetando uma determinada corrente que somada com a corrente de carga produz uma corrente limpa para a rede elétrica (Souza et al., 2018).

O método p-q, também chamado de Teoria das Potências Instantâneas, foi introduzido por Akagi em 1984, e é utilizado para aplicações de filtragem ativa mesmo em sistemas desbalanceados e com distorções (AKAGI, 1983).

Esta técnica utiliza as correntes e tensões em transformadas $\alpha\beta$, e as potências ativa e reativa são dadas em (31), de modo que estas podem ser decompostas em duas componentes, uma CC e uma CA, conforme (32). As componentes CC (\bar{p} e \bar{q}) e CA (p_h e q_h) são resultados das tensões e correntes elétricas fundamentais e das harmônicas das tensões e correntes elétricas, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L\alpha} \\ i_{L\beta} \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$\begin{cases} p = \bar{p} + p_h \\ q = \bar{q} + q_h \end{cases} \quad (32)$$

Para a inclusão da função FAP no CLR, a estrutura de controle do CLR é modificada, de modo que se adiciona as componentes harmônicas da corrente de carga não linear $i_{Lph-q-\alpha}$ e $i_{Lph-q-\beta}$ às malhas de controle de i_d e i_q , respectivamente, conforme a Figura 5.

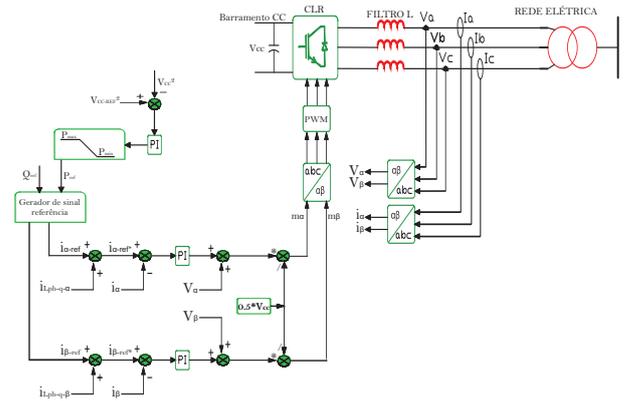


Figura 5. Esquema de controle do CLR com FAP.

Com a inclusão do FAP proposto, as novas correntes de referência do CLR são $i_{\alpha-ref*}$ e $i_{\beta-ref*}$, de acordo com (33). Já as componentes harmônicas da corrente de carga não linear $i_{Lph-q-\alpha}$ e $i_{Lph-q-\beta}$ são calculadas em (34).

$$\begin{cases} i_{\alpha-ref*} = i_{\alpha-ref} + i_{Lph-q-\alpha} \\ i_{\beta-ref*} = i_{\beta-ref} + i_{Lph-q-\beta} \end{cases} \quad (33)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Lph-q-\alpha} \\ i_{Lph-q-\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (34)$$

O FAP realizado a partir da teoria p-q faz a compensação da componente reativa e do valor da componente CA da potência ativa. A potência harmônica ativa (p_h) é obtida a partir da potência ativa processada pelo filtro passa baixa, que extrai sua componente fundamental, sendo esta subtraída da potência ativa total.

O esquema de filtragem do FAP realizado a partir da teoria p-q é observado na Figura 6.

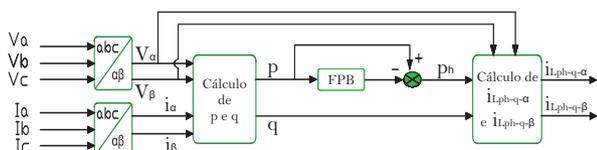


Figura 6. Identificador harmônico de corrente.

A distorção harmônica total (DHT) é considerada para avaliar o conteúdo harmônico da corrente da rede elétrica, e calculada por (35), em que I_1 é a componente fundamental e I_h é a h-ésima componente harmônica da corrente da rede elétrica. No cálculo da DHT não são consideradas as componentes inter-harmônicas.

$$DHT(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_1} \% \quad (35)$$

6. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Para verificar o desempenho do sistema de geração de energia eólica proposto na Figura 1, vários testes de simulação são realizados pelo software Matlab/Simulink. Os parâmetros do sistema estão listados na Tabela 1, de forma que os parâmetros do CLG foram obtidos em (HEYDARI et al., 2012). O sistema foi simulado com velocidade variável do vento, conforme a Figura 7 e a frequência de comutação dos conversores é 10 kHz.

Tabela 1. Parâmetros de simulação.

	Parâmetros	Valores
Turbina	P_{mec}, R	16kW, 2,262m
GIGE	P_n, V_n, F_n, P	15kW, 460V, 60Hz, 4
GIGE	$R_e, R_r, L_e = L_r$	276.1mΩ, 164.5mΩ, 78.3mH
GIGE	L_m, L_{le}, L_{lr}	76.14mH, 2.191mH, 2.191mH
CLR	L, R, C	6mH, 0,8Ω, 3500μF
Carga	R_L, L_L, L_{iL}	10Ω, 2mH, 3,5mH
Rede	V_{LL}, F	380V, 60Hz

6.1 Caso 1 - Sem FAP

Inicialmente, o sistema de geração eólica com GIGE opera sem a utilização do FAP. A Figura 8 apresenta a velocidade medida do gerador seguindo sua referência.

As Figuras 9 e 10 mostram a corrente de magnetização e o torque eletromagnético do gerador, ambas seguindo suas referências. Já as Figuras 11 e 12 apresentam as correntes de eixo direto e de quadratura do estator do GIGE, que também estão seguindo suas referências.

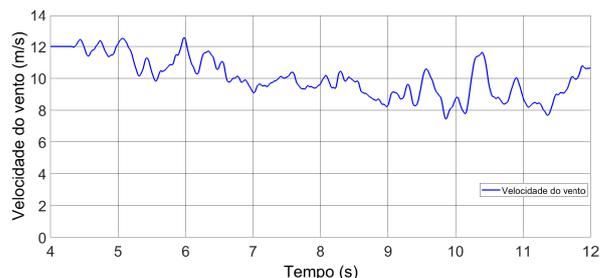


Figura 7. Velocidade do vento.

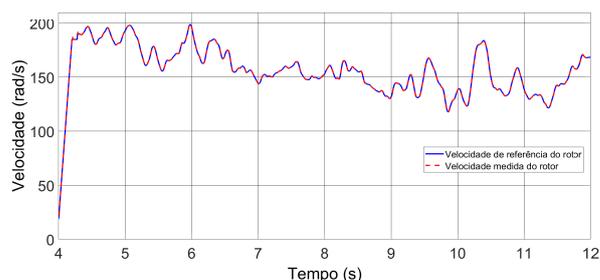


Figura 8. Resposta da malha de controle da velocidade do gerador

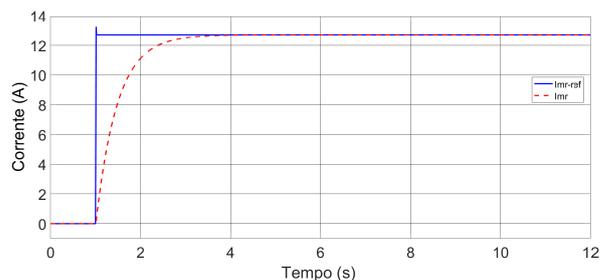


Figura 9. Resposta das malhas de controle \hat{i}_{mr} .

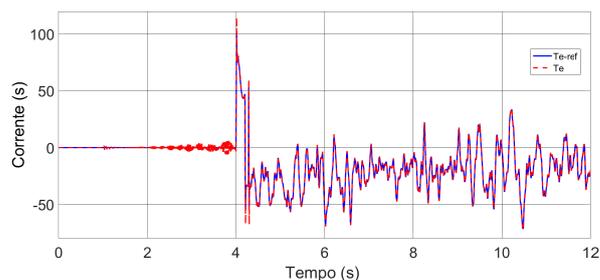


Figura 10. Resposta das malhas de controle T_e .

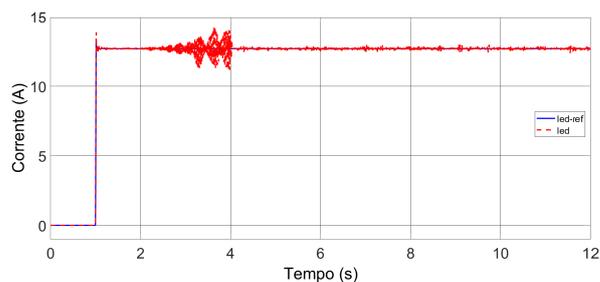


Figura 11. Resposta das malhas de controle i_{ed} .

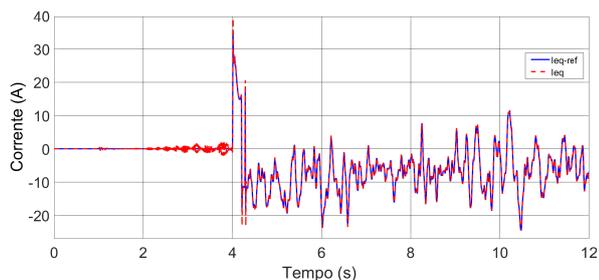


Figura 12. Resposta das malhas de controle i_{eq} .

A partir das Figuras 8 a 12 pode-se observar que a velocidade do rotor, as correntes de eixo direto, de quadratura, de magnetização e o torque eletromagnético são controlados para diferentes velocidades de vento, comprovando a eficiência do CLG, devido ao bom desempenho dos controladores PI.

As potências ativa e reativa entregues à rede são mostradas pela Figura 13, em que a potência reativa se mantém constante em zero e a potência ativa varia de acordo com a variação de velocidade do vento.

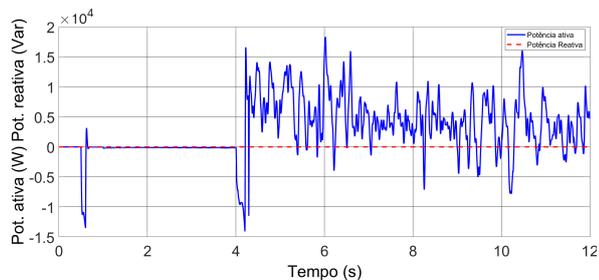


Figura 13. Potências ativa e reativa entregues à rede elétrica.

As Figuras 14 e 15 mostram as correntes alfa e beta e suas respectivas referências. Já a Figura 16 mostra a tensão de referência do barramento CC e a tensão medida no barramento CC, em que é possível observar pequenas oscilações devido as variações do vento, o que não prejudica o controle do barramento CC. Verifica-se que a resposta da malha de controle de corrente e do controle de tensão do barramento CC seguem suas referências, o que mostra o bom desempenho dos controladores PI do CLR.

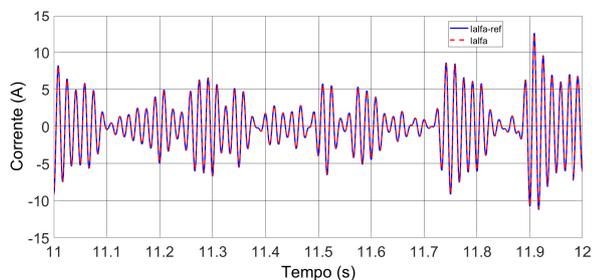


Figura 14. Resposta das malhas de controle de corrente do CLR I_{α} .

A Figura 17 mostra as formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (I_a), do CLR e da carga não linear do sistema operando sem FAP.

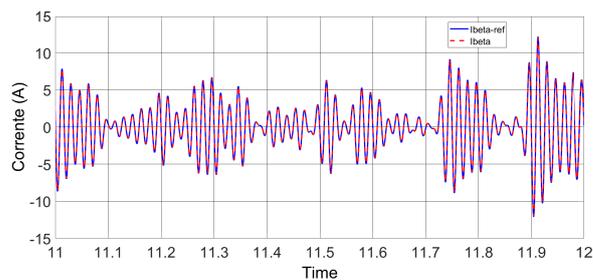


Figura 15. Resposta das malhas de controle de corrente do CLR I_{β} .

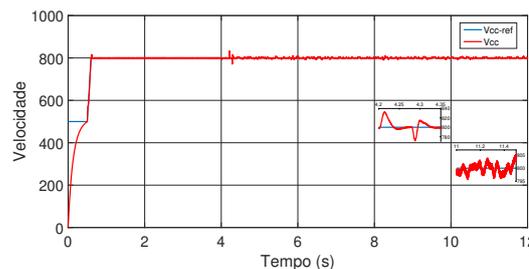


Figura 16. Resposta da tensão do barramento CC.

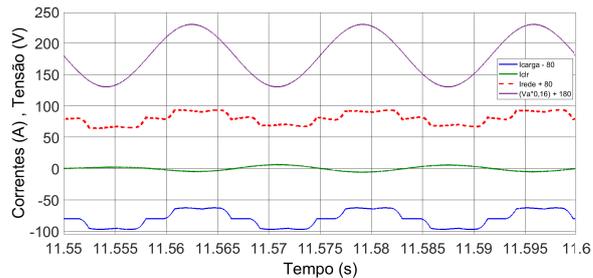


Figura 17. Formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não linear do sistema operando sem FAP.

As Figuras 18 e 19 apresentam os espectros harmônicos das correntes da carga não linear e da rede elétrica, respectivamente. Observa-se que a corrente da carga não linear é distorcida e tem DHT de 23,01%. Já a corrente da rede elétrica também apresenta distorções em sua forma de onda e tem DHT de 18,04%, que é um valor bem acima do requerido pelas principais normas que regem a conexão de geradores conectados à rede elétrica de baixa tensão (IEEE, 2014), (IEC, 2009).

No espectro de corrente da rede elétrica mostrado pela Figura 19, observa-se que as principais harmônicas que colaboram para esta distorção são as de ordem ímpar (5^a e 7^a).

6.2 Caso 2 - Com FAP

No segundo caso, a estratégia de filtragem harmônica proposta foi executada, adicionando-se o FAP ao sistema de geração eólica, sendo incluído no controle do CLR, conforme a Figura 5.

Os resultados obtidos no caso 1 mostrados das Figuras 8 à 16 e 18 são idênticos aos obtidos no caso 2 para estas mesmas variáveis.

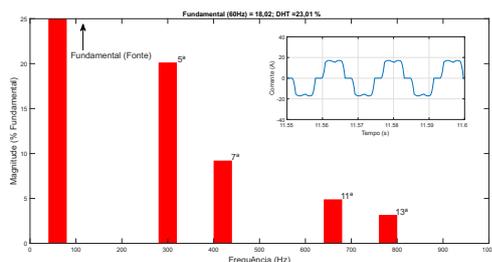


Figura 18. Espectro da corrente da carga não linear.

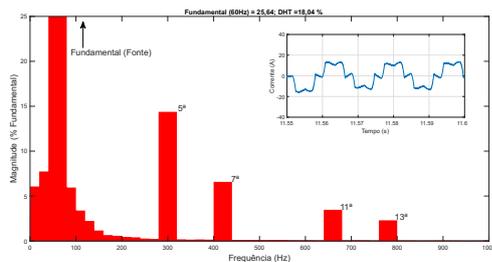


Figura 19. Espectro da corrente da rede elétrica.

A Figura 20 mostra as formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não linear do sistema operando com FAP. Já a Figura 21 apresenta DHT da corrente da rede elétrica em uma das fases.

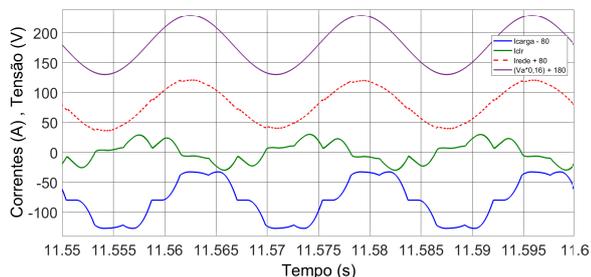


Figura 20. Formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não linear do sistema operando com FAP.

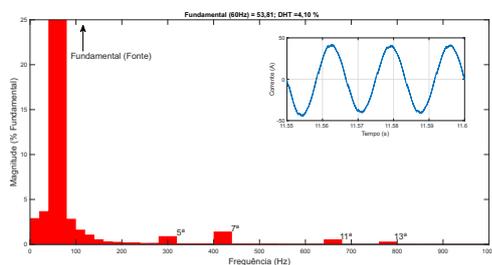


Figura 21. Espectro da corrente da rede elétrica do sistema operando com FAP.

Como se pode verificar a partir das Figuras 20 e 21, a forma de onda da corrente da rede elétrica apresenta um comportamento senoidal, diferente da situação apresentada na Figura 17, devido a compensação harmônica de corrente produzida pelo filtro ativo de potência. Além disso, observa-se que a DHT para o caso 2 possui valor

de 4,10%, que é adequado de acordo com as principais normas que regem a conexão de geradores à rede elétrica de baixa tensão.

7. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um sistema de geração de energia eólica acionado por GIGE em dois modos de operação: modo de geração de energia sem FAP (caso 1) e modo de geração de energia com FAP utilizando a estratégia das potências p-q.

A geração de energia através do GIGE permanece igual em todos os casos, o que comprova que o comportamento do controle do sistema para ambos os casos é satisfatório.

Verificou-se o espectro harmônico da corrente da rede elétrica sem função de filtragem de harmônicos (caso 1) e com a função de filtragem de harmônicos para a corrente de rede elétrica (caso 2).

Ao analisar os espectros harmônicos da corrente da rede elétrica antes da compensação harmônica e após a compensação harmônica, verifica-se que a DHT foi reduzida de 18,04% para 4,10% e que as componentes harmônicas ímpares foram atenuadas, comprovando o bom funcionamento do FAP e atestando que a estratégia de compensação harmônica incorporada ao sistema de geração eólica com GIGE melhora a qualidade de energia, como mostram os resultados de simulação.

REFERÊNCIAS

AKAGI, H. (ed.) (1983). *Generalized theory of instantaneous reactive power and its application*. [S.l.]: v. 103.

Cardoso, J.G., Casella, I.R.S., Filho, A.J.S., Costa, F.F., and Capovilla, C.E. (2016). Scig wind turbine wireless controlled using morphological filtering for power quality enhancement. *Renewable Energy*, 92:303–311.

Granza, M.H., Voltolini, H., Ivanqui, J., and Miranda, P.L. (2014). Wind power generation control system with squirrel cage induction generator. *XI IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*.

HEYDARI, M., VARJANI, A.Y., and MOHAMADIAN, M. (2012). A novel variable speed wind energy system using induction generator and six-switch ac/ac converter. *Power Electronics and Drive Systems Technology*.

Howlander, A., Urasaki, N., and Saber, A. (2014). Control strategies for wind-farm-based smart grid system. 3591–3601.

IEC (2009). Iec 61000-3-2: Electromagnetic compatibility - part 3: Limits - section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current < 16a per phase). *International Electrotechnical Commission (IEC)*.

IEEE (2014). Ieee recommended practices and requirements for harmonic control in electric power system. *Project IEEE-519*.

Moreira, A.B. (2017). Propostas de controle de um sistema de geração de energia elétrica a partir de energia eólica com gerador de indução duplamente alimentado com mitigação de correntes harmônicas na rede elétrica geradas por carga não linear. *Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Universidade Estadual de Campinas, Campinas*.

- Moreira, A.B., Barros, T.A.D.S., Teixeira, V.S.D.C., Souza, R.R.D., Paula, M.V.D., and Filho, E.R. (2019). Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies. *IEEE Access*.
- Navas, M.A.H., Puma, J.L.A., and Filho, A.J.S. (2015). Direct torque control for squirrel cage induction generator based on wind energy conversion system with battery energy storage system. *IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA*.
- Souza, R.R., Moreira, A.B., Barros, T.A.S., and Filho, E.R. (2018). A proposal for a wind system equipped with a doubly fed induction generator using the conservative power theory for active filtering of harmonics currents. *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 164, pp. 167–177.
- Yazdani, A. and Iravani, R. (eds.) (2010). *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. [S.l.]: John Wiley Sons.