

Inércia virtual e controle por decaimento em sistemas fotovoltaicos trifásicos

Everton da S. Dantas*, Ricardo L. de A. Ribeiro*, Denis K. Alves*, Thales Q. Fonseca*,
Thiago de O. A. Rocha†

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação - PPGEEC, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

†Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Emails: everttondantas@gmail.com, rlucio@ct.ufrn.br, alvesk3@hotmail.com, thalesqf@hotmail.com, toar37@hotmail.com

Resumo—As restrições ambientais têm contribuído para o crescimento da utilização de fontes de energias renováveis não despacháveis. Entretanto, a utilização dessas fontes pode causar problemas de instabilidade. Em comparação com os sistemas baseados em geradores síncronos, as fontes não despacháveis, tais como solar e eólica apresentam um comportamento estático injetando instantaneamente toda a potência disponível da fonte primária, o que pode resultar em variação de tensão e de frequência. Desse modo, a utilização de um mecanismo que introduza um fator inercial na estrutura de controle do conversores pode reduzir problemas durante eventos transitórios, mantendo a estabilidade de tensão e frequência. Neste trabalho é proposto uma estratégia de inércia virtual e controle por decaimento em um sistema fotovoltaico trifásico. Os resultados de simulação obtidos demonstram que a estratégia de controle proposta foi capaz de melhorar o comportamento do sistema de geração fotovoltaica durante eventos transitórios, suavizando oscilações de tensão e frequência.

Palavras Chaves – *Inércia virtual, Fontes de energias renováveis, Sistemas fotovoltaicos.*

I. INTRODUÇÃO

Fontes de energias renováveis (FERs), tais como solar e eólica são conectadas na rede elétrica a partir de conversores de potência. As FERs possuem um comportamento intermitente e são não despacháveis em potência, o que pode ocasionar instabilidade na rede elétrica [1]. O processo de conversão de energia em uma FER é similar ao processo de conversão que ocorre em uma máquina síncrona na condição de gerador síncrono. Em um gerador síncrono, a parte mecânica rotativa da máquina mantém o balanço de energia entre a fonte primária de geração e a rede elétrica. Nas FERs existe um estágio intermediário composto por capacitores estáticos que constituem o barramento de corrente contínua (CC) [2]. O barramento CC é utilizado para a conexão entre a fonte primária de geração e o conversor de conexão com a rede elétrica. Dessa forma, o comportamento rotacional de um gerador

síncrono difere do comportamento estático presente nas FERs. Entretanto, tanto as FERs quanto os geradores síncronos podem ser descritos por equações diferenciais de primeira ordem [3]. Além disso, ambos devem ser sincronizados para operação paralela com a rede elétrica.

Os conversores de potência são equipamentos de interconexão utilizados pelas FERs e, portanto, parâmetros como robustez e estabilidade desses conversores podem afetar a estabilidade do sistema elétrico de potência [4]. Diversos trabalhos encontrados na literatura propõem estudos de estabilidade entre as FERs e o sistema elétrico de potência [5], [6]. FERs são modeladas como fonte de corrente para facilitar a implementação, sendo incapazes de auto-regulação de tensão e de frequência no ponto de acoplamento comum (PAC) [7]–[10]. Além disso, a falta de um fator inercial na operação dos conversores de potência das FERs pode contribuir para instabilidade no PAC [7]–[10]. A utilização de um mecanismo que introduza um fator inercial na estrutura de controle dos conversores de potência possibilita a redução das intermitências das FERs e, em transitórios, pode manter a estabilidade de tensão e de frequência no PAC [9]. Esses mecanismos são conhecidos na literatura como máquina síncrona virtual ou gerador síncrono virtual. Tais mecanismos utilizam em sua estrutura o controle por decaimento (CPD). O CPD baseia-se na variação das potências ativa e reativa no PAC, assim como as variações de frequência e tensão [11], oferecendo um maior grau de liberdade aos métodos de máquina síncrona virtual ou gerador síncrono virtual. Contudo, esses métodos não têm sido descritos na literatura adequadamente.

Propõe-se neste trabalho a emulação de um gerador síncrono a partir de uma inércia virtual aplicada a um conversor de potência trifásico. Uma estrutura de CPD é utilizada no controle de tensão e de frequência do PAC. O conversor de potência é utilizado para conexão entre um sistema de geração fotovoltaica (SGF) e a rede elétrica. A inércia virtual é obtida a partir de uma modificação na malha de controle do barramento CC sintetizando

o comportamento típico inercial presente nos geradores síncronos. O esquema proposto contribui para a segurança e estabilidade da rede elétrica. Resultados de simulação são apresentados com o objetivo de demonstrar a eficácia do método proposto.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Na Figura 1 é apresentado o diagrama simplificado do SGF. O sistema é composto por um *array* de 32 módulos fotovoltaicos de 252 Wp, totalizando 8 KWp. A conexão do SGF com a rede elétrica é feita a partir de dois estágios de conversão. O primeiro estágio é composto por um conversor *Boost*, enquanto que o segundo estágio é composto por um inversor fonte de tensão (VSI, do inglês, *voltage source inverter*), ambos interligados por um conjunto de capacitores que compõem o barramento CC do SGF. Um filtro LCL é utilizado para conexão entre o inversor e a rede elétrica. Na Tabela I são sumarizados os parâmetros do sistema trifásico simulado.

Tabela I
PARÂMETROS DO SGF TRIFÁSICO.

Parâmetro	Símbolo	Valor/Unidade
Rede Elétrica	V_s	127 V
Frequência	ω_0	376,99 rad/s
Barramento CC	C_{dc}	4700 μ F
Indutor do LCL, VSI	L_f	1 mH
Indutor do LCL, rede	L_g	400 μ H
Capacitor, filtro LCL	C_f	15 μ F
Resistor, filtro LCL	r_d	2.5 Ω
Indutor do Boost	l_b	5 mH

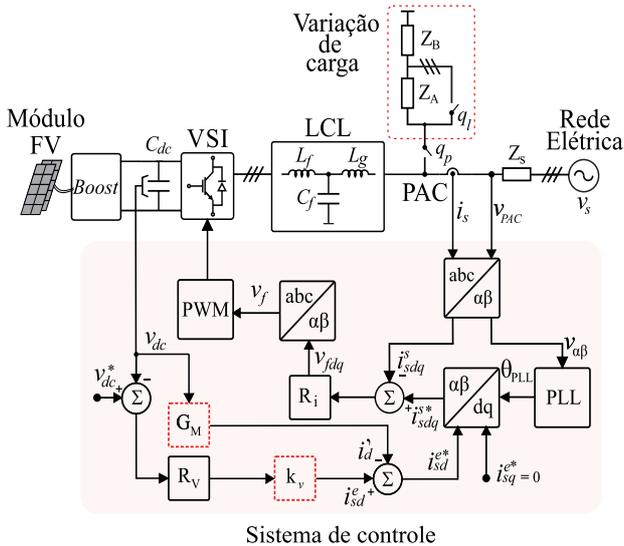


Figura 1. Diagrama da estrutura fotovoltaica e seu sistema de controle convencional.

III. SISTEMA DE CONTROLE

Na Figura 1 é ilustrada a estrutura de controle aplicada no SGF trifásico. O MPPT (do inglês,

maximum power point tracking) é implementado a partir do princípio perturba e observa ajustando o ciclo de trabalho do conversor *Boost*. O controlador $R_v(s)$ regula a tensão do barramento CC gerando a corrente de referência i_{sd}^{e*} que, por sua vez, mantém o balanço de potência do sistema [12]. O PLL (do inglês, *phase locked loop*) é utilizado para obter o ângulo θ_s do vetor tensão do PAC. A partir do ângulo θ_s uma transformação conservativa $dq/\alpha\beta$ é utilizada para determinar as correntes de referência no referencial estacionário. Dois controladores de corrente $R_i(s)$ são implementados no referencial estacionário regulando de forma indireta as correntes entregues à rede elétrica [12]. A partir da tensão V_{dc} , da constante K_v e do bloco G_M a inércia é implementada gerando uma corrente adicional à corrente de referência do sistema. A variação de carga é realizada por meio de duas impedâncias Z_A e Z_B conectadas em série a partir de uma chave q_l . A carga total Z_A e Z_B é conectada ao PAC por meio da chave q_p . Z_S representa a impedância da rede elétrica.

A. Esquema de Inércia virtual

Na Figura 2 é apresentado o circuito equivalente aproximado do barramento CC do SGF. i_{pv} representa a corrente fornecida pelo conjunto de *array* conectados ao conversor *Boost*. O modelo dinâmico do capacitor do barramento CC corresponde a uma associação paralela entre o conjunto de capacitores C_{dc} e o resistor R_c , em que R_c representa as perdas no dielétrico. As variáveis C_k e R_k são elementos adicionados virtualmente para emular a inércia no sistema.

De acordo com o diagrama ilustrado na Figura 2, o balanço de energia no barramento CC pode ser descrito como:

$$i_{pv} - i_{cc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} + \frac{v_{dc}}{R_c}, \quad (1)$$

em que i_{cc} é a corrente de entrada do VSI. Utilizando a transformação de Laplace na equação (1) tem-se:

$$\frac{V_{dc}(s)}{I_c(s)} = \frac{1}{s + \frac{1}{R_c C_{dc}}}, \quad (2)$$

em que $I_c(s) = I_{pv}(s) - I_{cc}(s)$.

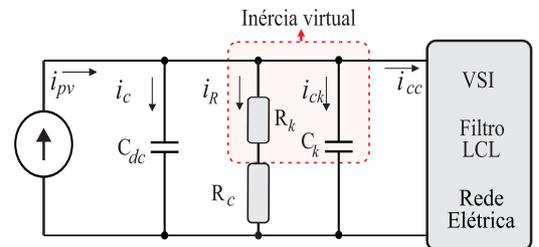


Figura 2. Circuito equivalente do barramento CC com inclusão da inércia virtual.

O modelo dinâmico presente em um gerador síncrono é dado por:

$$t_m - t_e = j \frac{dw_r}{dt} + fw_r, \quad (3)$$

em que t_m e t_e são os torques mecânico e elétrico; j e f são o momento de inércia e o coeficiente de atrito, enquanto que w_r é a velocidade do gerador. Ambos os modelos presentes nas equações (1) e (3) são modelos diferenciais de primeira ordem com características similares e fatores correspondentes, ou seja, $j = C_{dc}$, $f = 1/R_c$, $t_m = i_{pv}$, $t_e = i_{cc}$ e $v_{dc} = w_r$ [13].

Na Figura 3 é apresentado o diagrama de blocos da estratégia de inércia virtual e controle por decaimento aplicados na estrutura de controle do SGF. O bloco *VI* introduz a inércia virtual na malha de controle da tensão do barramento CC a partir da modificação do modelo do barramento CC utilizando R_k e C_k , como ilustrado na Figura 3. A função de transferência da equação (2) modela o barramento CC sem a adição dos valores virtuais. Dessa forma, faz-se necessário modelar a equação (2) em função de R_k e C_k resultando na seguinte equação:

$$I_c(s)k_v - V_{dc}(s)G_m(s) = V_{dc}(s) \frac{\frac{1}{C_{dc}}}{s + \frac{1}{R_c C_{dc}}}, \quad (4)$$

em que k_v e G_m são definidas conforme:

$$k_v = \left(1 + \frac{R_k}{R_c}\right), \quad (5)$$

$$G_m(s) = \frac{i'_d(s)}{V_{dc}(s)} = s \left(C_k + \frac{R_k(C_k + C_{dc})}{R_c} \right). \quad (6)$$

Um controlador proporcional integrativo (PI) é utilizado para regular a tensão do barramento CC do SGF. Em malha fechada, os parâmetros do controlador PI podem ser determinados a partir das seguintes equações:

$$A_n(s) = s^2 + 2\xi\omega_n + \omega^2, \quad (7)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{k_{iv}}{C_{dc} + C_k}}, \quad (8)$$

$$\xi = \frac{1 + k_{pv}(R_k + R_c)}{2\omega_n(R_k + R_c)(C_{dc} + C_k)}, \quad (9)$$

em que k_{iv} e k_{pv} são os ganhos do controlador PI.

Uma vez que o SGF é uma fonte não despachável, um dos principais objetivos da estratégia de inércia virtual é, a partir de um atraso, suavizar os transitórios sofridos pelo SGF frente as variações de potência no PAC mantendo estáveis os níveis de tensão e de frequência. O atraso imposto pela estratégia de inércia virtual é dado pelo tempo de estabilização do barramento CC:

$$t_{gv} = \frac{4}{\xi\omega_n}. \quad (10)$$

B. Controle do fluxo de potência

De acordo com a Figura 3, os blocos *VI* e G_m modelam a inércia virtual no SGF com base na variação de potência no PAC dada por:

$$\Delta P = P_t - P_{t+n}, \quad (11)$$

em que P_t e P_{t+n} são os valores medidos durante um intervalo de tempo de n segundos.

As constantes D_q e D_p apresentadas na Figura 3, realizam o controle do fluxo de potência em função de uma variação de potência ativa e reativa, bem como frequência e tensão no PAC. Dessa forma, uma variação da frequência da rede w_s em função de uma constante de decaimento D_p resulta em uma parcela de corrente i_{sd}^{e*} provendo uma estabilidade em frequência. Similarmente, uma diferença na tensão do PAC em função de D_q resulta em uma parcela de corrente i_{sq}^{e*} garantindo a estabilidade de tensão no PAC. D_p e D_q são calculados admitindo-se uma variação de 2% para a frequência e 10% para a tensão do PAC, resultando em [14]:

$$D_p = \frac{\Delta P_{MAX}}{\Delta W 2\%}, \quad (12)$$

$$D_q = \frac{\Delta Q_{MAX}}{\Delta V 10\%}, \quad (13)$$

em que ΔP_{max} e ΔQ_{max} representam a máxima variação de potência ativa e reativa no PAC.

As potências P e Q no PAC são calculadas conforme:

$$P = V_d^e i_d^e + V_q^e i_q^e, \quad (14)$$

$$Q = V_q^e i_d^e - V_d^e i_q^e, \quad (15)$$

em que V_d^e e V_q^e são as tensões e i_d^e e i_q^e são as correntes, ambas no referencial síncrono obtidas no PAC do sistema.

Considerando o sistema em regime permanente e que o eixo d está alinhado ao vetor tensão V_d , ou seja, $V_q = 0$, as equações anteriores podem ser rescritas como:

$$P = V_d^e i_d^e, \quad (16)$$

$$Q = -V_d^e i_q^e. \quad (17)$$

A partir das equações (12), (13), (16) e (17) os valores de D_q e D_p podem ser calculados como:

$$D_p = \frac{\Delta P_{max}}{V_d^e \Delta \omega_{max} 2\%}, \quad (18)$$

$$D_q = -\frac{\Delta Q_{max}}{V_d^e \Delta V_{max} 10\%}, \quad (19)$$

em que $\Delta \omega_{max}$ e ΔV_{max} são a máxima variação de frequência e de tensão do sistema.

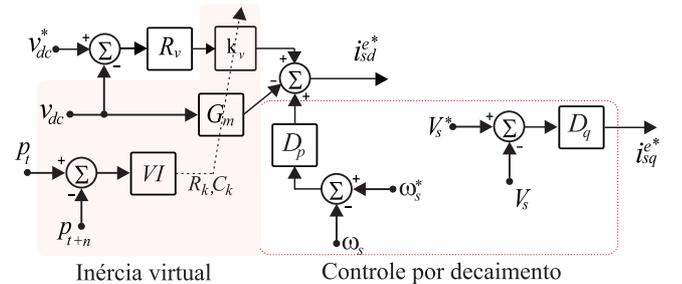


Figura 3. Diagrama de blocos modificado do SGF com a inclusão da inércia virtual e o controle por decaimento.

IV. ANÁLISE DE ESTABILIDADE

O esquema de inércia virtual proposto modifica a característica dinâmica do barramento CC. O método de controle impõe uma corrente de referência à rede elétrica em conjunto com uma tensão de saída V_{fdq}^e do VSI. Entretanto, o VSI tem um limite para a variação de potência proveniente da rede elétrica ou do SGF, resultando em uma faixa de variação para a corrente i_{sdq}^{e*} . Na Figura 4 é apresentado o circuito equivalente que representa o SGF e a rede elétrica em regime permanente sendo descrito pelas equações:

$$I_f = I_l - I_s, \quad (20)$$

$$V_f = V_{PAC} + Z_f I_f, \quad (21)$$

$$V_s = V_{PAC} + Z_s I_s, \quad (22)$$

em que V_f , V_{PAC} e V_s são as tensões do VSI, da carga e da rede elétrica. Z_s e Z_f são as impedâncias da rede elétrica e do filtro LCL, enquanto que I_s , I_f e I_l são as correntes da rede elétrica, do VSI e da carga, respectivamente.

A corrente de saída do VSI tem um valor máximo determinado pela máxima potência gerada pelo SGF. Dessa forma, o limite da corrente de saída do SGF é dado por:

$$|I_f| \leq |I_{fmax}| = \frac{S_{fmax}}{V_{f(nom)}}, \quad (23)$$

em que $V_{f(nom)}$ é a tensão nominal do SGF.

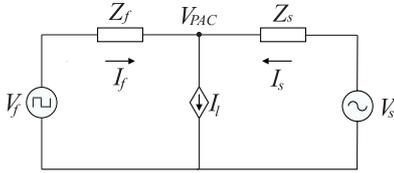


Figura 4. Circuito equivalente do SGF conectado à rede elétrica.

Na Figura 5 é apresentado um caso geral do SGF quando o mesmo está injetando potência na rede elétrica. O sistema de controle regula indiretamente a corrente I_s impondo um fator de potência determinado pela corrente I_f . Contudo, o objetivo da estratégia proposta neste trabalho é impor uma corrente I_f que esteja dentro dos limites determinado por $|I_f| \leq |I_{fmax}|$, ou seja, se a corrente ultrapassar os limites a estrutura de controle por decaimento irá flexibilizar o valor das componentes de eixo d e q da corrente I_s para manter níveis aceitáveis de tensão e de frequência no PAC provendo a estabilidade do sistema.

A partir das Figuras 1 e 3 e as equações (16) e (17) os valores da corrente de referência resultam em:

$$i_{sd}^{e*} = \Delta\omega_{max} D_p + I_c k_v - V_{dc}(s) G_m(s), \quad (24)$$

$$i_{sq}^{e*} = \Delta V_{max} D_q. \quad (25)$$

De acordo com a Figura 5, o módulo das correntes de referência i_{sd}^{e*} e i_{sq}^{e*} deve ser menor ou igual a corrente máxima gerada pelo SGF. Dessa forma, as parcelas referentes a

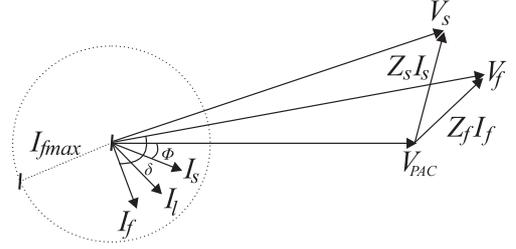


Figura 5. Diagrama fasorial do limite de estabilidade do controle do fluxo de potência.

inércia virtual ($G_m(s)$ e K_v) e o controle por decaimento (D_p e D_q) contribuem para manter o sistema operando dentro do limite de estabilidade, como ilustrado na Figura 5.

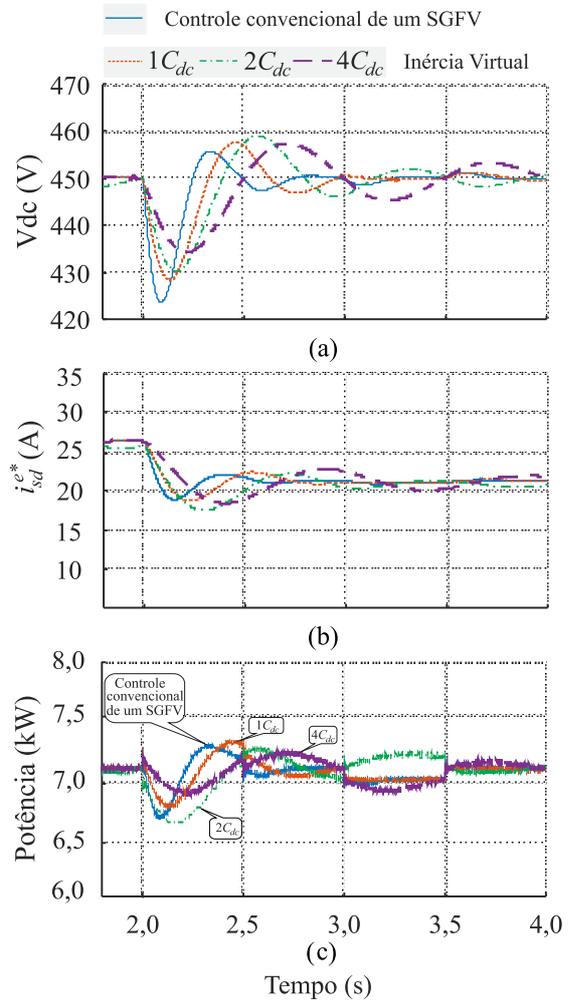


Figura 6. Variação de carga utilizando apenas a inércia virtual na estrutura de controle do SGF:(a) tensão do barramento CC; (b) corrente de referência de eixo direto;(c) potência gerada pelo SGF.

V. RESULTADOS

Resultados de simulação são apresentados a partir dos parâmetros sumarizados na tabela I. Os valores das cargas

Z_a , Z_b e a impedância da linha Z_S apresentadas na Figura 1 são $j22.61 + 20\Omega$, 5Ω e $j0.135 + 0.48\Omega$, respectivamente. Baseando-se nas equações (12) e (13) os valores obtidos para D_p e D_q são 4.82 e 1.65. A tensão do barramento CC é controlada em 450 V. O SGF inicia com as chaves q_l e q_p abertas e no instante $t = 2$ s a chave q_p é fechada.

Na Figura 6 são ilustrados os resultados obtidos quando SGF trabalha em potência nominal e ocorre uma entrada de carga utilizando duas estratégias de controle distintas: 1) controle convencional; 2) estratégia de inércia virtual. Além disso, na Figura 6 também são ilustrados os valores para a variação da tensão V_{dc} do barramento CC, corrente de referência i_{sd}^{e*} e potência da SGF quando C_K varia entre $1C_{dc}$ e $4C_{dc}$. A inércia virtual é implementada mantendo o valor de R_k em zero alterando-se, virtualmente, apenas o valor da capacitância total imposta ao barramento CC, uma vez que, de acordo com a equação 3, a parte capacitiva do barramento CC corresponde a inércia do sistema.

A partir dos resultados apresentados nas Figuras 6(b) e 6(c) e as cargas Z_a e Z_b , o SGF operando em potência nominal mantém o nível de corrente necessário para alimentar a carga, injetando potência ativa na rede elétrica. Contudo, ao conectar a carga ao PAC, a resposta do SGF é rápida, resultando em uma oscilação acentuada na corrente i_{sd}^{e*} e na tensão V_{dc} do barramento CC. Utilizando o controle convencional, a variação da tensão V_{dc} foi de aproximadamente 25V em torno do seu valor nominal, refletindo no aumento da corrente entregue ao PAC, como ilustrado nas Figuras 6(a) e 6(b). Entretanto, empregando a estrutura proposta baseada em inércia virtual, a variação de tensão foi de aproximadamente 15 V ($C_k = 4C_{dc}$). Portanto, o esquema de controle proposto diminui a oscilação do barramento CC quando ocorrem transitórios no PAC. Ao impor um alto valor para C_k , a oscilação acentuada do barramento CC é reduzida no início da conexão da carga ao PAC, aumentando o tempo de estabilização da malha de tensão refletindo em um intermédio entre a escolha do valor da capacitância virtual e o tempo de estabilização desejado.

Na Figura 7 são apresentados os resultados para uma falta utilizando a estrutura de controle do SGF com a inclusão do CPD e a estratégia de inércia virtual com o valor da capacitância virtual C_k variando entre $1C_{dc}$ e $4C_{dc}$. Os resultados foram obtidos utilizando a estrutura convencional de controle em comparação com o método de inércia virtual e o CPD proposto neste trabalho. No instante $t=2$ s, é aplicada uma falta trifásica no PAC. Utilizando a estrutura convencional de controle, a tensão do barramento CC apresenta uma resposta transitória rápida durante o período da falta, oscilando entre 300 V e 550 V. Contudo, empregando o esquema de inércia virtual ($C_k = 4C_{dc}$) e controle por decaimento, a tensão do barramento CC apresenta uma resposta mais atenuada (em torno de 325 V e 530 V). Além disso, durante a aplicação da falta o esquema de controle proposto aumenta a corrente de referência i_{sq}^{e*} com o objetivo de reduzir a

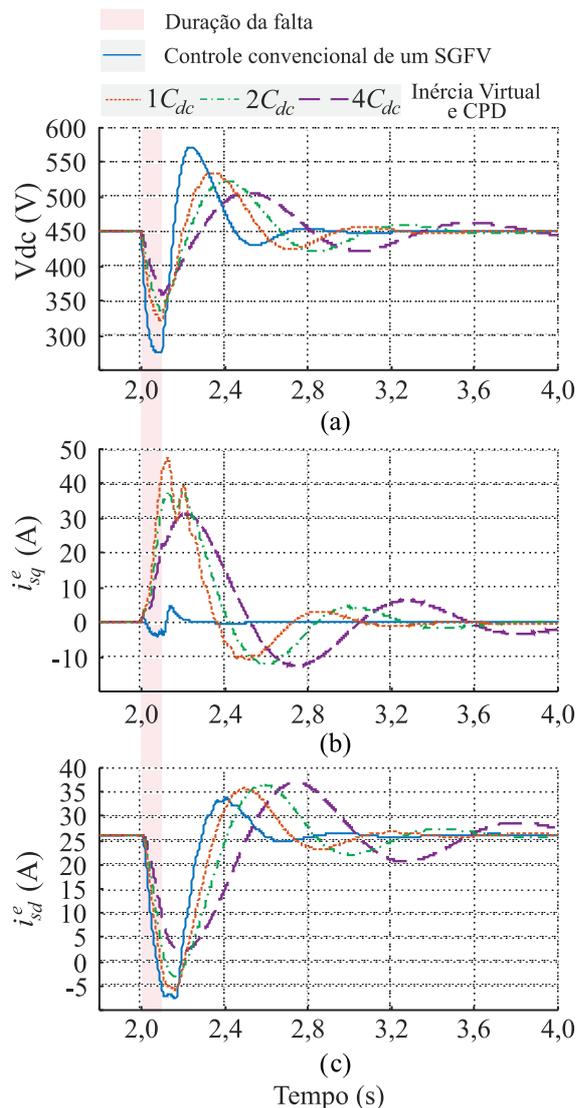


Figura 7. Variação de carga utilizado o esquema de inércia virtual e o CPD na estrutura de controle do SGF: (a) tensão do barramento CC; (b) corrente de eixo em quadratura; (c) corrente de eixo direto.

variação brusca de tensão no PAC. Na figura 8 é apresentada a tensão do PAC durante a falta. No instante inicial da falta o afundamento de tensão é superior a 15% e, ao adicionar a inércia virtual e o CPD, o afundamento de tensão resultante é de aproximadamente 8%.

Outro fator importante é analisar o comportamento da frequência ω_s quando ocorrem eventos transitórios. Na Figura 9 é ilustrada a variação da frequência no PAC durante a aplicação da falta utilizando o método de controle proposto neste trabalho. Portanto, utilizando o esquema de inércia e CPD ocorre uma redução na variação de ω_s . Dessa forma, a estrutura de controle proposta é capaz de reduzir as variações bruscas de frequência no PAC oferecendo uma maior margem de estabilidade ao SGF interconectado à rede elétrica.

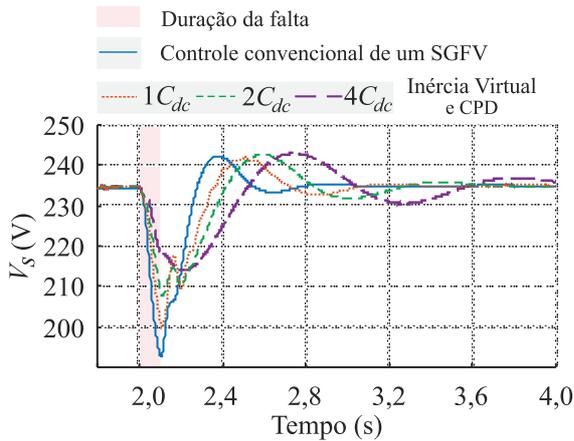


Figura 8. Tensão do PAC durante uma variação de carga utilizando a inércia virtual e CPD na estrutura de controle do SGF.

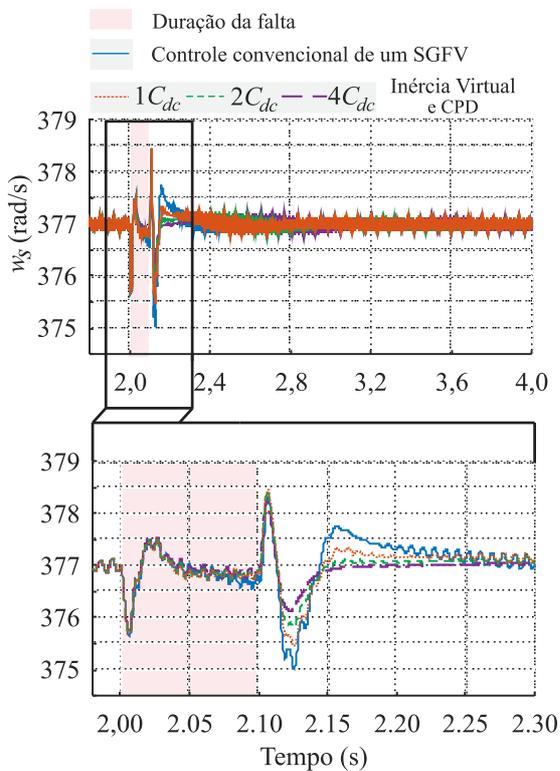


Figura 9. Frequência do PAC durante uma variação de carga utilizando a inércia virtual e CPD na estrutura de controle do SGF.

VI. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto um esquema de inércia virtual e controle por decaimento em um sistema de geração fotovoltaico trifásico conectado à rede elétrica. A inércia virtual foi obtida por meio de uma modificação na estrutura de controle da tensão do barramento CC do sistema de geração fotovoltaico, enquanto que o controle do fluxo de potência foi obtido a partir do controle por decaimento.

A modificação imposta à estrutura de controle do bar-

ramento CC possibilitou a suavização e redução da variação de tensão e corrente do sistema fotovoltaico durante eventos transitórios. Essas variações foram atenuadas na medida em que o valor de C_k foi elevado. A partir do controle por decaimento foi possível reduzir o afundamento de tensão, bem como a variação de frequência no PAC.

A estrutura de controle apresentada neste trabalho pode contribuir para a operação paralela de conversores de potência, uma vez que a inércia emulada dependerá da capacidade do barramento CC do sistema o qual for aplicado, enquanto que o controle por decaimento atuará diretamente na auto-regulação de tensão e frequência no ponto de acoplamento comum.

REFERÊNCIAS

- [1] M. Amirabadi, A. Balakrishnan, H. A. Toliyat, and W. C. Alexander, "High-frequency ac-link pv inverter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 1, pp. 281–291, Jan. 2014.
- [2] L. Xiong, F. Zhuo, F. Wang, X. Liu, Y. Chen, M. Zhu, and H. Yi, "Static synchronous generator model: A new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied pwm inverter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 9, pp. 6264–6280, Sep. 2013.
- [3] T. Shintai, Y. Miura, and T. Ise, "Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 2, pp. 668–676, Apr. 2014.
- [4] X. Guo, Z. Lu, B. Wang, X. Sun, L. Wang, and J. M. Guerrero, "Dynamic phasors-based modeling and stability analysis of droop-controlled inverters for microgrid applications," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2980–2987, Nov. 2014.
- [5] J. Kim, J. M. Guerrero, and P. Rodriguez, "Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter based flexible ac microgrid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 689–701, Mar. 2011.
- [6] Z. Liu, J. J. Liu, W. H. Bao, and Y. L. Zhao, "Infinity-norm of impedancebased stability criterion for three-phase ac distributed power systems with constant power loads," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 6, pp. 3030–3043, Jun. 2015.
- [7] F. M. A. Mohammadreza and F. E. S. Ehab, "Implementing virtual inertia in dfig-based wind power generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1373–1384, Jun. 2013.
- [8] Q. C. Zhong, P. L. Nguyen, and Z. Y. Ma, "Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 617–630, Feb. 2014.
- [9] N. Soni, S. Doolla, and M. C. Chandorkar, "Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 28, no. 3, pp. 1830–1838, Apr. 2013.
- [10] M. Guan, W. Pan, J. Zhang, Q. Hao, J. Cheng, and X. Zheng, "Synchronous generator emulation control strategy for voltage source converter (vsc) stations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3093–3101, Nov. 2015.
- [11] S. D'Arco and J. A. Suul, "Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 394–395, Jan. 2014.
- [12] R. L. A. Ribeiro, T. O. A. Rocha, R. M. Sousa, E. C. dos Santos Jr., and A. M. N. Lima, "A robust dc-link voltage control strategy to enhance the performance of shunt active power filters without harmonic detection schemes," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 2, no. 2, pp. 803–813, Feb. 2015.
- [13] L. Xiong, F. Zhuo, F. Wang, X. Liu, Y. Chen, M. Zhu, and H. Yi, "Static synchronous generator model: A new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied pwm inverter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 9, pp. 6264–6280, Sep. 2016.
- [14] H. Wu, X. Ruan, D. Yang, X. Chen, W. Zhao, Z. Lv, and Q. C. Zhong, "Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 7, pp. 4292–4303, Jul. 2016.