

# CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO A TÉCNICA DE IMPEDÂNCIA VIRTUAL

T. Q. FONSÊCA\*, R. L. A. RIBEIRO\*, F. B. COSTA\*, T. O. A. ROCHA\*, EVERTON S. DANTAS\*

\*Avenida Senador Salgado Filho, 59078-970  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal, Rio Grande do Norte, Brazil

Emails: thalesqf2012@gmail.com, rluccio@ct.ufrn.br, flaviocosta@ect.ufrn.br, thiago.rocha@ct.ufrn.br, everttondantas@gmail.com

**Abstract**— The growing of environment restrictions has driven the insertion of renewable energy sources (RES) in low-voltage networks. However, the undischarged nature of these units could produce power quality issues like voltage fluctuations, harmonic distortion or frequency deviation. It could be worse if a weak grid connects these RES units. This paper proposes a virtual impedance scheme to regulate the power flow in the low-voltage distribution grids and ensure the stability of the power converter connected to the mains. It can be designed independently of the standard RES control system. The current control loop employs the indirect control approach. With the proposed method, the power flow control is implemented employing programmable impedances scheme. Simulation and experimental results validated the proposed impedance shaping strategy.

**Keywords**— Renewable Energy Sources (RES), Power Flow Control, Virtual Impedance.

**Resumo**— O crescimento das restrições ambientais têm promovido a inserção de fontes baseadas em energias renováveis em redes elétricas de baixa tensão. Entretanto, por se tratarem de fontes não-despacháveis em energia, as mesmas podem provocar alguns problemas na qualidade da energia elétrica como flutuação de tensão, distorção harmônica ou desvio de frequência. O cenário pode ser pior se essas fontes forem conectadas a uma rede elétrica fraca. Este artigo propõe uma técnica baseada em impedância virtual para regular o fluxo de potência em redes de distribuição e garantir a estabilidade do conversor de potência conectado à rede elétrica. A referida técnica pode ser implementada independentemente do sistema de controle padrão das fontes de energias renováveis. O controle de corrente regula as correntes de saída do sistema de forma indireta. Com o método proposto, o controle do fluxo de potência é realizado utilizando a técnica de impedância virtual. A implementação de impedância virtual proposta é validada por meio de resultados de simulação e experimentais.

**Palavras-chave**— Energias Renováveis (ERs), Controle do Fluxo de Potência, Impedância Virtual.

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento das restrições ambientais e os avanços na eletrônica de potência têm contribuído para a inserção de fontes de energias renováveis na rede elétrica de baixa tensão. Essas fontes são geralmente implementadas por sistemas fotovoltaicos (FV) ou aerogeradores conectadas à rede elétrica por meio de conversores de potência (Carrasco et al., 2006). Em geral, esses sistemas de geração são controlados para fornecerem apenas potência ativa, o que pode contribuir para a instabilidade do sistema por reduzir a flexibilidade de controle (Li and Kao, 2009a). A técnica de controle por decaimento das potências ativa e reativa (Brabandere et al., 2007) é uma possível solução para contornar o problema do acoplamento entre as malhas de controle das potências ativa e reativa destes conversores. Entretanto, estas técnicas não atendem aos requisitos requeridos para o adequado compartilhamento da energia proveniente de sistemas de geração distribuída (GD).

Outro método usado para melhorar o desempenho dinâmico do controle do fluxo de potência dos sistemas GD é a utilização do conceito de impedância virtual (Cespedes and Sun, 2014; Messo et al., 2014; Wang et al., 2014), por meio da modificação do comportamento dinâmico dos conversores de potência (Wang et al., 2015). O conceito de impedância virtual vem sendo cada vez mais utilizado nos conversores de potência por não haver a necessidade de modificações

na malha de controle principal dos sistemas GD.

De uma forma geral, existem duas formas de implementação do conceito de impedância virtual (Wang et al., 2015): aplicação da impedância virtual no índice de modulação PWM (do inglês, *Pulse-Width Modulation*) (impedância virtual interna), implementada via uma ação de antecipação (*feedforward*) obtida a partir de variáveis de estado do filtro de conexão ou variáveis da rede elétrica como tensão/corrente  $e$ , a aplicação da impedância virtual alterando-se a referência de tensão/corrente do controlador (impedância virtual externa), mediante a inserção de um ramo adicional na malha de realimentação a partir das variáveis da rede elétrica como tensão/corrente.

Em geral, no que diz respeito ao controle do fluxo de potência, a impedância virtual externa é a mais utilizada e desempenha funções como: atenuar o desbalanceamento (Li and Kao, 2009b; Suul et al., 2012) e o perfil resistivo em alimentadores de baixa tensão (He and Li, 2011), bem como, garantir o adequado compartilhamento de energia (Wu et al., 2017a) em sistemas GD. Entretanto, para sua aplicação, faz-se necessário uma análise dos valores de impedância escolhidos. A escolha adequada para os valores das impedâncias virtuais pode ser a chave para garantir seu adequado funcionamento em sistemas GD (He and Li, 2011), que podem ser determinados por meio da análise do modelo de pequenos sinais do sistema (Wu et al., 2017b) para garantir: estabilidade do sistema elétrico, resposta dinâmica do sistema de controle e

desempenho do controle do fluxo de potência dos sistemas GD (He and Li, 2011). Técnicas adaptativas também são usadas na determinação desses valores com o objetivo de se obter uma melhor resposta dinâmica frente à variações do ponto de operação do sistema (Golsorkhi et al., 2017).

Este artigo propõe uma contribuição na regulação do fluxo de potência em sistemas GD conectados à rede elétrica de baixa tensão utilizando o conceito de impedância virtual com o objetivo de garantir o funcionamento adequado do conversor de potência utilizado nestes sistemas. O método proposto é validado por meio de resultados de simulação e experimentais.

## 2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Na Figura 1 é ilustrado o diagrama de blocos da plataforma experimental do sistema FV utilizado, com a adição da implementação do conceito de impedância virtual. A plataforma consiste de um painel FV de 8 kWp, composto por um arranjo de 32 módulos de 252 Wp. Uma estrutura de conversão de dois estágios interliga o sistema FV ao ponto de acoplamento comum (PAC). Essa estrutura consiste de um conversor *Boost* CC/CC interconectado a um inversor de tensão VSI (do inglês, *Voltage Source Inverter*) trifásico por meio de um banco de capacitores. Uma carga linear trifásica é conectada ao PAC. O sistema de controle, bem como a estratégia de impedância virtual são implementados em um sistema de prototipagem rápida *dSPACE1103*. Na Tabela 1 são apresentados os parâmetros do sistema FV trifásico utilizados neste trabalho.

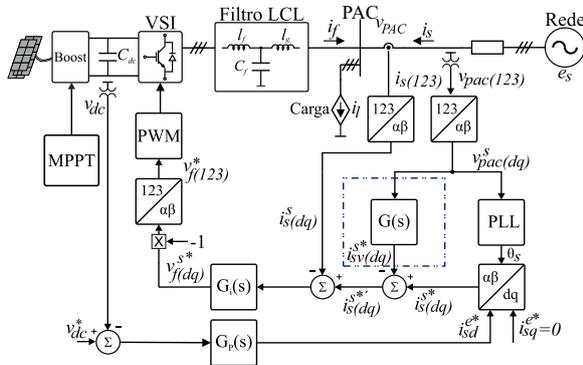


Figura 1: Diagrama de blocos da plataforma FV experimental.

Tabela 1: Parâmetros do sistema FV

Parâmetros	Valores
Tensão de fase (RMS) ( $v_{pac}$ )	127 V
Frequência da rede elétrica ( $\omega_s$ )	$2\pi \times 60$ rad/s
Capacitor ( $C_{dc}$ )	4700 $\mu$ F
Indutor do filtro ( $l_f$ )	1 mH
Indutor do filtro ( $l_g$ )	500 $\mu$ H
Resistência intrínseca ( $r_f$ )	0,13 $\Omega$
Resistência intrínseca ( $r_g$ )	0,065 $\Omega$
Capacitor do filtro ( $C_f$ )	15 $\mu$ F
Resistor de amortecimento ( $r_d$ )	4,7 $\Omega$
Indutor do <i>Boost</i> ( $l_b$ )	5 mH
Potência do VSI	10 kVA

## 3 SISTEMA DE CONTROLE

Na Figura 1 é apresentado o diagrama de blocos do sistema de controle utilizado no sistema FV trifásico. A técnica de rastreamento de máxima potência (MPPT), implementada de acordo com o método de Perturbação e Observação (*P&O*), ajusta o ciclo de trabalho  $D$  do conversor *Boost* para garantir que o sistema opere no ponto de máxima potência (Esram and Chapman, 2007). A estrutura de controle é composta por duas malhas em cascata, em que a malha externa controla a tensão do barramento CC e a interna regula as correntes de saída do sistema indiretamente (Ribeiro et al., 2015). O controlador  $G_p(s)$ , utilizado para o controle da tensão do barramento CC, gera a corrente de referência  $i_{sd}^{e*}(s)$  para garantir o balanço de energia do sistema. Um PLL implementado no referencial do vetor tensão da rede elétrica (*SRF - PLL*) (Nascimento et al., 2013) estima o ângulo  $\theta_s$  do vetor tensão da rede elétrica. Baseado nesse ângulo, a transformação  $dq/\alpha\beta$  é realizada para determinar as correntes de referência  $i_s^{s*}(dq)$  no referencial estacionário. A malha de controle interna regula as correntes  $i_s^s(dq)$  por meio dos controladores  $G_i(s)$ , implementados no referencial estacionário. Esses controladores utilizam o princípio do modelo interno, em sua função de transferência, para evitar transformações de referencial. O bloco  $G(s)$  é utilizado para implementação da técnica de impedância virtual externa, modificando a corrente de referência do sistema.

### 3.1 CONTROLE DE CORRENTE

Para realizar o efetivo controle do sistema FV conectado à rede elétrica é necessário desenvolver um modelo matemático que represente adequadamente o seu comportamento dinâmico. Desta forma, considerando-se o diagrama de blocos da Figura 1 e admitindo que o capacitor  $C_f$  do filtro LCL pode ser desprezado segundo considerações de projeto, o comportamento dinâmico do VSI conectado ao PAC pode ser descrito por:

$$\dot{i}_{s(123)} = i_{l(123)} - i_{f(123)}, \quad (1)$$

$$v_{f(123)} - v_{PAC(123)} = (r_t \dot{i}_{s(123)} + l_t \frac{di_{s(123)}}{dt})(-1), \quad (2)$$

em que  $l_t = l_f + l_g$ ,  $r_t = r_f + r_g$  sendo  $r_f$  e  $r_g$  as resistências intrínsecas de  $l_f$  e  $l_g$ , respectivamente.  $v_{f(123)}$  são as tensões sintetizadas pelo VSI,  $v_{PAC(123)}$  são as tensões do PAC,  $i_{s(123)}$ ,  $i_{l(123)}$  e  $i_{f(123)}$  são as correntes da rede elétrica, de carga e fornecidas pelo VSI, respectivamente.

O termo -1 aparece na modelagem por conta da utilização do conceito de controle indireto das correntes de saída do sistema (Rocha, 2015). Logo, de acordo com a Equação 2, a função de transferência que relaciona as correntes  $I_{s(123)}(s)$  com as tensões

$V_{f(123)}(s)$  no referencial estacionário é dada por:

$$I_{s(dq)}^s(s) = W(s)V_{f(dq)}^s(s) - W(s)V_{PAC(dq)}^s(s), \quad (3)$$

em que  $W(s) = \frac{1/l_t}{s + r_t/l_t}$ .

De acordo com a Equação 3, o comportamento dinâmico de malha fechada da corrente da rede elétrica é dado pela seguinte expressão:

$$I_{s(dq)}^s(s) = H(s)I_{s(dq)}^{s*}(s) - Y(s)V_{PAC(dq)}^s(s), \quad (4)$$

em que a função  $H(s)$  dada por:

$$H(s) = \frac{W(s)G_i(s)}{1 + W(s)G_i(s)} \quad (5)$$

é a função de transferência de malha fechada do controle de corrente e  $Y(s)$  corresponde à admitância do sistema FV, expressa por:

$$Y(s) = \frac{W(s)}{1 + W(s)G_i(s)}. \quad (6)$$

A função de transferência do controlador de corrente, que utiliza o modelo interno da senóide é dada por (Jacobina et al., 2000):

$$G_i(s) = \frac{p_2s^2 + p_1s + p_0}{s^2 + \omega_s^2}, \quad (7)$$

em que  $p_2$ ,  $p_1$  e  $p_0$  são os ganhos do controlador.

### 3.2 IMPEDÂNCIA VIRTUAL

O conceito de impedância virtual consiste na modificação da impedância/admitância de saída do conversor, dependendo da estrutura de controle utilizada e da variável escolhida para realimentação.

Sua implementação neste trabalho se deu pela realimentação da tensão  $V_{PAC}$  por meio do bloco  $G(s)$ , como ilustrado na Figura 1. A função de transferência  $G(s)$  pode reproduzir comportamentos dinâmicos dos tipos: resistivo (R), resistivo indutivo (RL) ou resistivo capacitivo (RC), escolhido segundo requisitos exigidos pelo tipo de aplicação. A impedância virtual empregada neste trabalho possui um comportamento capacitivo. Logo, a função de transferência de  $G(s)$  é dada por:

$$G(s) = sC, \quad (8)$$

em que  $C$  é o valor da capacitância virtual escolhida.

A inserção da impedância virtual externa, segundo o diagrama de blocos representado na Figura 1, modifica a referência de corrente do controlador  $G_i(s)$ , que passa a ser dada por:

$$I_{s(dq)}^{s*'}(s) = I_{s(dq)}^{s*}(s) - G(s)V_{PAC(dq)}^s(s), \quad (9)$$

substituindo a Equação 9 na Equação 4, o comportamento dinâmico da corrente da rede elétrica é agora dado por:

$$I_{s(dq)}^s(s) = H(s)I_{s(dq)}^{s*'}(s) - Y_o(s)V_{PAC(dq)}^s(s), \quad (10)$$

em que  $Y_o(s) = H(s)G(s) + Y(s)$ .

Na regulação indireta das correntes de saída do VSI, a inserção da impedância virtual no sistema de controle permite modificar virtualmente a impedância interna do PAC, o que contribui para regulação do fluxo de potência e estabilidade do sistema. Na Figura 2 é apresentado o circuito equivalente do VSI conectado à rede elétrica. Baseado no teorema de Thévenin, é possível demonstrar o efeito da inserção da impedância virtual, representada pela inclusão de  $Z_v$  em série com a impedância nominal da rede elétrica  $Z_s$ . As fontes de tensão  $v_f$ ,  $v_{PAC}$  e  $e_s$  representam as tensões: do VSI, do PAC e da rede elétrica, respectivamente.  $Z_f$  é a impedância equivalente do filtro de conexão.

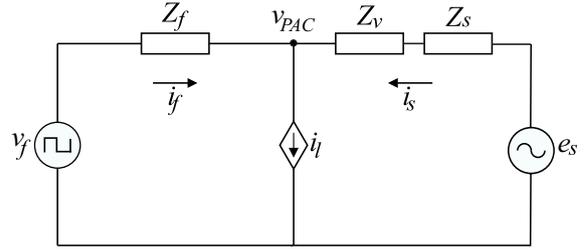


Figura 2: Circuito equivalente do VSI conectado à rede elétrica.

### 3.3 CAPACIDADE DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS

A estrutura de controle indireta regula a corrente da rede elétrica ( $i_s$ ) por meio da tensão do VSI ( $v_f$ ). Entretanto, a capacidade de atuação do sistema de controle é limitada pela potência nominal do conversor de potência. De acordo com a Figura 2, o comportamento em regime permanente do VSI conectado à rede elétrica pode ser descrito por:

$$I_f = I_l - I_s, \quad (11)$$

$$V_f = V_{PAC} + Z_f I_f, \quad (12)$$

$$E_s = V_{PAC} + (Z_v + Z_s)I_s, \quad (13)$$

em que a corrente de saída do VSI ( $i_f$ ) tem seu valor máximo limitado pela potência nominal do conversor  $S_{fmax}$ . Portanto, o valor máximo da corrente do sistema FV, em regime permanente, é limitada pelo seguinte critério de restrição:

$$|I_f| \leq |I_{fmax}| = \frac{S_{fmax}}{V_{f(nom)}}, \quad (14)$$

em que  $V_{f(nom)}$  é a tensão nominal do VSI e  $I_{fmax}$  é a corrente máxima fornecida pelo VSI.

Na estratégia de controle de corrente indireta, o VSI fornece a potência reativa demandada pela carga impondo uma corrente  $i_f$  adequada para que o fator de potência ( $FP$ ) da rede elétrica seja igual a 1. Se a potência reativa demandada pela carga não extrapolar a potência aparente máxima do conversor, é possível regular indiretamente a corrente  $i_s$  para garantir o

$FP = 1$ . Nesse caso, além do VSI fornecer a potência gerada pelos módulos em forma de potência ativa, ele também fornece a potência reativa demandada pela carga, fazendo com que não seja necessário que a rede elétrica forneça potência reativa para a carga. Quando a potência reativa demandada pela carga excede a potência aparente nominal do VSI, o sistema de controle necessita flexibilizar a compensação do fator de potência da corrente  $i_s$  para garantir o balanço de energia e a estabilidade do sistema FV. Logo, a utilização da impedância virtual no sistema de controle mantém o módulo de  $i_f$  abaixo do seu valor máximo, fornecendo parte da potência reativa da carga, ou seja, flexibilizando o fator de potência da rede elétrica ( $PF < 1$ ).

Nas Figura 3 são ilustrados os diagramas fasoriais dos cenários descritos anteriormente. Na Figura 3(a) é ilustrado o caso em que a potência nominal da carga é menor que a potência nominal do VSI. Na Figura 3(b) é ilustrado o caso em que o VSI está operando com potência nominal, ou seja,  $I_{f(max)}$  para garantir  $FP = 1$ . Na Figura 3(c) é ilustrado o caso em que a potência nominal da carga é superior à potência nominal do VSI e o sistema de controle proposto flexibiliza a compensação do  $FP$  para garantir a estabilidade do sistema. No último caso, a magnitude da corrente de saída  $I_f$  está dentro do círculo delimitado por  $|I_f| \leq |I_{f(max)}|$ , mas a corrente da rede elétrica  $I_s$  é defasada da tensão  $V_{PAC}$  pelo ângulo  $\phi$ .

De acordo com os casos apresentados na Figura 3 e a Equação 13, é possível ajustar o módulo e o ângulo de  $I_s$  com a técnica de impedância virtual. Logo, a impedância virtual simula o fornecimento de uma parte da energia reativa consumida pela carga, garantindo a estabilidade do conversor.

#### 4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O método proposto foi testado em simulação utilizando o sistema descrito na seção 2 com o *software* de simulação PSIM. Foram simulados os casos apresentados nas Figuras 3(a) e (c) para demonstrar o efeito da técnica de impedância virtual no sistema de controle.

Inicialmente, foi realizada a simulação com uma carga RL de  $5 \Omega$  e  $25 \text{ mH}$  conectada ao PAC. Logo, mesmo o sistema FV fornecendo uma potência de  $8 \text{ kW}$  e para uma tensão de  $127 \text{ V}$ , a carga tem uma potência reativa nominal que não extrapola a potência aparente nominal do VSI. Para este caso, toda a potência reativa demandada pela carga, aproximadamente  $4 \text{ kVar}$ , é fornecida pelo VSI, garantindo assim, um  $FP = 1$  na rede elétrica. Na Figura 4 são apresentados os gráficos das potências aparente ( $S_{VSI}$ ) e reativa ( $Q_{VSI}$ ) de saída do VSI e a potência reativa demandada pela carga ( $Q_{carga}$ ), para esta situação.

De acordo com a Figura 4, a potência  $S_{VSI}$  é de aproximadamente  $8 \text{ kVA}$ , ou seja, abaixo da potência nominal de  $10 \text{ kVA}$  do VSI e a potência  $Q_{carga}$  (aproximadamente  $4,3 \text{ kVar}$ ) é fornecida pelo VSI (aproximadamente  $4,7 \text{ kVar}$ ). O excedente de potência reativa fornecida ( $400 \text{ Var}$ ) pelo VSI é a potência re-

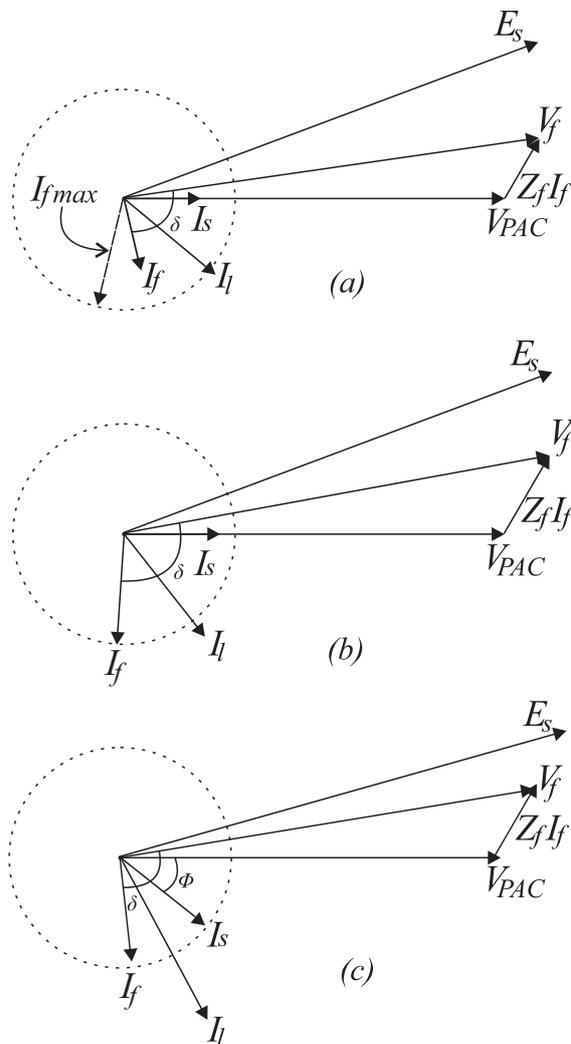


Figura 3: Diagrama fasorial do sistema FV com impedância virtual e alimentando uma carga linear sob os seguintes cenários de operação: (a) Potência nominal da carga menor que a potência nominal do VSI, (b) VSI operando com potência nominal e  $FP = 1$  e, (c) Potência reativa da carga superior à potência nominal do VSI e  $FP < 1$ .

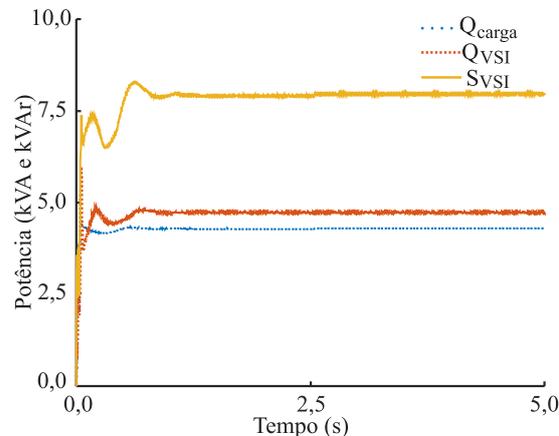


Figura 4: Potência aparente e reativa de saída do VSI e potência reativa demandada pela carga.

ativa demandada pelo filtro de conexão. Na Figura 5 são apresentados os gráficos da tensão do PAC, da corrente da rede elétrica e da corrente entregue pelo VSI da fase 1, em que foi aplicado um fator de expansão de 5 vezes nas correntes para facilitar sua visualização.

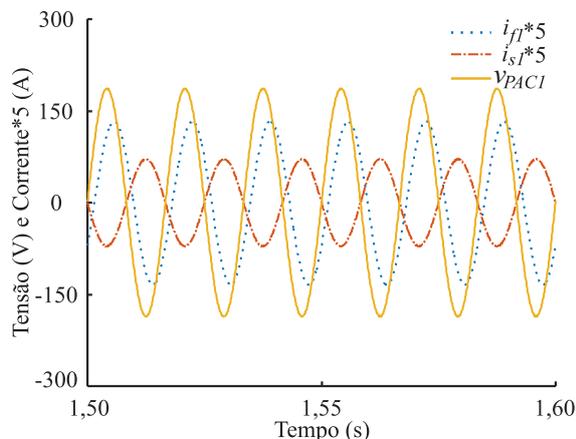


Figura 5: Tensão do PAC, corrente da rede elétrica e corrente entregue pelo VSI da fase 1.

Na Figura 5, a corrente  $i_{s1}$  e a tensão  $v_{PAC1}$  estão defasadas de  $180^\circ$ , comprovando que a rede elétrica não fornece potência reativa para a carga. Portanto, a corrente  $i_{f1}$  apresenta uma defasagem em relação à tensão  $v_{PAC1}$ , como demonstrado na Figura 5, apresentando um  $FP = 0,84$ .

Para testar o caso em que a potência reativa nominal da carga extrapola a potência aparente nominal do VSI, o sistema FV foi inicialmente testado operando com uma condição de carga igual à apresentada anteriormente e logo em seguida, aos 2 s de simulação, uma carga RL de  $5 \Omega$  e  $35 \text{ mH}$  é conectada ao PAC, em que essa carga demanda uma potência reativa de aproximadamente  $3,2 \text{ kVAr}$ , ou seja, caso o sistema FV esteja fornecendo  $8 \text{ kW}$  e também a potência reativa total demandada pelas cargas, o VSI irá operar acima da potência nominal. Aos 3 s de simulação é introduzida a técnica de impedância virtual no sistema de controle por meio do bloco  $G(s)$ . A impedância virtual escolhida possui um comportamento capacitivo, simulando o fornecimento de parte da potência reativa demandada pelas cargas, em que o valor da capacitância foi projetado para que a impedância virtual forneça uma potência reativa de  $3,2 \text{ kVAr}$ , de acordo com a seguinte expressão:

$$C_{virtual} = \frac{Q_{virtual}}{3v_{pac}^2\omega_s}, \quad (15)$$

em que  $C_{virtual}$  é o valor da capacitância da impedância virtual e  $Q_{virtual}$  é o valor da potência reativa fornecida pela impedância virtual. Logo, o valor da capacitância projetada foi de  $175 \mu\text{F}$ .

Na Figura 6 são apresentados os gráficos das potências reativas de saída do VSI ( $Q_{VSI}$ ), da carga ( $Q_{carga}$ ) e fornecida pela impedância virtual ( $Q_{virtual}$ ), para esta situação.

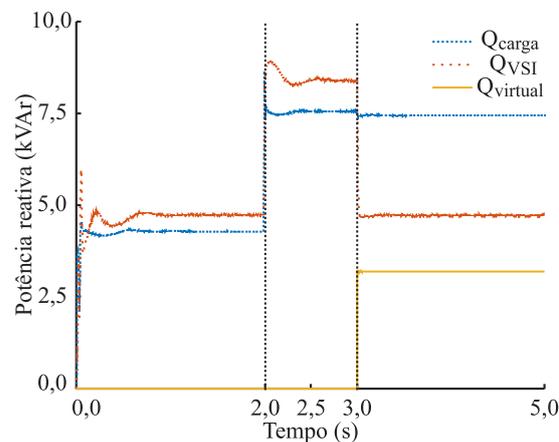


Figura 6: Potência reativa de saída do VSI, da carga e fornecida pela impedância virtual.

Como ilustrado na Figura 6, aos 2 s de simulação, a carga conectada ao PAC passa a demandar uma maior quantidade de potência reativa, que é fornecida pelo VSI. Entretanto, há restrições na potência aparente do VSI para compensação de potência reativa. Portanto, foi introduzida aos 3 s de simulação a técnica de impedância virtual, o que fez com que a potência  $Q_{VSI}$  retornasse a um valor próximo de  $4,7 \text{ kVAr}$ . Logo, a potência reativa demandada pela carga que foi conectada ao PAC aos 2 s de simulação é agora fornecida pela impedância virtual, em que  $Q_{virtual}$  tem um valor aproximadamente de  $3,3 \text{ kVAr}$ .

A introdução da impedância virtual no sistema de controle pode aumentar o limite de estabilidade do VSI conectado à rede elétrica, simulando o fornecimento de parte da potência reativa demandada pela carga. Na Figura 7 é apresentada a potência ( $S$ ) de saída do VSI.

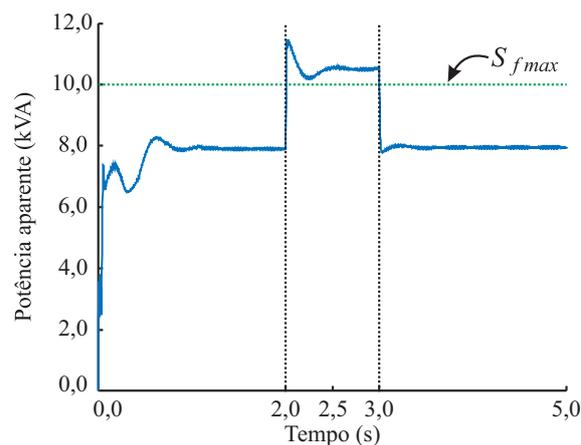


Figura 7: Potência aparente de saída do VSI antes e após introdução da impedância virtual.

Como apresentado na Figura 7, a conexão da carga ao PAC aos 2 s de simulação fez com que o VSI operasse acima da sua potência nominal. Com a introdução da impedância virtual aos 3 s de simulação o VSI passou a operar abaixo de sua potência nominal,

garantindo a sua operação adequada.

Na Figura 8 são apresentados os gráficos da tensão do PAC, da corrente da rede elétrica e da corrente entregue pelo VSI da fase 1 no transitório de carga, em que foi aplicado um fator de expansão de 5 vezes nas correntes para facilitar sua visualização.

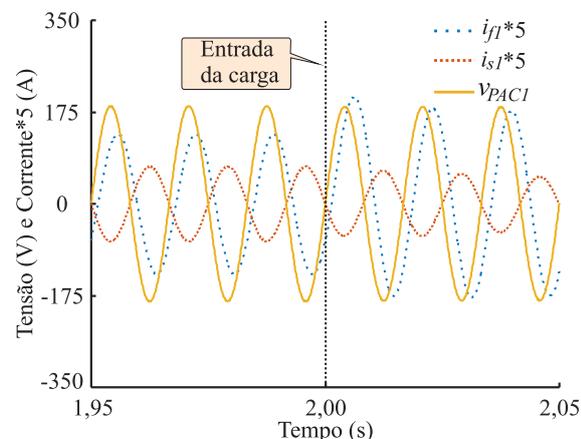


Figura 8: Tensão do PAC, corrente da rede elétrica e entregue pelo VSI da fase 1 no transitório de carga.

Antes da entrada da carga no PAC aos 2 s, a corrente  $i_{f1}$  apresentava uma defasagem de aproximadamente  $32,5^\circ$  em relação à tensão  $v_{PAC1}$ , correspondendo a um  $FP = 0,843$  e uma amplitude próxima de 27 A. Com a conexão da carga ao PAC aos 2 s, a corrente  $i_{f1}$  passou a possuir uma maior amplitude (aproximadamente 35 A) e apresentar uma defasagem em relação à tensão  $v_{PAC1}$  de aproximadamente  $50,3^\circ$ , correspondendo a um  $FP = 0,63$ , enquanto que a corrente  $i_{s1}$  mantém a defasagem de  $180^\circ$  em relação à tensão  $v_{PAC1}$ . Entretanto, como demonstrado na Figura 7, o aumento da amplitude e da defasagem da corrente  $i_{f1}$  fez com que o VSI operasse acima da potência nominal.

A compensação da potência reativa demandada pela carga pode ser feita com a implementação da impedância virtual, como apresentado na Figura 9, em que são apresentadas a tensão do PAC, corrente da rede elétrica e corrente entregue pelo VSI da fase 1 antes e após inserção da impedância virtual, no qual foi aplicado um fator de expansão de 5 vezes nas correntes para facilitar sua visualização.

Antes dos 3 s, o VSI operava na condição apresentada na Figura 8. Com a inserção da impedância virtual aos 3 s, a corrente  $i_{f1}$  voltou a possuir uma amplitude de aproximadamente 27 A e uma defasagem em relação a tensão  $v_{PAC1}$  de  $32,5^\circ$ , garantindo a operação correta do conversor. Entretanto, como apresentado no diagrama fasorial da Figura 3(c), a introdução da impedância virtual flexibiliza o  $FP$  da rede elétrica, deslocando a corrente  $i_s$  da tensão  $v_{PAC}$  de um ângulo  $\Phi$ , como demonstrado na Figura 9, em que  $\Phi$  corresponde a um ângulo de aproximadamente  $-132^\circ$ .

Para verificar como a inserção da impedância virtual não afeta a estabilidade do sistema, é apresentada na Figura 10 a tensão do barramento CC do VSI, em

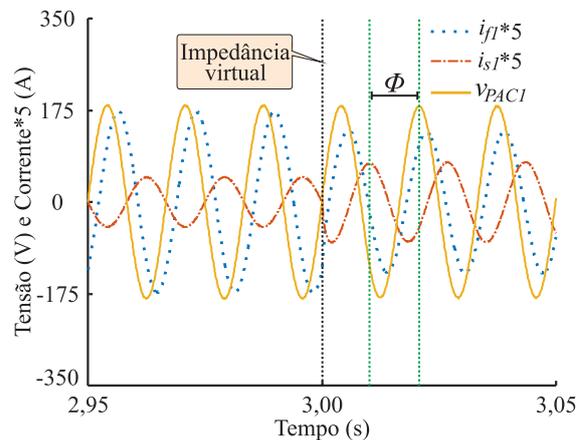


Figura 9: Tensão do PAC, corrente da rede elétrica e entregue pelo VSI da fase 1 antes e após introdução da impedância virtual.

que o barramento CC é controlado em uma referência de tensão de 450 V.

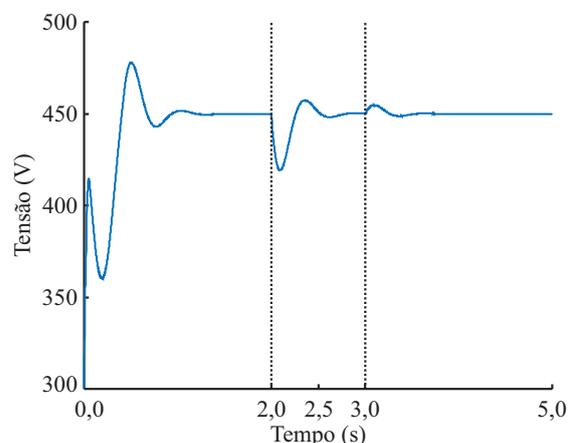


Figura 10: Tensão do barramento CC antes e após inserção da impedância virtual.

Como ilustrado na Figura 10, por se tratar de uma carga de alta potência, há um grande transitório na tensão do barramento CC aos 2 s e um transitório suave aos 3s, devido à introdução da impedância virtual.

## 5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Para obtenção dos resultados experimentais, não foi possível apresentar o caso em que o VSI opera acima de sua potência nominal em decorrência de restrições laboratoriais.

Para representar o caso no qual uma carga que demanda uma elevada potência reativa é conectada ao PAC é alterado o valor de  $i_{sq}^{e*}$  no decorrer do ensaio para forçar o VSI a entregar potência reativa. Na Figura 11 é apresentada a potência reativa entregue pelo VSI.

Inicialmente, não há carga conectada ao PAC, portanto, a potência reativa entregue ao PAC é aproximadamente nula. Aos 2,87 s é alterado o valor de

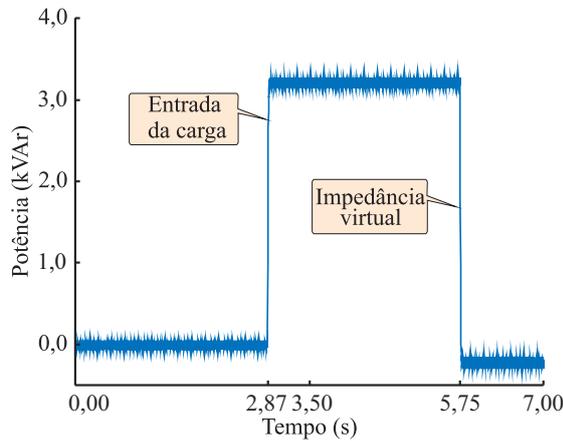


Figura 11: Potência reativa entregue pelo VSI.

$i_{sq}^{e*}$  e o VSI passa a fornecer uma potência reativa de aproximadamente 3,2 kVAr. Nesta condição, caso o sistema FV esteja fornecendo uma potência de 8 kW, o VSI passará a entregar uma potência próxima de 9 kVA, ou seja, próximo de sua potência nominal. Para garantir a estabilidade do VSI, aos 5,75 s é introduzida a técnica de impedância virtual e, assim, o VSI passa a consumir uma potência reativa de aproximadamente 0,2 kVAr.

Como apresentado no diagrama fasorial da Figura 3(b), quando é necessário fornecer uma alta potência reativa (crescimento da corrente  $i_i$ ) a corrente  $i_f$  aumenta a amplitude bem como sua defasagem em relação à tensão  $v_{PAC}$ , como demonstrado na Figura 12, em que são apresentados os gráficos da tensão do PAC ( $v_{PAC}$ ) e da corrente ( $i_f$ ) fornecida pelo VSI da fase 1, em que foi aplicado um fator de expansão de 5 vezes na corrente para facilitar a visualização.

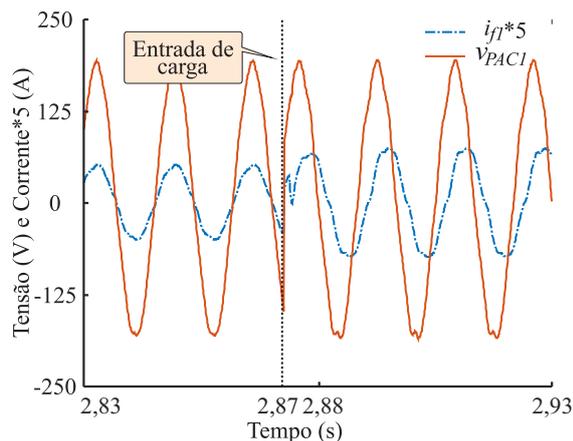


Figura 12: Tensão do PAC e corrente fornecida pelo VSI da fase 1.

Antes dos 2,87 s, quando não há fornecimento de potência reativa pelo VSI, a corrente  $i_{f1}$  possui uma amplitude de aproximadamente 10 A e a mesma está em fase com a tensão  $v_{PAC1}$ . Com a entrada da carga alterando-se a corrente  $i_{sq}^{e*}$  aos 2,87 s, a corrente  $i_{f1}$  passou a possuir uma amplitude próxima de 15 A e

uma defasagem em relação à tensão  $v_{PAC1}$  de aproximadamente  $48^\circ$ , equivalente a um  $FP = 0,67$ .

Como apresentado na Figura 11, com a introdução da impedância virtual, o VSI passou a entregar menos potência reativa, como pode ser visto na Figura 13, em que são apresentados os gráficos da corrente entregue pelo VSI ( $i_f$ ) e da tensão do PAC ( $v_{PAC}$ ) da fase 1 antes e após a introdução da impedância virtual, no qual foi aplicado um fator de expansão de 5 vezes na corrente para facilitar sua visualização.

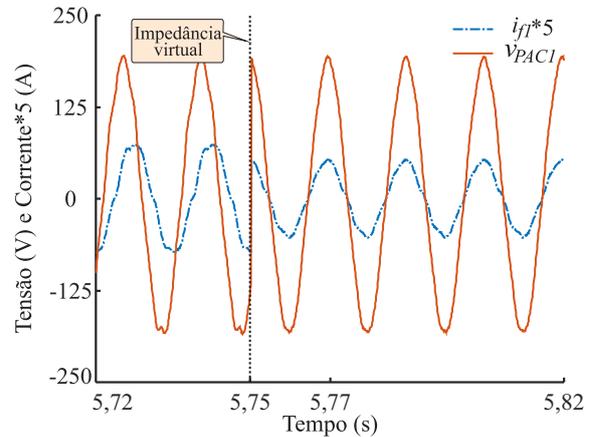


Figura 13: Corrente entregue pelo VSI e tensão do PAC da fase 1 antes e após a inserção da impedância virtual.

Conforme a Figura 13, antes dos 5,75 s, o VSI fornecia toda a potência reativa imposta pelo  $i_{sq}^{e*}$ . Após 5,75 s, foi possível alterar a amplitude e a fase da corrente  $i_{f1}$  com a impedância virtual. A corrente  $i_{f1}$  voltou a possuir uma amplitude de aproximadamente 10 A e uma defasagem em relação à tensão  $v_{PAC1}$  próxima de  $4^\circ$ , equivalente a um  $FP = 0,99$ . Dessa forma, foi possível controlar o fluxo de potência para garantir o correto funcionamento do VSI utilizando a técnica de impedância virtual.

## 6 CONCLUSÕES

No artigo proposto foi apresentada uma implementação da técnica de impedância virtual em um sistema FV trifásico conectado à rede elétrica. Com tal implementação foi possível realizar o controle de fluxo de potência para garantir o correto funcionamento do conversor. O sistema de controle do sistema FV emprega o controle de corrente indireto, em que as correntes de saída do sistema são controladas indiretamente, regulando-se as correntes da rede elétrica. Análises teóricas foram feitas demonstrando o limite de potência do VSI para garantir sua estabilidade. A partir dessas análises, foi demonstrado que o método proposto permite aumentar o limite de estabilidade do conversor flexibilizando o fluxo de potência da rede elétrica. O método proposto foi validado por meio de resultados de simulação e experimentais demonstrando que a técnica de impedância virtual permite contribuir para a regulação do fluxo de potência,

sem haver a necessidade de modificações na malha de controle principal do sistema FV.

### Referências

- Brabandere, K. D., Bolsens, B., Keybus, J. V. D., Woyte, A., Driesen, J. and Belmans, R. (2007). A voltage and frequency droop control method for parallel inverters, *IEEE Trans. Power Electron.* **22**(4): 1107–1115.
- Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Galvan, E., Guisado, R. C. P., Prats, M. A. M., Leon, J. I., and Moreno-Alfonso, N. (2006). Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey, *IEEE Trans. Power Electron.* **53**(4): 1002–1016.
- Cespedes, M. and Sun, J. (2014). Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters, *IEEE Trans. Power Electron.* **29**(2): 1254–1261.
- Esrām, T. and Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **22**(2): 439–449.
- Golsorkhi, M. S., Savaghebi, M., Lu, D. D. C., Guerrero, J. M. and Vasquez, J. C. (2017). A gps-based control framework for accurate current sharing and power quality improvement in microgrids, *IEEE Transactions on Power Electronics* **32**(7): 5675–5687.
- He, J. and Li, Y. W. (2011). Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation, *IEEE Transactions on Industry Applications* **47**(6): 2525–2538.
- Jacobina, C. B., Carvalho, R. O., Correa, M. B. R., Lima, A. M. N. and Silva, E. R. C. (2000). Digital current control of unbalanced three-phase power electronic systems, *2000 IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37018)* **2**: 767–772.
- Li, Y. W. and Kao, C. (2009a). An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operation in a low voltage multibus microgrid, *IEEE Trans. Power Electron.* **24**(12): 2977–2988.
- Li, Y. W. and Kao, C. N. (2009b). An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics* **24**(12): 2977–2988.
- Messo, T., Jokipii, J., Puukko, J. and Suntio, T. (2014). Determining the value of dc-link capacitance to ensure stable operation of a three-phase photovoltaic inverter, *IEEE Trans. Power Electron.* **29**(2): 665–673.
- Nascimento, P. S. B., Souza, H. E. P., Neves, F. A. S. and Limongi, L. R. (2013). Fpga implementation of the generalized delayed signal cancellation x2014;phase locked loop method for detecting harmonic sequence components in three-phase signals, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(2): 645–658.
- Ribeiro, R. L. A., Rocha, T. O. A., Sousa, R. M., Santos, E. C. and Lima, A. M. N. (2015). A robust dc-link voltage control strategy to enhance the performance of shunt active power filters without harmonic detection schemes, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **62**(2): 803–813.
- Rocha, T. O. A. (2015). Contribuições para estratégia de controle aplicada à geração fotovoltaica interconectada à rede elétrica, *Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal* pp. 1–162.
- Suul, J. A., Molinas, M. and Rodríguez, P. (2012). Exploring the range of impedance conditioning by virtual inductance for grid connected voltage source converters, *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*.
- Wang, X., Blaabjerg, F. and Wu, W. (2014). Modeling and analysis of harmonic stability in an ac power-electronics-based power system, *IEEE Trans. Power Electron.* **29**(12): 6421–6432.
- Wang, X., Li, Y. W., Blaabjerg, F. and Loh, P. C. (2015). Virtual-impedance-based control for voltage-source and current-source converters, *IEEE Transactions on Power Electronics* **30**(12): 7019–7037.
- Wu, X., Shen, C. and Iravani, R. (2017a). Feasible range and optimal value of the virtual impedance for droop-based control of microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(3): 1242–1251.
- Wu, X., Shen, C. and Iravani, R. (2017b). Feasible range and optimal value of the virtual impedance for droop-based control of microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(3): 1242–1251.